



**CDEC SING**

CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA  
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE

## INFORME TRIMESTRAL CDEC-SING ABRIL-JUNIO 2016

Autor  
Fecha Creación  
Correlativo

CDEC-SING  
29-07-2016  
CDEC-SING C064/2016

<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	4
2.3.1 DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	4
2.3.2 DE POTENCIA	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 DO/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
3.7 INTERCONEXIÓN SING-SADI	18
<b>4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES</b>	<b>19</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>44</b>
<b>8. ANEXOS</b>	<b>46</b>
8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	46
8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	49

## 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 periodo entre el 1 de abril al 30 de junio de 2016, 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 periodo comprendido entre abril y junio de 2016. Asimismo, se presentan los avances realizados durante el mismo periodo 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 periodo comprendido abril y junio de 2016 se publicó la Ley N° 20.928 sobre equidad tarifaria, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos en relación a las tarifas de distribución.

### **2.2 REGLAMENTACIÓN**

En el periodo objeto del presente informe, se dictó el D.S. N° 33, del Ministerio de Energía, el cual modificó el D.S. N° 331, de 2009, Reglamento de la Ley N° 20.365 que establece franquicia tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos.

### **2.3 NORMA TÉCNICA**

#### **2.3.1 DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO**

Mediante Res. Exenta N°375, del 22 de abril de 2016 se modificó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En específico, esta modificación considera cambios a los artículos permanentes de la norma en relación a las pruebas de potencia máxima en unidades generadoras y a algunos artículos de los Anexos Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras y Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.

#### **2.3.2 DE POTENCIA**

Mediante Res. Exenta N° 54, del 28 de enero de 2016, se aprobó la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, a que hace referencia el Decreto Supremo N° 62, de 2006.

### **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 de 2015, el Directorio aprobó someter a los Integrantes una segunda propuesta de modificación al Reglamento Interno para formular observaciones. Durante el segundo trimestre de 2016 no se emitió una propuesta definitiva de modificación.

### **2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS**

#### **2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

El Decreto de Transmisión Troncal N° 23T/2015, con vigencia para el período tarifario enero de 2016 a diciembre 2019, fue publicado con fecha 3 de febrero de 2016. En cumplimiento de los plazos establecidos en el Decreto, la DP informó a los Coordinados la publicación del Informe Anual Troncal de pagos provisorios de peajes del año 2016, mediante carta CDEC-SING N° 535/2016 de fecha 1 de abril. Los pagos mensuales de peaje troncal reflejan la aplicación del nuevo Decreto Troncal a partir del informe correspondiente a marzo.

La reliquidación de diferencia de pagos de peajes troncales entre los pagos realizados mediante Decreto N° 61/2011 y los pagos determinados en aplicación del Decreto N° 23T/2015, por los meses de enero y febrero 2016, se informó con fecha 24 de junio.

Se publicó, con fecha 10 de junio, el Decreto 6T/2016, el cual modifica el Decreto 23T/2015. Los cambios con efectos en pagos de peajes corresponden a una reasignación a tramos de los contratos de labores de ampliación. Para julio se considera la publicación de una versión 2.0 del Informe IAT 2016, el cual incluirá una actualización de demanda informada por la Compañía Haldeman Mining Company y la aplicación del Decreto Tarifario 6T/2016. Los cambios en los pagos mensuales serán aplicados a partir del Informe correspondiente a junio.

Se informó, mediante carta CDEC-SING N° 1043, la entrada en operación de la obra de ampliación troncal correspondiente al proyecto Ampliación de Barra en S/E Tarapacá a partir del día 29 de junio, la cual será incluida en el informe de peaje mensual de junio.

**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. Habiéndose publicado, de fecha 3 de abril, el Decreto N° 3T de 2016 que fija derechos de explotación y ejecución, la empresa Transelec Holdings Rentas Limitada, mediante carta J – N° 1913 de fecha 22 de junio, informó la entrega de las boletas de garantía y los antecedentes de la constitución de la SAGET (Sociedad anónima abierta giro exclusivo transmisión) llamada Interconexión Los Changos S.A. y de la solicitud de la inscripción de ésta en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros.

**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 junio, la ejecución del proyecto presenta alrededor de un 63% de avance global.

Con fecha 30 de mayo se cumplió el plazo para el Hito N° 4 de pruebas en fábrica. El Auditor Técnico ha efectuado la revisión de los antecedentes presentados por InterChile para emitir su informe de cumplimiento del Hito. Para la emisión de la versión final de dicho informe, se espera a la recepción de antecedentes solicitados por el Auditor al Adjudicatario con el objeto de verificar el cumplimiento de la calificación sísmica de algunos equipos: desconectadores y reactor de línea.

#### **Construcción de la Obra Nueva Subestación Nueva Crucero Encuentro, Decreto exento N° 201/2014.**

Mediante carta N° 1101920 el adjudicatario informó a CDEC-SING el cambio de nombre de la Subestación Nueva Crucero Encuentro por Subestación Kimal. En el período de abril a junio se desarrolló el proceso de licitación de la Auditoría Técnica de la Obra Nueva. La auditoría fue adjudicada, de fecha 28 de mayo, a la empresa ABSG Consulting Chile por un monto de 3.604 UF, valor inferior al valor referencial de 4.000 UF fijado en las Bases de Licitación del proyecto. Con fecha 3 de junio se firmó el contrato de CDEC-SING con la empresa adjudicada.

#### **2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

Por aplicación del Decreto Troncal 23T, el cual fijó el cambio de calificación de las líneas de 220 kV; Tarapacá-Cóndores, Cóndores-Parinacota y Salar-Calama, desde subtransmisión a transmisión troncal, se efectuó el cambio en la asignación de pagos entre subtransmisores, el cual se informó previamente a la CNE mediante carta CDEC-SING N° 393/2016. En aplicación del cambio de calificación, se actualizaron los cálculos de pagos de pérdidas y la asignación de pagos entre subtransmisores a partir del informe mensual de subtransmisión de marzo en adelante.

Se recibió del Coordinado E-CL, mediante carta GCT/005/2016 de fecha 6 de abril, y del Coordinado Transelec mediante carta DER N° 003/2016 de fecha 12 de abril, la solicitud de incorporar la valorización de las instalaciones clasificadas como de subtransmisión para el período 2016 a 2019 (Decreto N° 163/2014), en el FDI (Factor de Distribución de Ingresos) para el cálculo de la repartición de los ingresos de subtransmisión, a partir de enero de 2016. La DP presentó

mediante carta CDEC-SING N° 631/2016, de fecha 20 de abril, una consulta a la SEC respecto de la aplicabilidad de la calificación del Decreto N° 163 en el marco de la aplicación del Decreto Tarifario de Subtransmisión DS 14/2012 que ella efectúa, mientras no se dicte el nuevo Decreto tarifario de subtransmisión para el período 2016 a 2019. Cabe hacer notar que el DS 14/2012 tuvo vigencia en el período 2011 a 2014, y fue extendido en su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015 mediante el decreto N° 7T/2015 publicado el 2 de abril de 2015. Posteriormente, se recibieron cartas GCT/014/2016 de E-CL, de fecha 30 de mayo, y DER N° 004 de Transelec, de fecha 02 de junio, en las cuales ambos Coordinados se desisten de la solicitud planteada a la DP, debido a que consideran que ella ha sido incluida dentro del Proyecto de Ley de Transmisión.

### 2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

No existen nuevos avances que informar durante el período comprendido entre los meses de abril y junio de 2016.

## 2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP

Mediante Resolución Exenta N° 389, se informó favorablemente por aparte de la Comisión Nacional de Energía el Procedimiento DO "Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING".

### 2.6.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE

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

### 2.6.2 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE

A la fecha, no hay Procedimientos en trámite.

### 2.6.3 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS DO/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 30 de junio de 2016.

**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 SITR 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.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (20/01/2016).
8	DO	NT	Informes de Falla de Coordinados.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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 Favorable de la CNE (29/04/2016).
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.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico a NTSyCS (21-12-2015).
22	DO	DS 291	Información de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico a NTSyCS (21-12-2015).
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.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico a NTSyCS (21-12-2015).
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.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico a NTSyCS (21-12-2015).
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).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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).
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 V.2 (16-10-2015)
47	DAP	DS 291	Confección del Presupuesto del CDEC-SING.	Con informe favorable de la CNE V.3 (07/09/2015)



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

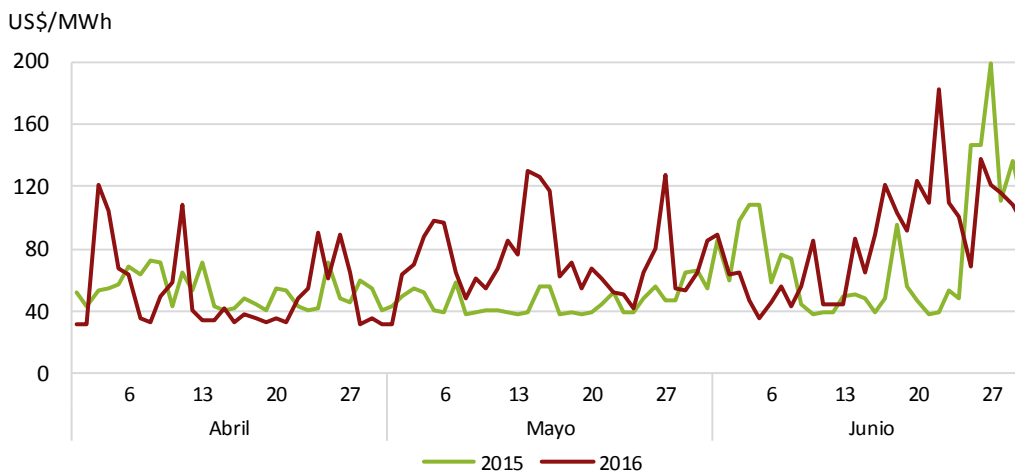
#### 3.1 COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del segundo trimestre del año 2016 en la barra Crucero 220 kV fue de 70,3 US\$/MWh, lo que es un 20,3% superior al promedio en el mismo periodo del año 2015 (58,4 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 182,6 US\$/MWh, ocurrido el día miércoles 22 de junio, lo que es un 8,5% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2015. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día viernes 1 de abril con 31,2 US\$/MWh, valor 17,4% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 31,7 US\$/MWh, superior en un 13,9% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 45,2% en los costos marginales diarios durante el periodo.

**Tabla 2: Estadística Costo Marginal segundo trimestre 2016 [US\$/MWh].**

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2016	2015	Comparación 2016/2015
Promedio	70,3	58,4	20,3%
Máximo	182,6	199,4	-8,5%
Mínimo	31,2	37,8	-17,4%
Desviación Estándar	31,7	27,9	13,9%
Variación	45,2%	47,7%	-5,3%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio diarios del segundo trimestre de 2016, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2015.



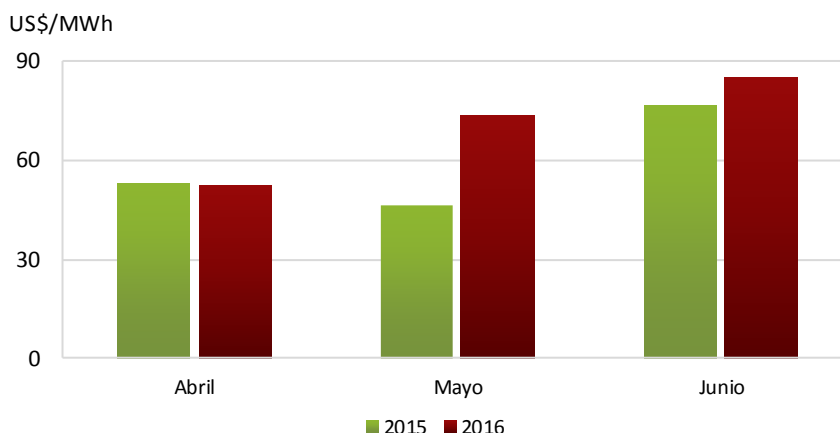
**Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.**

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del segundo trimestre del año 2016, comparados con los valores en el mismo periodo del año 2015.

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

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	2016	2015	Comparación 2016/2015
Abr	52,3	52,8	-0,8%
May	73,4	46,4	58,3%
Jun	85,1	76,6	11,1%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del segundo trimestre de 2016, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2015.



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

### 3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el segundo trimestre del año 2016, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.887,6 GWh, lo que es 0,02% superior a la generación bruta del trimestre anterior (4.886,9 GWh), y a su vez representa un incremento del 4,7% con respecto al segundo trimestre del año 2015 (4.669,0 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2006 hasta el año 2016. Durante este último año 2016 se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón.

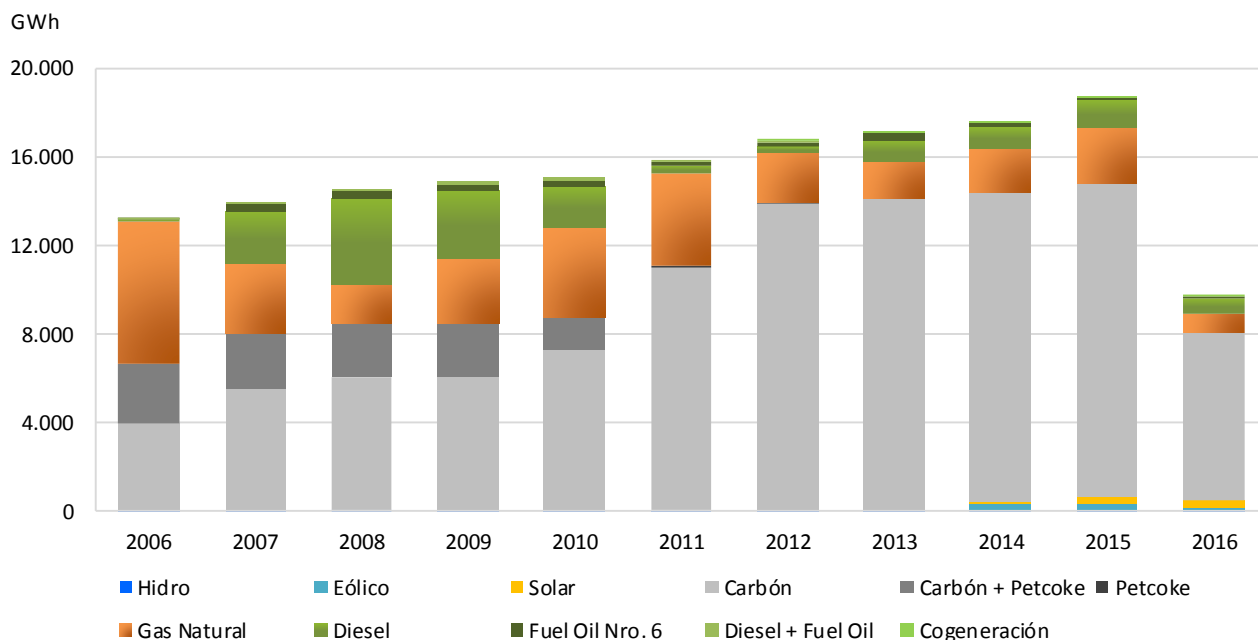


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2006-2016 [GWh].

