

INFORME TRIMESTRAL CDEC-SING JULIO-SEPTIEMBRE 2016

Autor	CDEC-SING
Fecha Creación	28-10-2016
Correlativo	CDEC-SING C091/2016

1. INTRODUCCIÓN	3
2. MODIFICACIONES NORMATIVAS	4
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 FAVORABLEMENTE	6
2.6.2 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE	6
2.6.3 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE	6
2.6.4 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP	6
3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	9
3.1 COSTOS MARGINALES	9
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	11
3.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE	12
3.4 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL	15
3.5 RESUMEN DE VENTAS	16
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	19
3.7 INTERCONEXIÓN SING-SADI	20
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	21
5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	24
5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	24
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	25
5.3 CONTROL DE TENSIÓN	26
5.4 CONTROL DE FRECUENCIA	27
5.5 DESEMPEÑO EDAC	28
5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	29
5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	30
5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES	31
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	33
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	48
8. ANEXOS	50
8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	50
8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	53

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 julio al 30 de septiembre 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 julio y septiembre 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 en el presente reporte se publicó la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, modificatoria del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley.

2.2 REGLAMENTACIÓN

En el periodo objeto de este informe, no se han dictado reglamentos sectoriales.

2.3 NORMA TÉCNICA

2.3.1 DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

No se registran modificaciones a la Norma Técnica en este periodo.

2.3.2 DE POTENCIA

No se registran modificaciones a la Norma Técnica en este periodo.

2.4 REGLAMENTO INTERNO

En el segundo trimestre de 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.

En 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 tercer trimestre de 2016 no se emitió una propuesta definitiva de modificación.

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Fue informada la entrada en operación, mediante carta CDEC-SING N° 1216, de la obra de ampliación troncal correspondiente al proyecto S/E Miraje a partir del día 30 de junio, la cual fue incluida en los informes mensuales de peaje troncal.

Fue publicada nueva ley de transmisión, correspondiente a Ley N° 20.936 del Ministerio de Energía, de fecha 20 de julio, la cual que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

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 correspondiente al mes de agosto, la ejecución del proyecto presenta un 71,05% de avance.

Cumplimiento del Hito Relevante N° 4: Mediante carta CDEC-SING N° 1345/2016 de fecha 18 de agosto, se comunicó al Adjudicatario la aprobación del cumplimiento del Hito, habiéndose recibido de Interchile los antecedentes de respaldo de la memoria de cálculo de los refuerzos del reactor en S/E Lagunas, aprobados por el asesor para el cumplimiento de calificación sísmica.

Cumplimiento del Hito Relevante N° 3: Mediante carta CDEC-SING N° 1568/2016 de fecha 23 de septiembre, se comunicó al Adjudicatario la aprobación de la postergación del cumplimiento del Hito denominado “Construcción de las fundaciones”, desde el 3 de agosto hasta el 30 de octubre. Para la aprobación de la postergación se tuvo en consideración que el Adjudicatario prevé que el nuevo plazo solicitado no implicará una alteración en el plazo de cumplimiento del Hito de Puesta en Operación.

Construcción de la Obra Nueva Subestación Kimal (Ex Nueva Crucero Encuentro), Decreto exento N° 201/2014: De acuerdo a la información presentada en informe de Auditoría Técnica correspondiente al mes de agosto, la ejecución del proyecto presenta un 10,49% de avance.

El Adjudicatario terminó el proceso de constitución de la SAGET (Sociedad Anónima de Giro Exclusivo Transmisión), llamada Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A, lo cual fue informado con fecha 4 de octubre.

Proceso de Licitación de la Obra Nueva Subestación Pozo Almonte y líneas Nueva Pozo Almonte a Pozo Almonte, a Cóncores y Parinacota.

El proyecto recomendado por CDEC-SING, fue incorporado en el Decreto de Expansión DS 373/2016 y tiene como propósito reforzar el abastecimiento seguro del norte, en especial las ciudades de Arica e Iquique, posibilitar la conexión de proyectos de ERNC y futuras interconexiones internacionales con Perú. Tiene un valor referencial de inversión de 96 MMUS\$ y se espera que esté en servicio a fines del año 2021.

Fue publicado el llamado a licitación nacional e internacional, en fechas 27 y 28 de julio, y se inició la venta de Bases emitidas mediante la Resolución exenta N° 567/2016.

Fue recibida la Resolución Exenta N° 671/2016 de la CNE, de fecha 16 de septiembre, que modifica la RE N° 567/2016 de las bases de licitación. La modificación incluye cambios en el cronograma de la licitación, correcciones y precisiones. Los cambios en el cronograma consideran la extensión del período de consultas hasta diciembre, la modificación de bases de licitación hasta febrero, la presentación de propuestas hasta marzo, y la evaluación y adjudicación hasta fines de mayo.

Adicionalmente, fue recibida la carta CNE N° 585/2016, de fecha 16 de septiembre, en la cual se responden las consultas efectuadas por las Direcciones de Peajes de CDEC-SING y CDEC-SIC con motivo de la primera ronda de consultas a las Bases de Licitación.

2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

En fecha 20 de julio, fue publicada nueva ley de transmisión (Ley N° 20.936), que modifica la regulación de los sistemas de transmisión.

2.5.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

En fecha 20 de julio, fue publicada nueva ley de transmisión (Ley N° 20.936), que modifica la regulación de los sistemas de transmisión.

2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP

2.6.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS FAVORABLEMENTE

Durante el periodo no se han informado favorablemente Procedimientos de CDEC-SING.

2.6.2 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE

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

2.6.3 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE

A la fecha, no hay Procedimientos en trámite.

2.6.4 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 septiembre 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 SISTR del CDC.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
3	DO	NT	Desarrollo de Auditorías Técnicas.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
4	DO	NT	Desempeño del Control de Frecuencia.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
5	DO	NT	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
6	DO	NT	Determinación del Margen de Seguridad para la Operación.	Con Informe Favorable de la CNE. (27/02/2012).
7	DO	NT	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.	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).
9	DO	NT	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.	Con Informe Favorable de la CNE. (31/07/2014).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE. (15/12/2014).
33	DP	NT	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
34	DP	NT	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
35	DP	DS 291	Cálculo de costos marginales para transferencias de energía.	Con Informe Favorable de la CNE (18/12/2015).
36	DP	DS 291	Cálculo y determinación del Balance de Potencia Firme.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
37	DP	DS 291	Información para Estudios de Planificación, Expansión y Desarrollo del SING.	Con informe desfavorable de la CNE (03/09/2014).
38	DP	DS 291	Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/09/2010).
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 tercer trimestre del año 2016 en la barra Crucero 220 kV fue de 65,2 US\$/MWh, lo que es un 16,6% superior al promedio en el mismo periodo del año 2015 (55,9 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 125,1 US\$/MWh, ocurrido el día viernes 22 de julio, lo que es un 18,6% superior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2015. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día domingo 4 de septiembre con 33,5 US\$/MWh, valor 14,9% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 27,0 US\$/MWh, superior en un 88,3% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 41,3% en los costos marginales diarios durante el periodo.

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

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2016	2015	Comparación 2016/2015
Promedio	65,2	55,9	16,6%
Máximo	125,1	105,5	18,6%
Mínimo	33,5	39,4	-14,9%
Desviación Estándar	27,0	14,3	88,3%
Variación	41,3%	25,6%	61,5%

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

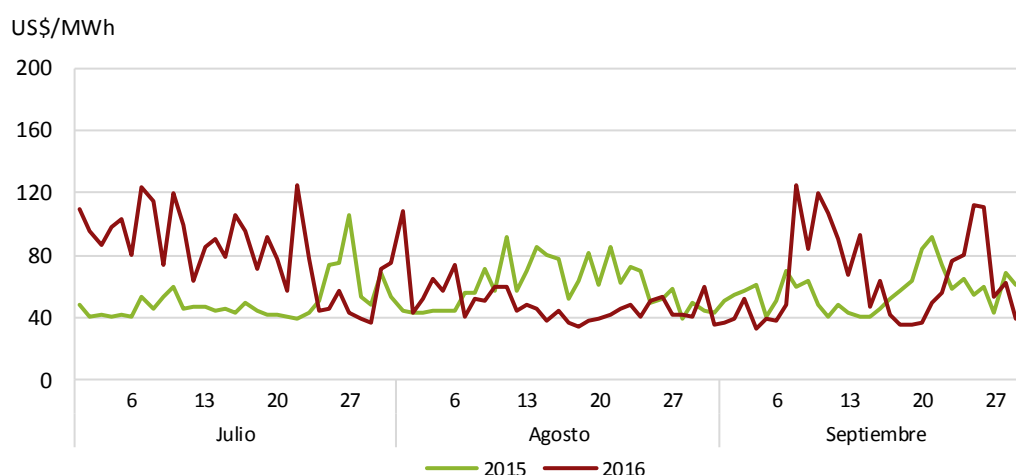


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el cuadro a continuación, se presentan los costos marginales promedio mensuales del tercer 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
Jul	82,1	50,8	61,7%
Ago	49,6	59,9	-17,1%
Sep	63,8	57,1	11,7%

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

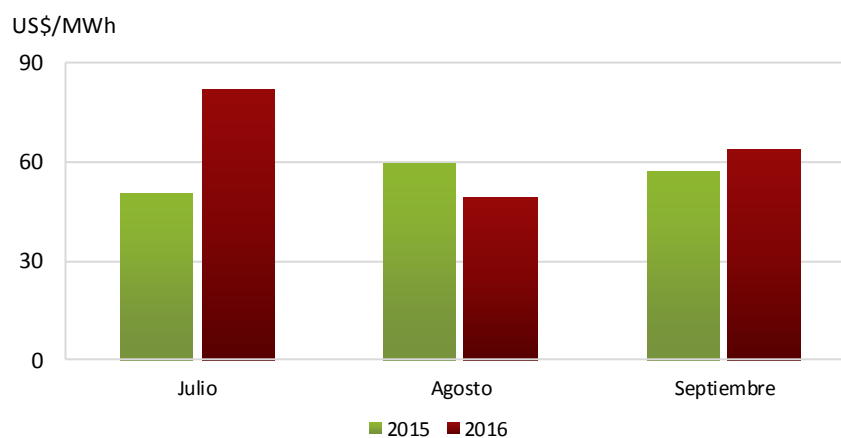


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el tercer trimestre del año 2016. La máxima generación fue de 2.461,9 MW durante la hora 1 del día martes 13 de septiembre, y la mínima fue de 1.822,8 MW durante la hora 14 del día jueves 4 de agosto.

