



**CDEC SING**

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

## INFORME TRIMESTRAL CDEC-SING OCTUBRE-DICIEMBRE 2015

Autor  
Fecha Creación  
Correlativo

CDEC-SING  
29-01-2016  
CDEC-SING C009/2016

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>2. MODIFICACIONES NORMATIVAS</b>	<b>4</b>
2.1 CUERPO LEGAL	4
2.2 REGLAMENTACIÓN	4
2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	4
2.4 REGLAMENTO INTERNO	4
2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS	4
2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	4
2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	5
2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL	6
2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP	6
2.6.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE	6
2.6.2 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE	6
2.6.3 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS D/DP/DPD/DAP	6
<b>3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES</b>	<b>9</b>
3.1 COSTOS MARGINALES	9
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES	10
3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL	13
3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	14
3.5 RESUMEN DE VENTAS	15
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	17
<b>4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES</b>	<b>18</b>
<b>5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO</b>	<b>21</b>
5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	21
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	22
5.3 CONTROL DE TENSIÓN	23
5.4 CONTROL DE FRECUENCIA	24
5.5 DESEMPEÑO EDAC	25
5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	26
5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	27
5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES	28
<b>6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES</b>	<b>30</b>
<b>7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN</b>	<b>41</b>
<b>8. ANEXOS</b>	<b>43</b>
8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	43
8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	46

## 1. INTRODUCCIÓN

---

De acuerdo con lo estipulado en el Artículo 32 del DS N° 291 de 2007 modificado mediante el DS N° 115 de 2012, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) debe informar a los Integrantes, trimestralmente, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses;
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses;
- c) Modificaciones normativas recientes; y
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los Integrantes el Informe Trimestral del Directorio del CDEC-SING correspondiente al período entre el 1 de octubre al 31 de diciembre de 2015, el cual incluye las materias definidas en los literales antes descritos, entre otras materias relacionadas con el comportamiento de las principales variables de operación del SING.

## 2. MODIFICACIONES NORMATIVAS

---

El presente capítulo contiene el estado de la normativa vigente, incluyendo aquellas modificaciones relevantes producidas durante el período comprendido entre octubre y diciembre de 2015. Asimismo, se presentan los avances realizados durante el mismo período de los estudios tarifarios en ejecución. Por otra parte, se indica el estado de elaboración de Procedimientos DO, DP, DPD y DAP, asociados a requerimientos de la Norma Técnica, al Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC, al Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) y demás sectoriales.

### 2.1 CUERPO LEGAL

Durante el período comprendido entre octubre y diciembre de 2015 no se registraron modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Considerando lo anterior, la última modificación realizada corresponde a la Ley N° 20.805 que modifica la LGSE y perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación es de precios, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de enero de 2015.

### 2.2 REGLAMENTACIÓN

En el período objeto del presente informe se dictaron las siguientes modificaciones reglamentarias:

- D.S. N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de operación y administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 23 de octubre de 2015.

### 2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Mediante Res. Exenta N°679, del 21 de diciembre de 2015 se modificó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En específico, esta modificación considera la modificación del numeral 38 del Artículo 1.7 de definiciones, en relación con las empresas generadoras y otros aspectos vinculados a la referencia del perfil de tensiones y gestión de potencia reactiva. Además incluyó la incorporación de cuatro nuevos Anexos Técnicos:

- Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
- Determinación de Parámetros para los Proceso de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
- Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.

### 2.4 REGLAMENTO INTERNO

En el segundo trimestre del 2015, el Directorio inició un proceso de modificaciones al Reglamento Interno, remitiendo a los Integrantes una propuesta para observaciones el 10 de junio de 2015.

Con fecha 04 de agosto, el Directorio aprobó someter a los Integrantes una segunda propuesta de modificación al Reglamento Interno para formular observaciones. Durante el cuarto trimestre no se emitió una propuesta definitiva de modificación.

### 2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

#### 2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Con fecha 23 de noviembre de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta N° 615 que aprueba el informe “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2015-2016”.

El 24 de noviembre de 2015, la CNE publicó la Resolución Exenta N° 616, que aprueba el Informe Definitivo para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para los años 2016-2019. El siguiente paso corresponde a la publicación en el diario oficial del decreto supremo que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes, y las fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019.

Por otra parte, la empresa Minera Centinela presentó a la CNE un recurso extraordinario de revisión en contra de la Resolución Exenta CNE N° 615, y además solicitó la suspensión de su ejecución hasta que se resuelva el recurso de revisión interpuesto. Mediante la publicación de la Resolución Exenta N° 649 del 10 diciembre de 2015, la CNE aceptó la suspensión de la ejecución de la Resolución Exenta CNE N° 615 hasta que se resuelva el recurso extraordinario de revisión presentado por Minera Centinela.

**Licitación de la obra troncal de interconexión, Decreto Exento N° 158/2015:** Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y /E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. Durante el mes de octubre se realizó junto con los Participantes de la Licitación la visita técnica a las subestaciones Kapatur y Changos, y se efectuó la segunda serie de consultas contemplado en las Bases de la Licitación. El 2 de diciembre de 2015, mediante carta CNE N° 830, se dio respuesta a las consultas formuladas por ambos CDEC en el marco de la segunda serie de consultas mediante las cartas DP N° 946 del CDEC SIC y CDEC-SING N° 1640, ambas de fecha 23 de noviembre. Adicionalmente, en la misma fecha del 2 de diciembre fue publicada la Resolución Exenta N° 629/2015, la cual contiene modificaciones a las Bases, y donde fueron acogidas algunas de las observaciones y consultas efectuadas por los Participantes y aquellas planteadas por el Comité DP.

**Construcción de la Obra Troncal Nueva línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito, Decreto Exento N° 82/2012:** De acuerdo al Informe mensual de avance de Auditoría Técnica presentado en diciembre, la ejecución del proyecto presenta alrededor de un 31 % de avance global. Con fecha 30 de noviembre, fue recibida una solicitud de prórroga por parte del Adjudicatario para el cumplimiento del Hito N°2 (con fecha original para el 31 de diciembre de 2015), referido a la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental y Presentación de la Solicitud de Concesión Definitiva, para el 23 de marzo de 2016. De acuerdo a lo señalado en dichos documentos, la solicitud se basa en la suspensión del proceso de evaluación por 90 días hábiles efectuada por el SEA mediante Resolución Exenta N° 1334, con lo cual la obtención de la RCA podría postergarse hasta el 23 de marzo de 2016. La solicitud anterior fue respondida al Adjudicatario InterChile, mediante carta CDEC-SING N° 1832/2015 de fecha 28 de diciembre, informando la no aprobación de la solicitud de prórroga, dado que se prevé que el plazo solicitado afectará el cumplimiento del plazo de puesta en servicio en abril de 2017.

Asimismo, con fecha 15 de diciembre de 2015, fue recibida una solicitud de prórroga por parte del Adjudicatario para el cumplimiento del Hito N° 4 de pruebas en fábrica, cuya fecha es el 16 de enero de 2016. La fecha de prórroga solicitada, hasta el 30 de mayo de 2016, no compromete los plazos del hito de puesta en operación, por lo que será respondida favorablemente en enero.

**Licitación de la Obra Troncal Nueva Subestación Crucero Encuentro, Decreto Exento N° 201/2014:** Con fecha 7 de diciembre de 2015 fue publicado el Decreto N° 19T de adjudicación de la obra a SAESA. Posteriormente, en enero de 2016 se recibirán los documentos correspondientes a la constitución de la Sociedad Anónima, con giro exclusivo de transmisión (SAGET), para revisión por CDEC-SING.

### 2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El 27 de noviembre, mediante carta CDEC-SING N° 1667, se informó la publicación en su versión final (sin observaciones por parte de los coordinados dentro del plazo considerado) de los cálculos de pagos por reliquidación incluyendo intereses, por los conceptos de pago de pérdidas de subtransmisión, asignación de ingresos tarifarios, y otros, dada la

aplicación del Decreto Supremo N°14 de 2012 (DS14) entre 2011 y 2014. Posteriormente, y con fecha 23 de diciembre se recibieron observaciones de Emel, las cuales se encuentran en revisión por CDEC-SING.

### 2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

No existen nuevos avances que informar durante el período comprendido entre los meses de octubre y diciembre de 2015.

## 2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP

Mediante Resolución Exenta N° 544 del 16 de octubre de 2015, la Comisión Nacional de Energía (CNE) informó favorablemente el Procedimiento DAP "Financiamiento del CDEC-SING". Además, la CNE informó favorablemente a través de la Resolución Exenta N° 669 del 18 de diciembre de 2015, el Procedimiento DP "Cálculo de costos marginales para transferencias de energía".

### 2.6.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE

Durante el período no se han informado desfavorablemente Procedimientos del CDEC-SING.

### 2.6.2 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE

A la fecha, dos Procedimientos se mantienen en trámite, los cuales se detallan a continuación:

- Procedimiento DP "Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras": Publicado en su primera versión para observaciones de los Coordinados el día 01 de diciembre de 2014. Habiendo transcurrido el plazo de observaciones, a la fecha CDEC-SING se encuentra analizando las observaciones y preparando una versión con ajustes.
- Procedimiento DO "Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING": Publicado el 14 de septiembre de 2015 para observaciones, y con plazo hasta el día 14 de octubre para realizar las mismas. A la fecha CDEC-SING se encuentra analizando las observaciones recibidas.

### 2.6.3 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS D/DP/DPD/DAP

El siguiente cuadro presenta el estado de elaboración y tramitación de todos los Procedimientos emitidos por la DO, DP, DPD y DAP, asociados a las obligaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, al DS N° 291 y los solicitados por la autoridad, al 31 de diciembre de 2015.

**Tabla 1: Estado Procedimientos al finalizar el trimestre.**

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
1	DO	NT	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
2	DO	NT	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SISTR del CDC.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
3	DO	NT	Desarrollo de Auditorías Técnicas.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
4	DO	NT	Desempeño del Control de Frecuencia.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
5	DO	NT	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
6	DO	NT	Determinación del Margen de Seguridad para la Operación.	Con Informe Favorable de la CNE (27/02/2012).
7	DO	NT	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
8	DO	NT	Informes de Falla de Coordinados.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
9	DO	NT	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
10	DO	NT	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SING.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
11	DO	NT	Sistema de Monitoreo.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
12	DO	NT	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
13	DO	DS 291	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.	Con Informe Favorable de la CNE (03/09/2014).
14	DO	DS 291	Coordinación de Trabajos en el SING.	Con Informe Favorable de la CNE (11/09/2012).
15	DO	DS 291	Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING.	Con informe desfavorable de la CNE (09/04/2015). V.2 publicada para observaciones de Coordinados (14/09/2015), plazo vencido el 14/10/2015.
16	DO	DS 291	Desconexión Manual de Carga.	Con Informe Favorable de la CNE (30/10/2008).
17	DO	DS 291	Determinación de los Costos Variables de operación de las unidades generadoras.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
18	DO	DS 291	Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE (13/10/2011).
19	DO	DS 291	Información de Consumos Específicos.	Con Informe Favorable de la CNE (08/08/2014).
20	DO	DS 291	Información de Costos Variables No Combustibles.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
21	DO	DS 291	Información de Mínimo Técnico.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
22	DO	DS 291	Información de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
23	DO	DS 291	Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
24	DO	DS 291	Mantenimiento Mayor de unidades de generación y transmisión.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
25	DO	DS 291	Programación de la Operación de Corto Plazo.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
26	DO	DS 291	Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
27	DO	DS 291	Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
28	DO	DS 97	Medidas Específicas ante Planes de Seguridad de Abastecimiento.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
29	DO	DS 130	Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
33	DP	NT	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
34	DP	NT	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
35	DP	DS 291	Cálculo de costos marginales para transferencias de energía.	Con Informe Favorable de la CNE (18/12/2015).
36	DP	DS 291	Cálculo y determinación del Balance de Potencia Firme.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
37	DP	DS 291	Información para Estudios de Planificación, Expansión y Desarrollo del SING.	Con informe desfavorable de la CNE (03/09/2014).
38	DP	DS 291	Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses.	Con Informe Favorable de la CNE (13/09/2010).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
39	DP	DS 291	Sistemas de Medida de Energía.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
40	DP	DS 62	Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.	Publicado para observaciones de los Coordinados del CDEC-SING versión preliminar V.2 (01/12/2014).
41	DP	DS 291	Tratamiento Dispositivos Tipo BESS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
42	DP	DS 291	Valorización de Transferencias Económicas.	Con informe favorable de la CNE V3 (09/04/2014).
43	DP	DS 97	Reliquidaciones por Implementación de un Plan de Seguridad de Abastecimiento.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
44	DP	Solicitado CNE	Contabilidad de Recaudación Cargo Único Troncal.	Con Informe Favorable de la CNE (13/04/2011).
45	DP	DS 130	Remuneración de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
46	DAP	DS 291	Financiamiento del CDEC-SING.	Con Informe Favorable de la CNE (16/10/2015).
47	DAP	DS 291	Confeción del Presupuesto del CDEC-SING.	Con informe Favorable de la CNE V.3 (07/09/2015).

### 3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

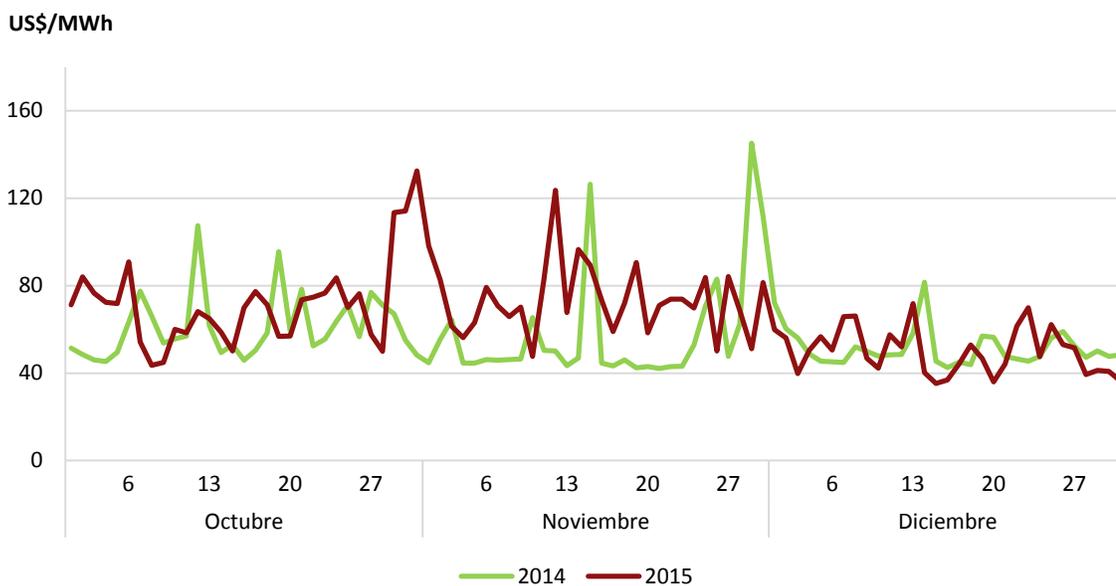
#### 3.1 COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del cuarto trimestre del año 2015 en la barra Crucero 220 kV fue de 65,2 US\$/MWh, lo que es un 14,6% mayor al promedio en el mismo período del año 2014 (56,9 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 132,5 US\$/MWh, ocurrido el día sábado 31 de octubre, lo que es un 8,7% menor al costo marginal promedio diario máximo del mismo período de 2014. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día martes 15 de diciembre con 35,2 US\$/MWh, valor un 16,3% menor al que se obtuvo en el mismo período del año 2014. La desviación estándar de los promedios diarios del período resultó en 19,2 US\$/MWh, superior en un 6,8% a la que se obtuvo en el mismo período del año 2014, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 29,4% en los costos marginales diarios durante el período.