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2006 hasta el 2016.

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

Tipo Combustible	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Carbón	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%	79,6%	75,4%	77,1%
Gas Natural	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,1%	13,5%	9,2%
Diesel + Fuel Oil	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	6,4%	6,7%	7,9%
Solar+Eólico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	3,2%	4,7%
Hidro	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%
<b>GWh Anual</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>	<b>9.775</b>

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 76,4% corresponde a generación con carbón, 8,2% con gas natural, 9,6% con combustibles derivados del petróleo, 4,6% con fuentes solares y eólicas, 0,4% con energía hidroeléctrica y 0,7% con fuentes de cogeneración.

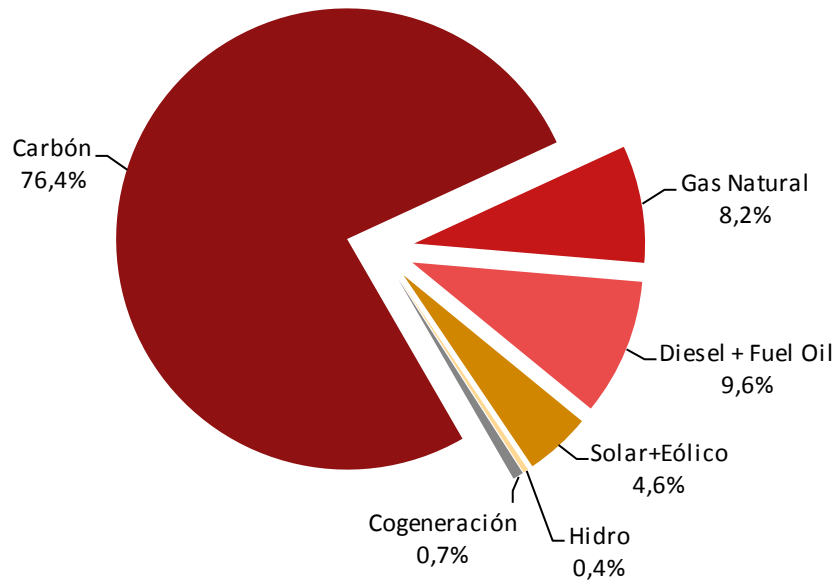


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

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

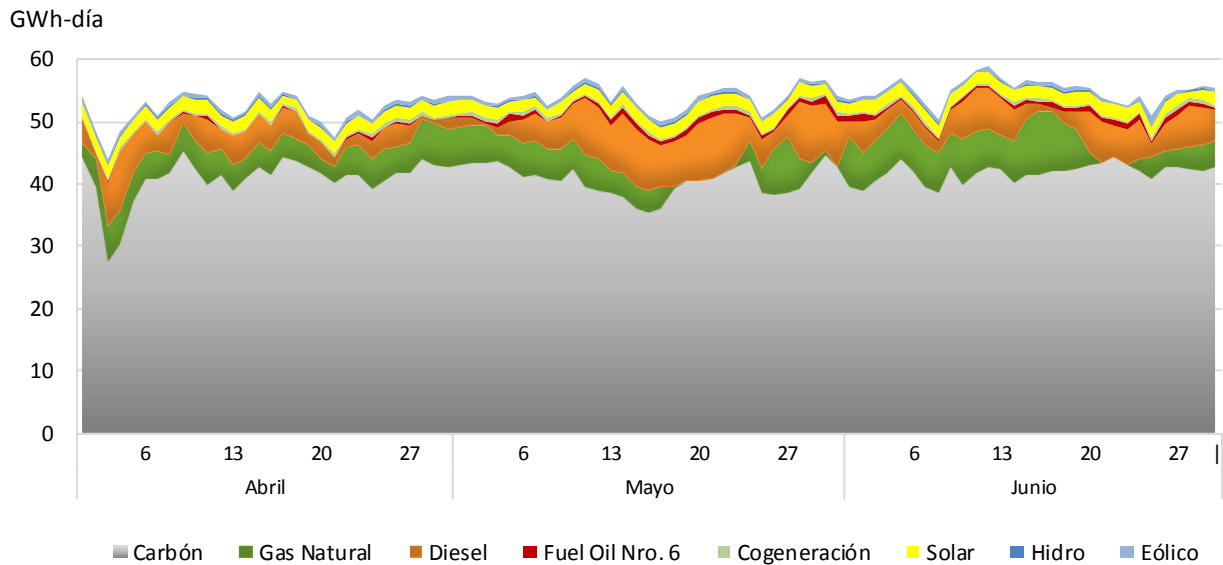


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del segundo trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue mayo con 1.675 GWh, que corresponde al 34,3% de la generación bruta del trimestre.

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

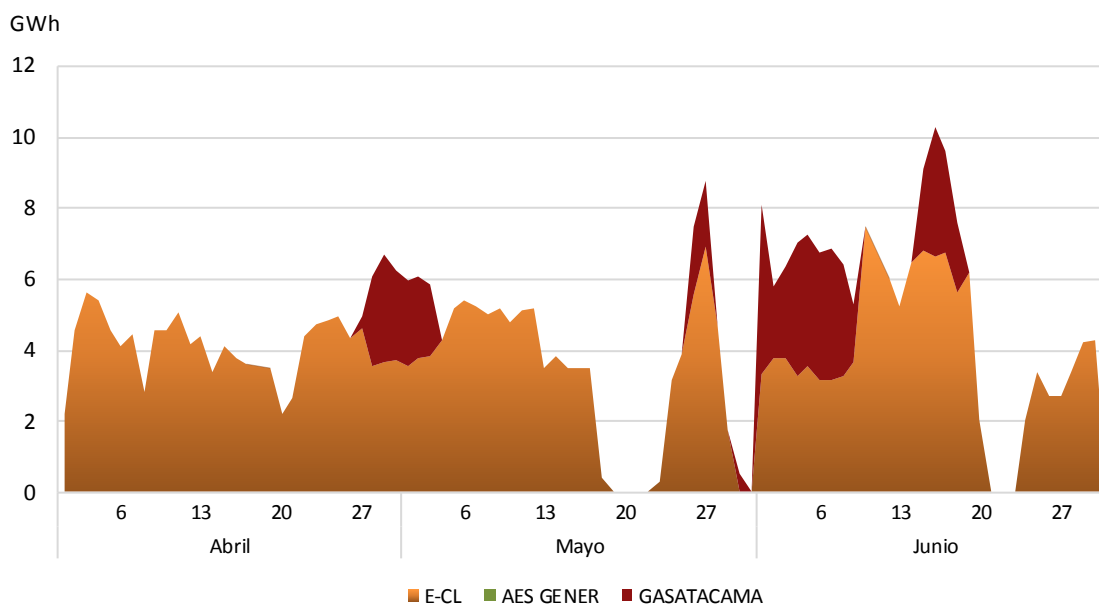
Generación Bruta Mensual por Tipo de Combustible (GWh)				
Tipo Combustible	Abr	May	Jun	Total
Carbón	1.223,81	1.258,87	1.253,83	<b>3.736,51</b>
Carbón + Petcoke				<b>0</b>
Cogeneración	11,84	12,60	12,14	<b>36,58</b>
Diesel	107,64	188,85	129,62	<b>426,11</b>
Diesel + Fuel Oil				<b>0,00</b>
Eólico	18,16	18,05	16,73	<b>52,94</b>
Fuel Oil Nro. 6	3,91	20,07	18,37	<b>42,35</b>
Gas Natural	130,70	112,09	159,21	<b>401,99</b>
Hidro	5,84	5,74	5,64	<b>17,22</b>
Otro				<b>0</b>
Petcoke				<b>0</b>
Solar	59,46	58,54	55,93	<b>173,93</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.561,35</b>	<b>1.674,81</b>	<b>1.651,48</b>	<b>4.887,64</b>

### 3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 8,2% durante el segundo trimestre de 2016, variando entre un mínimo de 6,7% durante el mes de mayo y un máximo de 9,6% durante el mes de junio.

**Tabla 6: Generación gas natural trimestral.**

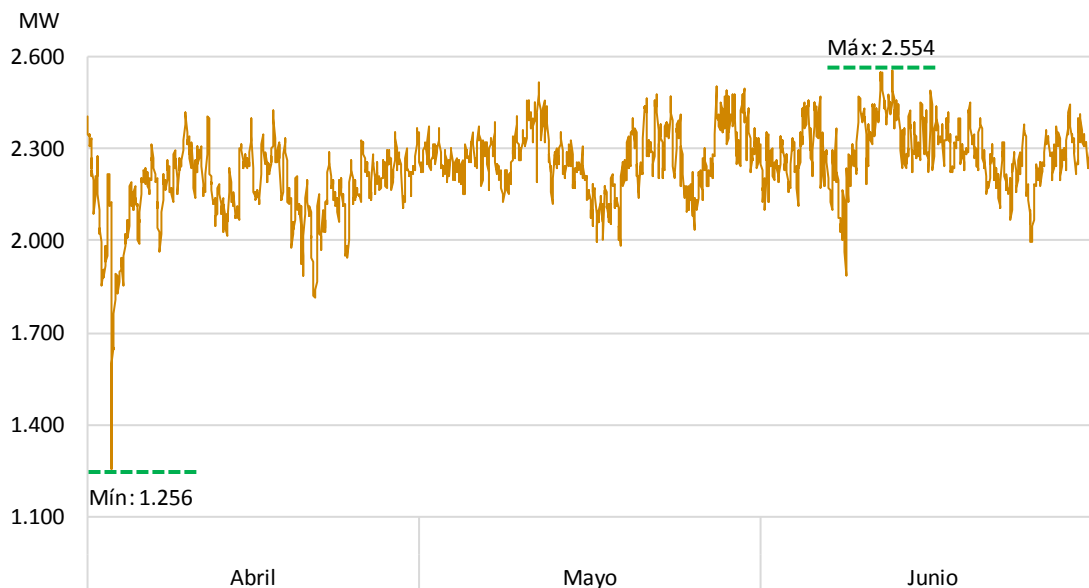
Generador	GWh	Participación
AES GENER	0,00	15%
GAS ATACAMA	59,09	85%
E-CL	342,9	0%
<b>Total</b>	<b>402,0</b>	<b>100%</b>



**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 segundo trimestre del año 2016. La máxima generación fue de 2.554,5 MW durante la hora 22 del día domingo 12 de junio, y la mínima fue de 1.256,4 MW durante la hora 5 del día domingo 3 de abril.



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

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el segundo trimestre, donde se observó un promedio de 2.243,8 MW en el periodo, con una desviación estándar de 125,1 MW.

**Tabla 7: Resumen potencia media horaria segundo trimestre.**

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.243,8
Desviación Estándar	125,1
Mínima	1.256,4
Máxima	2.554,5
Factor de Carga	87,8%
Coefficiente Variación	5,6%

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

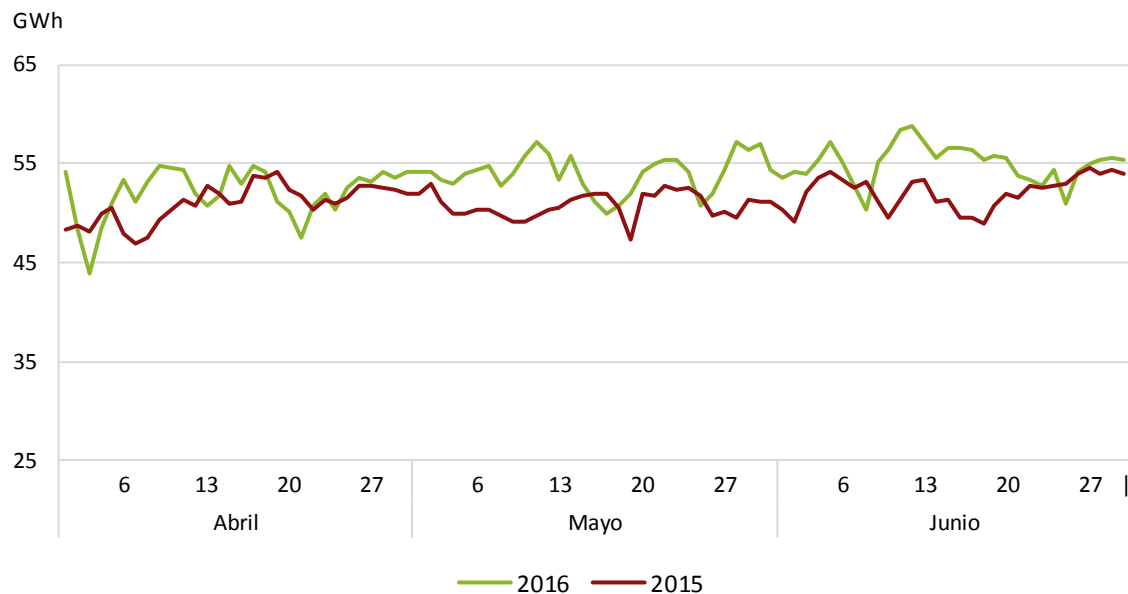


Figura 8: Energía bruta diaria segundo trimestre.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 53,71 GWh, lo que es un 4,7% mayor al promedio del mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo es de 2,45 GWh, lo que indica una variación de 4,6% con respecto a la media.

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

Energía Bruta Diaria	2016	2015
Promedio	53,71	51,31
Desviación Estándar	2,45	1,73
Coficiente Variación	4,6%	3,4%
Máximo	58,89	54,64
Mínimo	43,88	46,84

### 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 periodo abril – junio de 2016 fueron de 4.286,8 GWh, de los cuales el 88,9% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,1% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

Tabla 9: Ventas por empresa segundo trimestre [GWh].