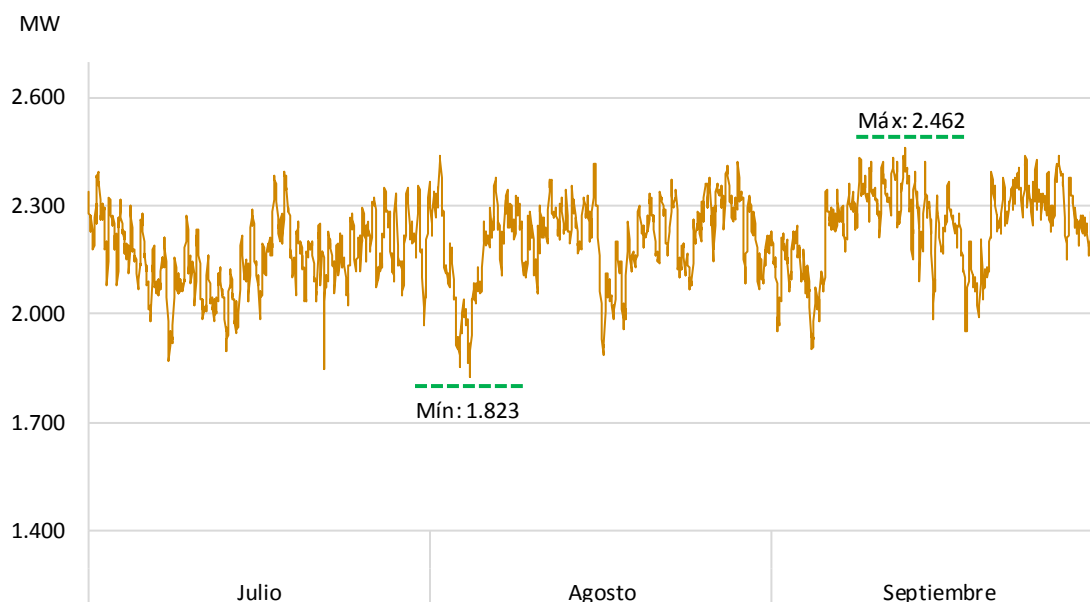


Figura 3: Potencia Bruta Media Horaria tercer trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el tercer trimestre, donde se observó un promedio de 2.204,5 MW en el periodo, con una desviación estándar de 113,5 MW.

Tabla 4: Resumen potencia media horaria tercer trimestre.

Estadística	MW
Promedio	2.204,5
Desviación Estándar	113,5
Mínima	1.822,8
Máxima	2.461,9
Factor de Carga	89,5%
Coefficiente Variación	5,1%

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

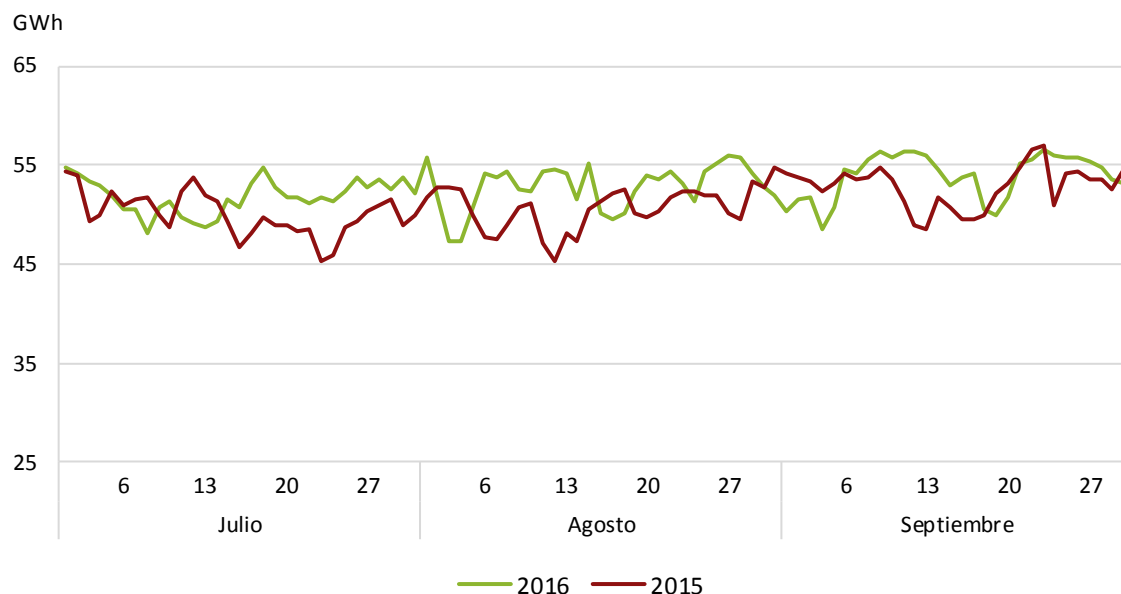


Figura 4: Energía bruta diaria tercer trimestre.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 52,87 GWh, lo que es un 3,3% mayor al promedio del mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo es de 2,23 GWh, lo que indica una variación de 4,2% con respecto a la media.

Tabla 5: Resumen energía bruta diaria tercer trimestre [GWh].

Energía Bruta Diaria	2016	2015
Promedio	52,87	51,17
Desviación Estándar	2,24	2,42
Coeficiente Variación	4,2%	4,7%
Máximo	56,62	56,99
Mínimo	47,33	45,26

3.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE

Durante el tercer trimestre del año 2016, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.864,2 GWh, lo que es 0,48% inferior a la generación bruta del trimestre anterior (4.887,6 GWh), y a su vez representa un incremento del 3,4% con respecto al tercer trimestre del año 2015 (4.705,9 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.

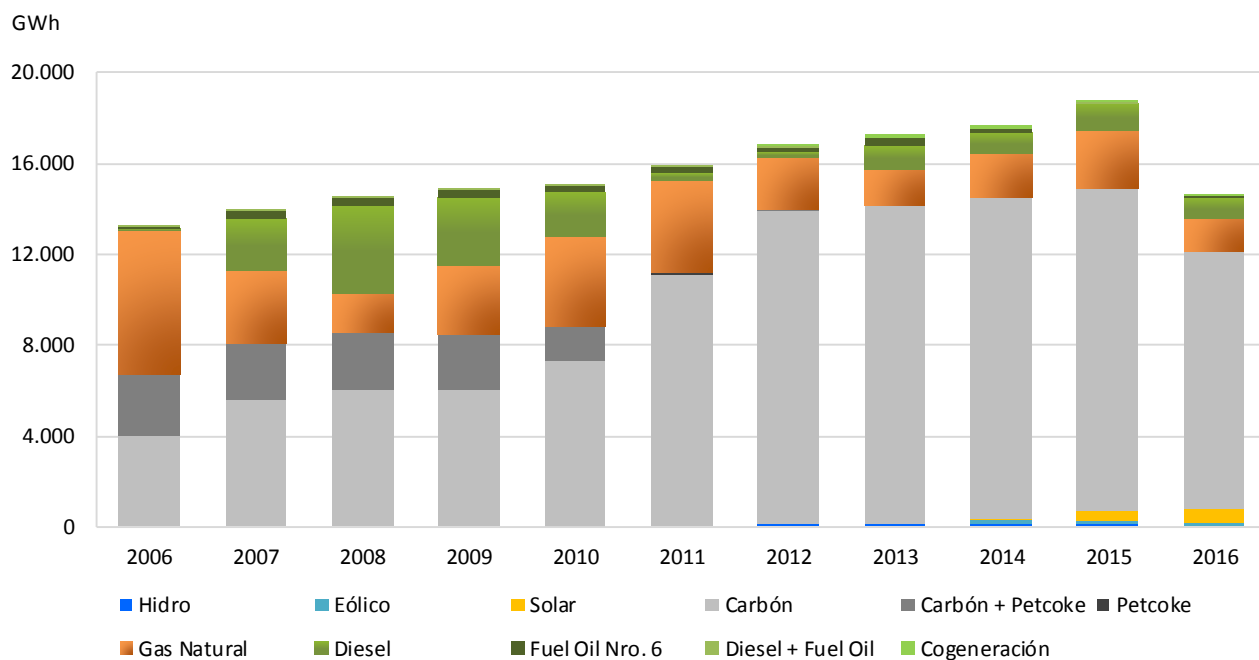


Figura 5: Generación bruta por combustible periodo 2006-2016 [GWh].

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 6: 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%	77,5%
Gas Natural	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,1%	13,5%	9,8%
Diesel + Fuel Oil	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	6,4%	6,7%	6,6%
Solar+Eólico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	3,2%	5,1%
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%	0,7%
GWh Anual	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237	17.674	18.805	9.775

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 78,3% corresponde a generación con carbón, 10,8% con gas natural, 4,0% con combustibles derivados del petróleo, 5,8% con fuentes solares y eólicas, 0,4% con energía hidroeléctrica y 0,8% con fuentes de cogeneración.

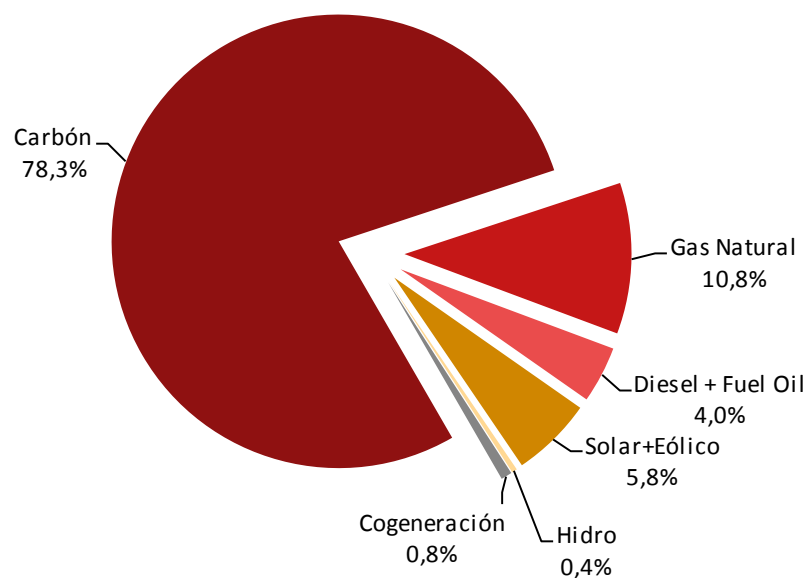


Figura 6: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

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

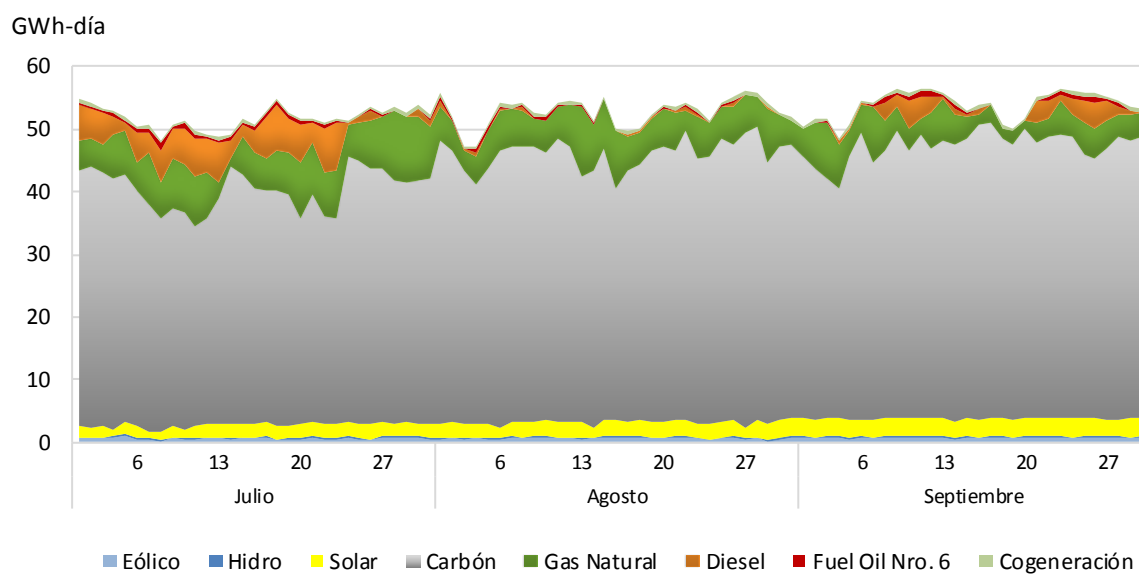


Figura 7: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En el cuadro a continuación, se presenta la generación bruta por tipo de combustible del tercer trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue agosto con 1.638,85 GWh, que corresponde al 33,7% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 7: Generación bruta mensual por tipo de combustible [GWh].