**Tabla 2: Estadística Costo Marginal cuarto trimestre 2015 [US\$/MWh].**

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2015	2014	Comparación 2015/2014
Promedio	65,2	56,9	14,6%
Máximo	132,5	145,2	-8,7%
Mínimo	35,2	42,1	-16,3%
Desviación Estándar	19,2	17,9	6,8%
Variación	29,4%	31,6%	-6,8%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio diarios del cuarto trimestre de 2015, comparado con los valores en el mismo período del año 2014.



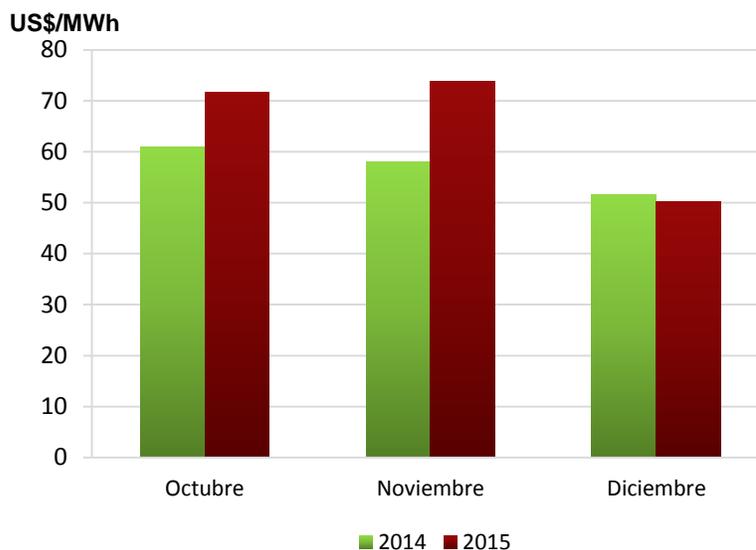
**Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.**

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del cuarto trimestre del año, comparados con los valores en el mismo período del año 2014.

**Tabla 3: Costos marginales promedio mensuales [US\$/MWh].**

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	2015	2014	Comparación 2015/2014
Oct	71,8	61,0	17,6%
Nov	73,9	58,1	27,2%
Dic	50,2	51,5	-2,7%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del cuarto trimestre de 2015, comparado con los valores en el mismo período del año 2014.

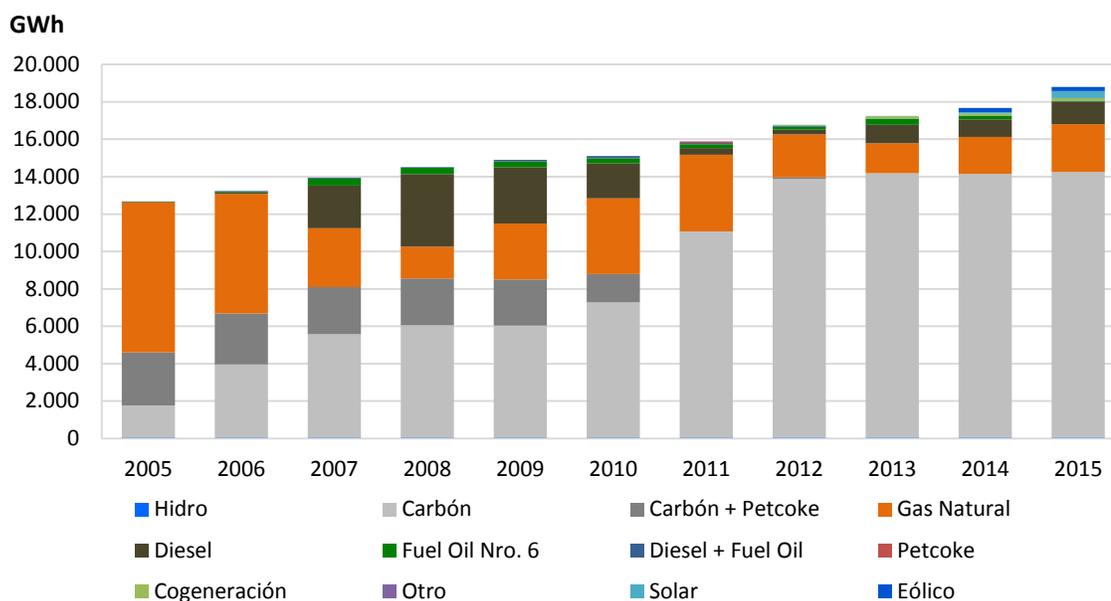


**Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].**

### 3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el cuarto trimestre del año 2015, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.904,9 GWh, lo que es 4,2% superior a la generación bruta del trimestre anterior (4.705,9 GWh), y a su vez representa un incremento del 6,5% con respecto al cuarto trimestre del año 2014 (4.607,6 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2005 hasta el año 2015. Durante este último año 2015 se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón.



**Figura 3: Generación bruta por combustible período 2005-2015 [GWh].**

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2005 hasta el 2015.

**Tabla 4: Participación anual de combustibles en generación bruta anual.**

Tipo Combustible	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%	79,6%	75,4%
Gas Natural	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,1%	13,5%
Diesel + Fuel Oil	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	6,4%	6,7%
Solar+Eólico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	3,2%
Hidro	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,7%	0,7%
<b>GWh Anual</b>	<b>12.657</b>	<b>13.236</b>	<b>13.946</b>	<b>14.502</b>	<b>14.907</b>	<b>15.100</b>	<b>15.889</b>	<b>16.756</b>	<b>17.237</b>	<b>17.674</b>	<b>18.805</b>

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 76,2% corresponde a generación con carbón, 15,2% con gas natural, 3,6% con combustibles derivados del petróleo, 3,8% con fuentes solares y eólicas, 0,5% con energía hidroeléctrica y 0,7% con fuentes de cogeneración.

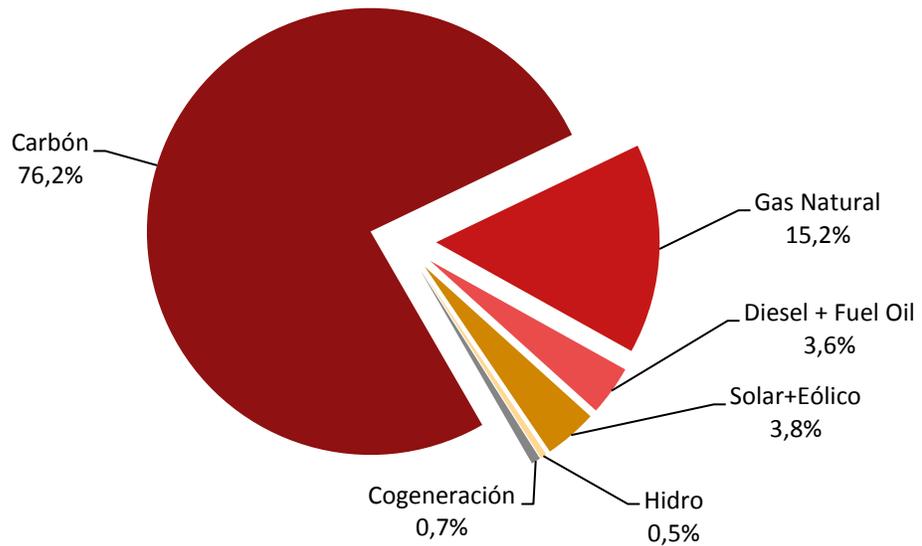


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

En la figura siguiente, se muestra la generación bruta diaria del cuarto trimestre del año por tipo de combustible.

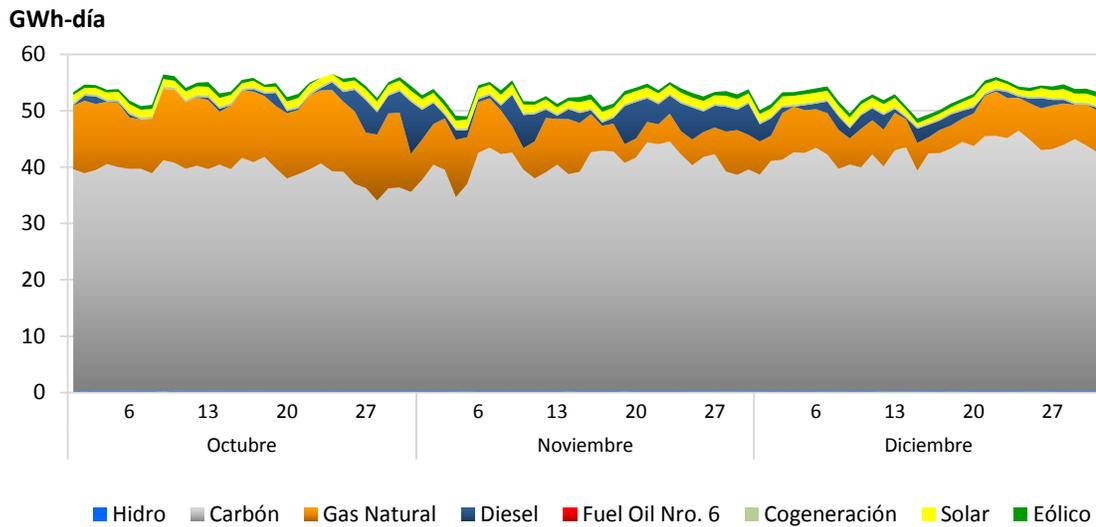


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue octubre con 1.684 GWh, que corresponde al 34,3% de la generación bruta del trimestre.

**Tabla 5: Generación bruta mensual por tipo de combustible [GWh].**

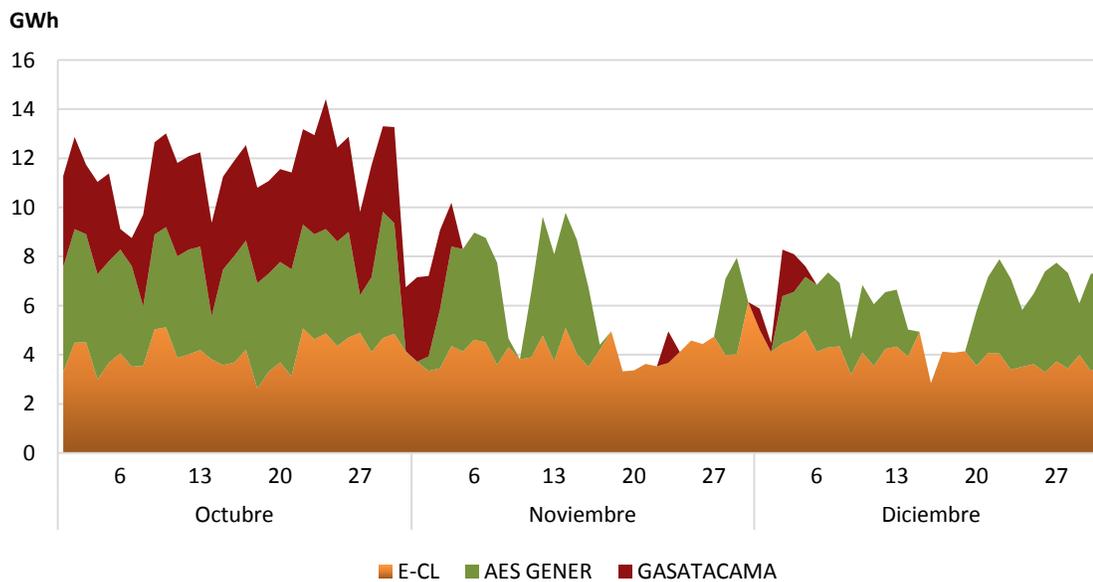
Generación Bruta Mensual por Tipo de Combustible (GWh)				
Tipo Combustible	Oct	Nov	Dic	Total
Carbón	1.205,21	1.215,22	1.317,60	<b>3.738,03</b>
Carbón + Petcoke	0,00	0,00	0,00	<b>0</b>
Cogeneración	11,44	10,69	10,72	<b>32,85</b>
Diesel	41,15	94,25	40,48	<b>175,89</b>
Diesel + Fuel Oil	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Eólico	18,12	20,94	21,15	<b>60,22</b>
Fuel Oil Nro. 6	0,21	0,41	0,36	<b>0,98</b>
Gas Natural	358,46	192,72	194,96	<b>746,15</b>
Hidro	7,86	7,28	7,47	<b>22,61</b>
Otro	0,00	0,00	0,00	<b>0</b>
Petcoke	0,00	0,00	0,00	<b>0</b>
Solar	41,48	44,45	42,25	<b>128,18</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.683,94</b>	<b>1.585,96</b>	<b>1.634,99</b>	<b>4.904,89</b>

### 3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 15,1% durante el cuarto trimestre de 2015, variando entre un mínimo de 11,9% durante el mes de diciembre y un máximo de 21,3% durante el mes de octubre.

**Tabla 6: Generación gas natural.**

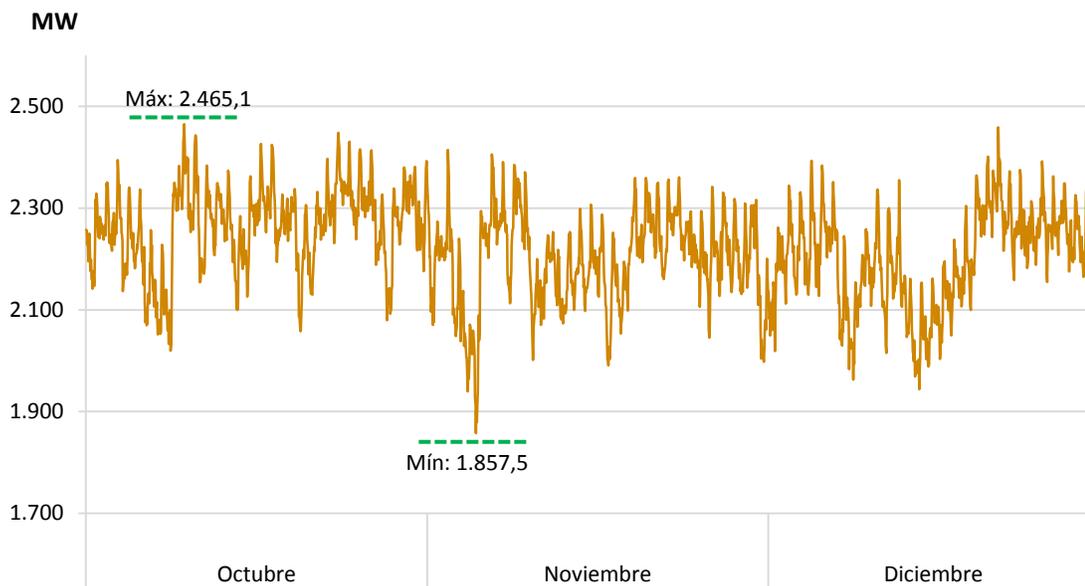
Generador	GWh	Participación
AES GENER	242,6	33%
GAS ATACAMA	130	17%
E-CL	373,5	50%
<b>Total</b>	<b>746,1</b>	<b>100%</b>



**Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.**

### 3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2015. La máxima generación fue de 2.465,1 MW durante la hora 23 del día viernes 9 de octubre, y la mínima fue de 1.857,5 MW durante la hora 11 del día jueves 5 de noviembre.



**Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria cuarto trimestre.**

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el cuarto trimestre, donde se observó un promedio de 2.221,8 MW en el período, con una desviación estándar de 94,5 MW.

**Tabla 7: Resumen potencia media horaria cuarto trimestre 2015.**

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.221,8
Desviación Estándar	94,5
Mínima	1.857,5
Máxima	2.465,1
Factor de Carga	90,1%
Coficiente Variación	4,3%

Por otra parte, la siguiente figura presenta la evolución de la energía bruta diaria del período.