Empresa	Tipo Cliente	Abril	Mayo	Junio	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	-	-	-	-
	Libre	282,5	302,6	219,4	804,5
ANDINA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	59,6	58,6	58,2	176,4
ANGAMOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	248,4	267,3	269,5	785,2
CAVANCHA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-

Empresa	Tipo Cliente	Abril	Mayo	Junio	Total Trimestre
CELTA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	72,2	84,5	94,8	<b>251,6</b>
COCHRANE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	6,0	89,5	<b>95,6</b>
E-CL	Regulado	157,9	159,9	158,3	<b>476,1</b>
	Libre	406,3	408,4	407,0	<b>1.221,7</b>
ENERNUEVAS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
ENORCHILE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	48,1	56,2	40,3	<b>144,6</b>
EQUIPOS DE GENERACION	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GASATACAMA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	9,5	10,4	-	<b>20,0</b>
GENERACIÓN SOLAR	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
HORNITOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	90,7	106,8	95,6	<b>293,1</b>
LOS PUQUIOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
NORACID	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,3	0,8	0,8	<b>2,9</b>
ON GROUP	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	1,4	1,5	<b>2,8</b>
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PMGD PICA PILOT	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS1	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS2	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,1	0,8	1,3	<b>3,2</b>
PAS3	Regulado	-	-	-	-
	Libre	3,3	3,3	2,6	<b>9,1</b>
SPS LA HUAYCA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TECNET	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>Regulado</b>	<b>157,9</b>	<b>159,9</b>	<b>158,3</b>	<b>476,1</b>
	<b>Libre</b>	<b>1.223,0</b>	<b>1.307,2</b>	<b>1.280,5</b>	<b>3.810,7</b>



A continuación, se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el segundo trimestre de 2016.

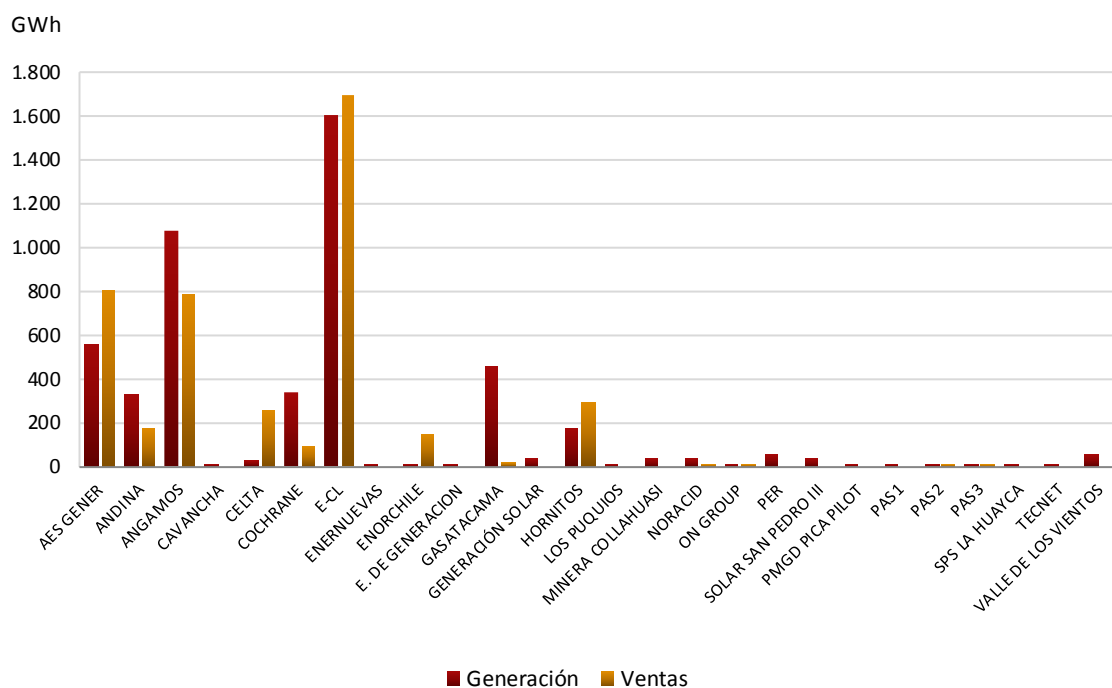


Figura 9: Generación y ventas por empresa segundo trimestre.

### 3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el segundo trimestre del año 2016.

**Tabla 10: Mantenimiento mayor segundo trimestre.**

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
MIMB4	01-abr	27-may	57
CTTAR	09-abr	30-jun	83
CTM1	15-may	21-may	7
GMAR2	30-may	10-jun	12
CTH1	01-jun	29-jun	29
TG2B	22-jun	29-jun	8
TV2C	22-jun	29-jun	8

### 3.7 INTERCONEXIÓN SING-SADI

El día viernes 12 de febrero de 2016, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se interconectó con el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes, permitiendo desde esa fecha el intercambio de energía entre ambos países. Durante los meses de abril, mayo y junio, la exportación de energía desde el SING hacia el SADI correspondió a 2,7 GWh, 25,3 GWh y 29,2 GWh, respectivamente.

A continuación, se presenta la exportación desde el SING hacia el SADI durante los últimos 6 meses.

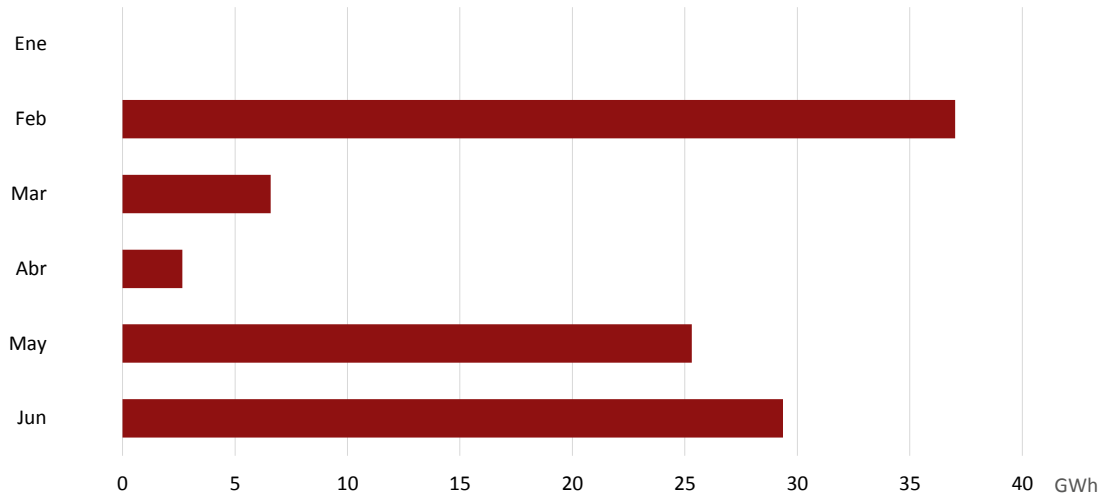


Figura 10: Exportaciones de Energía hacia el SADI entre enero y junio.

#### 4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

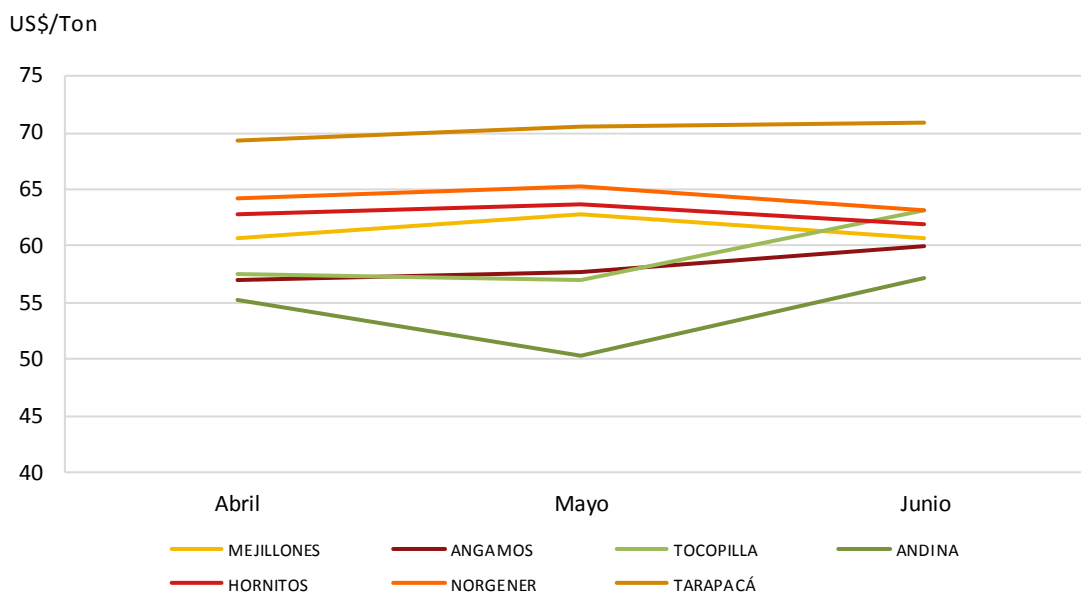
Se presenta una síntesis de los precios promedio mensuales para los tres principales combustibles utilizados en el SING: carbón, diesel y gas natural.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el periodo abril - junio 2016, 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]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES	60,77	62,74	60,75
ANGAMOS	57,04	57,64	59,93
TOCOPILLA	57,54	57,06	63,22
ANDINA	55,26	50,25	57,26
HORNITOS	62,82	63,69	61,97
NORGENER	64,15	65,23	63,09
TARAPACÁ	69,23	70,47	70,85

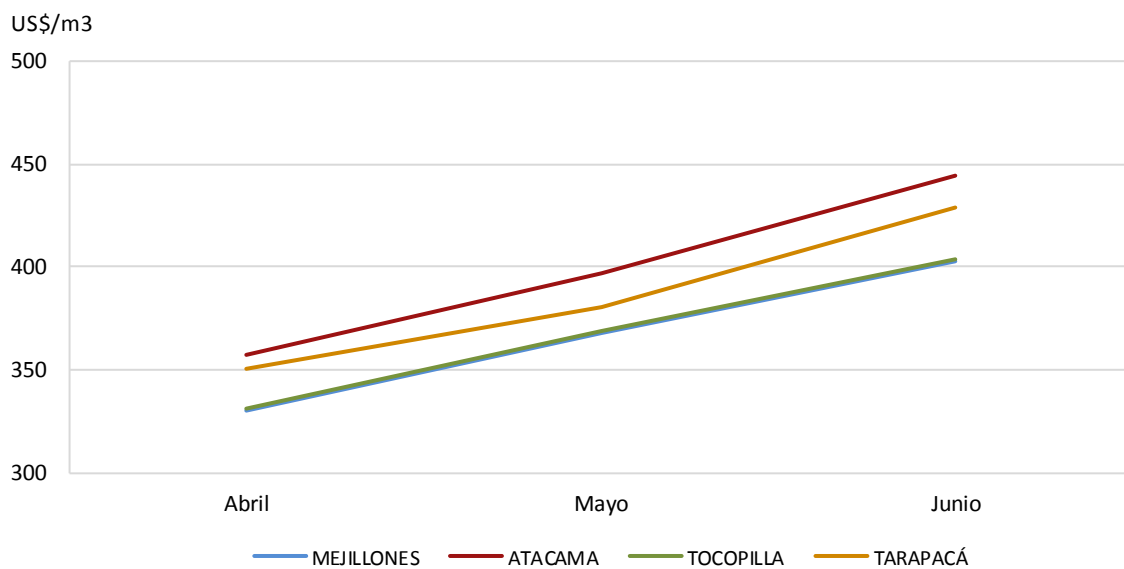


**Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.**

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo abril - junio 2016, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

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

Diesel [US\$/m3]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES	329,71	367,70	402,43
ATACAMA	357,46	397,36	444,63
TOCOPILLA	331,12	369,25	403,97
TARAPACÁ	350,12	380,50	428,97



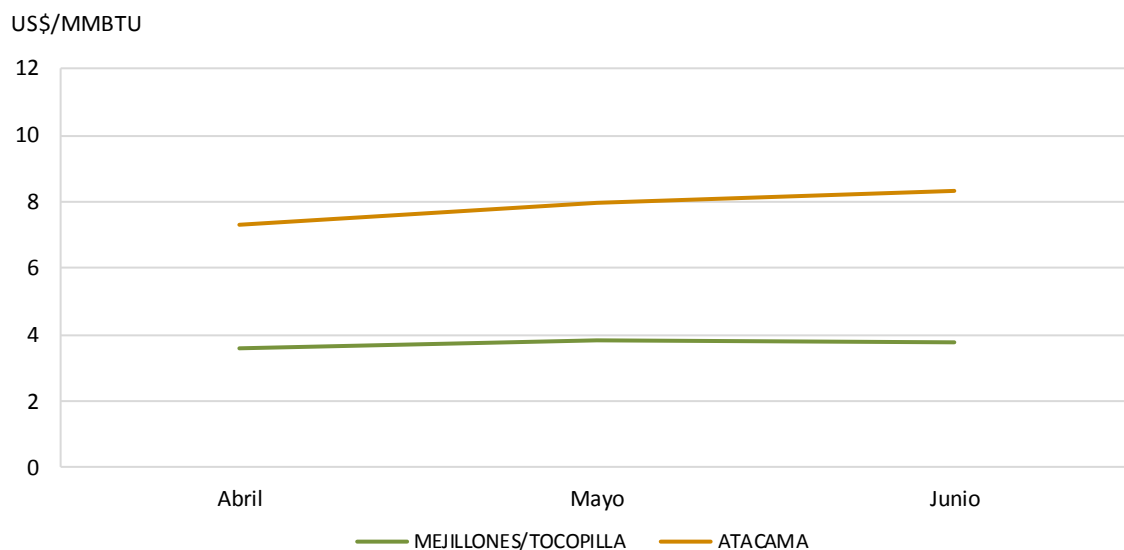
**Figura 12: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.**

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, con fecha 9 de febrero, GasAtacama informó que la operación de la Central Atacama durante los próximos 12 meses no considera el uso de gas natural, en carta CDEC-SING G/E N° 0012/2016.