Tipo Combustible	Jul	Ago	Sep	Total
Carbón	1.167,02	1.331,41	1.308,07	3.806,50
Carbón + Petcoke	0	0	0	0
Cogeneración	13,23	12,79	12,17	38,19
Diesel	115,86	6,40	41,50	163,76
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	0,00
Eólico	17,91	18,93	20,83	57,67
Fuel Oil Nro. 6	14,92	6,88	10,99	32,80
Gas Natural	210,47	181,35	131,82	523,64
Hidro	6,29	5,90	6,11	18,29
Otro	0	0	0	0
Petcoke	0	0	0	0
Solar	61,85	75,19	86,29	223,34
TOTAL	1.607,56	1.638,85	1.617,78	4.864,19

3.4 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 10,8% durante el tercer trimestre de 2016, variando entre un mínimo de 8,1% durante el mes de septiembre y un máximo de 13,1% durante el mes de julio.

Tabla 8: Generación gas natural trimestral.

Empresa	GWh	Participación
AES GENER	0	0%
GAS ATACAMA	7,3	1%
ENGIE	401,1	77%
TAMAKAYA ENERGÍA	115,2	22%
Total	523,6	100%

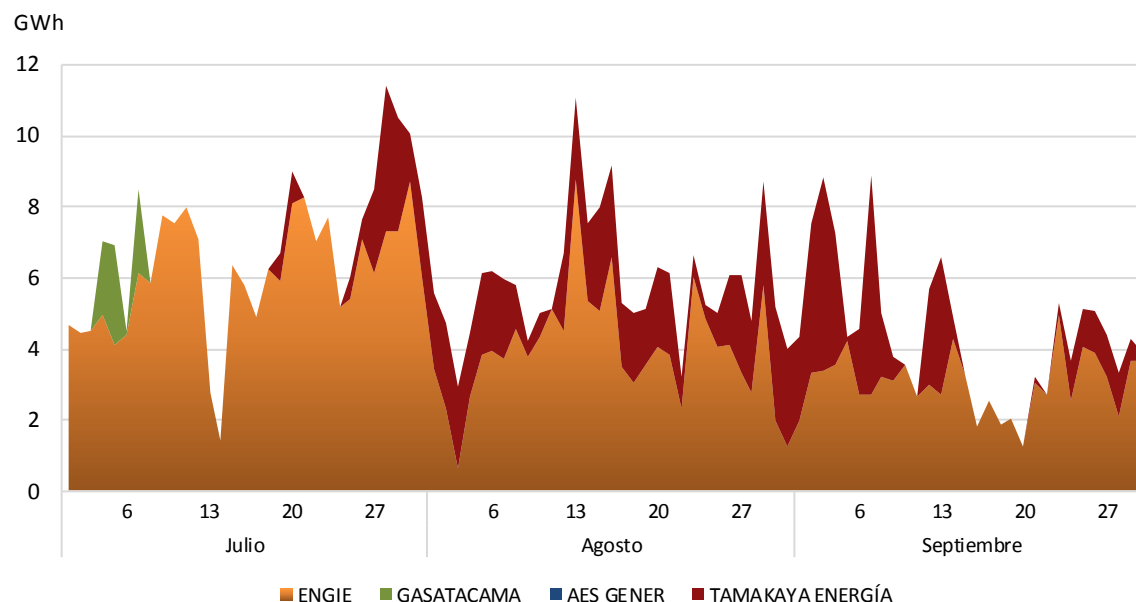


Figura 8: Producción de energía con gas natural por empresa.

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 julio – septiembre de 2016 fueron de 4.212,2 GWh, de los cuales el 88,8% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,2% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa ENGIE.

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

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	-	-	-	-
	Libre	187,7	182,3	196,8	566,8
ANDINA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	62,4	65,8	61,4	189,5
ANGAMOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	239,1	221,3	220,7	681,0
CAVANCHA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
CELTA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	109,0	102,6	97,8	309,5
COCHRANE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	110,4	114,8	117,7	343,0
ENGIE	Regulado	162,1	157,8	150,8	470,7
	Libre	406,0	401,9	380,5	1.188,4

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Trimestre
ENERNUEVAS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
ENORCHILE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	35,0	34,5	33,2	102,7
EQUIPOS DE GENERACION	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GASATACAMA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	10,6	11,2	11,2	33,0
GENERACIÓN SOLAR	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
HORNITOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	104,0	99,0	104,3	307,3
LOS PUQUIOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
NORACID	Regulado	-	-	-	-
	Libre	0,6	0,4	0,6	1,6
ON GROUP	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,6	1,5	1,5	4,6
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PMGD PICA PILOT	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS1	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS2	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,5	1,7	1,9	5,1
PAS3	Regulado	-	-	-	-
	Libre	2,6	3,1	3,4	9,1
SPS LA HUAYCA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TECNET	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TOTAL	Regulado	162,1	157,8	150,8	470,7
	Libre	1.270,4	1.240,1	1.231,1	3.741,5

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

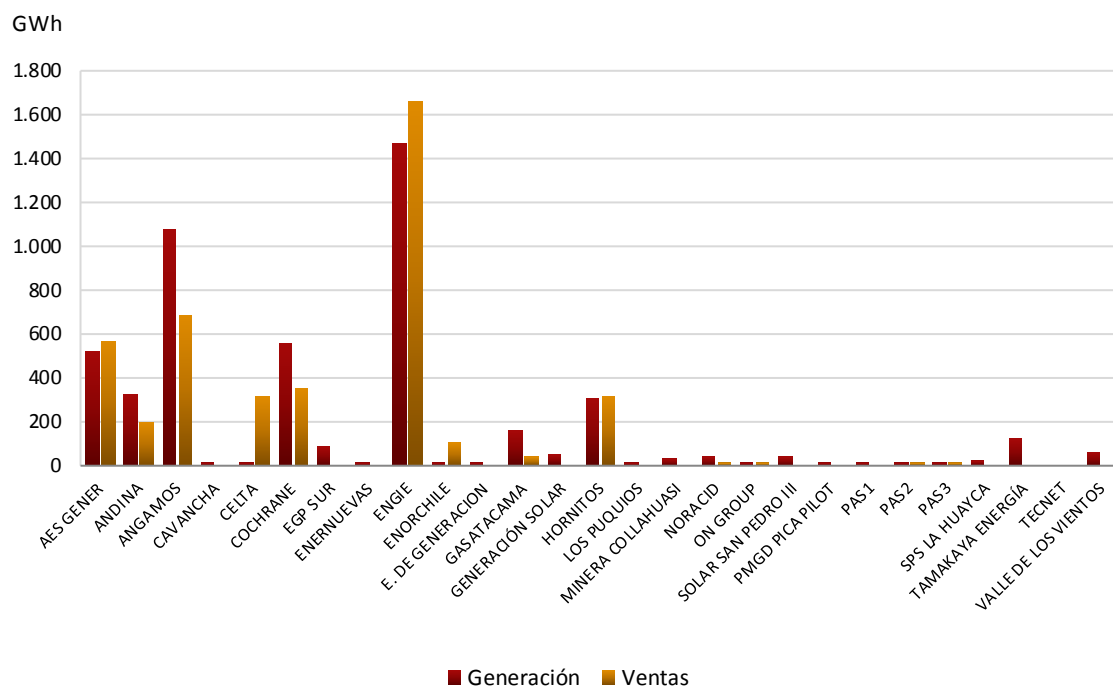


Figura 9: Generación y ventas por empresa tercer trimestre.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

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

Tabla 10: Mantenimientos mayores tercer trimestre.

Unidad	Empresa	Desde	Hasta	Duración [Días]
CTTAR	CELTA	01-jul	23-sep	85
CHAP1	ENGIE	11-jul	15-jul	5
ZOFRI_12	ENORCHILE	21-jul	23-jul	3
NTO1	AES GENER	25-jul	28-jul	4
ZOFRI_11	ENORCHILE	25-jul	27-jul	3
ZOFRI_10	ENORCHILE	28-jul	30-jul	3
ZOFRI_9	ENORCHILE	01-ago	03-ago	3
GMAR3	ENGIE	01-ago	19-ago	19
ZOFRI_7	ENORCHILE	04-ago	06-ago	3
U15	ENGIE	08-ago	07-sep	31
CHAP1	ENGIE	13-ago	18-ago	6
M2AR1	ENGIE	24-ago	01-sep	9
M2AR1	ENGIE	01-sep	01-sep	2
UG3	MINERA COLLAHUASI	02-sep	06-sep	5
UG4	MINERA COLLAHUASI	08-sep	09-sep	2
UG5	MINERA COLLAHUASI	09-sep	10-sep	2
UG1	MINERA COLLAHUASI	10-sep	11-sep	2
UG2	MINERA COLLAHUASI	12-sep	13-sep	2
M2AR2	ENGIE	15-sep	28-sep	14
M1AR3	ENGIE	21-sep	30-sep	10
NTO1	AES GENER	22-sep	30-sep	9

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 el mes de julio, la exportación de energía desde el SING hacia el SADI correspondió a 1,4 GWh, mientras que durante los meses de agosto y septiembre no hubo intercambios de energía entre estos sistemas.

A continuación, se presentan los intercambios de energía entre el SING y el SADI durante los últimos 9 meses.

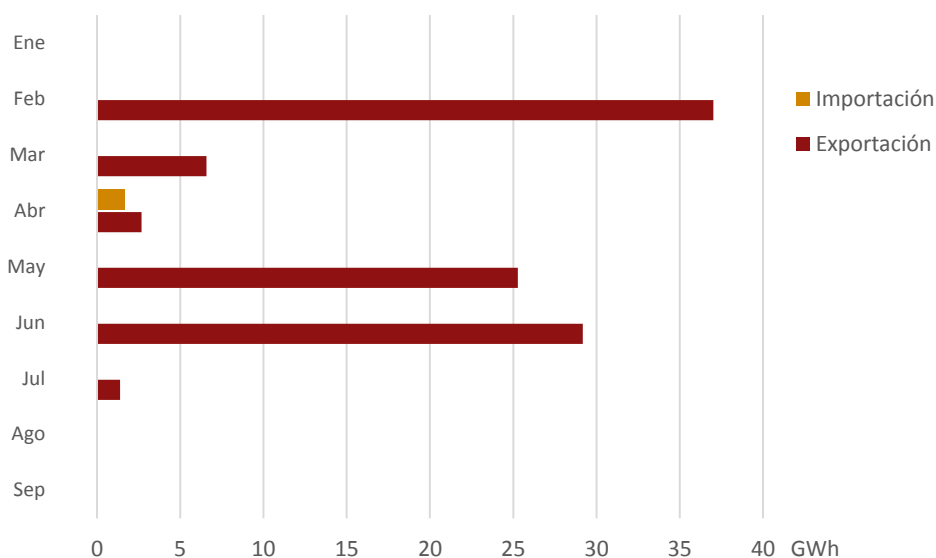


Figura 10: Intercambios de Energía entre el SING y el SADI.