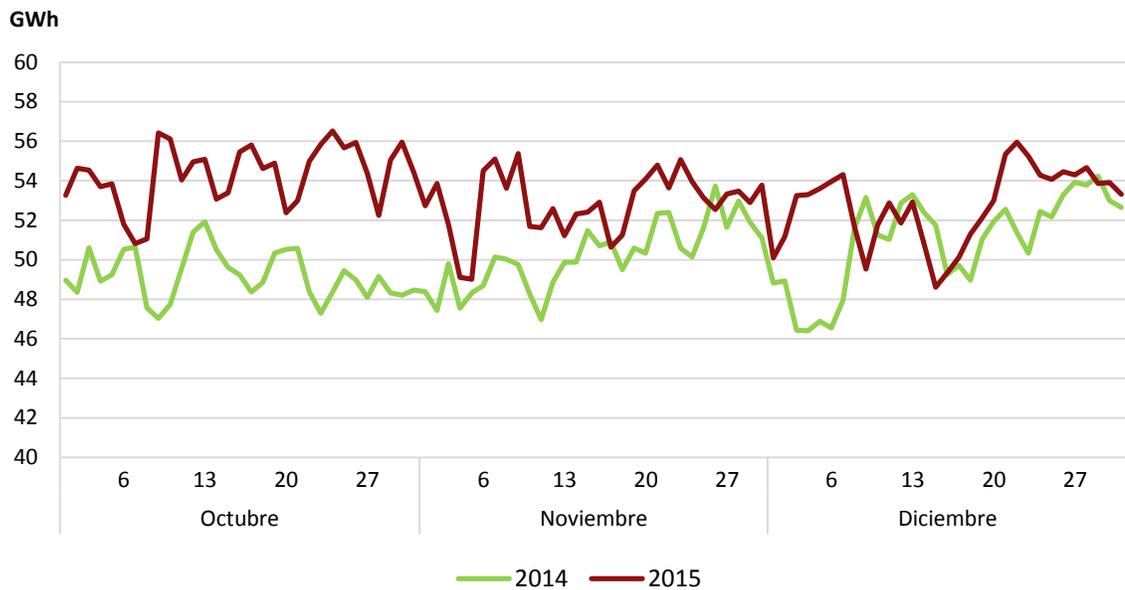


Figura 8: Energía bruta diaria cuarto trimestre 2015.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el período de análisis es de 53,31 GWh, lo que es un 6,4% mayor al promedio del mismo período del año 2014. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el período es de 1,82 GWh, lo que indica una variación de 3,4 % con respecto a la media.

Tabla 8: Resumen energía bruta diaria cuarto trimestre 2015 [GWh].

Energía Bruta Diaria	2015	2014
Promedio	53,31	50,12
Desviación Estándar	1,82	1,94
Coficiente Variación	3,4%	3,9%
Máximo	56,53	54,24
Mínimo	48,62	46,40

### 3.5 RESUMEN DE VENTAS

En el siguiente cuadro se presenta un resumen con las ventas mensuales a clientes libres y regulados de las empresas generadoras del SING. Las ventas totales del período octubre – diciembre de 2015 fueron de 4.400,8 GWh, de los cuales el 89,2% corresponde a ventas a clientes libres y el 10,8% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

Tabla 9: Ventas por empresa cuarto trimestre 2015 [GWh].

Empresa	Tipo Cliente	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	-	-	-	-
	Libre	328,9	319,5	328,3	976,7
ANDINA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	68,2	66,2	67,2	201,6
ANGAMOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	241,7	199,6	204,4	645,8

Empresa	Tipo Cliente	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Trimestre
CAVANCHA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
CELTA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	84,3	78,4	87,3	<b>250,0</b>
E-CL	Regulado	160,4	155,5	161,3	<b>477,3</b>
	Libre	455,8	432,1	434,2	<b>1.322,1</b>
ENERNUEVAS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
ENORCHILE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	43,5	49,9	55,6	<b>149,1</b>
EQUIPOS DE GENERACION	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GASATACAMA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	19,5	8,7	9,6	<b>37,8</b>
GENERACIÓN SOLAR	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
HORNITOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	107,0	104,0	104,8	<b>315,8</b>
LOS PUQUIOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
NORACID	Regulado	-	-	-	-
	Libre	0,9	1,3	0,7	<b>2,9</b>
ON GROUP	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,5	1,4	1,5	<b>4,4</b>
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PMGD PICA PILOT	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS1	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS2	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,7	1,1	1,0	<b>3,8</b>
PAS3	Regulado	-	-	-	-
	Libre	4,2	4,7	4,7	<b>13,6</b>
SPS LA HUAYCA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TECNET	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>Regulado</b>	<b>160,4</b>	<b>155,5</b>	<b>161,3</b>	<b>477,3</b>
	<b>Libre</b>	<b>1.357,2</b>	<b>1.267,0</b>	<b>1.299,3</b>	<b>3.923,5</b>

A continuación se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el cuarto trimestre de 2015.

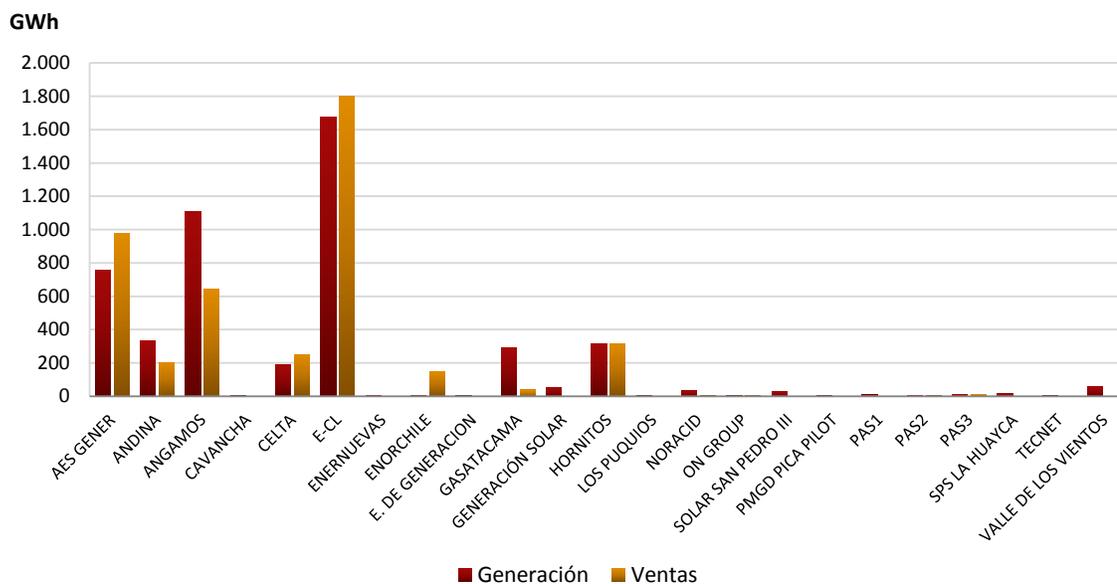


Figura 9: Generación y ventas por empresa cuarto trimestre 2015.

### 3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el cuarto trimestre del año 2015.

Tabla 10: Mantenimiento mayor cuarto trimestre 2015.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
CHAP2	14-dic	16-dic	3
GMAR2	28-oct	16-nov	19
GMAR4	01-oct	16-oct	16
NTO1	26-oct	01-nov	5
TG1B	01-oct	23-oct	23
U14	01-oct	08-nov	37

#### 4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

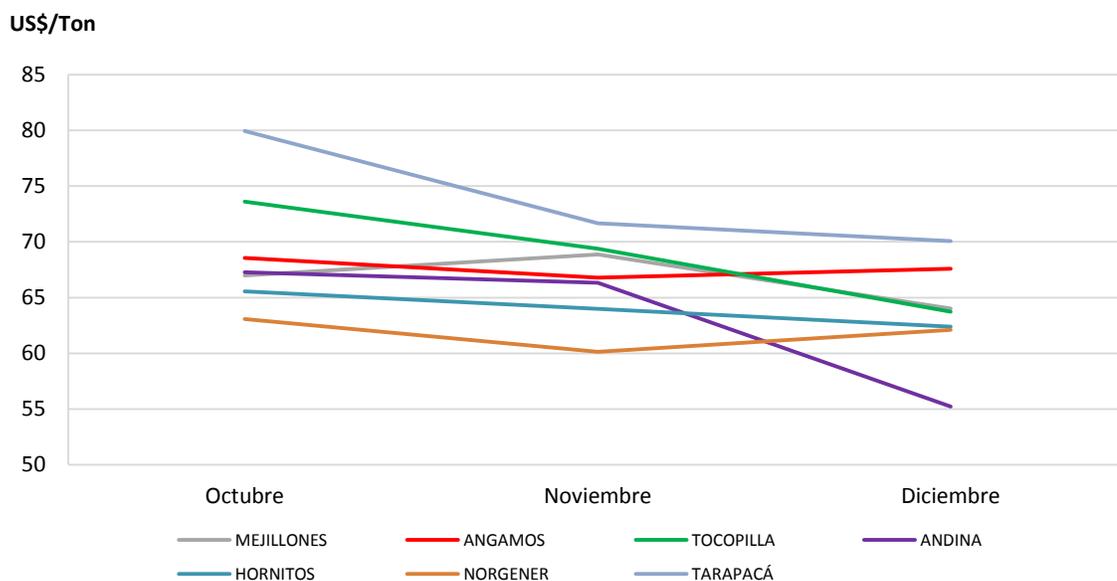
Se presenta una síntesis de los precios promedio mensuales para los tres principales combustibles utilizados en el SING: carbón, diesel y gas natural.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el período octubre - diciembre 2015, utilizados por las centrales Mejillones, Angamos, Tocopilla, Andina, Hornitos, Norgener y Tarapacá.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del carbón utilizando una base equivalente de 6.000 kcal/kg.

**Tabla 11: Precios promedio mensuales del carbón por central generadora.**

Carbón [US\$/Ton]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	66,99	68,86	64,02
ANGAMOS	68,57	66,78	67,60
TOCOPILLA	73,62	69,39	63,74
ANDINA	67,28	66,33	55,22
HORNITOS	65,56	64,00	62,40
NORGENER	63,08	60,12	62,10
TARAPACÁ	79,94	71,68	70,06

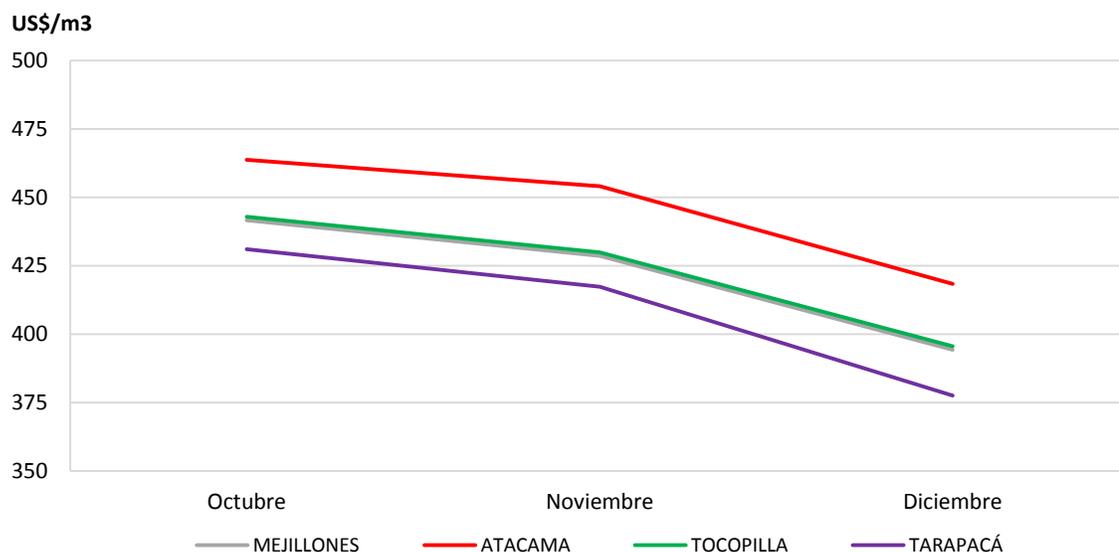


**Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.**

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el período octubre - diciembre 2015, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

**Tabla 12: Precios promedio mensuales del diesel por central generadora.**

Diesel [US\$/m3]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	441,70	428,62	394,34
ATACAMA	463,71	454,08	418,40
TOCOPILLA	442,98	429,87	395,59
TARAPACÁ	431,11	417,37	377,58



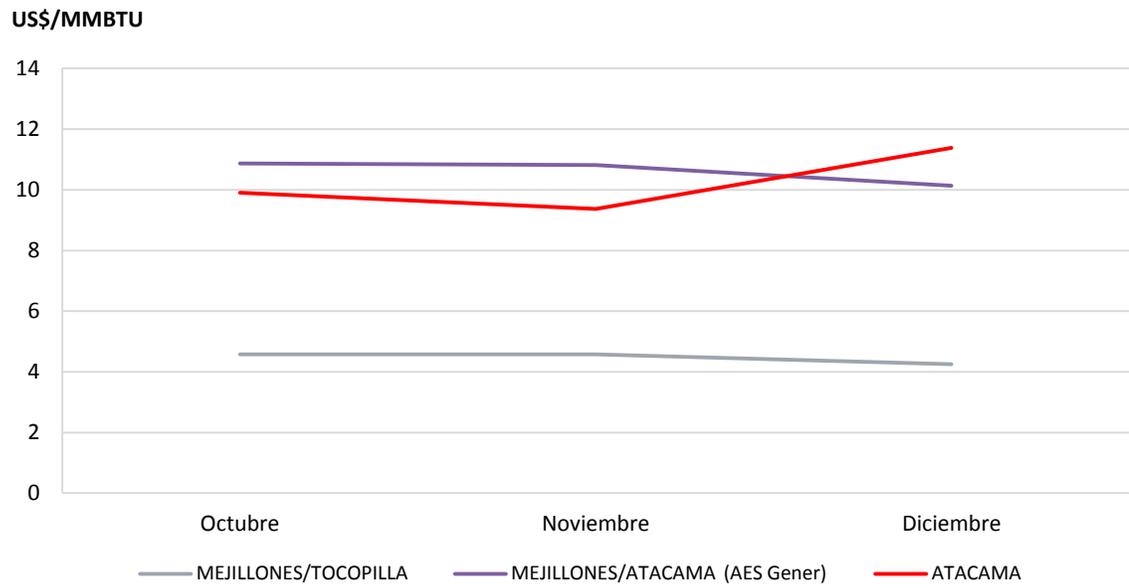
**Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.**

Finalmente, en la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del gas natural para las centrales Mejillones, Atacama y Tocopilla.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del gas natural utilizando una base equivalente de 9.300 kcal/kg. Además, GasAtacama informó que la operación de la Central Atacama durante el año 2015 no considera el uso de gas natural.

**Tabla 13: Precios promedio mensuales del gas natural por central generadora.**

Gas Natural [US\$/MMBTU]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES/TOCOPILLA	4,57	4,57	4,25
MEJILLONES/ATACAMA (AES Gener)	10,87	10,81	10,13
ATACAMA	9,90	9,37	11,39



**Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.**

## 5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

---

A continuación se presenta el comportamiento, durante los últimos seis meses, de un conjunto de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema.

### 5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

El gráfico a continuación, ilustra la energía no suministrada mensual debido a eventos que tuvieron como resultado la elaboración de un Estudio para Análisis de Falla (EAF), de acuerdo al Artículo 6-74 de la NTSyCS.