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

Gas Natural [US\$/MMBTU]	Abril	Mayo	Junio
MEJILLONES/TOCOPILLA	3,61	3,84	3,76
ATACAMA	7,34	8,00	8,32



**Figura 13: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.**

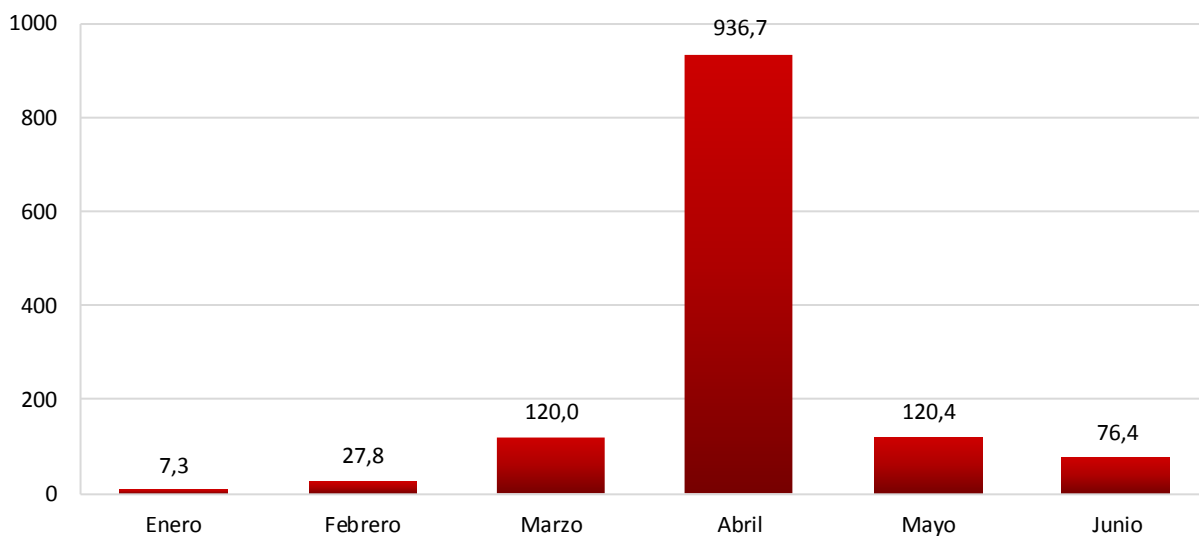
## 5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

---

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 14: Energía No Suministrada [MWh] en los últimos seis meses.**

## 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: Informes de Falla de Coordinados de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

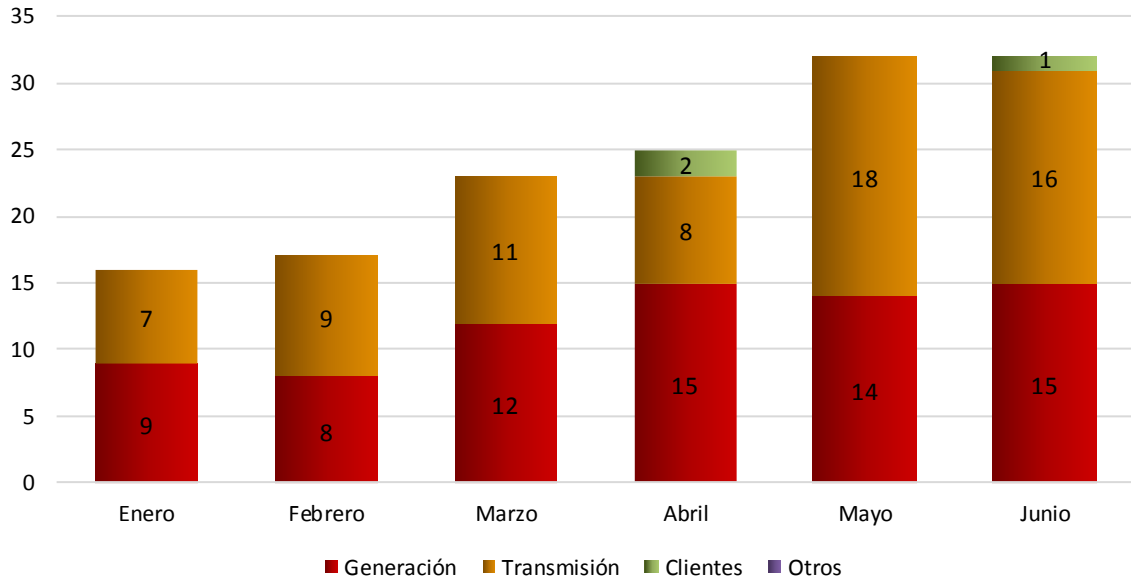
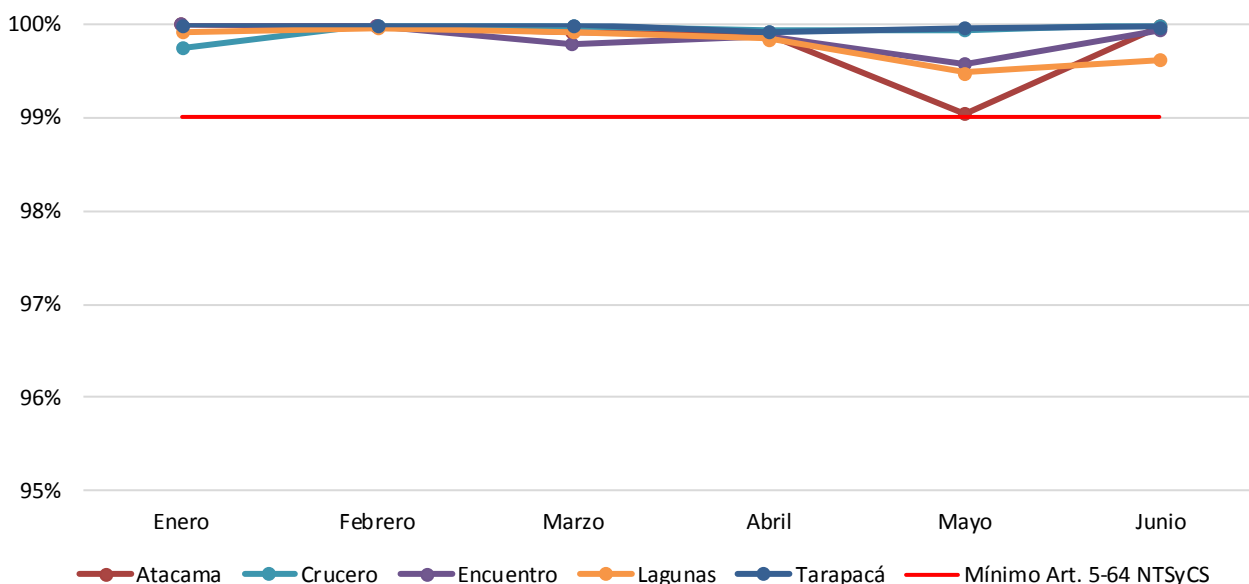


Figura 15: Número de Fallas registradas por tipo de instalación en los últimos seis meses.

### 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 16: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre enero y junio.**

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 periodo de control o de medición semanal, excluyendo periodos 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.

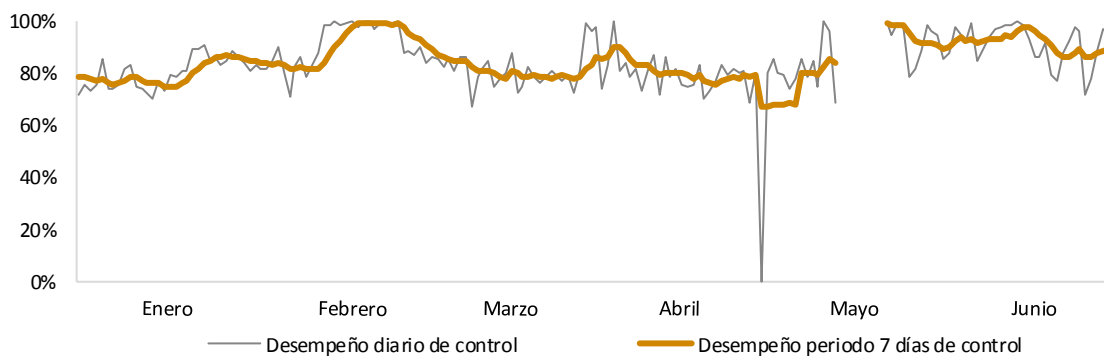
## 5.4 CONTROL DE FRECUENCIA

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 enero y junio.**

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%
Enero	0,02%	4,66%	80,15%	15,15%	0,00%
Febrero	0,00%	1,71%	91,14%	7,14%	0,00%
Marzo	0,05%	5,03%	81,74%	13,14%	0,02%
Abril	0,00%	4,91%	77,67%	14,05%	0,01%
Mayo	0,02%	3,01%	86,85%	10,11%	0,00%
Junio	0,00%	1,72%	91,70%	6,54%	0,03%
<b>Enero-Junio</b>	<b>0,02%</b>	<b>3,51%</b>	<b>84,88%</b>	<b>11,02%</b>	<b>0,01%</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 periodo.



**Figura 17: Desempeño del control de frecuencia según Artículo 5-30 de la NTSyCS.**

El Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas emitido en febrero de 2016, 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 enero y junio.**

Mes	Evento	Frecuencia Mínima / Máxima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz]	[MW]	[MW]	[%]
Enero	4029	48,99	45,32	32,01	70,62%
Marzo	4062	48,95	45,32	33,96	74,92%
	4078 <sup>(1)</sup>	48,67	289,74	192,21	66,33%
Abril	4085	48,41	527,73	251,47	47,65%
	4092	48,79	206,42	120,8	58,52%
Mayo	4106	48,79	206,42	132,68	64,28%
	4128 <sup>(2)</sup>	48,77	214,17	127,97	59,75%
Junio	4139	48,96	43,1	16,98	39,40%

Notas:

- (1) En el EAF N°4078, se ha considerado la desconexión del EDAC asociada a los Eventos de Falla N°4078 y N°4079, dado que ambos Eventos están relacionados entre sí.
- (2) En el EAF N°4128, se ha considerado la desconexión del EDAC asociada a los Eventos de Falla N°4128 y N°4129, dado que ambos Eventos están relacionados entre sí.

## 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 enero y junio.**

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a
		Reserva Programada [%]
Enero	4029	43,76%
Marzo	4062	58,10%
	4078	66,38%
Abril	4092	67,93%
	4106	51,06%
Mayo	4128	112,60%
Junio	4139	109,89%

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 20 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 (%).

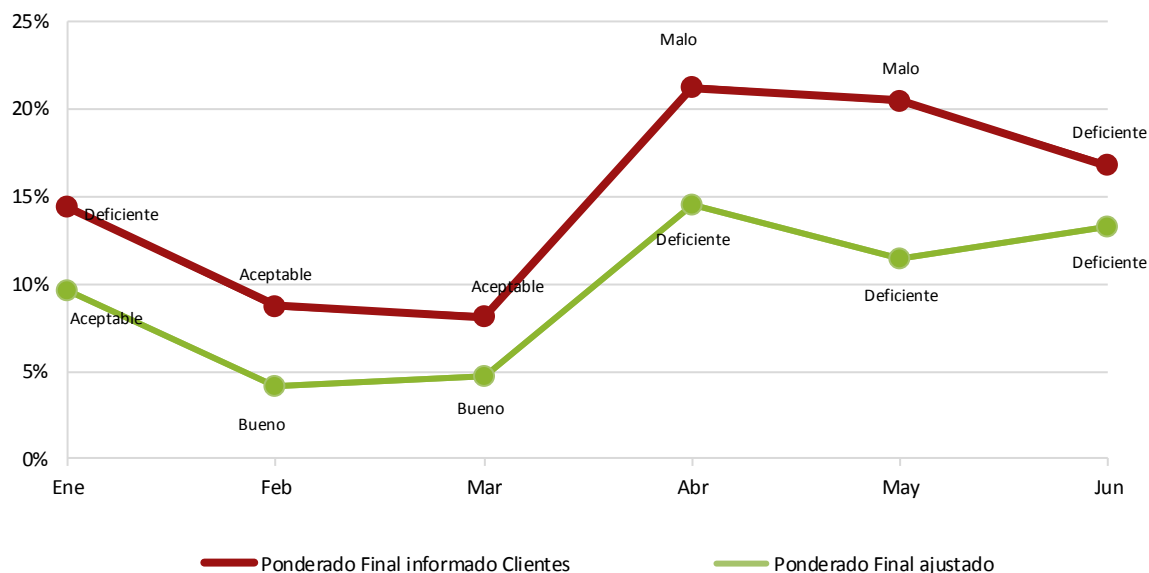
DDAD: Duración de las desviaciones absolutas de demanda que superan el 5% de su demanda proyectada.

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%



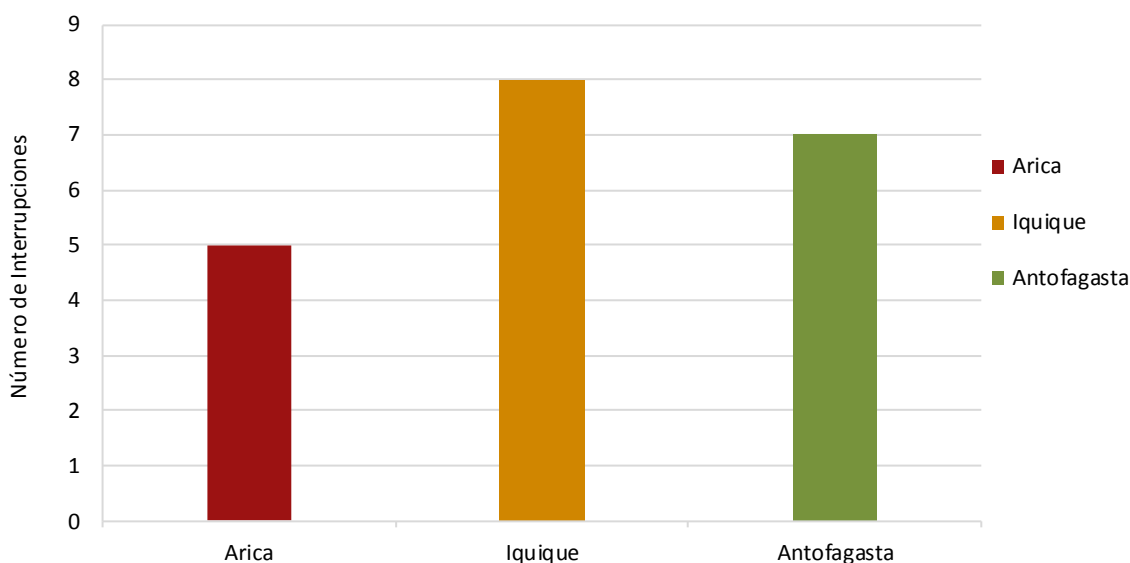
**Figura 18: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.**

## 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 enero y junio.**

Mes	Arica	Iquique	Antofagasta
Enero	0	1	0
Febrero	0	0	0
Marzo	1	1	2
Abril	3	3	3
Mayo	1	3	2
Junio	0	0	0



**Figura 19: Total de interrupciones de suministro por ciudad entre enero y junio.**

Además, a continuación se presentan las duraciones de las desconexiones, individualizadas por evento y considerando el mismo periodo 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 enero y junio.**

Mes	Evento N°	Arica [Horas]	Iquique [Horas]	Antofagasta [Horas]
Enero	4034	-	0,47	-
Febrero	-	-	-	-
Marzo	4071	-	-	0,32
	4079	0,25	0,25	0,25
Abril	4085	0,17	0,17	0,17
	4092	0,10	0,10	0,10
	4106	0,07	0,07	0,07

<b>Mes</b>	<b>Evento N°</b>	<b>Arica [Horas]</b>	<b>Iquique [Horas]</b>	<b>Antofagasta [Horas]</b>
	4107	-	0,22	-
	4123	-	-	0,08
Mayo	4129	0,28	0,28	0,28
	4134	-	0,38	-

## 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 julio de 2016 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas natural según lo informado mensualmente por E-CL en respuesta a carta CDEC-SING N° 0167/2016.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en la carta CDEC-SING G/E N° 0012/2016.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2016-2017 versión 2. Se consideran los siguientes cambios:
  - CTM3 TG+TV indisponible hasta el 20-07-2016 (falla).
  - CTTAR indisponible hasta el 22-08-2016 (peor escenario).
  - CTH indisponible hasta el 07-07-2016 (extensión no programada del MPM).
  - MPM U14 desde 19-07-2016 al 28-07-2016.
  - MPM U15 desde el 29-07-2016 al 27-08-2016.
  - MPM NTO1 26 al 28 de 07-2016 (nuevo MPM).
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°1853/2014 de fecha 30 de diciembre de 2014.
5. Se consideran costos de combustibles de acuerdo a la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 10 de julio de 2016. Para centrales en construcción se consideran los costos informados en la Fijación de Precio de Nudo de corto plazo Octubre 2015.
6. Se consideran las fechas para la puesta en servicio de centrales generadoras en construcción según Resolución Exenta CNE N° 315 del 05-04-2016.