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 julio – septiembre 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]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES	63,27	65,70	69,25
ANGAMOS	59,20	60,68	62,51
TOCOPILLA	61,33	58,42	61,21
ANDINA	61,38	64,44	64,30
HORNITOS	59,91	61,53	65,63
NORGENER	66,68	67,96	74,68
TARAPACÁ	71,04	71,04	71,04

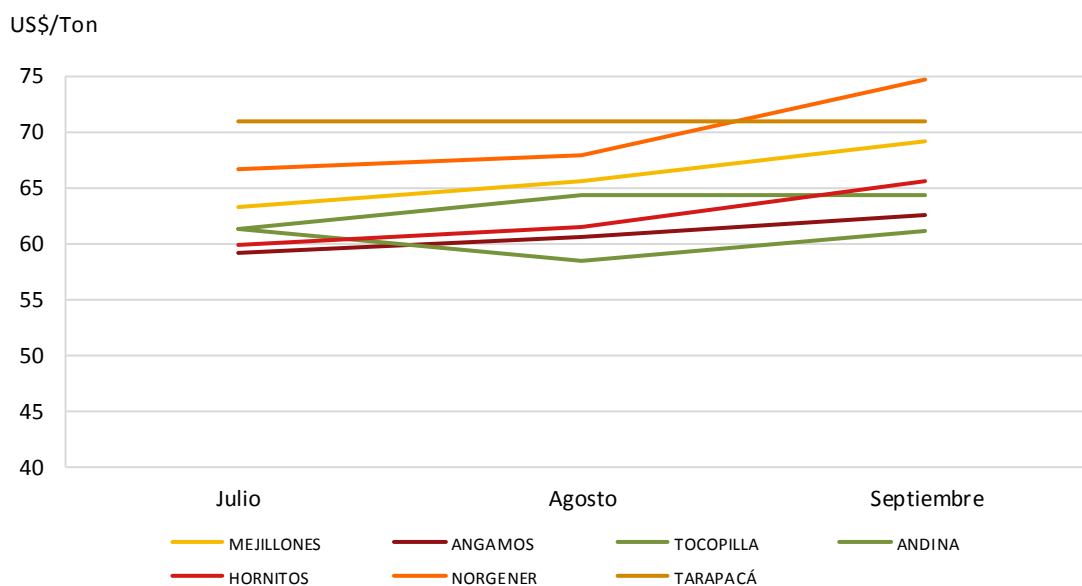
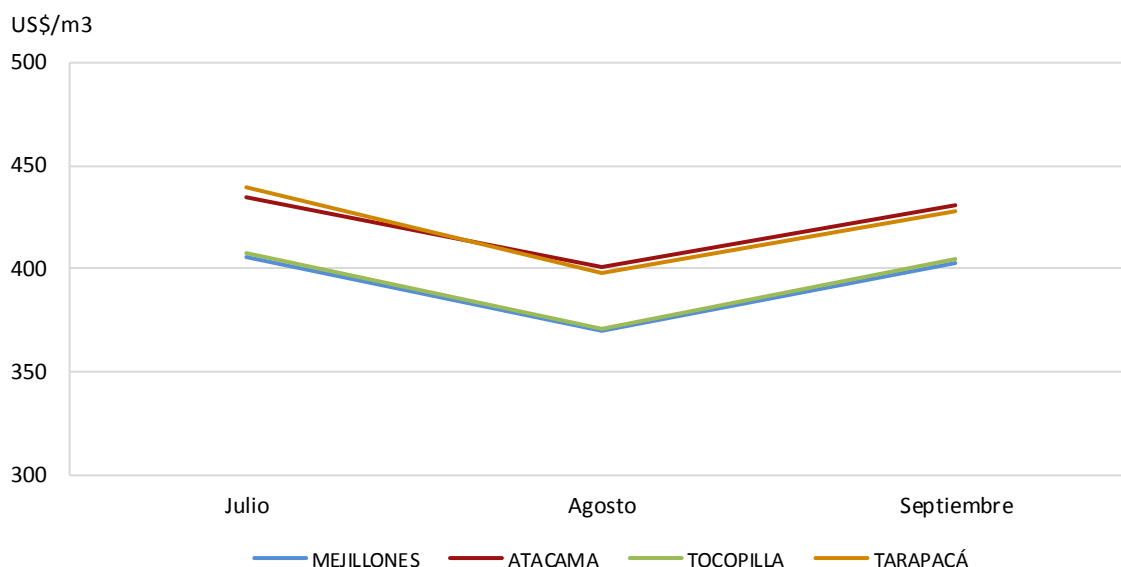


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

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

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

Diesel [US\$/m3]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES	405,77	369,85	403,01
ATACAMA	435,01	401,20	431,05
TOCOPILLA	407,14	371,19	404,32
TARAPACÁ	439,70	398,40	428,05


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]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES/TOCOPILLA	4,11	4,85	4,97
ATACAMA	6,57	7,03	7,60

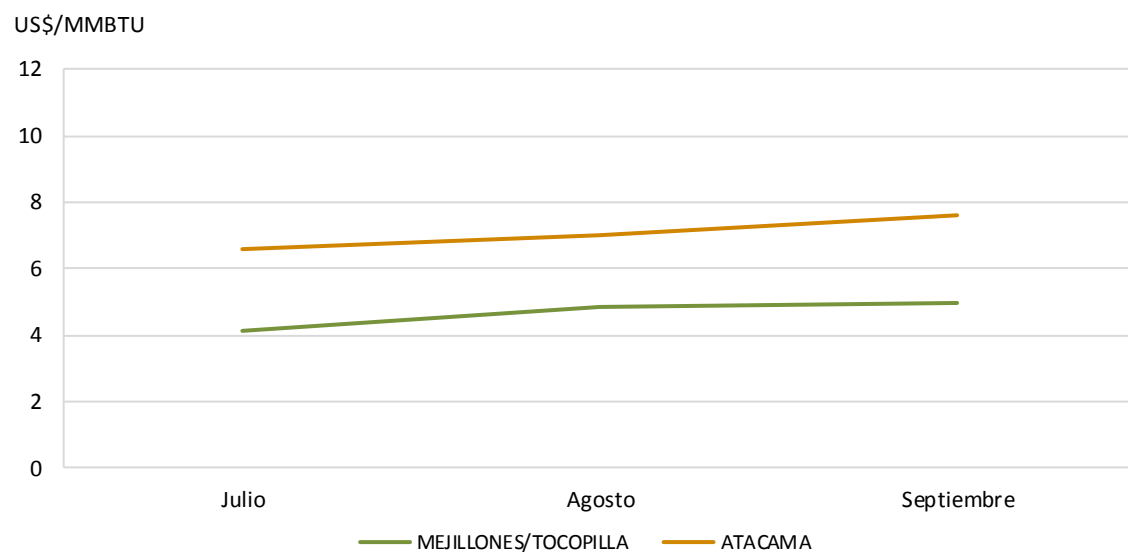


Figura 13: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

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

5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el gráfico a continuación, se 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.

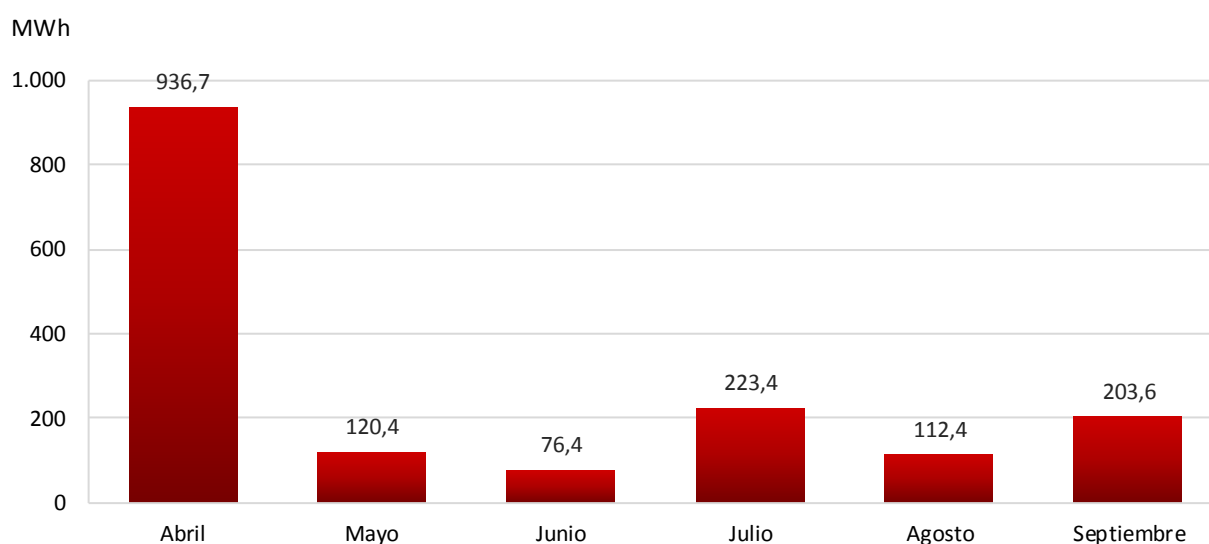


Figura 14: Energía No Suministrada durante los últimos seis meses.

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.

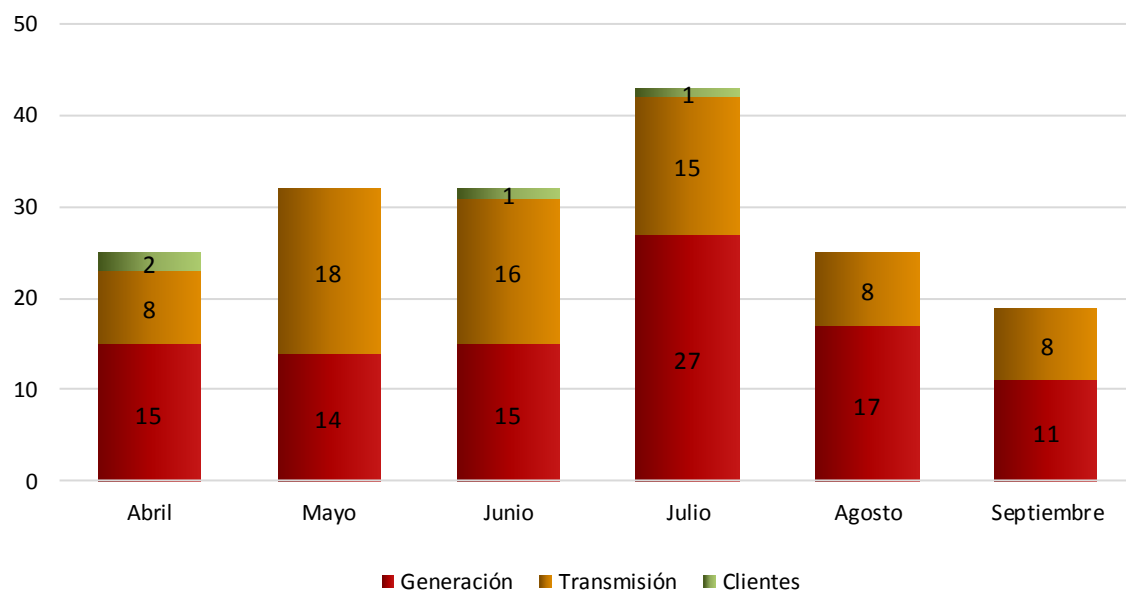


Figura 15: Número de Fallas registradas por tipo de instalación en los últimos seis meses.

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).

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 siguiente 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.