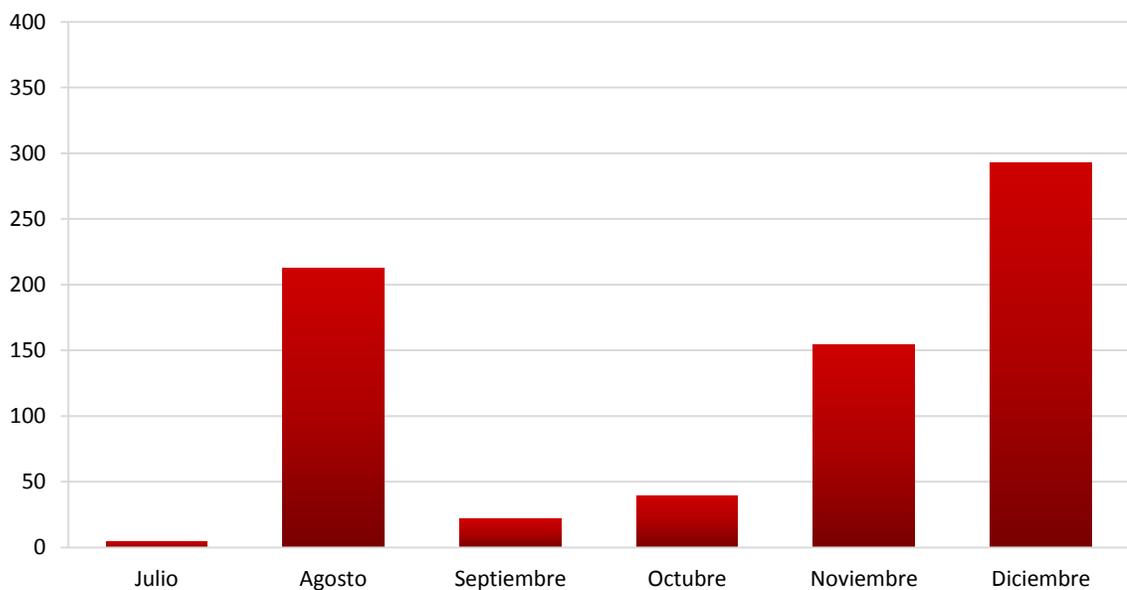
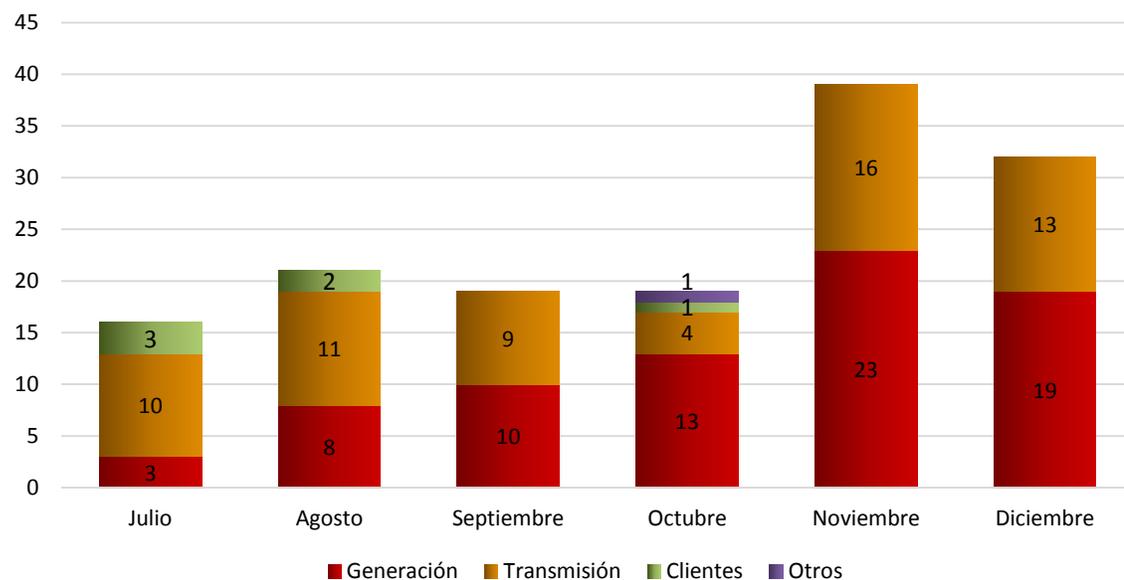


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] entre julio y diciembre.

Nota: El 5 de octubre se produjo un evento adicional por déficit de potencia con 87,8 MWh de ENS, el cual no fue considerando en esta estadística.

## 5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA

En la siguiente figura, se puede observar el comportamiento durante los últimos 6 meses del número de fallas, desglosadas por tipo de instalación, que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico N° 3: Informes de Falla de Coordinados de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.



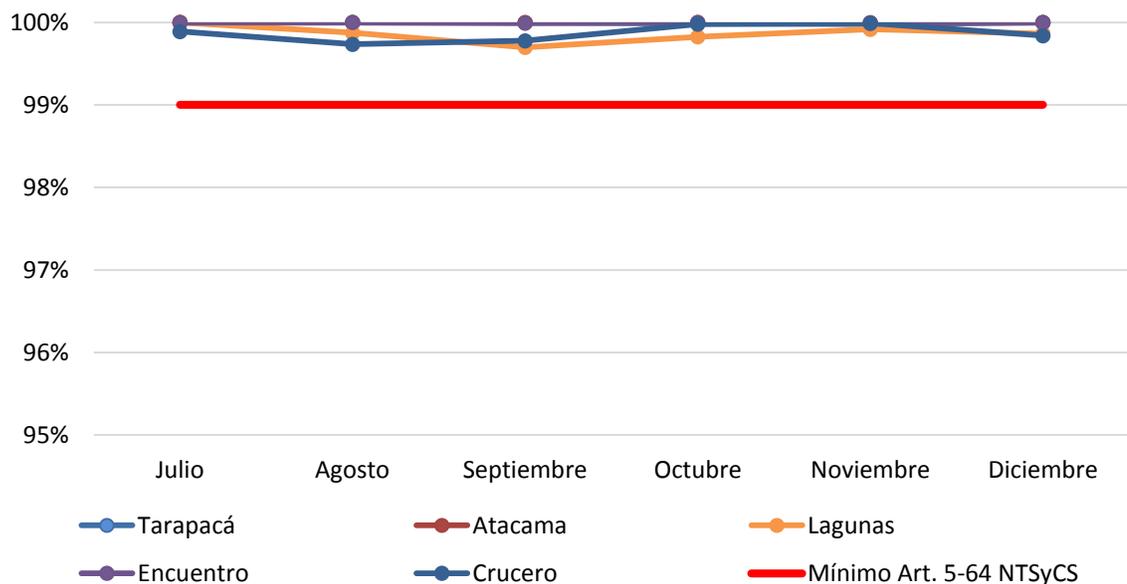
**Figura 14: Número de Fallas registradas por tipo de instalación entre julio y diciembre.**

Nota: El 5 de octubre se produjo un evento adicional por déficit de potencia, el cual fue considerando en la categoría Otros.

### 5.3 CONTROL DE TENSIÓN

A continuación se presenta el desempeño de la tensión para cada una de las barras pertenecientes al sistema de transmisión troncal del SING, correspondiente a los últimos 6 meses.

Según lo establecido en el Artículo 5-24 de la NTSyCS, para estado normal de operación, la magnitud de la tensión para las barras del sistema interconectado deberá estar comprendida entre 0,95 y 1,05 por unidad, en instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200kV e inferior a 500kV. En base a esto se desarrolló el siguiente gráfico, el cual presenta el porcentaje de los datos analizados que se encuentran dentro del rango mencionado en este Artículo. Los datos utilizados se obtuvieron a partir de información histórica contenida en la base de datos del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).



**Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre julio y diciembre.**

Adicionalmente, el Artículo 5-64 de la NTSyCS indica que el valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24, durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro. En la figura anterior se puede apreciar el cumplimiento de la exigencia en las barras del Sistema de Transmisión Troncal, donde la exigencia se muestra con una línea horizontal roja.

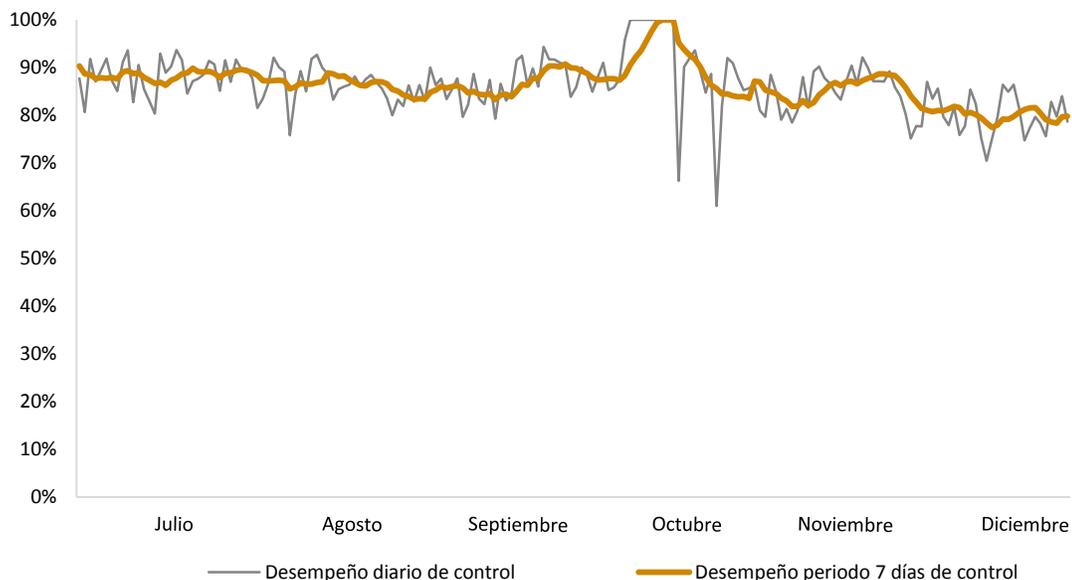
#### 5.4 CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 6 meses, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS.

**Tabla 14: Desempeño mensual de control de frecuencia entre julio y diciembre.**

Rango	[Hz] < 49,3	49,3<= [Hz] <49,8	49,8 <= [Hz] <= 50,2	50,2 < [Hz] <= 50,7	[Hz] < 50,7
Exigencia	0%	Máximo 1,5%	Mínimo 97%	Máximo 1,5%	0%
Julio	0,01%	2,66%	88,36%	8,96%	0,00%
Agosto	0,01%	3,00%	86,32%	10,65%	0,00%
Septiembre	0,00%	3,40%	86,63%	9,95%	0,00%
Octubre	1,84%	2,37%	90,34%	5,44%	0,00%
Noviembre	0,02%	3,52%	85,62%	10,82%	0,00%
Diciembre	0,08%	4,00%	79,91%	16,00%	0,00%
<b>Julio-Diciembre</b>	<b>0,33%</b>	<b>3,16%</b>	<b>86,20%</b>	<b>10,30%</b>	<b>0,00%</b>

De la misma forma, se presenta el porcentaje de tiempo donde la frecuencia se encuentra en el rango [49,8 - 50,2] Hz, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Rango en el cual debe estar durante al menos 97% del período.



**Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según Artículo 5-30 de la NTSyCS.**

El Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas emitido en enero de 2014 establece aspectos que influyen en el actual desempeño y aborda soluciones que podrían mejorar el desempeño actual, las que están siendo desarrolladas, en particular con el Proyecto AGC.

## 5.5 DESEMPEÑO EDAC

A continuación se presenta el desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia durante los últimos 6 meses, comparando la desconexión real versus la nominal.

**Tabla 15: Desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia entre julio y diciembre.**

Mes	Evento	Frecuencia Mínima / Máxima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz ]	[MW]	[MW]	[%]
Julio	3891 <sup>(1)</sup>	48,96	45,33	3,50	7,72%
	3895	48,98	45,33	27,80	61,33%
Agosto	3905 <sup>(2)</sup>	49,00	45,33	1,30	2,87%
	3909	48,70	273,73	185,49	67,76%
Septiembre	3931	48,93	45,33	43,16	95,21%
	3937	48,90	98,21	54,86	55,86%
Octubre	3946	48,90	98,21	55,69	56,71%
	3951	49,00	45,33	38,84	85,68%
Noviembre	3962	48,80	187,88	106,17	56,51%
	3969	48,90	98,21	47,99	48,86%
	3981	48,99	45,33	29,74	65,61%
Diciembre	3998	48,79	187,88	148,84	79,22%
	3999	48,97	45,33	35,69	78,73%
	4003	48,99	45,33	37,04	81,71%
	4011 <sup>(3)</sup>	49,02	45,33	18,30	40,37%
	4012 <sup>(4)</sup>	49,00	45,33	8,95	19,74%
	4013	49,00	45,33	40,95	90,34%

Nota (1): Para el Evento de Falla N°3891 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (2): Para el Evento de Falla N°3905 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (3): Para el Evento de Falla N°4011 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (4): Para el Evento de Falla N°4012 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

## 5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

A continuación se presenta el desempeño del control primario de frecuencia, de las unidades generadoras, durante los últimos 6 meses (medida en eventos de falla que generan EAF y que presentaron operación de EDAC):

**Tabla 16: Desempeño del Control Primario de Frecuencia entre julio y diciembre.**

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a
		Reserva Programada [%]
Julio	3891	60,43%
	3895	61,85%
Agosto	3905	55,68%
	3909	54,91%
Septiembre	3931	48,19%
	3937	51,54%
Octubre	3946	57,64%
	3951	59,93%
Noviembre	3962	69,37%
	3969	67,85%
Diciembre	3981	70,75%
	3998	39,70%
	3999	76,94%
	4003	77,01%
	4011	79,41%
	4012	51,48%
	4013	79,62%

Donde:

- *Reserva Primaria Programada* corresponde a la Reserva Primaria total del SING que debieran aportar las unidades generadoras despachadas según el programa de generación.
- *Reserva Primaria Observada* corresponde a la Reserva Primaria que efectivamente aportaron las unidades. Su medición se realiza para tiempos menores a 10 segundos, según lo indicado en los respectivos EAF.

### 5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO

A continuación se presenta el desempeño de la previsión de demanda a corto plazo para los últimos 6 meses. Este desempeño se muestra en el siguiente gráfico, el cual compara la previsión de demanda informada por los Clientes Coordinados con respecto a la previsión ajustada, la cual se utiliza para la Programación de Corto Plazo.

La comparación se basa en el “Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global” que pondera tres índices estadísticos definidos para revisar el desempeño de las predicciones según documento CDEC-SING C-049/2007 “ANEXOS AL INFORME DE DEMANDAS”, publicado en el sitio web del CDEC-SING (Inicio>Informes y Estudios>Informes de Operación>Control Mensual de Demanda).

Estos tres índices son:

PDAD: Promedio de las desviaciones absolutas de demanda (%).

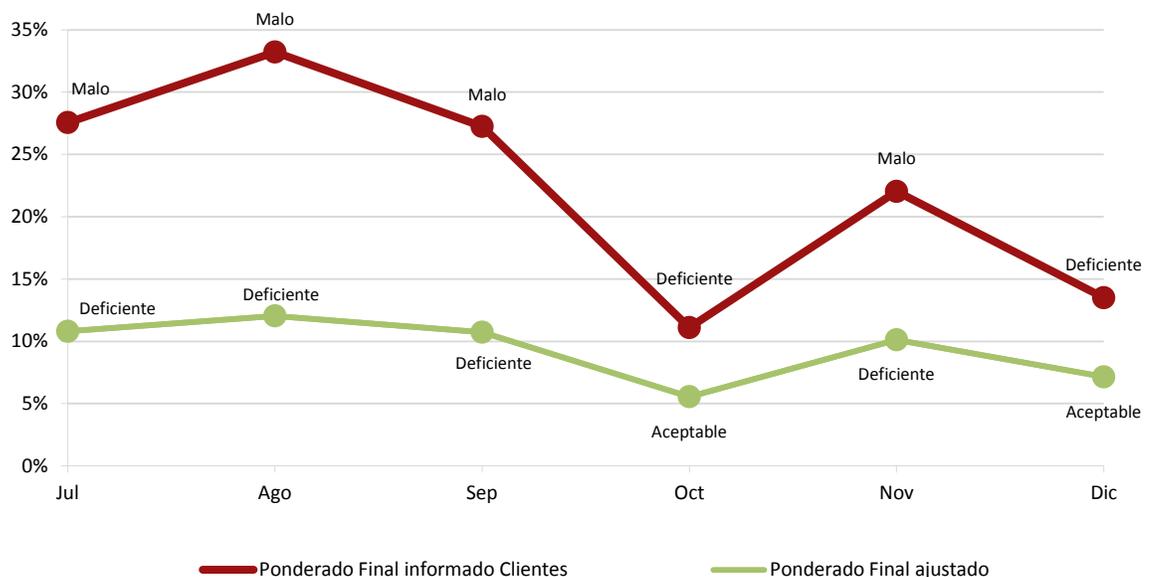
DDAD: Duración de las desviaciones absolutas de demanda que superan el 5% de su demanda proyectada.