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

Central	Potencia [MW]	Fecha Entrada
Pampa Camarones I	6	abr-16
Planta Solar Pular	28,9	abr-16
Planta Solar Paruma	21,4	abr-16
Bolero Etapa I	42	may-16
Kelar	517	may-16
Cochrane (Unidad 2)	236	may-16
Finis Terrae II	69	jun-16
Bolero Etapa II	42	jun-16
Planta Solar Lascar Etapa I y II	64,6	jul-16
Sierra Gorda	112	ago-16
Bolero Etapa III	21	ago-16
PV Cerro Dominador	100	oct-16
Uribe Solar	50	oct-16
Bolero Etapa IV	41	oct-16
Blue Sky 2	34	oct-16
Blue Sky 1	51,6	oct-16

Central	Potencia [MW]	Fecha Entrada
Cerro Pabellón	48	dic-16
Arica Solar I	40	ene-17
Quillagua I	23	mar-17

En el siguiente cuadro se presenta el Programa de Mantenimiento Mayor 2016-2017 del SING, el cual corresponde a la versión 2, en vigencia desde el 01/07/2016.

**Tabla 21: Programa de Mantenimiento Mayor 2016-2017.**

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
AES GENER	NT01	21-09-2016	11-11-2016	52	AES - CDEC SING N° 040/2016
AES GENER	NT02	24-11-2016	15-12-2016	22	AES - CDEC SING N° 040/2016
ANDINA	CTA1	12-11-2016	06-12-2016	25	CDEC-SING N° 0986/2016
ANDINA	CTA1	12-10-2017	05-11-2017	25	CDEC-SING N° 0986/2016
ANGAMOS	ANG1	15-01-2017	05-02-2017	22	CT ANGAMOS - CDEC SING N° 029/2016
ANGAMOS	ANG2	06-02-2017	27-02-2017	22	CT ANGAMOS - CDEC SING N° 029/2016
CELTA	CTTAR	09-04-2016	26-05-2016	48	FAX - CDEC-SING N° 034/2016
CELTA	CTTAR	02-05-2017	31-05-2017	30	CDEC-SING N° 0986/2016
CELTA	TGTAR	01-07-2017	16-07-2017	16	FAX - CDEC - SING N° 033/2016
COCHRANE	CCR1	14-11-2016	31-12-2016	48	FAX CCR - CDEC SING N° 12/2016
COCHRANE	CCR1	01-01-2017	14-01-2017	14	FAX CCR - CDEC SING N° 12/2016
COCHRANE	CCR2	06-11-2017	27-11-2017	22	FAX CCR - CDEC SING N° 12/2016
E-CL	CTM1	13-11-2016	23-11-2016	11	E-CL N° 75/2016
E-CL	CTM1	01-06-2017	16-07-2017	46	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM2	16-01-2017	12-03-2017	56	E-CL N° 75/2016
E-CL	CTM3-TG	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TG	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TG	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TG	28-11-2017	31-12-2017	34	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TG	28-11-2017	31-12-2017	34	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TV	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	CTM3-TV	28-11-2017	31-12-2017	34	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U12	21-09-2016	20-10-2016	30	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U12	27-07-2017	15-08-2017	20	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U13	07-08-2016	20-09-2016	45	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U13	12-04-2017	01-05-2017	20	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U14	28-06-2016	07-07-2016	10	E-CL N° 92/2016
E-CL	U14	12-09-2017	11-10-2017	30	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U15	08-07-2016	06-08-2016	30	E-CL N° 92/2016
E-CL	U15	13-03-2017	11-04-2017	30	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U16-TG	05-01-2016	13-01-2016	9	E-CL N° 214/2015

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
E-CL	U16-TG	02-11-2016	12-11-2016	11	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U16-TG	17-07-2017	26-07-2017	10	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U16-TV	05-01-2016	13-01-2016	9	E-CL N° 214/2015
E-CL	U16-TV	02-11-2016	12-11-2016	11	CDEC-SING N° 0986/2016
E-CL	U16-TV	17-07-2017	26-07-2017	10	CDEC-SING N° 0986/2016
ELIQSA	Cerro Dragón 110/13.8 kV	18-06-2017	18-06-2017	1	Fax-0858-2016
ELIQSA	Pacífico 110/13.8 kV	25-09-2016	25-09-2016	1	Fax-0858-2016
ELIQSA	Palafitos 110/13.8 kV	02-10-2016	02-10-2016	1	Fax-0858-2016
EMELARI	Línea 66 kV Tap Off Quiani - Est. N°6	06-11-2016	06-11-2016	1	Fax-0858-2016
EMELARI	Sub Estación Pukara	23-10-2016	23-10-2016	1	Fax-0858-2016
EMELARI	Sub Estación Quiani	13-08-2016	14-08-2016	2	Fax-0858-2016
ENORCHILE	MIMB2	01-09-2016	02-09-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB2	01-03-2017	06-03-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB3	01-10-2016	02-10-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB3	01-04-2017	06-04-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB4	01-09-2016	02-09-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB4	01-03-2017	06-03-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB6	01-09-2016	02-09-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB6	01-03-2017	06-03-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB8	01-10-2016	02-10-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB8	01-03-2017	06-03-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB9	01-10-2016	02-10-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	MIMB9	01-03-2017	06-03-2017	6	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_1	01-07-2016	02-07-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_10	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_11	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_12	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_2	01-09-2016	02-09-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_3	01-08-2016	02-08-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_4	01-08-2016	02-08-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_5	01-07-2016	02-07-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_6	01-09-2016	02-09-2016	2	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_7	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_8	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_9	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
GASATACAMA	TG2A	14-03-2016	23-03-2016	10	FAX CDEC-SING G/E N 0133/2015



Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
GASATACAMA	TG2A	19-04-2016	28-04-2016	10	FAX CDEC-SING G/E N° 0026/2016
GASATACAMA	TG2B	02-04-2016	11-04-2016	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	TG2B	06-06-2016	18-06-2016	13	FAX CDEC-SING G/E N° 0026/2016
GASATACAMA	TG2B	06-06-2016	18-06-2016	13	FAX CDEC-SING G/E N° 0026/2016
GASATACAMA	TV2C	14-03-2016	20-03-2016	7	FAX CDEC-SING G/E N 0133/2015
GASATACAMA	TV2C	07-06-2016	14-06-2016	8	FAX CDEC-SING G/E N° 0026/2016
HORNITOS	CTH1	01-06-2016	25-06-2016	25	CTH/2016/007
MINERA COLLAHUASI	UG1	26-09-2016	28-09-2016	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG1	24-04-2017	25-04-2017	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG1	20-11-2017	30-11-2017	11	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG2	11-10-2016	13-10-2016	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG2	29-04-2017	30-04-2017	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG2	10-11-2017	20-11-2017	11	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG3	13-09-2016	15-09-2016	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG3	13-04-2017	20-04-2017	8	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG3	08-11-2017	09-11-2017	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG4	07-09-2016	08-09-2016	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG4	06-11-2016	07-11-2016	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG4	05-04-2017	07-04-2017	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG5	14-11-2016	21-11-2016	8	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG5	08-06-2017	09-06-2017	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG5	27-12-2017	29-12-2017	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG6	22-08-2016	23-08-2016	2	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG6	21-03-2017	23-03-2017	3	Fax-0751-2016
MINERA COLLAHUASI	UG6	16-10-2017	23-10-2017	8	Fax-0751-2016
TAMAKAYA ENERGÍA	KELAR TG1	23-08-2017	27-08-2017	5	TMKYA - 20160506-195
TAMAKAYA ENERGÍA	KELAR TG2	28-08-2017	01-09-2017	5	TMKYA - 20160506-195
TAMAKAYA ENERGÍA	KELAR TV	23-08-2017	01-09-2017	10	TMKYA - 20160506-195

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
TRANSELEC S.A.	Línea 220 kV Atacama - Esmeralda	01-01-2017	06-01-2017	6	O - N° 0102
TRANSELEC S.A.	Línea 220 kV Atacama - Esmeralda	01-04-2017	06-04-2017	6	O - N° 0102
TRANSEMEL	Línea 110 kV Cóndores - Pacífico	15-10-2016	16-10-2016	2	Fax-0858-2016
TRANSEMEL	Línea 66 kV Parinacota - Pukará	20-08-2016	21-08-2016	2	Fax-0858-2016

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

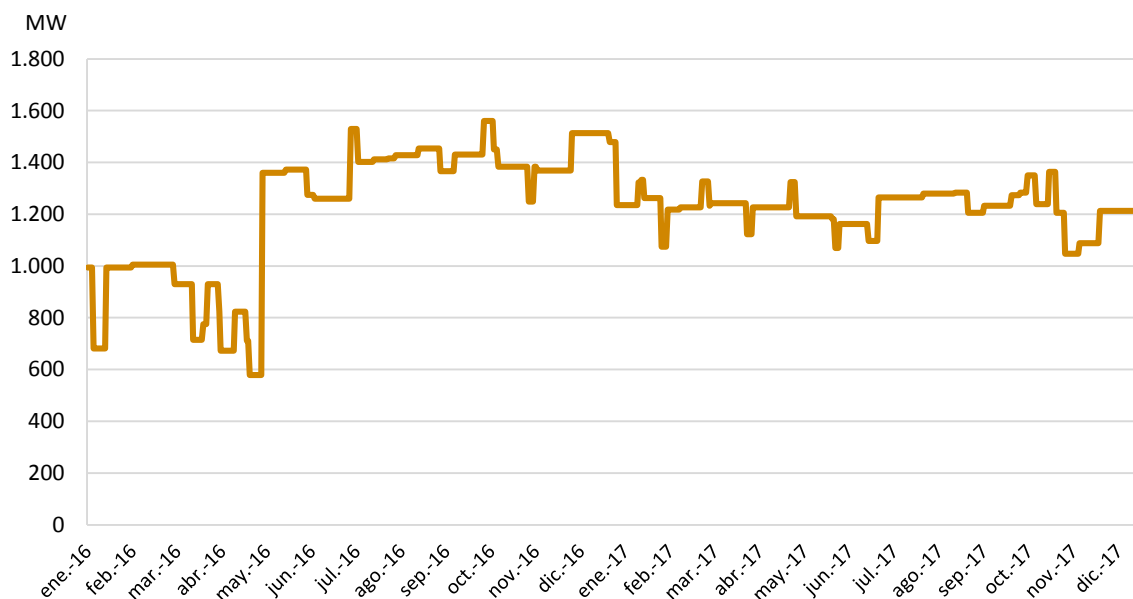


Figura 20: Reserva Esperada del SING hasta diciembre de 2017.

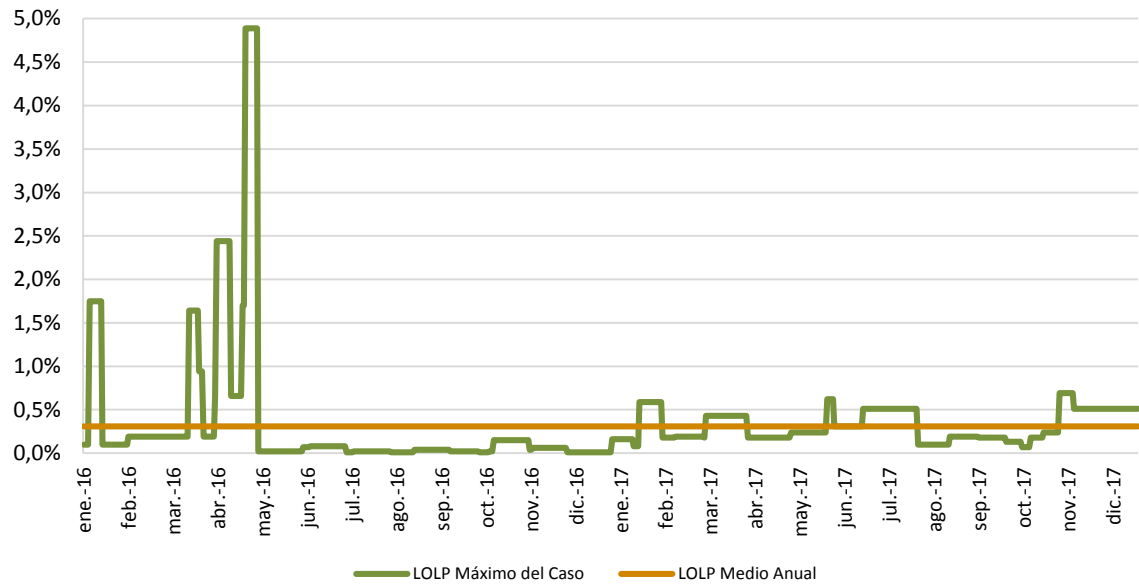


Figura 21: Suficiencia Prevista del SING.