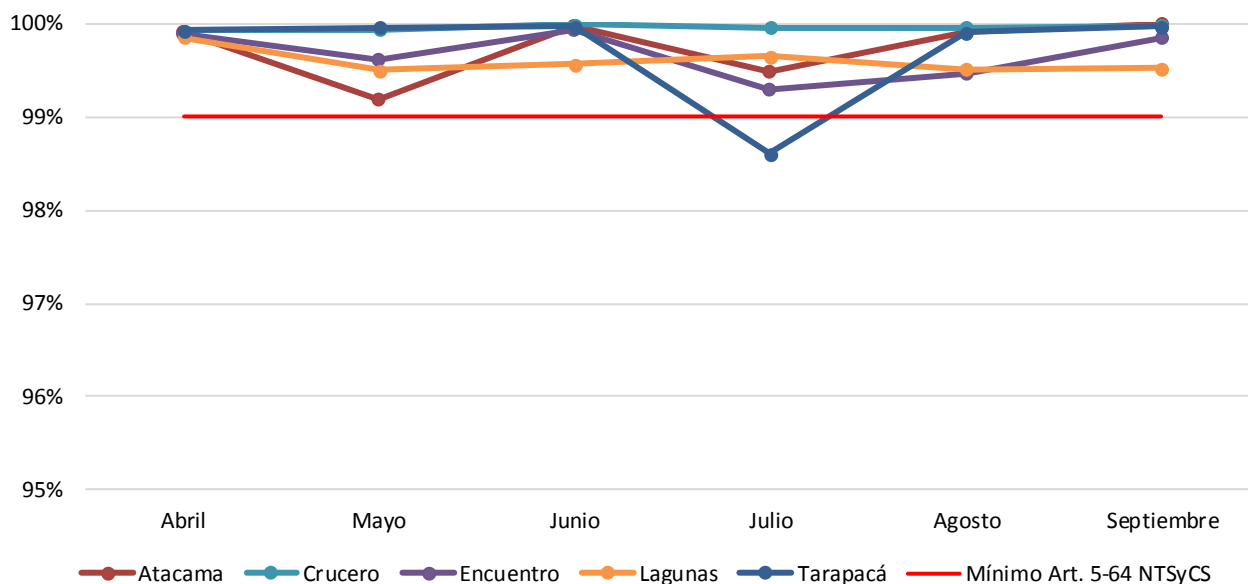


Figura 16: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal en los últimos 6 meses.

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 promedio de control de frecuencia en los últimos 6 meses.

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%
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%
Julio	0,00%	5,57%	78,70%	15,70%	0,01%
Agosto	0,06%	4,63%	71,94%	16,87%	0,03%
Septiembre	0,03%	5,18%	77,88%	16,90%	0,00%
Abril - Septiembre	0,01%	3,21%	85,41%	10,23%	0,01%

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.

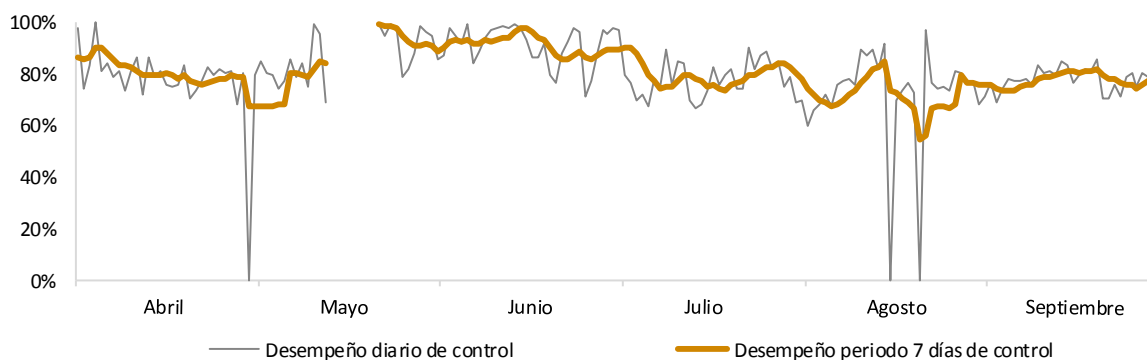


Figura 17: Desempeño del control de frecuencia según Artículo 5-30 de la NTSyCS.

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 en los últimos 6 meses.

Mes	Evento N°	Frecuencia Mínima / Máxima [Hz]	Desconexión Nominal [MW]	Desconexión Real [MW]	Desempeño Real / Nominal [%]
Abril	4085	48,41	527,7	251,47	47,65%
	4092	48,79	206,4	120,8	58,52%
	4106	48,79	206,4	132,68	64,27%
Mayo	4128 ⁽¹⁾	48,77	196,6	127,97	65,09%
Junio	4139	48,96	43,1	16,98	39,39%
Julio	4190	49,00	43,1	21,31	49,43%
	4194	48,83	196,6	103,84	52,82%
	4197	48,80	196,6	118,80	60,43%
	4200	48,60	393,8	223,28	56,70%
	4212	48,79	196,6	115,84	58,92%
Agosto	4216	48,69	199,5	152,46	76,42%
	4217	49,01	43,1	3,18	7,38%
	4225	48,88	97,2	40,64	41,83%
	4227	48,89	97,2	41,01	42,21%
	4235	48,90	97,2	33,58	34,57%
Septiembre	4243	48,81	97,2	73,13	75,28%
	4252	48,81	87,6	57,14	65,27%

Nota:

- (1) En el EAF N°4128, se ha considerado la desconexión del EDAC asociada al Eventos de Falla N°4128, correspondiente a la regresión y posterior desconexión de la Unidad U16, y al Evento de Falla N°4129, correspondiente a la desconexión intempestiva de la Unidad CTM1. Estos eventos ocurrieron sucesivamente con algunos segundos de diferencia.

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 en los últimos 6 meses.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a Reserva Programada [%]
Abril	4092	67,93%
	4106	51,06%
Mayo	4128	112,60%
Junio	4139	100,82%
Julio	4190	67,39%
	4194	72,52%
	4197	83,67%
	4200	52,20%
	4212	58,88%
Agosto	4216	68,40%
	4217	67,70%
	4225	85,34%
	4227	85,32%
	4235	119,58%
Septiembre	4243	72,45%

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%

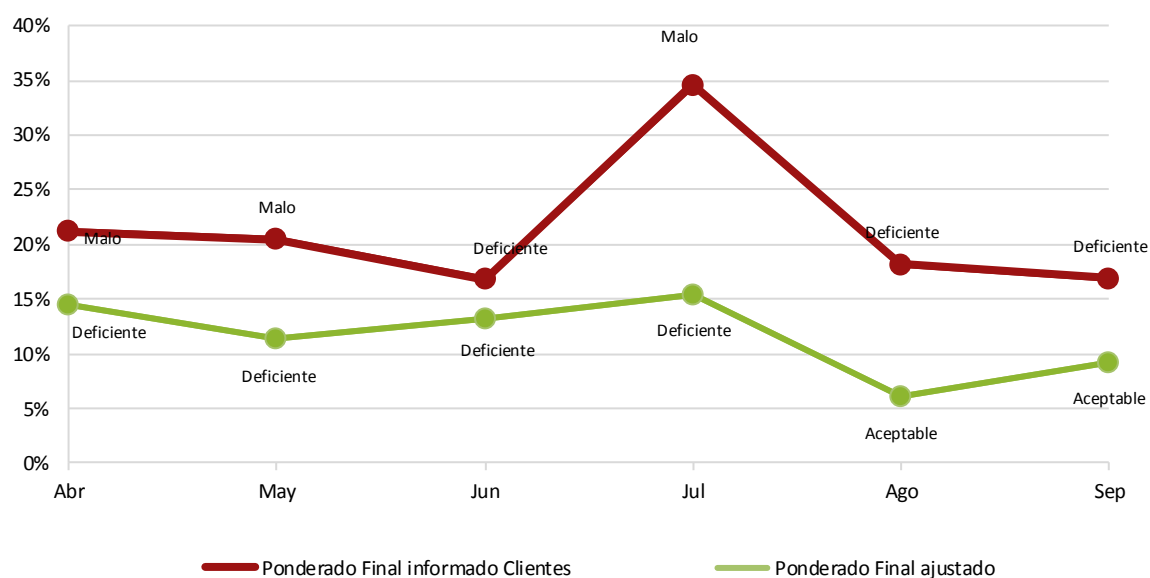


Figura 18: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.

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: Número de interrupciones de suministro por ciudad en los últimos 6 meses.

Mes	Arica	Iquique	Antofagasta
Abril	3	3	3
Mayo	1	3	2
Junio	0	0	0
Julio	4	4	4
Agosto	1	1	1
Septiembre	2	1	0
Total	11	12	10

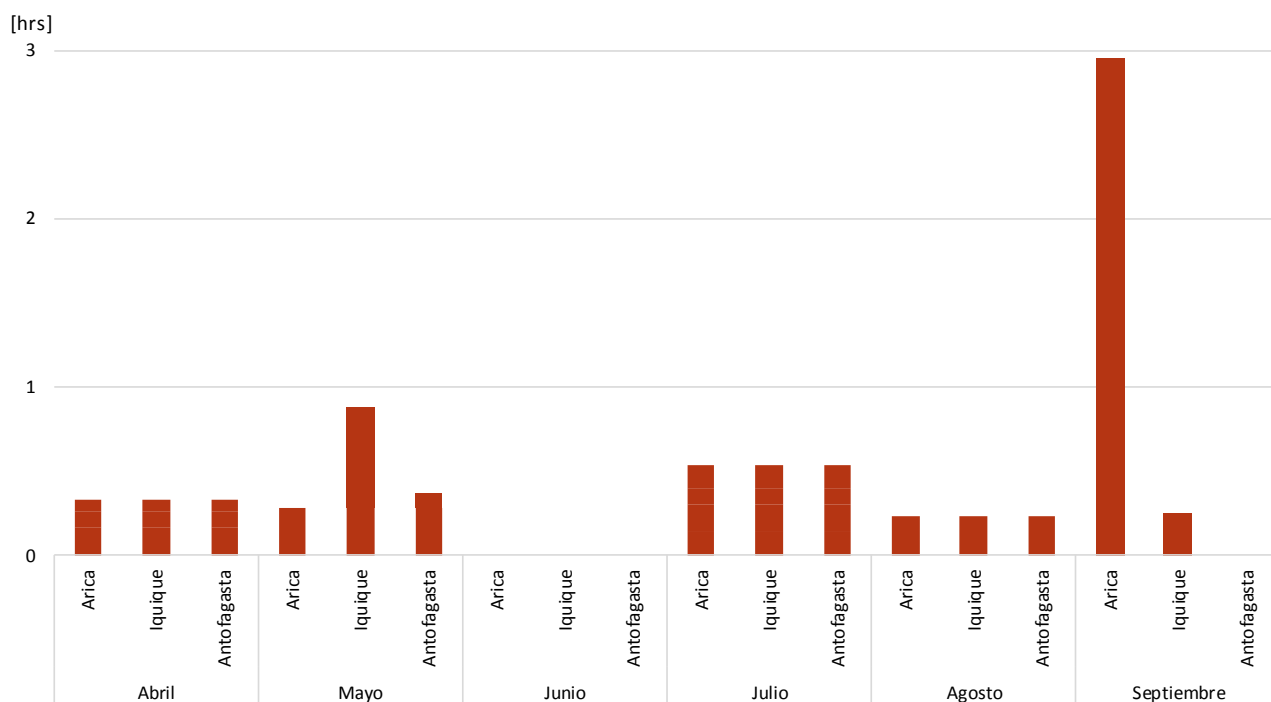


Figura 19: Duración de interrupciones de suministro por ciudad en los últimos 6 meses.

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 en los últimos 6 meses.