DSVAD: Desviación estándar de las variaciones de demanda (%).

Además, la ponderación utilizada es la siguiente:

**Tabla 17: Ponderación de índices.**

PDAD	DDAD	DSVAD
40%	40%	20%



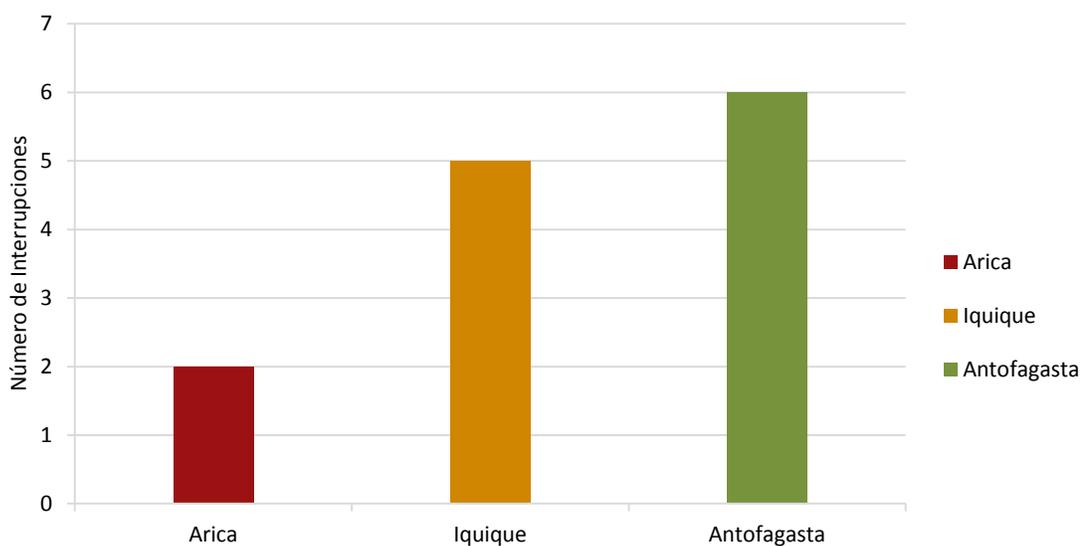
**Figura 17: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.**

## 5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES

A continuación se presenta la cantidad de interrupciones de suministro, a raíz de fallas en instalaciones de generación o transmisión, con desconexión de consumos ocurridas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta en los últimos 6 meses.

**Tabla 18: Interrupciones de suministro por ciudad entre julio y diciembre.**

Mes	Arica	Iquique	Antofagasta
Julio	0	1	1
Agosto	1	1	1
Septiembre	0	0	0
Octubre	0	1	0
Noviembre	0	0	0
Diciembre	1	2	4



**Figura 18: Total de interrupciones de suministro por ciudad entre julio y diciembre.**

Además, a continuación se presentan las duraciones de las desconexiones, individualizadas por evento y considerando el mismo período de los últimos 6 meses. Para cada interrupción, la duración se mide entre el inicio de la falla y la hora en que el Centro de Despacho y Control (CDC) de CDEC-SING autoriza la normalización.

**Tabla 19: Duración de desconexiones por ciudad entre julio y diciembre.**

Mes	Evento N°	Arica [Horas]	Iquique [Horas]	Antofagasta [Horas]
Julio	3888	-	-	0,67
	3893	-	0,48	-
Agosto	3909	0,58	0,50	0,15
Septiembre	-	-	-	-
Octubre	3952	-	0,43	-
Noviembre	-	-	-	-

<b>Mes</b>	<b>Evento N°</b>	<b>Arica [Horas]</b>	<b>Iquique [Horas]</b>	<b>Antofagasta [Horas]</b>
	3998	0,27	-	0,27
	4015	-	0,73	-
Diciembre	4016	-	-	1,20
	4018	-	-	0,25
	4019	-	-	0,90
	4025	-	0,23	-

## 6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

A continuación se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El escenario comienza a partir del 1 de enero de 2016 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según lo informado por E-CL en cartas E-CL N° 131/2014 y E-CL N° 195/2015.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en las cartas CDEC-SING G/E N° 0010/2014 y CDEC-SING G/E N° 0136/2015.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2016-2017 versión 1.
4. Previsión de mediano y largo plazo elaborada por CDEC-SING, la cual está construida en base a la información de crecimiento y nuevos proyectos informados en respuesta a la carta CDEC-SING N°1507/2014 de fecha 30 de diciembre de 2014.
5. Se consideran las fechas para la puesta en servicio de centrales generadoras en construcción según Resolución Exenta CNE N° 701 del 29-12-2015.

**Tabla 20: Proyectos de generación consideradas en el programa de 12 meses.**

Central	Potencia [MW]	Fecha Entrada
Andes Solar	21	ene-16
Planta Solar Jama Etapa II	23	ene-16
Cochrane (Unidad 1)	236	ene-16
Pampa Camarones I	6	ene-16
PV Cerro Dominador	100	ene-16
Finis Terrae I	69	feb-16
Solar Pular	29	abr-16
Solar Paruma	21	abr-16
Arica Solar I	40	abr-16
Bolero Etapa I	42	may-16
Kelar	517	may-16
Cochrane (Unidad 2)	236	may-16
CSP Cerro Dominador	110	may-16
Quillagua I	23	jun-16
Bolero Etapa II	42	jun-16
Finis Terrae II	69	jun-16
Uribe Solar	50	jul-16
Solar Lascar Etapa I y II	65	jul-16
Bolero Etapa III	21	ago-16
Sierra Gorda	112	oct-16
Bolero Etapa IV	41	oct-16
Blue Sky 2	34	oct-16
Blue Sky 1	52	oct-16
Quillagua II	27	dic-16
Cerro Pabellón	48	dic-16

Respecto a los precios de combustibles, se utiliza la Tabla de Costo Variable (TCV) del 11 de enero de 2016.

En el siguiente cuadro se presenta el Programa de Mantenimiento Mayor 2016 - 2017 del SING, el cual corresponde a la versión 1, en vigencia desde el 01/01/2016.

**Tabla 21: Programa de Mantenimiento Mayor de los años 2016 y 2017.**

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
AES GENER	NT01	07-11-2016	26-12-2016	50	CDEC-SING N° 1545/2015
AES GENER	NT01	07-10-2017	26-10-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
AES GENER	NT02	17-05-2016	05-06-2016	20	CDEC-SING N° 0036/2016
AES GENER	NT02	14-02-2017	05-03-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
ANDINA	CTA1	06-06-2016	30-06-2016	25	E-CL N° 214/2015
ANDINA	CTA1	30-05-2017	23-06-2017	25	CDEC-SING N° 1545/2015
ANGAMOS	ANG1	06-07-2016	26-07-2016	21	CDEC-SING N° 1545/2015
ANGAMOS	ANG1	24-06-2017	22-08-2017	60	CDEC-SING N° 1545/2015
ANGAMOS	ANG2	27-07-2016	16-08-2016	21	CDEC-SING N° 1545/2015
ANGAMOS	ANG2	23-08-2017	11-09-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
CELTA	CTTAR	20-04-2016	05-06-2016	47	CDEC-SING N° 1545/2015
CELTA	CTTAR	06-03-2017	03-06-2017	90	CDEC-SING N° 1545/2015
CELTA	TGTAR	01-07-2016	16-07-2016	16	CDEC-SING N° 0036/2016
CELTA	TGTAR	16-01-2017	17-01-2017	2	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	CTM1	17-08-2016	10-09-2016	25	E-CL N° 214/2015
E-CL	CTM1	05-05-2017	29-05-2017	25	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	CTM2	11-10-2016	04-11-2016	25	E-CL N° 214/2015
E-CL	CTM2	12-09-2017	06-10-2017	25	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	CTM3-TG	27-12-2016	31-12-2016	5	E-CL N° 214/2015
E-CL	CTM3-TG	07-11-2017	31-12-2017	55	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	CTM3-TV	27-12-2016	31-12-2016	5	E-CL N° 214/2015
E-CL	CTM3-TV	07-11-2017	31-12-2017	55	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	TG1	05-02-2017	06-03-2017	30	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	TG2	14-02-2017	05-03-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	TG3	04-06-2017	23-06-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U12	11-09-2016	10-10-2016	30	E-CL N° 214/2015
E-CL	U12	12-09-2017	11-10-2017	30	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U13	17-08-2016	30-09-2016	45	E-CL N° 214/2015
E-CL	U13	17-11-2017	31-12-2017	45	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U14	08-10-2016	06-11-2016	30	E-CL N° 214/2015
E-CL	U14	18-10-2017	16-11-2017	30	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U15	06-06-2016	05-07-2016	30	E-CL N° 214/2015
E-CL	U15	06-03-2017	04-04-2017	30	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U16-TG	05-01-2016	13-01-2016	9	E-CL N° 214/2015
E-CL	U16-TG	01-01-2017	15-01-2017	15	CDEC-SING N° 1545/2015
E-CL	U16-TV	05-01-2016	13-01-2016	9	E-CL N° 214/2015
E-CL	U16-TV	01-01-2017	15-01-2017	15	CDEC-SING N° 1545/2015
GASATACAMA	TG1A	16-01-2017	04-02-2017	20	CDEC-SING N° 1545/2015
GASATACAMA	TG2A	14-03-2016	23-03-2016	10	FAX CDEC-SING G/E N 0133/2015
GASATACAMA	TG2B	02-04-2016	11-04-2016	10	FAX CDEC-SING G/E N 0133/2015
GASATACAMA	TV1C	16-01-2017	19-01-2017	4	CDEC-SING N° 1545/2015
GASATACAMA	TV2C	14-03-2016	20-03-2016	7	FAX CDEC-SING G/E N 0133/2015
HORNITOS	CTH1	22-04-2016	16-05-2016	25	CDEC-SING N° 0036/2016
HORNITOS	CTH1	20-01-2017	13-02-2017	25	CDEC-SING N° 1545/2015

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y la suficiencia prevista desde enero 2016 hasta diciembre 2017.

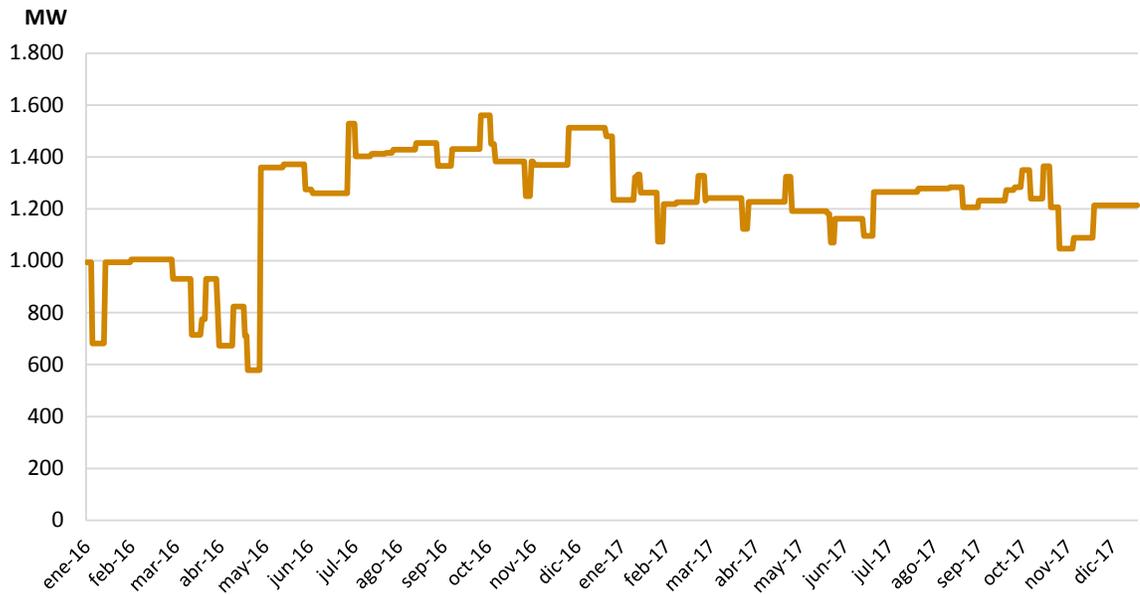


Figura 19: Reserva Esperada del SING hasta diciembre de 2017.

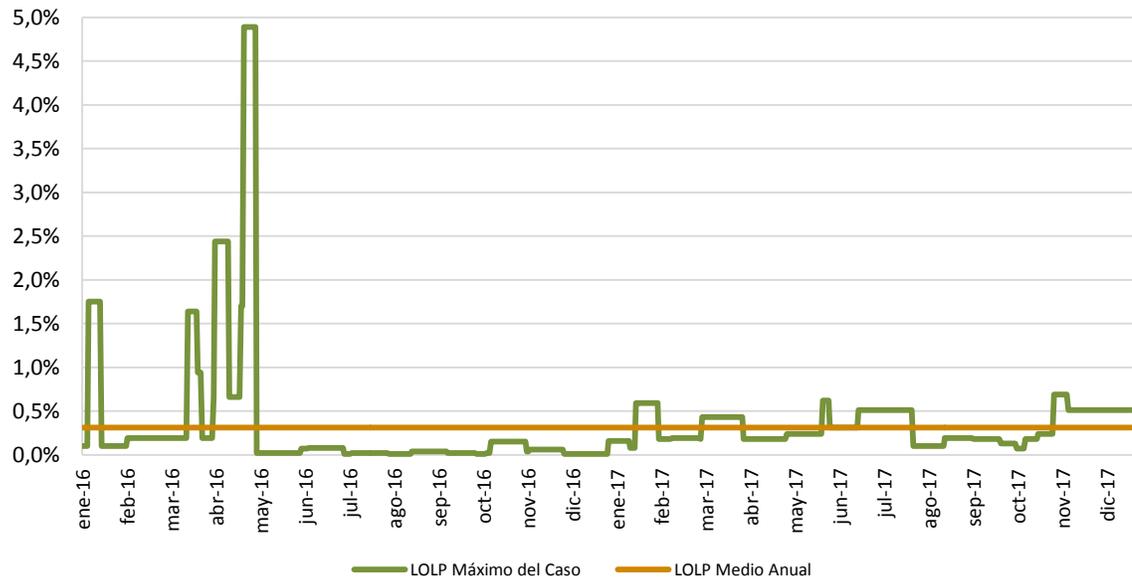


Figura 20: Suficiencia Prevista del SING.