**Tabla 22: Operación real a junio 2016 y Programa julio 2016 – junio 2017.**

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	348,9	345,5	386,1	330,2	383,6	361,7	390,9	391,3	378,3	391,3	377,9	391,3	4.477,1
Total Gen. Bruta	348,9	345,5	386,1	330,2	383,6	361,7	390,9	391,3	378,3	391,3	377,9	391,3	4.477,1
Consumos Propios	35,0	33,8	33,8	31,5	36,9	34,8	42,1	42,1	40,7	42,1	40,7	42,1	455,4
Total Gen. Neta	314,0	311,7	352,3	298,7	346,7	326,9	348,9	349,2	337,6	349,2	337,2	349,2	4.021,8
<b>CT ANDINA SA</b>													
C.T. Andina	114,6	110,0	80,0	103,1	118,1	110,3	116,8	116,8	113,0	116,8	41,4	94,2	1.235,2
Total Gen. Bruta	114,6	110,0	80,0	103,1	118,1	110,3	116,8	116,8	113,0	116,8	41,4	94,2	1.235,2
Consumos Propios	11,5	10,9	8,3	10,7	11,7	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	4,3	9,7	126,7
Total Gen. Neta	103,1	99,1	71,7	92,3	106,3	98,5	104,8	104,8	101,4	104,8	37,2	84,5	1.108,4
<b>INVERSIONES HORNITOS</b>													
C.T. Hornitos	116,0	106,2	101,0	82,3	89,7	2,0	83,4	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.160,8
Total Gen. Bruta	116,0	106,2	101,0	82,3	89,7	2,0	83,4	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.160,8
Consumos Propios	12,2	11,0	10,3	9,0	9,6	0,3	8,6	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	120,5
Total Gen. Neta	103,8	95,1	90,7	73,3	80,1	1,7	74,9	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	1.040,3
<b>E-CL</b>													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,8	3,2	2,7	2,5	2,5	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,8	42,8
C.D. Arica	0,8	0,7	0,8	0,7	1,9	1,8							6,7
C.D. y T.G. Iquique	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0							0,8
C.T. Mejillones 3 (CC)	72,2	113,4	68,4	1,4					0,2		0,2	0,2	256,0
C.T. Mejillones 1	106,6	89,8	105,2	74,4	53,3	95,7	110,9	110,9	107,3	110,9	67,5	110,9	1.143,2
C.T. Mejillones 2	58,5	40,7	111,0	99,5	89,3	109,5	114,6	114,6	110,9	114,6	110,9	114,6	1.188,6
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	107,7	78,1	83,4	88,9	77,6	80,7	118,9	90,2	19,2	80,6	115,2	119,0	1.059,6
Unidad 14 - 15	171,5	160,1	152,2	166,6	172,3	136,1	139,4	101,9	171,4	177,1	171,4	176,7	1.896,5
Unidad 16 (CC)	48,3	98,7	98,3	121,0	101,0	119,6	45,1	43,0	21,8	20,6	15,5	18,0	750,8
T.Gas 1	0,1	0,3	0,4	0,5	1,6	1,5							4,3
T.Gas 2	0,2	0,3	0,3	0,5	0,9	1,3							3,6
T.Gas 3	1,0	0,4	0,9	0,4		0,1							2,7
SUTA	0,0												0,0
Parque Solar el Águila	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	5,0
Pampa Camarones FV					0,7	1,1	1,4	1,1	1,4	1,5	1,6	1,6	10,4
Total Gen. Bruta	571,5	586,7	624,6	556,9	501,5	550,0	535,0	466,3	436,5	510,2	486,4	545,3	6.371,0
Consumos Propios	39,6	37,8	49,4	38,6	32,9	37,0	35,6	30,7	29,6	34,9	33,4	37,6	437,2
Total Gen. Neta	531,9	548,9	575,2	518,3	468,6	513,0	499,4	435,6	406,9	475,3	453,0	507,7	5.933,8
<b>CELTA</b>													
C.T. Tarapacá	81,8	80,3	92,7	28,0				73,7	100,6	104,2	100,8	104,2	766,2
TGTAR	0,7	0,7	0,5	0,3	1,5	1,7							5,4
Total Gen. Bruta	82,5	81,0	93,2	28,3	1,5	1,7		73,7	100,6	104,2	100,8	104,2	771,6
Consumos Propios	6,7	6,6	7,4	2,2	0,0	0,0		5,0	6,8	7,1	6,8	7,1	55,7
Total Gen. Neta	75,8	74,4	85,8	26,1	1,4	1,7		68,7	93,8	97,1	94,0	97,1	716,0
<b>ENERNUEVAS</b>													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	9,1
Mini Hidro El Toro	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	9,1
Mini Hidro Santa Rosa	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	7,3
Total Gen. Bruta	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	25,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	25,5
<b>GASATACAMA CHILE</b>													
Atacama TG1A	9,7	7,4	7,6	4,9	13,4	22,2							65,1
Atacama TG1B	17,7	16,3	14,2	14,4	36,3	34,0							132,9
Atacama TV1C	14,0	9,9	10,9	9,2	22,4	29,8							96,3
Atacama TG2A	26,6	14,5	3,4	18,4	32,0	19,7							114,7
Atacama TG2B	20,1	38,1	17,1	36,3	47,7	30,6							189,8
Atacama TV2C	25,9	30,6	9,6	28,1	37,8	20,8							152,8
Total Gen. Bruta	114,1	116,7	62,9	111,4	189,6	157,1							751,7
Consumos Propios	5,1	5,4	5,9	5,4	6,1	5,7							33,5
Total Gen. Neta	109,0	111,3	57,0	106,0	183,6	151,4							718,3

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>AES GENER</b>													
Nueva Tocopilla 1	99,7	87,6	98,9	86,4	87,4	92,4	100,4	100,4	97,2	100,4	97,2	100,4	1.148,5
Nueva Tocopilla 2	95,1	68,6	96,5	93,1	95,2	94,1	100,4	100,4	97,2	100,2	74,3	51,8	1.067,1
Andes Solar		2,6	4,3	2,9	3,0	3,1	4,2	4,5	5,1	4,6	5,8	5,0	45,2
Atacama TG1B (AES Gener)	0,0												0,0
Atacama TV1C (AES Gener)	0,0												0,0
Total Gen. Bruta	194,9	158,8	199,7	182,3	185,6	189,6	205,1	205,4	199,5	205,3	177,3	157,3	2.260,8
Consumos Propios	16,4	13,3	13,3	15,2	15,6	15,8	13,4	13,4	13,0	13,4	11,4	10,1	164,3
Total Gen. Neta	178,5	145,5	186,4	167,2	170,0	173,7	191,7	192,0	186,5	191,9	165,9	147,1	2.096,4
<b>CAVANCHA</b>													
C.H. Cavancha	1,6	1,4	1,6	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,2
Total Gen. Bruta	1,6	1,4	1,6	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,2
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	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,1
<b>EQUIPOS DE GENERACIÓN</b>													
CD Inacal	0,2	0,3	0,2	0,2	0,8	1,2							2,8
Total Gen. Bruta	0,2	0,3	0,2	0,2	0,8	1,2							2,8
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,2
Total Gen. Neta	0,2	0,3	0,1	0,2	0,7	1,2							2,7
<b>ENORCHILE</b>													
Estandartes	0,6	0,5	0,9	0,7	1,8	2,0							6,6
C.D. M.Blancos	0,4	0,5	0,8	0,9	2,2	3,3							8,2
Total Gen. Bruta	1,1	1,0	1,7	1,6	4,0	5,3							14,8
Consumos Propios	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							0,4
Total Gen. Neta	1,0	1,0	1,7	1,5	3,9	5,2							14,3
<b>NORACID</b>													
PAM	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	12,7	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	132,5
Total Gen. Bruta	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	12,7	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	132,5
Consumos Propios	0,8	0,7	0,4	3,9	0,0	0,0	4,3	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	31,6
Total Gen. Neta	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	12,7	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	132,5
<b>SPS LA HUAYCA</b>													
Solar La Huayca	5,3	4,8	5,4	4,8	5,0	4,0	6,2	6,3	7,0	7,3	8,0	7,8	71,8
Total Gen. Bruta	5,3	4,8	5,4	4,8	5,0	4,0	6,2	6,3	7,0	7,3	8,0	7,8	71,8
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,2
Total Gen. Neta	5,3	4,8	5,4	4,7	4,9	3,9	6,2	6,3	7,0	7,3	8,0	7,8	71,6
<b>ON GROUP</b>													
C.D. Aguas Blancas	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5							0,9
Total Gen. Bruta	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5							0,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5							0,9
<b>VALLE DE LOS VIENTOS</b>													
Valle de los Vientos	23,5	20,6	20,1	18,2	18,0	16,7	19,3	20,2	18,6	18,2	21,2	21,8	236,5
Total Gen. Bruta	23,5	20,6	20,1	18,2	18,0	16,7	19,3	20,2	18,6	18,2	21,2	21,8	236,5
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0							0,4
Total Gen. Neta	23,4	20,5	20,0	18,1	18,0	16,7	19,3	20,2	18,6	18,2	21,2	21,8	236,0
<b>LOS PUQUIOS</b>													
Los Puquios	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	6,2
Total Gen. Bruta	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	6,2
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
Total Gen. Neta	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	6,2
<b>POZO ALMONTE SOLAR 2</b>													
Pozo Almonte Solar 2	2,2	1,8	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	21,0
Total Gen. Bruta	2,2	1,8	2,0	1,6	1,5	1,3	1,8	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	21,0
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,1
Total Gen. Neta	2,2	1,8	1,9	1,5	1,5	1,3	1,8	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	20,9

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>POZO ALMONTE SOLAR 3</b>													
Pozo Almonte Solar 3	4,8	3,9	4,2	3,4	3,3	2,8	11,9	11,9	11,4	5,0	11,4	11,9	<b>86,0</b>
Total Gen. Bruta	4,8	3,9	4,2	3,4	3,3	2,8	11,9	11,9	11,4	5,0	11,4	11,9	<b>86,0</b>
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							<b>0,1</b>
Total Gen. Neta	4,7	3,9	4,2	3,3	3,3	2,8	11,9	11,9	11,4	5,0	11,4	11,9	<b>85,9</b>
<b>TECNET</b>													
C.D. La Portada	0,1	0,1	0,2	0,1									<b>0,4</b>
Total Gen. Bruta	0,1	0,1	0,2	0,1									<b>0,4</b>
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,1	0,2	0,1									<b>0,4</b>
<b>GENERACIÓN SOLAR</b>													
María Elena FV	19,7	16,3	17,3	13,2	12,3	11,2	10,4	16,3	16,7	16,7	20,4	15,9	<b>186,5</b>
Total Gen. Bruta	19,7	16,3	17,3	13,2	12,3	11,2	10,4	16,3	16,7	16,7	20,4	15,9	<b>186,5</b>
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							<b>0,5</b>
Total Gen. Neta	19,6	16,2	17,2	13,1	12,2	11,1	10,4	16,3	16,7	16,7	20,4	15,9	<b>185,9</b>
<b>PLANTA SOLAR SAN PEDRO III</b>													
Solar Jama	10,8	14,4	15,5	12,4	11,2	10,4	10,2	11,6	11,8	12,8	13,9	13,1	<b>148,1</b>
Total Gen. Bruta	10,8	14,4	15,5	12,4	11,2	10,4	10,2	11,6	11,8	12,8	13,9	13,1	<b>148,1</b>
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1							<b>0,7</b>
Total Gen. Neta	10,8	14,3	15,3	12,3	11,1	10,3	10,2	11,6	11,8	12,8	13,9	13,1	<b>147,4</b>
<b>RIJN CAPITAL</b>													
Solar Paruma							4,4	4,6	4,6	5,3	5,8	5,6	<b>30,2</b>
Solar Pular							6,0	5,9	6,9	6,9	7,7	7,3	<b>40,9</b>
Solar Lascar							12,7	14,3	15,2	15,6	17,0	16,6	<b>91,5</b>
Total Gen. Bruta							23,1	24,8	26,8	27,8	30,5	29,5	<b>162,6</b>
Consumos Propios													
Total Gen. Neta							23,1	24,8	26,8	27,8	30,5	29,5	<b>162,6</b>
<b>COCHRANE</b>													
C.T. Cochrane		0,0	27,4	71,4	92,5	171,5	289,4	220,6	209,4	98,4	152,7	114,4	<b>1.447,7</b>
Total Gen. Bruta		0,0	27,4	71,4	92,5	171,5	289,4	220,6	209,4	98,4	152,7	114,4	<b>1.447,7</b>
Consumos Propios				8,7	20,3	17,3	31,6	24,1	22,9	10,8	16,9	12,6	<b>165,3</b>
Total Gen. Neta		0,0	27,4	62,7	72,1	154,2	257,8	196,4	186,5	87,6	135,8	101,8	<b>1.282,3</b>
<b>SKY SOLAR</b>													
Arica Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5</b>													
Urbe Solar										12,0	13,4	12,2	<b>37,6</b>
Total Gen. Bruta										12,0	13,4	12,2	<b>37,6</b>
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										12,0	13,4	12,2	<b>37,6</b>
<b>ABENGOA SOLAR</b>													
PV Cerro Dominador										23,7	27,1	25,4	<b>76,1</b>
CSP Cerro Dominador													
Total Gen. Bruta										23,7	27,1	25,4	<b>76,1</b>
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										23,7	27,1	25,4	<b>76,1</b>
<b>PARQUE EÓLICO QUILLAGUA</b>													
Quillagua													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>POZO ALMONTE SOLAR 1</b>													
Pozo Almonte Solar 1	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7							<b>13,9</b>
Total Gen. Bruta	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7							<b>13,9</b>
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							<b>0,0</b>
Total Gen. Neta	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7							<b>13,8</b>