Mes	Evento N°	Arica [Horas]	Iquique [Horas]	Antofagasta [Horas]
Abril	4085	0:10:00	0:10:00	0:10:00
	4092	0:06:00	0:06:00	0:06:00
	4106	0:04:00	0:04:00	0:04:00
Mayo	4107	-	0:13:00	-
	4123	-	-	0:05:00
	4129	0:17:00	0:17:00	0:17:00
	4134	-	0:23:00	-
Junio		-	-	-
Julio	4194	0:09:00	0:09:00	0:09:00
	4197	0:09:00	0:09:00	0:09:00
	4200	0:06:00	0:06:00	0:06:00
	4212	0:07:48	0:07:48	0:07:48
Agosto	4216	0:13:48	0:13:48	0:13:48
Septiembre	4241	-	0:15:00	-
	4247	2:49:48	-	-
	4249	0:07:12	-	-

6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

En anexo 3 se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El escenario comienza a partir del 1 de octubre de 2016 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas natural según lo informado mensualmente por ENGIE 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 3. Con los siguientes cambios:
 - U12-U13 no realizan MPM durante 2016, las nuevas fechas 2017 son:
 - U12: 5 al 24 de marzo 2017.
 - U13: 26 de marzo al 14 de abril de 2017.
 - CCH1: 4 de noviembre al 18 de diciembre.
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 14 de octubre 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

Central	Potencia [MW]	Fecha Entrada
Blue Sky 1	51,6	oct-16
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 3, en vigencia desde el 03/08/2016.

Tabla 21: Programa de Mantenimiento Mayor 2016-2017.

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
AES GENER	NT01	26-07-2016	28-07-2016	3	CDEC-SING N° 1096/2016
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	CDEC-SING N° 1194/2016
ANGAMOS	ANG2	01-02-2017	22-02-2017	22	CDEC-SING N° 1194/2016
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
ENGIE	CHAP1	13-08-2016	18-08-2016	6	ENGIE N° 156/2016
ENGIE	CTM1	13-11-2016	23-11-2016	11	ENGIE N° 75/2016
ENGIE	CTM1	01-06-2017	16-07-2017	46	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	CTM2	16-01-2017	12-03-2017	56	ENGIE N° 75/2016
ENGIE	CTM3-TG	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	CTM3-TG	28-11-2017	31-12-2017	34	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	CTM3-TV	01-04-2016	06-05-2016	36	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	CTM3-TV	28-11-2017	31-12-2017	34	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - H2 Línea Central Tocopilla - A. Circuito N°2	17-10-2016	17-11-2016	32	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - H4 Línea Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya. Circuito N°4	21-11-2016	22-12-2016	32	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HAT1 Booster N°1	22-08-2016	02-09-2016	12	ENGIE N° 108/2016

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HAT2 Booster N°2	08-08-2016	19-08-2016	12	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HS1 Acoplador de Barras BP1	28-09-2016	13-10-2016	16	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HS2 Acoplador de Barras BP2	09-09-2016	28-09-2016	20	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HT1 Transformador 115/5/11.5 kV	05-08-2016	07-09-2016	34	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Central Tocopilla 110 kV - HT2 Transformador 115/5/11.5 kV	01-07-2016	03-08-2016	34	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	GMAR3	01-08-2016	12-08-2016	12	ENGIE N° 135/2016
ENGIE	Línea 110 kV Central Tocopilla - A. Circuito N°2	18-07-2016	20-07-2016	3	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya. Circuito N°4	21-07-2016	23-07-2016	3	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero. Circuito N°6A	04-07-2016	17-07-2016	14	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero. Circuito N°7A	24-07-2016	05-08-2016	13	ENGIE N° 108/2016
ENGIE	M2AR1	22-08-2016	02-09-2016	12	ENGIE N° 165/2016
ENGIE	U12	27-07-2017	15-08-2017	20	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U13	12-04-2017	01-05-2017	20	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U14	19-07-2016	28-07-2016	10	CDEC-SING N° 1098/2016
ENGIE	U14	12-09-2017	11-10-2017	30	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U15	08-08-2016	06-09-2016	30	ENGIE N° 177/2016
ENGIE	U15	13-03-2017	11-04-2017	30	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U16-TG	05-01-2016	13-01-2016	9	ENGIE N° 214/2015
ENGIE	U16-TG	02-11-2016	12-11-2016	11	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U16-TG	17-07-2017	26-07-2017	10	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	U16-TV	05-01-2016	13-01-2016	9	ENGIE N° 214/2015
ENGIE	U16-TV	02-11-2016	12-11-2016	11	CDEC-SING N° 0986/2016
ENGIE	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	Sub Estación Pukará	23-10-2016	23-10-2016	1	Fax-0858-2016

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
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	28-07-2016	30-07-2016	3	OP-043/2016
ENORCHILE	ZOFRI_10	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_11	25-07-2016	27-07-2016	3	OP-043/2016
ENORCHILE	ZOFRI_11	01-05-2017	03-05-2017	3	OP-028/2016
ENORCHILE	ZOFRI_12	21-07-2016	23-07-2016	3	OP-043/2016
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	04-08-2016	06-08-2016	3	OP-043/2016
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	01-08-2016	03-08-2016	3	OP-043/2016
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
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	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	28-06-2016	28	CDEC-SING N° 1097/2016
MINERA COLLAHUASI	UG1	17-07-2016	18-07-2016	2	GSO-006-16

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
MINERA COLLAHUASI	UG1	14-09-2016	24-09-2016	11	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG1	17-01-2017	18-01-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG1	22-05-2017	24-05-2017	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG1	24-09-2017	25-09-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG2	21-07-2016	22-07-2016	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG2	23-09-2016	03-10-2016	11	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG2	26-01-2017	27-01-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG2	31-05-2017	02-06-2017	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG2	03-10-2017	04-10-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG3	17-07-2016	22-07-2016	6	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG3	12-09-2016	14-09-2016	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG3	15-01-2017	16-01-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG3	20-05-2017	22-05-2017	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG3	22-09-2017	23-09-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG4	16-07-2016	17-07-2016	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG4	11-09-2016	13-09-2016	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG4	14-01-2017	15-01-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG4	19-05-2017	29-05-2017	11	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG4	21-09-2017	22-09-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG5	01-08-2016	03-08-2016	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG5	20-10-2016	21-10-2016	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG5	22-02-2017	24-02-2017	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG5	27-06-2017	28-06-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG5	30-10-2017	09-11-2017	11	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG6	11-07-2016	13-07-2016	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG6	30-08-2016	04-09-2016	6	GSO-006-16

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
MINERA COLLAHUASI	UG6	02-01-2017	04-01-2017	3	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG6	07-05-2017	08-05-2017	2	GSO-006-16
MINERA COLLAHUASI	UG6	09-09-2017	11-09-2017	3	GSO-006-16
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

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

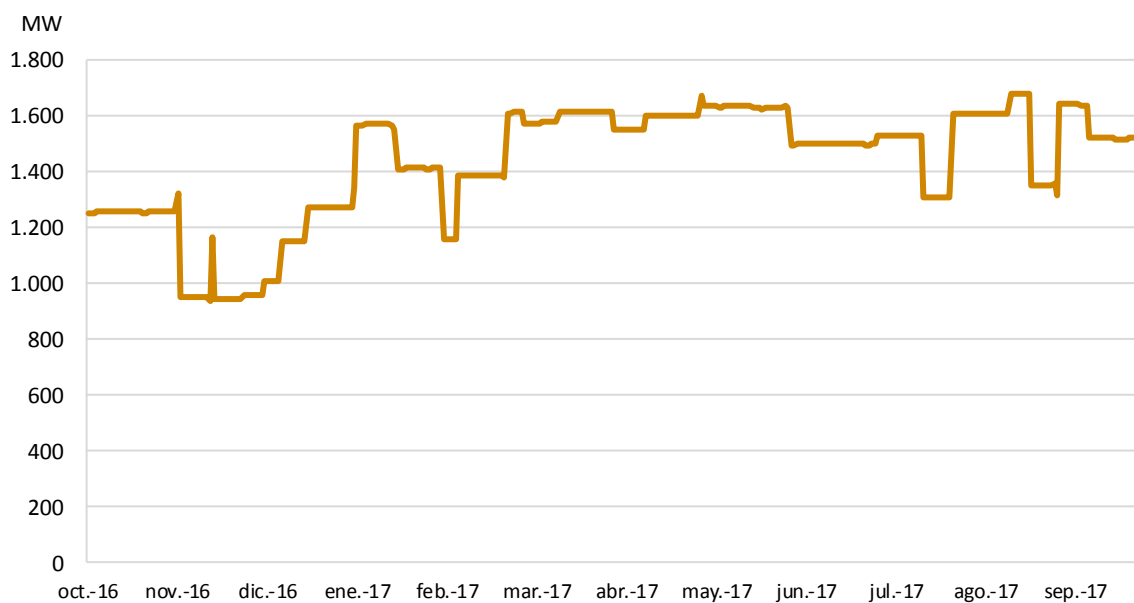


Figura 20: Reserva Esperada del SING hasta septiembre de 2017.