**Tabla 22: Operación real a diciembre 2015 y Programa enero 2016 – diciembre 2017.**

CDEC-SING

PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :

2015

(GWh)

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>CT ANGAMOS</b>													
C.T. Angamos	324,5	279,3	326,1	355,3	376,3	256,6	191,5	289,3	363,1	380,9	368,7	360,0	3.871,5
Total Gen. Bruta	324,5	279,3	326,1	355,3	376,3	256,6	191,5	289,3	363,1	380,9	368,7	360,0	3.871,5
Consumos Propios	33,5	34,9	36,0	36,4	36,4	27,2	21,6	27,7	36,2	36,4	35,8	36,3	398,3
Total Gen. Neta	291,1	244,3	290,1	318,9	339,9	229,4	169,9	261,6	326,8	344,6	332,9	323,7	3.473,2
<b>CT ANDINA SA</b>													
C.T. Andina	115,8	104,1	105,9	71,3	37,0	101,2	107,4	115,8	97,8	110,7	107,1	115,4	1.189,5
Total Gen. Bruta	115,8	104,1	105,9	71,3	37,0	101,2	107,4	115,8	97,8	110,7	107,1	115,4	1.189,5
Consumos Propios	11,4	10,3	10,9	7,1	5,2	10,5	11,0	11,5	9,9	11,0	11,4	11,5	121,7
Total Gen. Neta	104,4	93,8	94,9	64,2	31,8	90,7	96,4	104,4	88,0	99,6	95,7	103,9	1.067,7
<b>INVERSIONES HORNITOS</b>													
C.T. Hornitos	105,2	98,5	115,0	114,3	112,4	84,5	116,5	117,8	113,9	88,2	111,2	115,4	1.293,0
Total Gen. Bruta	105,2	98,5	115,0	114,3	112,4	84,5	116,5	117,8	113,9	88,2	111,2	115,4	1.293,0
Consumos Propios	11,7	10,8	12,2	11,9	12,0	8,9	12,1	12,2	11,8	9,1	11,1	11,9	135,9
Total Gen. Neta	93,5	87,8	102,8	102,3	100,4	75,5	104,4	105,5	102,1	79,1	100,0	103,5	1.157,2
<b>E-CL</b>													
C.H. Chapiquífa	4,0	3,7	4,4	3,6	3,3	3,2	3,8	3,6	3,9	4,6	4,1	4,3	46,4
C.D. Arica	0,9	0,6	1,0	1,3	1,0	2,0	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	0,7	11,9
C.D. y T.G. Iquique	0,8	0,6	0,8	1,3	0,9	2,3	0,9	0,8	0,5	0,2	0,3	0,2	9,7
C.T. Mejillones 3 (CC)	30,2	99,0	57,7	21,9	2,1	0,0		6,6		4,4	11,0	16,5	249,5
C.T. Mejillones 1	103,4	96,8	99,3	53,3	109,0	107,4	0,7	0,0	67,7	106,1	91,7	98,0	933,5
C.T. Mejillones 2	30,4	99,0	94,4	103,7	113,5	108,0	114,3	113,3	110,4	114,4	101,7	109,7	1.212,7
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	70,1	56,6	55,4	91,1	102,3	89,7	62,3	91,9	92,7	103,6	93,3	92,3	1.001,4
Unidad 14 - 15	168,9	157,4	149,9	169,5	144,1	112,7	167,1	168,9	131,9	83,4	115,6	169,6	1.738,9
Unidad 16 (CC)	115,3	2,5	99,4	124,1	133,6	124,8	139,2	114,8	125,8	122,3	112,7	106,5	1.321,0
T.Gas 1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,2	2,9
T.Gas 2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	1,1	0,2	0,2	0,1	0,5	0,3	0,2	3,2
T.Gas 3	0,4	0,6	0,7	0,7	0,5	1,5	0,1		0,3	1,1	1,5	0,9	8,4
SUTA	5,0	5,1	6,1	6,4	8,5	2,1							33,1
Parque Solar el Águila	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,5
Pampa Camarones FV													
Total Gen. Bruta	530,1	522,5	569,7	577,6	619,3	556,2	489,9	501,6	534,5	542,4	533,6	599,7	6.577,3
Consumos Propios	32,6	28,3	39,3	41,7	42,3	39,8	28,9	32,8	32,8	39,2	40,7	43,6	441,9
Total Gen. Neta	497,5	494,2	530,5	536,0	577,1	516,4	461,0	468,8	501,7	503,2	492,9	556,0	6.135,4
<b>CELTA</b>													
C.T. Tarapacá	102,4	93,1	70,5	77,2	98,2	84,8	102,1	59,5	80,4	42,2	70,8	76,4	957,8
TGTAR	0,2	0,4	0,5	0,7	0,4	1,8	0,5	0,8	0,5	0,9	0,7	0,8	8,2
Total Gen. Bruta	102,6	93,5	71,0	77,9	98,6	86,6	102,6	60,3	80,9	43,1	71,5	77,2	966,0
Consumos Propios	8,3	7,4	5,6	6,5	8,2	7,0	8,6	4,8	7,0	4,2	6,6	6,6	80,7
Total Gen. Neta	94,3	86,2	65,4	71,4	90,4	79,6	94,1	55,5	74,0	38,9	64,9	70,6	885,3
<b>ENERNUEVAS</b>													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	8,1
Mini Hidro El Toro	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	8,3
Mini Hidro Santa Rosa	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,8
Total Gen. Bruta	1,2	1,5	1,8	1,7	1,9	1,7	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,7	20,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,2	1,5	1,8	1,7	1,9	1,7	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,7	20,2
<b>GASATACAMA CHILE</b>													
Atacama TG1A	19,0	12,7	33,0	12,3	18,9	28,3	3,9	3,3	5,0	11,3	13,7	8,4	169,9
Atacama TG1B	35,5	22,7	4,9	2,6	31,8	46,3	31,0	42,5	1,4	10,8	25,0	9,4	264,0
Atacama TV1C	28,5	17,8	16,0	2,9	24,2	37,8	16,7	23,0	3,2	9,7	22,1	6,5	208,3
Atacama TG2A	0,8	15,7		31,9	22,6	26,7	46,7	23,8	16,7	58,0	15,5	6,4	264,8
Atacama TG2B	11,7	14,3	13,7	17,3	27,2	19,1	48,7	17,6	11,8	16,8	11,1	6,4	215,6
Atacama TV2C	6,5	16,1	7,1	24,5	25,3	23,4	53,2	21,1	14,1	40,3	13,8	3,7	249,0
Total Gen. Bruta	101,9	99,3	74,7	91,5	150,0	181,6	200,2	131,1	52,2	146,9	101,2	40,9	1.371,5
Consumos Propios	3,7	4,0	3,0	3,5	4,5	5,0	5,1	4,6	2,9	4,9	4,3	4,1	49,6
Total Gen. Neta	98,2	95,2	71,6	88,0	145,5	176,6	195,1	126,5	49,3	142,1	96,9	36,8	1.321,9

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>AES GENER</b>													
Nueva Tocopilla 1	98,6	83,4	94,5	96,4	100,5	95,5	100,5	98,5	97,6	80,7	68,9	98,2	1.113,2
Nueva Tocopilla 2	92,6	86,5	71,6			64,7	100,1	95,6	89,7	95,1	86,3	82,6	864,6
Andes Solar													
CTM3 (AES Gener)	26,9		15,7	87,3	21,2	78,2	74,7	94,5	79,2	119,7	56,1	66,8	720,3
Atacama TG1B (AES Gener)	18,3	4,7											23,0
Atacama TV1C (AES Gener)	10,7	2,8											13,5
Total Gen. Bruta	247,1	177,3	181,7	183,6	121,8	238,3	275,2	288,6	266,5	295,5	211,3	247,7	2.734,6
Consumos Propios	16,0	12,9	13,0	11,8	9,1	16,3	18,7	18,9	19,5	20,3	15,8	18,7	191,0
Total Gen. Neta	231,1	164,4	168,8	171,8	112,6	222,1	256,5	269,7	247,0	275,2	195,5	229,0	2.543,6
<b>CAVANCHA</b>													
C.H. Cavancha	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	17,5
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	17,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	17,3
<b>EQUIPOS DE GENERACIÓN</b>													
CD Inacal			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	1,4
Total Gen. Bruta			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	1,4
Consumos Propios			0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Gen. Neta			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,1	0,2	0,4	0,3	1,3
<b>ENORCHILE</b>													
Estandartes	0,3	0,4	0,6	0,7	0,6	1,4	0,4	0,7	0,5	0,9	1,0	0,7	8,1
C.D. M.Blanco	0,7	0,6	1,2	1,4	1,9	2,5	0,8	1,0	0,7	0,9	1,0	0,7	13,3
Total Gen. Bruta	1,0	1,0	1,8	2,1	2,4	3,9	1,2	1,7	1,2	1,8	1,9	1,3	21,4
Consumos Propios	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8
Total Gen. Neta	0,9	1,0	1,7	2,1	2,3	3,8	1,1	1,6	1,2	1,7	1,9	1,3	20,6
<b>NORACID</b>													
PAM	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	11,4	10,7	10,7	133,9
Total Gen. Bruta	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	11,4	10,7	10,7	133,9
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1		0,0	0,0		0,2					0,5
Total Gen. Neta	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	11,4	10,7	10,7	133,9
<b>SPS LA HUAYCA</b>													
Solar La Huayca	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	5,5	5,5	5,3	37,9
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	5,5	5,5	5,3	37,9
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	5,5	5,4	5,3	37,7
<b>ON GROUP</b>													
C.D. Aguas Blancas	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
Total Gen. Bruta	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
<b>VALLE DE LOS VIENTOS</b>													
Valle de los Vientos	22,6	20,6	20,7	16,1	17,1	16,8	19,2	20,3	18,5	18,1	20,9	21,2	232,2
Total Gen. Bruta	22,6	20,6	20,7	16,1	17,1	16,8	19,2	20,3	18,5	18,1	20,9	21,2	232,2
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1		0,7
Total Gen. Neta	22,5	20,6	20,6	16,0	17,0	16,8	19,2	20,3	18,4	18,1	20,9	21,2	231,5
<b>LOS PUQUIOS</b>													
Los Puquios	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,6
Total Gen. Bruta	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,6
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	4,6
<b>POZO ALMONTE SOLAR 2</b>													
Pozo Almonte Solar 2	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	20,3
Total Gen. Bruta	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	20,3
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Gen. Neta	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	20,2

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>POZO ALMONTE SOLAR 3</b>													
Pozo Almonte Solar 3	4,6	3,6	3,8	3,4	3,2	3,0	3,1	3,5	3,9	4,2	4,7	4,7	45,7
Total Gen. Bruta	4,6	3,6	3,8	3,4	3,2	3,0	3,1	3,5	3,9	4,2	4,7	4,7	45,7
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	4,6	3,6	3,7	3,4	3,2	3,0	3,1	3,4	3,9	4,2	4,7	4,7	45,5
<b>TECNET</b>													
C.D. La Portada	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	1,0
Total Gen. Bruta	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	1,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	1,0
<b>GENERACIÓN SOLAR</b>													
María Elena FV	17,6	15,9	14,4	14,2	13,0	11,3	12,5	13,9	17,0	17,5	19,3	16,3	182,9
Total Gen. Bruta	17,6	15,9	14,4	14,2	13,0	11,3	12,5	13,9	17,0	17,5	19,3	16,3	182,9
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0
Total Gen. Neta	17,5	15,8	14,3	14,2	12,9	11,2	12,4	13,8	16,9	17,4	19,3	16,2	182,0
<b>PLANTA SOLAR SAN PEDRO III</b>													
Solar Jama				2,6	6,8	5,9	6,6	7,3	8,8	8,9	9,5	10,1	66,4
Total Gen. Bruta				2,6	6,8	5,9	6,6	7,3	8,8	8,9	9,5	10,1	66,4
Consumos Propios				0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
Total Gen. Neta				2,6	6,7	5,8	6,6	7,2	8,7	8,8	9,4	10,0	65,7
<b>RIJN CAPITAL</b>													
Solar Paruma													
Solar Pular													
Solar Lascar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>COCHRANE</b>													
C.T. Cochrane													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>SKY SOLAR</b>													
Atica Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5</b>													
Uribe Solar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>ABENGOA SOLAR</b>													
PV Cerro Dominador													
CSP Cerro Dominador													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>PARQUE EÓLICO QUILLAGUA</b>													
Quillagua													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>POZO ALMONTE SOLAR 1</b>													
Pozo Almonte Solar 1						0,8	1,9	2,2	2,5	2,6	2,5	2,9	15,4
Total Gen. Bruta						0,8	1,9	2,2	2,5	2,6	2,5	2,9	15,4
Consumos Propios						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta						0,8	1,9	2,2	2,5	2,6	2,5	2,9	15,3

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>EDF EN CHILE</b>													
Bolero													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>TAMAKAYA ENERGÍA</b>													
Kelar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>CRUCERO ESTE TRES</b>													
Blue Sky 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>CRUCERO ESTE DOS</b>													
Blue Sky 2													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>ENEL GREEN POWER</b>													
Finis Terrae													
Sierra Gorda													
Cerro Pabellón													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>AUSTRIAN SOLAR</b>													
Huatacondo													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>ACCIONA</b>													
Usya													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>PMGD PICA PILOT</b>													
PMGD Pica													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>TOTAL SING</b>													
Generación Bruta	1.590,6	1.432,2	1.502,5	1.528,6	1.576,5	1.563,9	1.547,9	1.574,7	1.583,3	1.683,9	1.586,0	1.635,0	18.805,1
Consumos Propios	117,5	109,0	120,5	119,2	118,1	115,0	106,4	113,1	120,5	125,5	126,0	133,0	1.423,6
Generación Neta	1.473,2	1.323,4	1.382,1	1.409,5	1.458,4	1.448,9	1.441,5	1.461,8	1.462,8	1.558,5	1.460,0	1.502,0	17.382,1
Pérdidas	44,0	46,6	43,4	36,0	37,7	35,2	38,9	43,2	42,7	42,6	38,2	41,0	489,5
<b>RETIROS SING</b>													
	1.429,3	1.276,8	1.337,0	1.373,4	1.420,7	1.413,6	1.402,6	1.418,4	1.420,2	1.516,8	1.421,8	1.460,9	16.891,5
<b>ENS</b>													
<b>Cmg Crucero 220 (USD /MWh)</b>	50,0	49,6	48,2	52,8	46,4	77,0	50,8	59,9	57,1	71,8	73,9	50,2	57,3

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

CDEC-SING  
 PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :  
 (GWh)