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>EDF EN CHILE</b>													
Bolero							16,6	22,3	25,3	34,0	40,5	35,3	174,1
Total Gen. Bruta							16,6	22,3	25,3	34,0	40,5	35,3	174,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta							16,6	22,3	25,3	34,0	40,5	35,3	174,1
<b>TAMAKAYA ENERGÍA</b>													
Kelar							0,6						0,6
Total Gen. Bruta							0,6						0,6
Consumos Propios							0,0						0,0
Total Gen. Neta							0,6						0,6
<b>CRUCERO ESTE TRES</b>													
Blue Sky 1										12,4	14,4	13,7	40,5
Total Gen. Bruta										12,4	14,4	13,7	40,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										12,4	14,4	13,7	40,5
<b>CRUCERO ESTE DOS</b>													
Blue Sky 2										8,4	9,2	8,6	26,1
Total Gen. Bruta										8,4	9,2	8,6	26,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										8,4	9,2	8,6	26,1
<b>ENEL GREEN POWER</b>													
Sierra Gorda								25,4	23,9	20,5	25,9	29,3	125,1
Cerro Pabellón												12,3	12,3
Total Gen. Bruta								25,4	23,9	20,5	25,9	41,6	137,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta								25,4	23,9	20,5	25,9	41,6	137,4
<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	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1						0,9
Total Gen. Bruta	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1						0,9
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
Total Gen. Neta	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1						0,9
<b>PER</b>													
Finis Terrae	3,1	7,7	16,2	18,5	18,6	19,5	33,1	22,9	33,4	31,8	38,4	36,4	279,7
Total Gen. Bruta	3,1	7,7	16,2	18,5	18,6	19,5	33,1	22,9	33,4	31,8	38,4	36,4	279,7
Consumos Propios	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1						0,7
Total Gen. Neta	2,9	7,7	16,1	18,4	18,5	19,4	33,1	22,9	33,4	31,8	38,4	36,4	279,0
<b>MINERA COLLAHUASI</b>													
Ujina			0,3	4,1	19,3	17,2							40,9
Total Gen. Bruta			0,3	4,1	19,3	17,2							40,9
Consumos Propios			0,0	0,2	1,1	1,0							2,4
Total Gen. Neta			0,3	3,9	18,2	16,1							38,5
<b>TOTAL SING</b>													
Generación Bruta	1.622,0	1.591,0	1.673,9	1.561,3	1.674,8	1.651,5	1.771,4	1.772,7	1.744,8	1.793,8	1.743,3	1.816,6	20.417,2
Consumos Propios	127,9	120,0	129,3	125,9	134,9	124,3	147,6	143,8	140,5	136,8	129,3	135,6	1.596,0
Generación Neta	1.495,0	1.471,6	1.545,0	1.439,4	1.539,9	1.527,2	1.628,1	1.633,3	1.608,4	1.661,4	1.618,2	1.685,3	18.852,9
Pérdidas	40,3	77,6	57,8	59,7	99,1	78,9	39,6	34,5	32,1	32,8	32,3	33,7	618,4
<b>RETIROS SING</b>													
	1.454,7	1.394,0	1.487,2	1.379,7	1.440,8	1.448,3	1.588,6	1.598,8	1.576,3	1.628,6	1.585,8	1.651,6	18.234,5
<b>ENS</b>													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	48,5	47,2	49,6	52,3	73,4	85,1	45,1	44,3	44,4	43,7	43,9	43,8	51,8

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 : **2017**  
 (GWh)

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>CT ANGAMOS</b>													
C.T. Angamos	290,4	188,9	390,9	378,3	390,9	365,3							2.004,7
Total Gen. Bruta	290,4	188,9	390,9	378,3	390,9	365,3							2.004,7
Consumos Propios	31,2	20,3	42,1	40,7	42,1	39,3							215,7
Total Gen. Neta	259,1	168,6	348,9	337,6	348,9	326,0							1.789,0
<b>CT ANDINA SA</b>													
C.T. Andina	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	109,3							678,2
Total Gen. Bruta	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	109,3							678,2
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,3							70,0
Total Gen. Neta	104,8	94,6	104,8	101,4	104,8	98,0							608,3
<b>INVERSIONES HORNITOS</b>													
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	110,0							682,6
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	110,0							682,6
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,3							70,0
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	102,1	105,5	98,7							612,6
<b>E-CL</b>													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,0							22,9
C.D. Arica													
C.D. y T.G. Iquique													
C.T. Mejillones 3 (CC)	0,1	0,1	0,2	0,5	0,2								1,2
C.T. Mejillones 1	110,6	100,1	110,9	107,3	110,6								539,4
C.T. Mejillones 2	114,6	103,5	114,3	110,9	114,6	107,2							665,0
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	119,0	107,3	118,9	78,5	105,5	55,0							584,1
Unidad 14 - 15	176,9	159,7	124,0	140,7	177,0	165,6							943,9
Unidad 16 (CC)	35,6	34,4	40,6	42,1	76,7	231,0							460,4
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3													
SUTA													
Parque Solar el Águila	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3							2,5
Pampa Camarones FV	1,4	1,4	1,3	1,1	1,3	1,0							7,5
Total Gen. Bruta	562,5	510,4	514,5	485,1	590,6	564,0							3.227,0
Consumos Propios	38,0	34,3	34,3	32,1	37,9	27,9							204,5
Total Gen. Neta	524,5	476,1	480,2	453,0	552,7	536,1							3.022,6
<b>CELTA</b>													
C.T. Tarapacá	104,2	93,9	104,2	100,8	3,4	97,2							503,6
TGTAR													
Total Gen. Bruta	104,2	93,9	104,2	100,8	3,4	97,2							503,6
Consumos Propios	7,1	6,4	7,1	6,8	0,2	6,6							34,1
Total Gen. Neta	97,1	87,5	97,1	94,0	3,1	90,6							469,5
<b>ENERNUEVAS</b>													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8							4,8
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8							4,8
Mini Hidro Santa Rosa	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8							5,2
Total Gen. Bruta	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4							14,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4							14,7
<b>GASATACAMA CHILE</b>													
Atacama TG1A													
Atacama TG1B													
Atacama TV1C													
Atacama TG2A													
Atacama TG2B													
Atacama TV2C													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													



	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>AES GENER</b>													
Nueva Tocopilla 1	100,4	90,7	100,4	97,2	100,4	94,0							583,2
Nueva Tocopilla 2	100,4	90,7	100,4	97,2	100,4	94,0							583,2
Andes Solar	5,4	5,6	4,2	4,9	3,2	4,0							27,2
Atacama TG1B (AES Gener)													
Atacama TV1C (AES Gener)													
Total Gen. Bruta	206,3	187,0	205,1	199,3	204,0	191,9							1.193,6
Consumos Propios	13,4	12,1	13,4	13,0	13,4	12,5							77,9
Total Gen. Neta	192,9	174,9	191,7	186,3	190,6	179,3							1.115,7
<b>CAVANCHA</b>													
C.H. Cavancha	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,9
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,9
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,5							8,8
<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	12,8	11,5	12,8	12,3	12,7	11,9							74,0
Total Gen. Bruta	12,8	11,5	12,8	12,3	12,7	11,9							74,0
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	4,2	4,3	4,1							25,2
Total Gen. Neta	12,8	11,5	12,8	12,3	12,7	11,9							74,0
<b>SPS LA HUAYCA</b>													
Solar La Huayca	7,6	6,8	6,7	5,7	6,1	5,1							38,1
Total Gen. Bruta	7,6	6,8	6,7	5,7	6,1	5,1							38,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	7,6	6,8	6,7	5,7	6,1	5,1							38,1
<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	21,4	21,4	20,1	15,8	17,3	16,0							112,1
Total Gen. Bruta	21,4	21,4	20,1	15,8	17,3	16,0							112,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	21,4	21,4	20,1	15,8	17,3	16,0							112,1
<b>LOS PUQUIOS</b>													
Los Puquios	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5							3,8
Total Gen. Bruta	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5							3,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5							3,8
<b>POZO ALMONTE SOLAR 2</b>													
Pozo Almonte Solar 2	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7							10,4
Total Gen. Bruta	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7							10,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7							10,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
<b>POZO ALMONTE SOLAR 3</b>													
Pozo Almonte Solar 3	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,2							69,3
Total Gen. Bruta	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,2							69,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,2							69,3
<b>TECNET</b>													
C.D. La Portada													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>GENERACIÓN SOLAR</b>													
María Elena FV	15,8	18,5	13,5	12,9	14,8	10,7							86,3
Total Gen. Bruta	15,8	18,5	13,5	12,9	14,8	10,7							86,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	15,8	18,5	13,5	12,9	14,8	10,7							86,3
<b>PLANTA SOLAR SAN PEDRO III</b>													
Solar Jama	13,2	12,1	11,5	10,6	10,0	9,0							66,4
Total Gen. Bruta	13,2	12,1	11,5	10,6	10,0	9,0							66,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	13,2	12,1	11,5	10,6	10,0	9,0							66,4
<b>RIJN CAPITAL</b>													
Solar Paruma	5,4	4,6	5,1	4,5	4,1	3,7							27,3
Solar Pular	7,6	6,6	6,3	6,4	5,3	5,0							37,1
Solar Lascaer	17,6	14,2	14,8	12,4	12,7	11,6							83,3
Total Gen. Bruta				23,3	22,1	20,2							65,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				23,3	22,1	20,2							65,6
<b>COCHRANE</b>													
C.T. Cochrane	109,2	184,0	97,6	155,8	174,7	32,9							754,1
Total Gen. Bruta	109,2	184,0	97,6	155,8	174,7	32,9							754,1
Consumos Propios	12,0	20,1	10,7	17,0	19,1	3,7							82,6
Total Gen. Neta	97,1	163,9	86,9	138,8	155,5	29,2							671,5
<b>SKY SOLAR</b>													
Arica Solar 1	10,2	9,1	9,0	7,2	8,7	6,7							50,9
Total Gen. Bruta	10,2	9,1	9,0	7,2	8,7	6,7							50,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	10,2	9,1	9,0	7,2	8,7	6,7							50,9
<b>FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5</b>													
Uribe Solar	12,9	12,7	10,4	10,0	9,7	8,7							64,4
Total Gen. Bruta	12,9	12,7	10,4	10,0	9,7	8,7							64,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	12,9	12,7	10,4	10,0	9,7	8,7							64,4
<b>ABENGOA SOLAR</b>													
PV Cerro Dominador	26,4	23,1	21,9	19,3	20,2	17,2							128,0
CSP Cerro Dominador						61,0							61,0
Total Gen. Bruta	26,4	23,1	21,9	19,3	20,2	78,2							189,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	26,4	23,1	21,9	19,3	20,2	78,2							189,0
<b>PARQUE EÓLICO QUILLAGUA</b>													
Quillagua			4,8	4,6	5,0	3,7							18,2
Total Gen. Bruta			4,8	4,6	5,0	3,7							18,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta			4,8	4,6	5,0	3,7							18,2
<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	37,4	37,1	29,9	29,7	25,7	27,8							187,6
Total Gen. Bruta	37,4	37,1	29,9	29,7	25,7	27,8							187,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	37,4	37,1	29,9	29,7	25,7	27,8							187,6
<b>TAMAKAYA ENERGÍA</b>													
Kelar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>CRUCERO ESTE TRES</b>													
Blue Sky 1	12,3	12,2	11,6	9,7	10,7	9,0							65,6
Total Gen. Bruta	12,3	12,2	11,6	9,7	10,7	9,0							65,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	12,3	12,2	11,6	9,7	10,7	9,0							65,6
<b>CRUCERO ESTE DOS</b>													
Blue Sky 2	8,9	7,7	7,4	6,5	7,0	5,8							43,3
Total Gen. Bruta	8,9	7,7	7,4	6,5	7,0	5,8							43,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	8,9	7,7	7,4	6,5	7,0	5,8							43,3
<b>ENEL GREEN POWER</b>													
Sierra Gorda	27,3	25,9	25,0	19,6	22,1	19,1							139,1
Cerro Pabellón	12,3	11,0	10,6	9,8	9,2	8,3							61,1
Total Gen. Bruta	39,6	36,8	35,7	29,4	31,3	27,4							200,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	39,6	36,8	35,7	29,4	31,3	27,4							200,1
<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>PER</b>													
Finis Terrae	33,4	32,5	30,3	27,5	27,5	23,4							174,7
Total Gen. Bruta	33,4	32,5	30,3	27,5	27,5	23,4							174,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	33,4	32,5	30,3	27,5	27,5	23,4							174,7
<b>MINERA COLLAHUASI</b>													
Ujina													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
<b>TOTAL SING</b>													
Generación Bruta	1.777,1	1.634,2	1.790,6	1.788,3	1.845,3	1.751,6							10.587,1
Consumos Propios	130,2	118,9	136,0	137,2	141,1	116,6							779,9
Generación Neta	1.651,3	1.519,2	1.659,0	1.655,3	1.708,5	1.639,1							9.832,3
Pérdidas	37,4	38,1	34,4	34,5	41,5	40,9							226,7
<b>RETIROS SING</b>													
	1.613,9	1.481,1	1.624,6	1.620,9	1.667,0	1.598,2							9.605,6
<b>ENS</b>													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	43,8	44,3	43,7	44,0	44,2	43,5							43,9

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° 526 del 5 de julio de 2016.

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

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW	Tipo Tecnología
Bolero I	jul-16	42,0	Solar FV
Kelar	jul-16	517,0	Ciclo Combinado
Bolero II	jul-16	42,0	Solar FV
Finis Terrae II	jul-16	69,0	Solar FV
Bolero III	ago-16	21,0	Solar FV
Sierra Gorda	ago-16	112,0	Eólico
Cochrane U2	oct-16	236,0	Termoeléctrica
PV Cerro Dominador	oct-16	100,0	Solar FV
Uribe Solar	oct-16	50,0	Solar FV
Bolero IV	oct-16	41,0	Solar FV
Blue Sky 1	oct-16	34,0	Solar FV
Blue Sky 2	oct-16	51,6	Solar FV
Cerro Pabellón	dic-16	48,0	Geotérmica
Arica Solar I	ene-17	18,0	Solar FV
Arica Solar II	ene-17	22,0	Solar FV
Quillagua I	mar-17	23,0	Solar FV
Pular	jun-17	28,9	Solar FV
Paruma	jun-17	21,4	Solar FV
Lascar I	jun-17	30,0	Solar FV
Lascar II	jun-17	34,6	Solar FV
Cerro Dominador	jun-17	110,0	Solar Térmica
Huatacondo	sep-17	98,0	Solar FV
Usya	oct-17	25,0	Solar FV
Quillagua II	oct-17	27,0	Solar FV
Infraestructura Energética Mejillones	feb-18	375,0	Carbón
Quillagua III	jun-18	50,0	Solar FV

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

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio
S/E Miraje	ene-16 <sup>1</sup>
Barra seccionadora en 220 kV S/E Tarapacá	mar-16 <sup>1</sup>
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
Tendido segundo circuito línea 2x220kV Encuentro - Lagunas	nov-16
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17
Nueva línea Kapatour - Los Changos	jun-18
S/E Nueva Crucero Encuentro	dic-18

<sup>1</sup> Según Resolución Exenta indicada anteriormente, la fecha de estos proyectos corresponde a puesta en servicio de acuerdo a Decreto Plan de Expansión 310/2013, sin embargo, la obra presenta retraso en su entrada en operación.