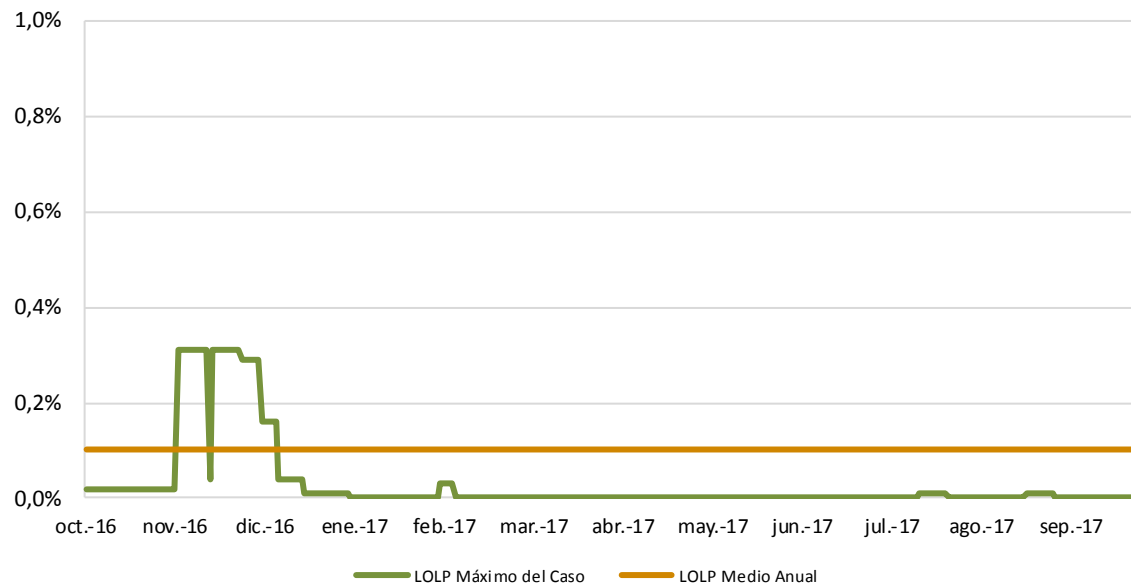


Figura 21: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 22: Operación real a septiembre 2016 y Programa octubre 2016 – septiembre 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	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	348,9	345,5	386,1	330,2	383,6	361,7	321,5	392,6	367,0	390,9	378,7	390,5	4.397,3
Total Gen. Bruta	348,9	345,5	386,1	330,2	383,6	361,7	321,5	392,6	367,0	390,9	378,7	390,5	4.397,3
Consumos Propios	35,0	33,8	33,8	31,5	36,9	34,8	30,9	37,2	34,6	42,1	40,8	42,0	433,2
Total Gen. Neta	314,0	311,7	352,3	298,7	346,7	326,9	290,6	355,4	332,4	348,9	338,0	348,5	3.964,1
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	114,6	110,0	80,0	103,1	118,1	110,3	114,6	107,9	95,5	116,8	41,4	94,2	1.206,5
Total Gen. Bruta	114,6	110,0	80,0	103,1	118,1	110,3	114,6	107,9	95,5	116,8	41,4	94,2	1.206,5
Consumos Propios	11,5	10,9	8,3	10,7	11,7	11,7	12,5	12,0	10,5	12,1	4,3	9,7	126,0
Total Gen. Neta	103,1	99,1	71,7	92,3	106,3	98,5	102,0	95,9	85,0	104,8	37,2	84,5	1.080,5
INVERSIONES HORNIOS													
C.T. Hornitos	116,0	106,2	101,0	82,3	89,7	2,0	78,0	108,8	109,9	117,6	11,4	49,3	972,2
Total Gen. Bruta	116,0	106,2	101,0	82,3	89,7	2,0	78,0	108,8	109,9	117,6	11,4	49,3	972,2
Consumos Propios	12,2	11,0	10,3	9,0	9,6	0,3	7,7	11,4	10,4	12,1	1,2	5,1	100,2
Total Gen. Neta	103,8	95,1	90,7	73,3	80,1	1,7	70,4	97,4	99,5	105,5	10,2	44,2	872,0
ENGIE													
C.H. Chapiquilla	3,8	3,8	3,2	2,7	2,5	2,5	3,1	2,6	3,0	4,3	3,7	3,8	38,8
C.D. Arica	0,8	0,7	0,8	0,7	1,9	1,8	1,4	0,2	0,5				8,8
C.D. y T.G. Iquique	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1				1,0
C.T. Mejillones 3 (CC)	72,2	113,4	68,4	1,4			33,5	34,7	7,2				330,7
C.T. Mejillones 1	106,6	89,8	105,2	74,4	53,3	95,7	94,6	82,4	69,3	40,7	63,4	60,2	935,6
C.T. Mejillones 2	58,5	40,7	111,0	99,5	89,3	109,5	87,5	93,4	76,0	114,6	110,9	114,3	1.105,2
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	107,7	78,1	83,4	88,9	77,6	80,7	75,4	60,8	64,3	0,6	47,7	9,4	774,6
Unidad 14 - 15	171,5	160,1	152,2	166,6	172,3	136,1	120,7	95,8	124,8	177,0	171,1	176,7	1.824,8
Unidad 16 (CC)	48,3	98,7	98,3	121,0	101,0	119,6	153,4	87,9	81,7	21,4	15,5	18,0	964,9
T.Gas 1	0,1	0,3	0,4	0,5	1,6	1,5	0,8	0,1					5,2
T.Gas 2	0,2	0,3	0,3	0,5	0,9	1,3	0,1		0,4				4,1
T.Gas 3	1,0	0,4	0,9	0,4		0,1	2,3	1,2	2,8				9,0
SUTA	0,0												0,0
Parque Solar el Águila	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,5	0,6	0,5	4,7
Pampa Camarones FV					0,7	1,1	1,1	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	10,2
Total Gen. Bruta	571,5	586,7	624,6	556,9	501,5	550,0	574,4	460,9	432,1	360,3	414,5	384,6	6.017,8
Consumos Propios	39,6	37,8	49,4	38,6	32,9	37,0	36,6	27,9	22,9	24,2	28,5	26,1	401,4
Total Gen. Neta	531,9	548,9	575,2	518,3	468,6	513,0	537,8	433,0	409,2	336,1	386,0	358,4	5.616,4
CELTA													
C.T. Tarapacá	81,8	80,3	92,7	28,0					3,4	104,2	100,8	104,2	595,4
TGTAR	0,7	0,7	0,5	0,3	1,5	1,7	1,0	0,4	0,5				7,3
Total Gen. Bruta	82,5	81,0	93,2	28,3	1,5	1,7	1,0	0,4	3,9	104,2	100,8	104,2	602,7
Consumos Propios	6,7	6,6	7,4	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	7,1	6,8	7,1	44,2
Total Gen. Neta	75,8	74,4	85,8	26,1	1,4	1,7	1,0	0,4	3,6	97,1	94,0	97,1	558,5
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	8,7
Mini Hidro El Toro	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	8,8
Mini Hidro Santa Rosa	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,9	0,9	0,9	5,7
Total Gen. Bruta	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	2,5	2,4	2,5	23,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	2,5	2,4	2,5	23,2
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	9,7	7,4	7,6	4,9	13,4	22,2	14,6	0,5	2,4				82,5
Atacama TG1B	17,7	16,3	14,2	14,4	36,3	34,0	22,0	0,1	6,6				161,6
Atacama TV1C	14,0	9,9	10,9	9,2	22,4	29,8	23,5		4,7				124,5
Atacama TG2A	26,6	14,5	3,4	18,4	32,0	19,7	14,8	2,3	4,1				136,0
Atacama TG2B	20,1	38,1	17,1	36,3	47,7	30,6	19,6	1,2	12,0				222,6
Atacama TV2C	25,9	30,6	9,6	28,1	37,8	20,8	19,1	0,4	7,7				180,1
Total Gen. Bruta	114,1	116,7	62,9	111,4	189,6	157,1	113,6	4,5	37,5				907,4
Consumos Propios	5,1	5,4	5,9	5,4	6,1	5,7	5,9	3,2	4,8				47,4
Total Gen. Neta	109,0	111,3	57,0	106,0	183,6	151,4	107,7	1,4	32,6				860,0

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
AES GENER													
Nueva Tocopilla 1	99,7	87,6	98,9	86,4	87,4	92,4	85,9	97,1	58,2		61,6	100,4	955,5
Nueva Tocopilla 2	95,1	68,6	96,5	93,1	95,2	94,1	95,6	86,3	83,7	100,2	74,1	51,4	1.034,0
Andes Solar		2,6	4,3	2,9	3,0	3,1	3,5	5,1	5,7	4,7	5,9	5,5	46,3
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	185,0	188,4	147,6	104,9	141,5	157,3	2.035,8
Consumos Propios	16,4	13,3	13,3	15,2	15,6	15,8	15,4	15,5	12,2	6,8	9,1	10,1	158,7
Total Gen. Neta	178,5	145,5	186,4	167,2	170,0	173,7	169,6	172,9	135,4	98,1	132,5	147,2	1.877,1
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,6	1,4	1,6	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,6	1,4	1,5	17,8
Total Gen. Bruta	1,6	1,4	1,6	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,6	1,4	1,5	17,8
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,6	1,4	1,5	17,6
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	0,2	0,3	0,2	0,2	0,8	1,2	0,9	0,1	0,7				4,5
Total Gen. Bruta	0,2	0,3	0,2	0,2	0,8	1,2	0,9	0,1	0,7				4,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	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	0,9	0,0	0,6				4,2
ENORCHILE													
Estandartes	0,6	0,5	0,9	0,7	1,8	2,0	1,4	0,2	0,7				8,9
C.D. M.Blancos	0,4	0,5	0,8	0,9	2,2	3,3	2,1	0,2	1,0				11,4
Total Gen. Bruta	1,1	1,0	1,7	1,6	4,0	5,3	3,5	0,4	1,7				20,3
Consumos Propios	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0				0,6
Total Gen. Neta	1,0	1,0	1,7	1,5	3,9	5,2	3,4	0,4	1,6				19,8
NORACID													
PAM	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	13,2	12,8	12,2	12,7	12,3	12,7	133,0
Total Gen. Bruta	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	13,2	12,8	12,2	12,7	12,3	12,7	133,0
Consumos Propios	0,8	0,7	0,4	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	4,2	4,3	18,8
Total Gen. Neta	2,1	8,9	9,4	11,8	12,6	12,1	13,2	12,8	12,2	12,7	12,3	12,7	133,0
SPS LA HUAYCA													
Solar La Huayca	5,3	4,8	5,4	4,8	5,0	4,0	4,9	5,5	5,5	7,3	7,9	7,8	68,1
Total Gen. Bruta	5,3	4,8	5,4	4,8	5,0	4,0	4,9	5,5	5,5	7,3	7,9	7,8	68,1
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	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	4,8	5,4	5,5	7,3	7,9	7,8	67,9
ON GROUP													
C.D. Aguas Blancas	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,0	0,1				1,4
Total Gen. Bruta	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,0	0,1				1,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,0	0,1				1,4
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los Vientos	23,5	20,6	20,1	18,2	18,0	16,7	17,9	18,9	20,8	17,3	20,9	21,9	235,0
Total Gen. Bruta	23,5	20,6	20,1	18,2	18,0	16,7	17,9	18,9	20,8	17,3	20,9	21,9	235,0
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1				0,6
Total Gen. Neta	23,4	20,5	20,0	18,1	18,0	16,7	17,9	18,9	20,8	17,3	20,9	21,9	234,3
LOS PUQUIOS													
Los Puquios	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,1	0,7	0,8	0,7	5,1
Total Gen. Bruta	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,1	0,7	0,8	0,7	5,1
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	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	0,3	0,4	0,1	0,7	0,8	0,7	5,1
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	2,2	1,8	2,0	1,6	1,5	1,3	1,5	1,7	1,9	1,8	1,7	1,8	20,8
Total Gen. Bruta	2,2	1,8	2,0	1,6	1,5	1,3	1,5	1,7	1,9	1,8	1,7	1,8	20,8
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,1
Total Gen. Neta	2,2	1,8	1,9	1,5	1,5	1,3	1,4	1,7	1,9	1,8	1,7	1,8	20,7

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	4,8	3,9	4,2	3,4	3,3	2,8	3,1	3,7	4,1	4,9	11,5	11,9	61,5
Total Gen. Bruta	4,8	3,9	4,2	3,4	3,3	2,8	3,1	3,7	4,1	4,9	11,5	11,9	61,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,2
Total Gen. Neta	4,7	3,9	4,2	3,3	3,3	2,8	3,1	3,7	4,1	4,9	11,5	11,9	61,4
TECNET													
C.D. La Portada	0,1	0,1	0,2	0,1									0,4
Total Gen. Bruta	0,1	0,1	0,2	0,1									0,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,1	0,2	0,1									0,4
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV	19,7	16,3	17,3	13,2	12,3	11,2	12,2	14,7	16,8	15,9	18,7	17,5	185,8
Total Gen. Bruta	19,7	16,3	17,3	13,2	12,3	11,2	12,2	14,7	16,8	15,9	18,7	17,5	185,8
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				0,8
Total Gen. Neta	19,6	16,2	17,2	13,1	12,2	11,1	12,1	14,6	16,7	15,9	18,7	17,5	185,0
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III													
Solar Jama	10,8	14,4	15,5	12,4	11,2	10,4	10,5	13,0	14,7	12,5	14,4	12,7	152,6
Total Gen. Bruta	10,8	14,4	15,5	12,4	11,2	10,4	10,5	13,0	14,7	12,5	14,4	12,7	152,6
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				1,0
Total Gen. Neta	10,8	14,3	15,3	12,3	11,1	10,3	10,4	12,9	14,6	12,5	14,4	12,7	151,6
RIJN CAPITAL													
Solar Paruma										5,4	5,6	5,4	16,4
Solar Pular										7,1	7,5	7,4	22,0
Solar Lascar										16,2	17,3	17,0	50,4
Total Gen. Bruta										28,6	30,4	29,8	88,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										28,6	30,4	29,8	88,8
COCHRANE													
C.T. Cochrane		0,0	27,4	71,4	92,5	171,5	93,1	206,4	255,8	360,0	343,2	353,9	1.975,2
Total Gen. Bruta		0,0	27,4	71,4	92,5	171,5	93,1	206,4	255,8	360,0	343,2	353,9	1.975,2
Consumos Propios				8,7	20,3	17,3	10,7	25,6	28,2	39,1	37,3	38,4	225,6
Total Gen. Neta		0,0	27,4	62,7	72,1	154,2	82,4	180,8	227,6	320,9	306,0	315,5	1.749,5
SKY SOLAR													
Arica Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5													
Uribe Solar										11,8	13,6	12,7	38,1
Total Gen. Bruta										11,8	13,6	12,7	38,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										11,8	13,6	12,7	38,1
ABENGOA SOLAR													
PV Cerro Dominador										24,7	28,4	24,0	77,1
CSP Cerro Dominador													
Total Gen. Bruta										24,7	28,4	24,0	77,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										24,7	28,4	24,0	77,1
PARQUE EÓLICO QUILLAGUA													
Quillagua													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
POZO ALMONTE SOLAR 1													
Pozo Almonte Solar 1	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7	1,9	2,2	2,6				20,5
Total Gen. Bruta	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7	1,9	2,2	2,6				20,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,1
Total Gen. Neta	2,9	2,5	2,6	2,1	2,1	1,7	1,9	2,2	2,6				20,5