2016

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>CT ANGAMOS</b>													
C.T. Angamos	222,1	183,2	199,7	292,0	218,3	223,1	127,7	95,0	189,5	196,9	197,5	195,4	<b>2.340,6</b>
Total Gen. Bruta	222,1	183,2	199,7	292,0	218,3	223,1	127,7	95,0	189,5	196,9	197,5	195,4	<b>2.340,6</b>
Consumos Propios	25,0	19,7	21,5	31,4	23,5	24,0	13,7	10,2	20,4	21,2	21,3	21,0	<b>253,1</b>
Total Gen. Neta	197,0	163,5	178,2	260,6	194,8	199,1	114,0	84,8	169,1	175,8	176,2	174,4	<b>2.087,5</b>
<b>CT ANDINA SA</b>													
C.T. Andina	116,8	109,3	116,8	113,0	116,8	18,8	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	<b>1.284,9</b>
Total Gen. Bruta	116,8	109,3	116,8	113,0	116,8	18,8	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	<b>1.284,9</b>
Consumos Propios	12,1	11,3	12,1	11,7	12,1	1,9	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	<b>132,6</b>
Total Gen. Neta	104,8	98,0	104,8	101,4	104,8	16,9	104,8	104,8	101,4	104,8	101,4	104,8	<b>1.152,3</b>
<b>INVERSIONES HORNITOS</b>													
C.T. Hornitos	117,6	110,0	117,6	79,6	56,9	113,8	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	<b>1.293,1</b>
Total Gen. Bruta	117,6	110,0	117,6	79,6	56,9	113,8	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	<b>1.293,1</b>
Consumos Propios	12,1	11,3	12,1	8,2	5,8	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	<b>132,6</b>
Total Gen. Neta	105,5	98,7	105,5	71,5	51,0	102,1	105,5	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	<b>1.160,5</b>
<b>E-CL</b>													
C.H. Chapquiña	3,8	3,5	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,8	<b>47,6</b>
C.D. Arica													
C.D. y T.G. Iquique													
C.T. Mejillones 3 (CC)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,2		0,2		0,5		0,2	<b>2,7</b>
C.T. Mejillones 1	110,8	103,7	110,8	107,2	110,6	107,1	110,9	57,0	71,5	110,8	107,3	110,3	<b>1.218,0</b>
C.T. Mejillones 2	114,6	107,2	114,6	110,9	114,6	110,6	114,6	114,6	110,9	37,0	96,1	114,6	<b>1.260,1</b>
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	105,5	74,1	83,4	88,7	95,9	113,3	75,2	87,0	19,2	99,7	115,2	118,8	<b>1.075,9</b>
Unidad 14 - 15	177,1	165,5	177,1	171,4	177,1	101,8	163,2	176,9	171,4	106,8	153,8	177,1	<b>1.918,8</b>
Unidad 16 (CC)	145,5	231,0	244,2	232,3	235,5	225,5	223,3	187,6	144,9	100,7	56,3	58,4	<b>2.085,0</b>
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3													
SUTA													
Parque Solar el Águila	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	<b>7,0</b>
Pampa Camarones FV	1,7	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,6	<b>20,9</b>
Total Gen. Bruta	659,8	687,4	736,5	716,6	740,8	665,1	693,7	629,9	524,2	462,0	534,7	585,3	<b>7.636,0</b>
Consumos Propios	40,2	38,6	41,5	40,4	41,7	36,0	38,7	35,5	30,2	28,4	35,7	39,2	<b>446,2</b>
Total Gen. Neta	619,6	648,8	694,9	676,2	699,0	629,1	655,0	594,4	494,0	433,5	499,0	546,1	<b>7.189,8</b>
<b>CELTA</b>													
C.T. Tarapacá	103,7	97,4	104,2	63,8		84,0	104,2	104,2	100,8	104,2	100,4	103,9	<b>1.070,7</b>
TGTAR													
Total Gen. Bruta	103,7	97,4	104,2	63,8		84,0	104,2	104,2	100,8	104,2	100,4	103,9	<b>1.070,7</b>
Consumos Propios	7,0	6,6	7,1	4,3		5,7	7,1	7,1	6,8	7,1	6,8	7,0	<b>72,5</b>
Total Gen. Neta	96,7	90,8	97,1	59,5		78,3	97,1	97,1	94,0	97,1	93,6	96,9	<b>998,2</b>
<b>ENERNUEVAS</b>													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	<b>9,7</b>
Mini Hidro El Toro	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	<b>9,7</b>
Mini Hidro Santa Rosa	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	<b>10,5</b>
Total Gen. Bruta	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	<b>29,9</b>
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	<b>29,9</b>
<b>GASATACAMA CHILE</b>													
Atacama TG1A				0,4									<b>0,4</b>
Atacama TG1B				0,7									<b>0,7</b>
Atacama TV1C				1,2									<b>1,2</b>
Atacama TG2A				0,0									<b>0,0</b>
Atacama TG2B													
Atacama TV2C				0,0									<b>0,0</b>
Total Gen. Bruta				2,3									<b>2,3</b>
Consumos Propios				0,0									<b>0,0</b>
Total Gen. Neta				2,3									<b>2,3</b>

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>AES GENER</b>													
Nueva Tocopilla 1	100,4	94,0	100,4	97,2	100,4	97,2	100,4	100,4	97,2	100,4	19,4	16,2	1.023,8
Nueva Tocopilla 2	100,4	94,0	100,4	97,2	51,8	80,8	100,4	100,4	97,2	100,4	97,2	100,4	1.120,8
Andes Solar	6,3	5,0	7,0	6,1	6,2	6,0	6,7	5,8	5,8	6,0	6,6	6,0	73,8
CTM3 (AES Gener)													
Atacama TG1B (AES Gener)													
Atacama TV1C (AES Gener)													
Total Gen. Bruta	207,2	192,9	207,9	200,5	158,5	184,0	207,6	206,7	200,2	206,9	123,3	122,7	2.218,4
Consumos Propios	13,4	12,5	13,4	13,0	10,1	11,9	13,4	13,4	13,0	13,4	7,9	7,9	143,3
Total Gen. Neta	193,8	180,4	194,5	187,6	148,4	172,1	194,2	193,3	187,2	193,5	115,4	114,8	2.075,1
<b>CAVANCHA</b>													
C.H. Cavancha	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,3
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,3
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,2
<b>EQUIPOS DE GENERACIÓN</b>													
CD Inacal													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>ENORCHILE</b>													
Estandartes													
C.D. M.Blanco													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>NORACID</b>													
PAM	12,7	11,9	12,8	12,3	12,7	12,2	12,8	12,7	12,4	12,7	12,3	12,7	150,2
Total Gen. Bruta	12,7	11,9	12,8	12,3	12,7	12,2	12,8	12,7	12,4	12,7	12,3	12,7	150,2
Consumos Propios	4,3	4,0	4,4	4,2	4,3	4,2	4,4	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	51,1
Total Gen. Neta	12,7	11,9	12,8	12,3	12,7	12,2	12,8	12,7	12,4	12,7	12,3	12,7	150,2
<b>SPS LA HUAYCA</b>													
Solar La Huayca	9,0	8,3	8,9	8,7	8,9	8,6	8,9	8,9	8,6	9,0	8,6	8,8	105,3
Total Gen. Bruta	9,0	8,3	8,9	8,7	8,9	8,6	8,9	8,9	8,6	9,0	8,6	8,8	105,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	9,0	8,3	8,9	8,7	8,9	8,6	8,9	8,9	8,6	9,0	8,6	8,8	105,3
<b>ON GROUP</b>													
C.D. Aguas Blancas													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>VALLE DE LOS VIENTOS</b>													
Valle de los Vientos	22,1	19,5	21,3	21,0	21,0	20,9	21,8	21,3	21,0	19,7	21,9	22,3	253,7
Total Gen. Bruta	22,1	19,5	21,3	21,0	21,0	20,9	21,8	21,3	21,0	19,7	21,9	22,3	253,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	22,1	19,5	21,3	21,0	21,0	20,9	21,8	21,3	21,0	19,7	21,9	22,3	253,7
<b>LOS PUQUIOS</b>													
Los Puquios	0,9	0,8	0,9	0,8	1,0	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	10,5
Total Gen. Bruta	0,9	0,8	0,9	0,8	1,0	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	10,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,9	0,8	0,9	0,8	1,0	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	10,5
<b>POZO ALMONTE SOLAR 2</b>													
Pozo Almonte Solar 2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	15,8
Total Gen. Bruta	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	15,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	15,8

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>POZO ALMONTE SOLAR 3</b>													
Pozo Almonte Solar 3	2,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,1	2,2	27,9
Total Gen. Bruta	2,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,1	2,2	27,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,3	2,3	2,4	2,3	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6	2,1	2,2	27,9
<b>TECNET</b>													
C.D. La Portada													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>GENERACIÓN SOLAR</b>													
María Elena FV	20,5	20,4	18,5	19,6	21,0	18,8	18,9	21,4	20,8	19,3	19,3	19,2	237,6
Total Gen. Bruta	20,5	20,4	18,5	19,6	21,0	18,8	18,9	21,4	20,8	19,3	19,3	19,2	237,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	20,5	20,4	18,5	19,6	21,0	18,8	18,9	21,4	20,8	19,3	19,3	19,2	237,6
<b>PLANTA SOLAR SAN PEDRO III</b>													
Solar Jama	15,3	14,1	16,0	14,8	15,6	15,0	15,7	15,3	14,8	15,7	14,9	15,5	182,7
Total Gen. Bruta	15,3	14,1	16,0	14,8	15,6	15,0	15,7	15,3	14,8	15,7	14,9	15,5	182,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	15,3	14,1	16,0	14,8	15,6	15,0	15,7	15,3	14,8	15,7	14,9	15,5	182,7
<b>RIJN CAPITAL</b>													
Solar Paruma				6,4	6,1	5,9	6,4	6,1	6,0	6,3	6,2	6,0	55,4
Solar Pular				8,4	8,5	8,4	8,3	8,8	8,2	9,1	8,2	8,6	76,4
Solar Lascar							19,3	19,4	18,7	19,4	18,9	18,8	114,6
Total Gen. Bruta				14,8	14,6	14,4	33,9	34,4	32,9	34,8	33,2	33,4	246,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				14,8	14,6	14,4	33,9	34,4	32,9	34,8	33,2	33,4	246,4
<b>COCHRANE</b>													
C.T. Cochrane	176,8	105,1	151,6	175,0	282,1	254,2	63,8	147,0	204,0	206,9	268,7	148,9	2.184,0
Total Gen. Bruta	176,8	105,1	151,6	175,0	282,1	254,2	63,8	147,0	204,0	206,9	268,7	148,9	2.184,0
Consumos Propios	16,1	9,6	13,8	15,9	28,6	26,6	6,8	15,6	21,2	21,5	27,1	15,7	218,5
Total Gen. Neta	160,7	95,5	137,8	159,1	253,5	227,5	57,0	131,4	182,8	185,3	241,6	133,2	1.965,5
<b>SKY SOLAR</b>													
Arica Solar 1				11,4	12,0	11,5	11,9	11,7	11,7	11,6	11,9	11,4	105,1
Total Gen. Bruta				11,4	12,0	11,5	11,9	11,7	11,7	11,6	11,9	11,4	105,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				11,4	12,0	11,5	11,9	11,7	11,7	11,6	11,9	11,4	105,1
<b>FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5</b>													
Uribe Solar							14,9	14,9	14,4	14,8	14,4	14,9	88,3
Total Gen. Bruta							14,9	14,9	14,4	14,8	14,4	14,9	88,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta							14,9	14,9	14,4	14,8	14,4	14,9	88,3
<b>ABENGOA SOLAR</b>													
PV Cerro Dominador	33,2	22,7	31,4	30,4	27,1	29,8	31,5	28,0	29,1	29,1	30,3	28,9	517,7
CSP Cerro Dominador					64,4	64,4	65,4	65,4	63,3	65,4	63,9	65,5	517,7
Total Gen. Bruta	33,2	22,7	31,4	30,4	91,5	94,2	96,9	93,4	92,4	94,6	94,2	94,4	869,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	33,2	22,7	31,4	30,4	91,5	94,2	96,9	93,4	92,4	94,6	94,2	94,4	869,5
<b>PARQUE EÓLICO QUILLAGUA</b>													
Quillagua						6,6	6,3	7,4	6,8	6,5	6,9	14,6	55,1
Total Gen. Bruta						6,6	6,3	7,4	6,8	6,5	6,9	14,6	55,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta						6,6	6,3	7,4	6,8	6,5	6,9	14,6	55,1
<b>POZO ALMONTE SOLAR 1</b>													
Pozo Almonte Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>EDF EN CHILE</b>													
Bolero					13,0	23,7	25,2	33,2	27,9	40,6	45,5	43,7	252,7
Total Gen. Bruta					13,0	23,7	25,2	33,2	27,9	40,6	45,5	43,7	252,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta					13,0	23,7	25,2	33,2	27,9	40,6	45,5	43,7	252,7
<b>TAMAKAYA ENERGÍA</b>													
Kelar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>CRUCERO ESTE TRES</b>													
Blue Sky 1										15,3	15,0	15,0	45,3
Total Gen. Bruta										15,3	15,0	15,0	45,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										15,3	15,0	15,0	45,3
<b>CRUCERO ESTE DOS</b>													
Blue Sky 2										9,9	10,3	9,6	29,7
Total Gen. Bruta										9,9	10,3	9,6	29,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										9,9	10,3	9,6	29,7
<b>ENEL GREEN POWER</b>													
Finis Terrae		17,4	22,4	20,9	18,6	40,7	41,6	40,3	40,4	38,3	42,6	40,5	363,7
Sierra Gorda										26,4	26,9	26,1	79,3
Cerro Pabellón												28,6	28,6
Total Gen. Bruta		17,4	22,4	20,9	18,6	40,7	41,6	40,3	40,4	64,7	69,5	95,2	471,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta		17,4	22,4	20,9	18,6	40,7	41,6	40,3	40,4	64,7	69,5	95,2	471,6
<b>AUSTRIAN SOLAR</b>													
Huatacondo													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>ACCIONA</b>													
Usya													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>PMGD PICA PILOT</b>													
PMGD Pica													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>TOTAL SING</b>													
Generación Bruta	1.725,3	1.607,8	1.774,2	1.805,2	1.811,2	1.818,0	1.748,8	1.740,6	1.758,5	1.789,1	1.837,3	1.809,6	21.225,5
Consumos Propios	130,2	113,6	125,8	129,1	126,1	122,0	108,1	110,2	119,2	120,0	126,3	119,3	1.450,0
Generación Neta	1.599,5	1.498,2	1.652,8	1.680,3	1.689,4	1.700,2	1.645,0	1.634,7	1.643,6	1.673,4	1.715,2	1.694,5	19.826,6
Pérdidas	46,7	43,9	49,4	53,2	56,0	50,0	45,0	44,7	41,8	41,2	45,5	42,8	560,1
<b>RETIROS SING</b>	1.552,7	1.454,3	1.603,3	1.627,1	1.633,5	1.650,1	1.600,0	1.590,0	1.601,8	1.632,2	1.669,7	1.651,8	19.266,5
<b>ENS</b>													
<b>Cmg Crucero 220 (USD /MWh)</b>	38,8	38,0	38,2	40,8	38,6	38,5	36,8	37,2	38,3	38,1	38,6	37,3	38,3

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

## 7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación se presenta un resumen con los principales proyectos de generación, transmisión y consumos del SING.

En las tablas 23, 24 y 25 se presentan respectivamente los proyectos de generación, transmisión y consumo en construcción según lo comunicado por la Comisión Nacional de Energía mediante la resolución Exenta N° 701 del 29 de diciembre de 2015.

**Tabla 23: Proyectos de Generación en Construcción.**

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW	Tipo Tecnología
Andes Solar	ene-16	21,0	Solar FV
Planta Solar Jama Etapa II	ene-16	22,5	Solar FV
Cochrane (Unidad 1)	ene-16	236,0	Termoeléctrica
Pampa Camarones I	ene-16	6,0	Solar FV
PV Cerro Dominador	ene-16	100,0	Solar FV
Finis Terrae I	feb-16	69,0	Solar FV
Planta Solar Pular	abr-16	28,9	Solar FV
Planta Solar Paruma	abr-16	21,4	Solar FV
Arica Solar I	abr-16	40,0	Solar FV
Bolero Etapa I	may-16	42,0	Solar FV
Kelar	may-16	517,0	Ciclo Combinado
Cochrane (Unidad 2)	may-16	236,0	Termoeléctrica
CSP Cerro Dominador	may-16	110,0	Solar Térmica
Quillagua I	jun-16	23,0	Solar FV
Bolero Etapa II	jun-16	42,0	Solar FV
Finis Terrae II	jun-16	69,0	Solar FV
Uribe Solar	jul-16	50,0	Solar FV
Planta Solar Lascar Etapa I y II	jul-16	64,6	Solar FV
Bolero Etapa III	ago-16	21,0	Solar FV
Sierra Gorda	oct-16	112,0	Eólico
Bolero Etapa IV	oct-16	41,0	Solar FV
Blue Sky 2	oct-16	34,0	Solar FV
Blue Sky 1	oct-16	51,6	Solar FV
Quillagua II	dic-16	27,0	Solar FV
Cerro Pabellón	dic-16	48,0	Geotérmica
Huatacondo	ene-17	98,0	Solar FV
Quillagua III	ago-17	50,0	Solar FV
Usya	oct-17	25,0	Solar FV
Infraestructura Energética Mejillones	feb-18	375,0	Termoeléctrica

**Tabla 24: Proyectos de Transmisión en Construcción.**

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio
Ampliación S/E Lagunas	ene-16
Transformador S/E Atacama	ene-16
S/E Miraje	ene-16
Ampliación Línea Crucero - Encuentro	feb-16
Barra seccionadora en 220 kV S/E Tarapacá	mar-16
Reemplazo de tramo de línea de 69 kV de Minera Escondida	jul-16
Conexión en S/E Lagunas de proyecto Pintados-Pica-Llamara	jul-16