<b>Proyectos de Transmisión</b>	<b>Puesta en Servicio</b>
Extensión Líneas Crucero - Lagunas para reubicación de conexiones en S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Ampliación de conexiones S/E Crucero para reubicación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro	jun-19
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	dic-20

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

<b>Proyectos de Consumo</b>	<b>Puesta en Servicio</b>
Reemplazo de transformadores 5 y 6 S/E 10	jul-16
Reemplazo de paños S/E 10A	jul-16

## 8. ANEXOS

### 8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas 26 y 27 se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el segundo trimestre de 2016, 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]
4082	01-abr	22:04	Desenganche de la unidad PAM.	Falla en quemador de azufre.	50,01	No	22,70	5,00
4086	04-abr	4:59	Desenganche de la unidad U12.	Alta temperatura del motor del VTI.	50,00	No	80,00	0
4088	05-abr	19:59	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura vapor principal.	49,69	No	115,00	0
4089	06-abr	16:24	Desenganche de la unidad CTM1.	Error operacional.	49,58	No	129,00	0
4091	09-abr	18:45	Desenganche de la unidad U13.	Cable suelto de control provoca señal disparo de turbina.	49,71	No	58,00	0
4092	10-abr	20:12	Desenganche de la unidad ANG2.	Operación errónea de la protección diferencial de la carcasa de la bomba de agua de alimentación 2C.	48,79	3	273,00	132,60
4093	12-abr	20:13	Desenganche de la unidad U13.	Bajo vacío de condensador por trip de circuladora.	49,70	No	50,00	0
4095	13-abr	10:46	Regresión de carga de la unidad NTO2 y posterior desenganche.	Bajo nivel del domo por rotura de un tubo en el calentador de alta presión N° 1.	49,58	No	131,00	0
4096	14-abr	16:28	Desenganche de la unidad PAM.	Falla del quemador de azufre.	50,00	No	16,80	0
4097	16-abr	10:33	Desenganche de la unidad CCH1.	Operación de la protección de sobre-excitación V/Hz durante pruebas de inyección de reactivos.	49,51	No	106,00	0
4102	24-abr	14:24	Desenganche de la unidad CTM2.	Falla del sensor de vibración absoluta descanso N° 2 de turbina.	49,30	No	154,00	0
4103	24-abr	15:16	Desenganche de la unidad U12.	Alto diferencial de filtros de manga.	49,44	No	77,00	0
4104	25-abr	7:56	Desenganche de la unidad CTM2.	Falla del sensor de vibración descanso N°2 de turbina.	49,21	No	155,00	0
4105	27-abr	19:06	Desenganche de la componente TG2A.	Problema en la tarjeta de entrada de temperatura del estator.	49,17	No	110,00	0
4106	29-abr	12:56	Desenganche de la unidad CCH1.	Vibración inherente en el sistema de gases causa desprendimiento del switch de posición del dâmpner de Bypass de gases, activando la protección Master Fuel Trip (MFT) Boiler Trip.	48,80	3	271,00	137,70
4108	02-may	15:02	Desenganche de la componente TV2C y regresión de carga con la componente TG2B.	Disparo de bombas de circulación principal por bajo nivel del pozo de bombas.	49,73	No	104,00	0
4109	09-may	10:00	Desenganche de la unidad NTO1.	Operación accidental de breaker que alimenta a sensores de velocidad de los alimentadores de carbón.	49,26	No	133,00	0
4113	13-may	9:49	Desenganche de la unidad CCR1.	Error humano al apretar el botón de Máster Fuel TRIP por parte de personal de puesta en servicio en forma involuntaria provocando en Trip de caldera.	49,33	No	201,00	0
4114	14-may	1:15	Desenganche de la unidad CTM2.	Bajo nivel del domo por falla en tarjeta de control de la bomba agua de alimentación N° 30.	49,69	No	114,00	0
4124	21-may	9:49	Desenganche de la unidad CCH1.	Activación de sistema contra incendio por defecto en presóstato en zona descarga sistema de lubricación turbina.	49,95	No	134,00	0
4125	22-may	12:47	Desenganche de la unidad CTM1.	Alto desplazamiento del eje de turbina de alta presión (AP).	50,00	No	20,00	0
4127	25-may	9:05	Desenganche de la Central Ujina.	Falla en línea interna de 23 kV, por contacto con balde de excavadora.	50,17	No	42,00	23,00
4128 <sup>(1)</sup>	25-may	21:35	Regresión de carga de la unidad U16 y posterior desenganche de la componente U16-TV.	Señal errónea canal de pulsaciones de la cámara de combustión EV.	48,77	3	371,60	127,96
4129	25-may	21:37	Desenganche de la unidad CTM1.	Saturación del filtro del ventilador de refrigeración de célula.				
4130	26-may	18:06	Desenganche de la unidad CC1.	Alta temperatura gases de escape.	49,70	No	68,00	0
4131	28-may	6:06	Desenganche de la unidad U15.	Alto nivel del domo.	50,00	No	43,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
4132	28-may	7:12	Desenganche de la unidad CCR1.	Alto nivel del domo.	50,00	No	93,00	0
4136	29-may	10:49	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad U16.	Apertura válvula cámara diesel, activa PLST.	50,00	No	125,00	0
4137	29-may	12:22	Desenganche de la unidad U15.	Alto nivel del domo caldera.	50,00	No	46,00	0
4139	01-jun	4:46	Desenganche de la unidad ANG2.	Falla del rectificador en el AVR.	48,94	1	271,00	24,30
4140	01-jun	8:48	Desenganche de la unidad U12.	Bajo vacío condensador por pérdida de bomba circuladora.	49,99	No	51,00	0
4143	02-jun	18:37	Desenganche de la unidad ANG2.	Bajo nivel del domo.	49,99	No	49,80	0
4147	03-jun	16:27	Desenganche de la unidad CTA.	Rotura línea de agua de circuladora.	49,48	No	104,00	0
4151	06-jun	16:25	Desenganche de la unidad CTM1.	Bajo nivel domo por tubo roto de caldera.	50,00	No	110,00	0
4155	10-jun	11:40	Desenganche de la unidad CCR1.	Operación errónea de sistema contra incendio.	49,93	No	258,00	0
4156	10-jun	14:53	Regresión de carga de la unidad CTA.	Rechazo de carga por apertura paño 52JG5 en S/E Chacaya.	50,00	No	142,00	0
4158	14-jun	15:20	Desenganche de la unidad CCH1.	Falla en el transmisor de nivel de pozo de la torre de enfriamiento.	50,00	No	200,00	0
4161	23-jun	7:10	Desenganche de la unidad TGTAR.	Pérdida de excitación, provocado por problemas en regulación de tensión.	49,97	No	8,00	0
4162	26-jun	8:30	Desenganche de la componente TG2A.	Pérdida de llama.	50,00	No	70,00	0
4163	23-jun	12:17	Desenganche de la componente TV1C.	Alta temperatura de vapor línea común.	50,00	No	70,00	0
4166	26-jun	11:41	Desenganche de la unidad CC1 en configuración TG1A+0.5TV1C.	Alta temperatura de gases de escape.	49,60	No	80,00	0
4168	29-jun	13:05	Regresión de carga de la unidad PAM.	Apertura del 52CB1 de la unidad PAM por error al realizar ajuste de protecciones.	50,00	No	18,00	0
4169	30-jun	6:17	Desenganche de la unidad CTH.	Baja presión aire secundario.	50,08	No	60,00	0
4170	30-jun	9:26	Desenganche de la unidad PAM.	Falla en un soplador de proceso productivo.	50,00	No	23,70	0

Nota: (1) El EAF N°4128 considera los Eventos de Falla N°4128 y N°4129, dado que ambos Eventos están relacionados entre sí.

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
4083	03-abr	3:46	Interrupción de la línea 220 kV Chacaya - El Cobre N° 2.	Cortocircuito monofásico en la fase A, sin identificar causa raíz.	50,00	0
4084	03-abr	4:07	Interrupción de la línea 220 kV Chacaya - El Cobre N° 1.	Cortocircuito monofásico en la fase C, sin identificar causa raíz.	50,00	0
4085	03-abr	4:08	Interrupción de la línea 220 kV O'Higgins - Domeyko.	Desprendimiento de la prensa de unión del chicote de la fase C.	48,41	717,57
4087	05-abr	9:34	Interrupción de la línea 66 kV Tap Off Tamarugal - La Huayca II.	Se investiga.	13,10	0
4090	08-abr	1:38	Interrupción de la Línea 66 kV Tap Off Tamarugal - La Huayca.	Se investiga.	50,00	0
4098	18-abr	9:27	Interrupción de la línea 220 kV Tap Off Enlace - Antucoya.	Falla en línea 23kV al interior de la planta.	50,25	38,00
4099	19-abr	0:37	Interrupción de línea 110 kV Esmeralda - La Portada con reconexión exitosa.	Se investiga.	50,00	6,20
4100	19-abr	2:33	Interrupción de línea 110 kV Esmeralda - La Portada con reconexión exitosa.	Alta contaminación debido a humedad alta en la zona.	50,00	4,30
4107	01-may	5:02	Interrupción de la Barra 13.8 kV de S/E Cerro Dragón.	Poste Chocado en la red de distribución.	50,00	8,00
4110	09-may	12:22	Interrupción del Transformador El Tesoro 220/23 kV N°1.	Flash over en línea interna de 23 kV.	50,00	17,00
4111	13-may	2:20	Interrupción de la línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N° 1.	Se presume flash over en Tap-Off Alto Hospicio, por alta humedad en la zona.	50,00	0
4112	13-may	3:28	Interrupción de la línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N° 1.	Se presume flash over en Tap-Off Alto Hospicio, por alta humedad en la zona.	50,00	0
4115	15-may	8:25	Interrupción de la línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N° 1.	Se Investiga.	50,00	0
4116	15-may	13:06	Interrupción de Transformador 2 OLAP 69/13.8 kV en S/E Olap.	Se Investiga.	50,00	6,20
4117	15-may	13:39	Interrupción de la línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N° 1.	Se Investiga.	50,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
4118	15-may	18:56	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Encuentro. Circuito N° 2.	Interruptores termomagnéticos operados de los transformadores de potencial del Paño J8 en S/E Atacama.	50,00	0
4119	16-may	0:04	Interrupción del transformador Central Diesel Tamaya 110/23 kV N° 4.	Robo de conductor línea 23 kV.	50,00	0
4120	16-may	11:24	Interrupción de la Línea 220 kV Tap Off Enlace - Antucoya.	Falla en línea 23 kV al interior de la planta.	50,00	15,00
4121	17-may	18:58	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Encuentro. Circuito N° 2.	Interruptores termomagnéticos operados de los transformadores de potencial del Paño J8 en S/E Atacama.	50,00	0
4122	19-may	1:26	Interrupción de la línea 33 kV Chacaya - Tap Off E.B. Algorta N°2.	Conductor cortado en fase lateral estructura 2B.	50,00	3,50
4123	20-may	13:17	Interrupción de barra La Portada 23 kV.	Error de personal durante la intervención del alambrado de control de paño ET1, según solicitud de desconexión N° 173486.	50,00	13,00
4126	25-may	7:24	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - Antofagasta.	Se investiga.	50,00	7,80
4133	28-may	7:16	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Encuentro. Circuito N° 2.	Habilitación teleprotecciones PES S/E Miraje.	50,00	0
4134	28-may	10:58	Interrupción de la Barra 13,8 kV S/E Alto Hospicio.	Poste Chocado en la red de distribución.	50,00	8,50
4135	28-may	16:33	Interrupción de la línea 66 kV Pozo Almonte - La Cascada HMC (Sagasca).	Jote Electrocutado en Estructura N° 43.	50,00	0,10
4138	31-may	7:14	Interrupción del Transformador Solar Jama 220/23 kV N°2 de S/E JAMA.	Compresión del aceite por baja temperatura provoca actuación de la protección de bajo nivel de aceite.	50,00	0
4141	02-jun	4:01	Interrupción del 52CT2 y de la barra 23kV en S/E Mejillones.	Sobrecarga Transformador Unión 23/13.5 kV	50,00	5,20
4142	02-jun	10:52	Interrupción del Transformador Valle de los Vientos 110/23 kV N°2.	Se investiga.	50,00	0
4144	03-jun	2:08	Interrupción del 52CT1 y de la barra 23kV en S/E Mejillones.	Sobrecarga Transformador Unión 23/13.5 kV	49,99	9,20
4145	03-jun	3:34	Interrupción del Transformador Mejillones 220/110/13,8 kV.	Chicote cortado fase 2 lado 13.8 kV.	49,99	22,20
4146	03-jun	15:39	Interrupción de la línea 66 kV Tap Off Tamarugal - La Huayca II.	Robo de conductores en la zona.	49,98	6,15
4148	04-jun	0:55	Interrupción del 52CT1 y de la Barra Mejillones 23kV.	Sobrecarga Transformador Unión 23/13.5 kV	49,99	12,39
4149	05-jun	7:03	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - Antofagasta.	Se investiga.	50,00	10,80
4150	06-jun	7:53	Interrupción de la Línea 345 kV Andes - Salta.	Se investiga.	50,94	0
4152	06-jun	21:13	Interrupción del transformador Central Diesel Tamaya 110/23 kV N° 4.	Robo de conductor línea 23 kV.	50,00	0
4153	06-jun	23:44	Interrupción del 52CT1 y de la Barra Mejillones 23kV.	Sobrecarga Transformador Unión 23/13.5 kV	50,00	11,40
4157	10-jun	14:53	Interrupción de la línea 110 kV Chacaya - Mejillones.	Se investiga.	50,00	0
4159	15-jun	20:55	Interrupción del Transformador Escondida 220/13.8/6.9 kV N°2.	Se investiga.	50,00	4,19
4160	22-jun	10:25	Interrupción de la Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica.	Se investiga.	50,00	0
4164	23-jun	18:29	Interrupción Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica.	Perturbación producida por reconexión en línea Arica-Pozo Almonte.	50,00	0
4165	25-jun	3:36	Interrupción Línea 23 kV Tap Off La Negra - Inacesa.	Se investiga.	50,00	4,50
4167	26-jun	16:23	Interrupción de la línea 220 kV Chimborazo - Domeyko en extremo S/E Chimborazo (52J2).	Error de personal que trabaja en el sistema de control del paño J3 de S/E Domeyko.	50,00	0

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
4094	13-abr	7:19	Rechazo de carga minera Sierra Gorda.	Falla en línea 33 kV interior planta.	50,42	0
4101	24-abr	8:18	Rechazo de carga de minera Escondida en su planta de OGP1.	Falla en tarjeta electrónica de molino SAG en planta OGP1.	50,73	90,00
4154 <sup>(1)</sup>	08-jun	15:18	Rechazo de carga de Minera Chuquicamata.	Falla en Línea 100 kV Chuquicamata - KM6.	49,96	9,00

Nota: (1) En este Evento se desconectan adicionalmente 150 MW de carga de Minera Chuiquicamata, debido a la mala operación de protecciones diferenciales de Transformadores de sus instalaciones



## **8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA**

Durante el segundo trimestre de 2016 no se presentaron la Desconexiones Manuales de Carga (DMC) durante la operación del sistema.