<b>Proyectos de Transmisión</b>	<b>Puesta en Servicio</b>
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17
Nueva línea Kapatur - Los Changos	ene-18
S/E Nueva Crucero Encuentro	nov-18
Extensión Líneas Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones en S/E Nueva Crucero Encuentro	dic-18
Ampliación de conexiones S/E Crucero para reubicación S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19
Extensión Líneas Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro	may-19
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20

**Tabla 25: Proyectos de Consumo en Construcción.**

<b>Proyectos de Consumo</b>	<b>Puesta en Servicio</b>
Línea Atacama - MOLYB	ene-16
Reemplazo de transformadores 5 y 6 S/E 10	ene-16
Reemplazo de paños S/E 10A	may-16
EWS Minera Escondida	jun-16

## 8. ANEXOS

### 8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas 26, 27 y 28 se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el cuarto trimestre de 2015, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico: Informes de Falla de Coordinados, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

**Tabla 26: Eventos de Falla asociados a unidades generadoras.**

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3937	01-oct	11:38	Desenganche de la unidad U16.	BUS de comunicación sistema LPL suelto.	48,90	2	128,00	50,69
3938	03-oct	7:26	Desenganche de la unidad CC1 en configuración TG1A+0,5TC1V.	Rotura flexible circuito combustible.	49,26	No	136,00	0
3939	05-oct	21:49	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad CC2 en configuración TG2B+0,5TV2C.	Falla en el sistema de aire de purga de la componente TG2B.	49,10	No	155,00	0
3942	12-oct	13:54	Desenganche de la unidad CTM1.	Trip de caldera por falta de aire de combustión.	49,61	No	102,00	0
3943	12-oct	21:47	Desenganche de la unidad NTO2.	Pérdida de señal entre el DCS y el PLC del FGD (filtro de mangas) debido a un cable suelto.	49,29	No	134,00	0
3944	17-oct	11:34	Desenganche de la unidad CTA.	Bajo nivel del domo por falla bomba agua alimentación.	49,13	No	159,00	0
3946	18-oct	20:58	Regresión de carga de la unidad U16 y posterior desenganche de la componente U16-TV.	Baja temperatura de enfriador de aire OTC LP.	48,90	2	175,00	50,95
3948	22-oct	14:03	Desenganche de la Central Eólica Valle de Los Vientos con 58 MW.	Falla de los sistemas de protección.	49,65	No	58,00	0
3949	27-oct	7:57	Desenganche de la unidad U16.	Falla en interruptor de filtro de armónicos.	49,51	No	124,00	0
3950	30-oct	16:24	Desenganche de la unidad CTH.	Bajo nivel del DOMO.	49,70	No	75,00	0
3951	30-oct	20:32	Desenganche de la unidad CTM3_AESGENER.	Falla en válvula de drenaje de F.O.	48,99	1	228,00	39,00
3953	31-oct	16:09	Desenganche de la unidad CTTAR.	Falla en EX2000.	49,43	No	141,00	0
3954	31-oct	23:37	Desenganche de la componente CTM3-TG_AES GENER.	Falla en transmisor de presión en kit hidráulico de by pass turbina de vapor.	50,00	No	30,00	0
3955	01-nov	5:31	Desenganche de la componente CTM3-TG_AES GENER.	Falla en bomba N°1 de kit hidráulico de by pass turbina de vapor.	50,00	No	32,00	0
3956	02-nov	2:13	Desenganche de la componente CTM3-TG_AES GENER.	Falla en válvula de drenaje del compresor.	50,00	No	30,00	0
3957	02-nov	6:30	Desenganche de la componente CTM3-TG_AES GENER.	Falla en tarjera de válvula de drenaje.	50,00	No	25,00	0
3958	02-nov	16:20	Desenganche de la unidad Central Solar Jama.	Subtensión de transformador por la inyección de potencia reactiva por parte de los inversores, esto debido a una falla de comunicaciones del SCADA que ordenó en forma errónea inyectar reactivos.	50,00	No	31,50	0
3962	04-nov	0:50	Desenganche de la unidad ANG1.	Alta presión del hogar debido a la caída de un costrón de escoria.	48,80	3	263,00	116,00
3966	05-nov	14:33	Desenganche de la unidad CTTAR.	Operación fortuita por parte de personal de Transelec que se encontraba trabajando.	49,53	No	100,00	0
3967	06-nov	3:24	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad CTM1.	Bajo nivel del domo.	49,46	No	152,00	0
3968	10-nov	6:26	Desenganche de la unidad NTO1.	Tubo roto caldera.	49,46	No	135,00	0
3969	10-nov	21:54	Desenganche de la unidad CTM3.	Falla válvula drenaje del compresor.	48,90	2	230,00	48,00
3971	12-nov	11:35	Regresión de carga de la Central María Elena.	Alta nubosidad en la Zona.	49,69	No	49,00	0
3972	14-nov	9:51	Desenganche de la unidad CTTAR.	Problemas en excitatriz del Generador.	49,06	No	140,00	5,00
3973	16-nov	17:15	Desenganche de la unidad U14.	Bajo nivel de Domo.	49,67	No	111,00	0
3974	17-nov	1:42	Desenganche de la unidad U14.	Bajo nivel del Domo Caldera por pérdida de Bomba agua Alimentación.	49,37	No	112,00	0
3977	18-nov	8:40	Desenganche de la unidad U14.	Alta temperatura de gases de entrada al filtro de manga.	49,61	No	78,00	0
3979	18-nov	16:25	Desenganche de la componente CTM3-TG.	Cierre intempestivo de válvula by-pass domo AP.	49,28	No	96,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3980	19-nov	9:09	Desenganche de la componente U16-TV.	Calidad de gas provoca pulsaciones en cámara de combustión.	49,66	No	69,00	0
3981	19-nov	12:39	Desenganche de la unidad U16.	Baja presión de aire de instrumento por rotura de tubería en torre secadora.	48,99	1	126,00	33,70
3982	19-nov	19:37	Desenganche de la unidad U14.	Alta diferencial filtro de manga.	49,30	No	100,00	0
3985	25-nov	9:59	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta presión de aire combustión.	49,39	No	111,00	0
3989	27-nov	2:15	Regresión de carga de la unidad CTM1.	Falla en bomba de agua alimentación.	49,31	No	24,00	0
3990	27-nov	12:02	Regresión de carga de la Central Jama.	Fallas de comunicación con Inversores.	49,95	No	29,00	0
3991	27-nov	12:51	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura de vapor sobrecalentado.	49,71	No	90,00	0
3993	28-nov	5:54	Desenganche de la unidad CTTAR.	Problemas de Vacío.	49,71	No	31,00	0
3994	01-dic	19:55	Desenganche de la componente TG2A.	Pérdida de detección de llama.	49,26	No	114,00	0
3996	02-dic	10:46	Desenganche de la componente CTM3-TV.	Bajo nivel de excitatriz de la componente durante pruebas.	49,49	No	87,00	0
3997	02-dic	15:29	Desenganche de la unidad CTM3.	Al realizar cambio de modo combustión durante pruebas.	49,36	No	104,00	0
3998	06-dic	13:50	Desenganche de la unidad U16.	Falla en válvula de drenaje de torre secadora N°1 (sistema de aire de instrumentación).	48,79	3	190,00	141,70
3999	07-dic	18:46	Desenganche de la unidad U16.	Obstrucción de aspiración de bombas circuladoras por ingreso de medusas.	48,98	1	159,00	34,30
4001	08-dic	14:00	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad U12.	Pérdida de alimentación de corriente continua.	49,69	No	50,00	0
4002	08-dic	14:11	Desenganche de la unidad U13.	Pérdida de vacío condensador, por trip bomba circuladora debido a obstrucción con medusas y algas.	49,70	No	50,00	0
4003	08-dic	15:42	Desenganche de la unidad U14.	Relé maestro 86G quemado.	48,99	1	125,00	37,04
4005	09-dic	1:34	Desenganche de la unidad U14.	Bajo vacío de condensador.	49,65	No	57,00	0
4006	09-dic	13:48	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad U16.	Señal errónea de alta temperatura descanso N°2 por falla en termocupla.	49,39	No	140,00	0
4007	09-dic	22:27	Desenganche de la unidad CTM3 AESGENER.	Falla al realizar cambio de modo de combustión de difusión a premix.	49,65	No	100,00	0
4010	13-dic	20:49	Desenganche de la unidad TG3.	Falla a tierra de sensor de red contra incendio.	50,00	No	27,00	0
4011 <sup>(1)</sup>	16-dic	7:35	Desenganche de la unidad U16.	Falla en bus de comunicación sistema LPL.	49,01	1	157,00	18,30
4012 <sup>(2)</sup>	21-dic	10:42	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura de vapor recalentado.	49,00	1	145,00	19,90
4013	22-dic	22:52	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad CTM3 AESGENER.	Bajo nivel de cantara por contaminación con medusas.	49,01	1	184,00	36,20
4014	22-dic	23:28	Desenganche de la unidad TG3.	Alta diferencial de combustible líquido.	49,51	No	25,00	0
4021	25-dic	12:22	Desenganche de la unidad CTTAR.	Disparo de caldera por bajo nivel del domo.	49,43	No	149,00	0
4023	27-dic	19:03	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad NTO1.	Producto de la falla del pulverizador 1A, se produce bajo vacío en ducto de gases, trip de VTI y VTF.	49,37	No	136,00	0
4024	28-dic	0:16	Desenganche de la unidad NTO1.	Actuación de protección de aire recalentado por error operacional.	49,88	No	20,00	0

Nota (1): Para el Evento de Falla N°4011 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (2): Para el Evento de Falla N°4012 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

**Tabla 27: Eventos de Falla asociados a instalaciones de transmisión.**

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3940	08-oct	16:09	Interrupción de la S/E Sierra Gorda.	Apertura indeseada de Interruptores 52J2, 52JT2 y 52EH30 por baja presión de gas SF6 durante la faena de cambio de polos del 52JS.	50,65	100,00
3941	10-oct	14:15	Interrupción del transformador MMH 220/23 kV N°2.	Pérdida de continuidad en punto de bornera de conexión asociada al diagrama de control del gabinete del transformador principal de poder N°2.	50,19	30,00
3945	17-oct	13:49	Interrupción de la línea 220 kV Salar - Chuquicamata.	Baja presión de gas SF6 en interruptor 52J6C, extremo S/E Salar.	50,00	0
3952	30-oct	20:53	Interrupción del Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV.	Camión tolva choca cables de comunicaciones y quiebra poste MT, de Alimentador Boro.	50,10	14,00
3959	03-nov	13:28	Interrupción del Transformador N° 1 69/4,16 kV N°1 de S/E Punta Negra.	Se investiga.	50,00	1,00

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3960	03-nov	13:50	Interrupción del Transformador OLAP 69/13,8 kV N°1 de la S/E OLAP.	Corto circuito en sala eléctrica de S/E OLAP.	50,00	11,00
3961	03-nov	16:02	Interrupción Transformador Sierra Gorda 220/33 kV N°1.	Falla a tierra por condiciones climáticas adversas (tormenta de arena) en lado 33 kV.	50,00	15,00
3963	04-nov	7:05	Interrupción del transformador Estación de Bombeo N°4 220/4,16 kV.	Se investiga.	50,00	5,17
3964	04-nov	13:41	Interrupción del Circuito Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko.	La apertura del 52J2 se produce por Transferencia de desenganche mientras se realizaban pruebas de control en la S/E Bombeos 4.	50,00	0
3965	05-nov	7:11	Interrupción del Circuito Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta.	Acortamiento de distancia eléctrica entre fase inferior y línea por tránsito de maquinaria pesada.	50,00	7,80
3970	12-nov	11:00	Interrupción de la S/E Mantos de la Luna.	Falla interna en la planta de impulsión	50,00	3,00
3975	17-nov	10:51	Desconexión del Transformador El Abra 220/23 kV N°1.	Señal errónea enviada a la protección diferencial de barra al estar trabajando en el transformador N°1.	50,42	80,00
3976	18-nov	7:44	Interrupción de la Línea 110 kV Muelle - Guayaques.	Ave rapaz electrocutada en estructura N°207.	50,20	26,00
3978	18-nov	9:50	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Falla bifásica por acortamiento de distancia eléctrica debido al tránsito de vehículo con carga alta.	50,00	0,52
3983	19-nov	20:23	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Falla monofásica ocasionada por la interrupción de un ave en elemento disyuntor de la cadena de aisladores.	49,90	2,42
3984	24-nov	2:29	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Falla monofásica ocasionada por un ave electrocutada en la estructura N°593.	50,00	2,35
3986	25-nov	11:45	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - Antofagasta.	Jote electrocutado en estructura N° 171.	50,00	9,30
3987	25-nov	17:33	Interrupción Línea 220 kV Norgener - Crucero.	Operación errónea de la protección 67N.	50,00	0
3988	25-nov	17:33	Interrupción Línea 220 kV Tap Off Enlace - Antucoya N° 1.	Flash over en estructura N° 30 producto de lavado de aislación.	50,00	7,20
3992	27-nov	18:00	Interrupción de los Transformadores Lomas Bayas 220/6,6 kV N°1 y 2.	Operación relé Buchholz por fuerte sismo en la zona.	50,31	28,00
3995	01-dic	23:54	Interrupción de la línea 220 kV Calama - Solar Jama.	Error durante trabajos asociados a solicitud N° 161453.	50,00	0
4000	08-dic	12:42	Interrupción de la Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica.	Se investiga.	50,00	0
4004	08-dic	16:28	Interrupción de la Sub Estación Desalant.	Variación de Voltaje.	49,99	10,70
4008	11-dic	6:13	Interrupción de la línea 220 kV O'Higgins - Coloso.	Alta contaminación en la zona.	50,00	12,00
4009	13-dic	5:06	Interrupción de la Barra 66 kV de S/E Arica.	Falla en Paño 52B5, al momento del cierre en anillo con Tap-Off Quiani opera baja presión de aire.	50,00	5,10
4015	23-dic	9:06	Interrupción Barra 110 kV S/E Cóndores.	Falla monofásica causada por el acortamientos de la distancia entre las estructura, presuntamente por la presencia de jotes.	50,39	42,00
4016	23-dic	16:38	Interrupción de la S/E La Portada.	Error operacional al momento en que se inspeccionaba variables del relé TPU2000R del Transformador La Portada 110/23 kV.	50,00	12,50
4017	23-dic	21:01	Interrupción de la línea de 110 kV Chacaya - Muelle.	Ave electrocutada.	50,00	30,00
4018	24-dic	2:32	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Esmeralda con Reconexión exitosa.	Cortocircuito monofásico producto de que las cadenas de aislación se encontraban contaminadas.	50,21	11,60
4019	24-dic	3:53	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Esmeralda.	Cortocircuitos producto de la contaminación presente en las cadenas de aislación de la línea.	50,30	42,50
4020	24-dic	5:07	Interrupción del Transformador Capricornio 220/110/13,8 kV.	Sobre voltaje por error de maniobra.	50,31	63,24
4022	25-dic	14:38	Interrupción de la línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica.	Camión incendiado bajo la línea, entre estructuras N°146 y 147.	50,00	0,20
4025	30-dic	10:31	Interrupción de la S/E Pacífico.	Error humano al pasar a llevar un cable, mientras se realizaba limpieza a los Transformadores de Corriente y Potencial.	50,00	14,00

**Tabla 28: Eventos de Falla asociados a instalaciones de clientes.**

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3947	21-oct	20:15	Rechazo de carga de Minera Sierra Gorda	Falla a tierra en sala eléctrica de flotación barra 416 V.	50,27	60,00

## 8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

En la tabla siguiente se presenta la Desconexión Manual de Carga (DMC) realizada durante la operación del sistema en el cuarto trimestre de 2015.

**Tabla 29: Desconexiones Manuales de Carga.**

Fecha	Hora Inicio	Hora Fin	Causa	Subestación Afectada	Demanda Base [MW]	DMC [%]	Desconexión Clientes Libres [MW]	Desconexión Clientes Regulados [MW]
05-oct	22:06	23:00	Déficit de potencia.	SING	2.290	5	97,6	0