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
EDF EN CHILE													
Bolero										32,5	42,8	36,1	111,4
Total Gen. Bruta										32,5	42,8	36,1	111,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										32,5	42,8	36,1	111,4
TAMAKAYA ENERGÍA													
Kelar							16,2	58,2	40,8		21,6	0,2	137,1
Total Gen. Bruta							16,2	58,2	40,8		21,6	0,2	137,1
Consumos Propios								0,8	1,0		0,9	0,0	2,7
Total Gen. Neta							16,2	57,4	39,7		20,7	0,2	134,3
CRUCERO ESTE TRES													
Blue Sky 1										12,2	14,6	13,4	40,1
Total Gen. Bruta										12,2	14,6	13,4	40,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										12,2	14,6	13,4	40,1
CRUCERO ESTE DOS													
Blue Sky 2										8,4	9,2	8,8	26,3
Total Gen. Bruta										8,4	9,2	8,8	26,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										8,4	9,2	8,8	26,3
ENEL GREEN POWER													
Sierra Gorda										22,6	26,6	26,2	75,4
Cerro Pabellón												12,1	12,1
Total Gen. Bruta										22,6	26,6	38,4	87,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										22,6	26,6	38,4	87,5
AUSTRIAN SOLAR													
Huatacondo													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ACCIONA													
Usya													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
PMGD PICA PILOT													
PMGD Pica	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				1,2
Total Gen. Bruta	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				1,2
Consumos Propios	0,0	0,0	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	0,1	0,1				1,2
ENEL GREEN POWER DEL SUR													
Finis Terrae	3,1	7,7	16,2	18,5	18,6	19,5	22,5	27,1	33,0	32,7	38,0	36,4	273,2
Total Gen. Bruta	3,1	7,7	16,2	18,5	18,6	19,5	22,5	27,1	33,0	32,7	38,0	36,4	273,2
Consumos Propios	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				1,1
Total Gen. Neta	2,9	7,7	16,1	18,4	18,5	19,4	22,4	26,9	32,8	32,7	38,0	36,4	272,1
MINERA COLLAHUASI													
Ujina			0,3	4,1	19,3	17,2	14,0	6,8	10,3				72,0
Total Gen. Bruta			0,3	4,1	19,3	17,2	14,0	6,8	10,3				72,0
Consumos Propios			0,0	0,2	1,1	1,0	0,9	0,6	0,7				4,6
Total Gen. Neta			0,3	3,9	18,2	16,1	13,1	6,2	9,6				67,4
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.622,0	1.591,0	1.673,9	1.561,3	1.674,8	1.651,5	1.607,6	1.638,8	1.617,8	1.805,4	1.748,8	1.824,7	20.017,7
Consumos Propios	127,9	120,0	129,3	125,9	134,9	124,3	121,3	134,7	126,4	147,7	132,9	142,8	1.568,0
Generación Neta	1.495,0	1.471,6	1.545,0	1.439,4	1.539,9	1.527,2	1.486,3	1.504,2	1.491,4	1.662,0	1.620,1	1.686,2	18.468,5
Pérdidas	40,3	77,6	57,8	59,7	99,1	78,9	77,3	51,9	49,9	33,5	34,3	34,6	694,9
RETIROS SING													
	1.454,7	1.394,0	1.487,2	1.379,7	1.440,8	1.448,3	1.409,0	1.452,2	1.441,5	1.628,6	1.585,8	1.651,6	17.773,6
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	48,5	47,2	49,6	52,3	73,4	85,1	82,1	49,6	64,0	51,4	57,7	51,9	59,4

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

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

2017

Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CT ANGAMOS												
C.T. Angamos	284,0	182,6	390,9	377,9	391,3	378,7	390,5	391,3	366,1			
Total Gen. Bruta	284,0	182,6	390,9	377,9	391,3	378,7	390,5	391,3	366,1			
Consumos Propios	30,6	19,7	42,1	40,7	42,1	40,8	42,0	42,1	39,4			
Total Gen. Neta	253,5	163,0	348,9	337,2	349,2	338,0	348,5	349,2	326,7			
												3.153,5
												3.153,5
												339,3
												2.814,1
CT ANDINA SA												
C.T. Andina	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	109,3			
Total Gen. Bruta	116,8	105,5	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	109,3			
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	11,3			
Total Gen. Neta	104,8	94,6	104,8	101,4	104,8	101,4	104,8	104,8	98,0			
												1.024,9
												1.024,9
												105,8
												919,1
INVERSIONES HORNITOS												
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	110,0			
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	110,0			
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	11,3			
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	105,5	98,7			
												1.031,4
												1.031,4
												105,8
												925,7
ENGIE												
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,0			
C.D. Arica												
C.D. y T.G. Iquique												
C.T. Mejillones 3 (CC)			1,4	0,2	0,2							
C.T. Mejillones 1	60,3	92,3	27,1	14,8	6,3							
C.T. Mejillones 2	55,4		70,0	110,9	114,6	110,9	114,1	114,6	107,2			
D Enaex												
C Enaex												
Unidad 12 - 13	0,6	2,6	0,2									
Unidad 14 - 15	176,3	159,7	123,6	139,9	161,1	83,4	111,9	82,5	64,7			
Unidad 16 (CC)	35,4	34,1	42,2	39,7	71,3	238,4	167,2	246,4	231,0			
T.Gas 1												
T.Gas 2												
T.Gas 3												
SUTA												
Parque Solar el Águila	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5			
Pampa Camarones FV	1,6	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,3	1,3			
Total Gen. Bruta	333,9	294,0	270,0	310,8	359,4	438,3	399,2	449,4	408,6			
Consumos Propios	21,6	19,0	16,6	19,6	21,6	18,9	19,7	19,4	17,1			
Total Gen. Neta	312,3	275,0	253,4	291,2	337,8	419,3	379,5	430,1	391,5			
												35,6
												1,9
												200,8
												797,6
												3,3
												1.103,1
												1.105,7
												3,8
												11,5
												3.263,5
												173,4
												3.090,0
CELTA												
C.T. Tarapacá	104,2	94,1	103,7	100,4	104,2	100,8	103,9	103,9	97,4			
TGTAR												
Total Gen. Bruta	104,2	94,1	103,7	100,4	104,2	100,8	103,9	103,9	97,4			
Consumos Propios	7,1	6,4	7,0	6,8	7,1	6,8	7,0	7,0	6,6			
Total Gen. Neta	97,1	87,7	96,7	93,6	97,1	94,0	96,9	96,9	90,8			
												912,6
												912,6
												61,8
												850,8
ENERNUEVAS												
Mini Hidro Alto Hospicio	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8			
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8			
Mini Hidro Santa Rosa	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8			
Total Gen. Bruta	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4			
Consumos Propios												
Total Gen. Neta	2,5	2,3	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4			
												7,2
												7,2
												7,8
												22,2
												22,2
GASATACAMA CHILE												
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	
AES GENER													
Nueva Tocopilla 1	100,4	90,5	100,4	97,0	100,4	97,2	100,4	100,4	94,0				880,8
Nueva Tocopilla 2	100,4	90,7	100,4	96,8	100,4	97,2	100,4	100,4	94,0				880,8
Andes Solar	5,0	5,2	4,7	4,7	3,3	4,0	3,8	5,0	4,7				40,3
Atacama TG1B (AES Gener)													
Atacama TV1C (AES Gener)													
Total Gen. Bruta	205,8	186,4	205,6	198,4	204,2	198,4	204,7	205,9	192,6				1.802,0
Consumos Propios	13,4	12,1	13,4	12,9	13,4	13,0	13,4	13,4	12,5				117,6
Total Gen. Neta	192,4	174,3	192,2	185,5	190,8	185,4	191,3	192,4	180,0				1.684,4
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5				13,7
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5				13,7
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,1
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5				13,6
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ENORCHILE													
Estandartes													
C.D. M.Blancos													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
NORACID													
PAM	12,7	11,5	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	12,7	11,9				111,5
Total Gen. Bruta	12,7	11,5	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	12,7	11,9				111,5
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3	4,0				37,9
Total Gen. Neta	12,7	11,5	12,7	12,3	12,7	12,3	12,7	12,7	11,9				111,5
SPS LA HUAYCA													
Solar La Huayca	7,8	6,7	6,7	5,9	5,9	5,4	6,0	6,5	6,8				57,6
Total Gen. Bruta	7,8	6,7	6,7	5,9	5,9	5,4	6,0	6,5	6,8				57,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	7,8	6,7	6,7	5,9	5,9	5,4	6,0	6,5	6,8				57,6
ON GROUP													
C.D. Aguas Blancas													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los Vientos	21,5	21,4	21,2	15,2	18,0	16,8	19,2	20,4	17,9				171,6
Total Gen. Bruta	21,5	21,4	21,2	15,2	18,0	16,8	19,2	20,4	17,9				171,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	21,5	21,4	21,2	15,2	18,0	16,8	19,2	20,4	17,9				171,6
LOS PUQUIOS													
Los Puquios	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7				5,7
Total Gen. Bruta	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7				5,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7				5,7
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7				15,7
Total Gen. Bruta	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7				15,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,8	1,6	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7				15,7

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,5	11,9	11,9	11,2				104,7
Total Gen. Bruta	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,5	11,9	11,9	11,2				104,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	11,9	10,8	11,9	11,5	11,9	11,5	11,9	11,9	11,2				104,7
TECNET													
C.D. La Portada													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV	16,7	17,2	15,1	14,5	12,9	11,2	12,0	14,8	16,1				130,3
Total Gen. Bruta	16,7	17,2	15,1	14,5	12,9	11,2	12,0	14,8	16,1				130,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	16,7	17,2	15,1	14,5	12,9	11,2	12,0	14,8	16,1				130,3
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III													
Solar Jama	14,0	11,5	11,5	10,5	9,7	9,5	10,5	11,0	11,7				100,0
Total Gen. Bruta	14,0	11,5	11,5	10,5	9,7	9,5	10,5	11,0	11,7				100,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	14,0	11,5	11,5	10,5	9,7	9,5	10,5	11,0	11,7				100,0
RIJN CAPITAL													
Solar Paruma	5,4	4,8	4,9	4,5	4,1	3,7	4,6	4,3	4,5				40,8
Solar Pular	7,8	6,6	6,3	5,9	5,8	4,9	5,7	6,4	6,7				56,0
Solar Lascar	16,8	13,9	14,6	13,2	11,9	12,0	12,4	14,4	14,7				124,0
Total Gen. Bruta	30,0	25,4	25,9	23,7	21,7	20,6	22,6	25,1	25,9				220,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	30,0	25,4	25,9	23,7	21,7	20,6	22,6	25,1	25,9				220,9
COCHRANE													
C.T. Cochrane	346,8	320,1	349,0	336,3	308,3	180,4	160,0	101,4	93,9				2.196,2
Total Gen. Bruta	346,8	320,1	349,0	336,3	308,3	180,4	160,0	101,4	93,9				2.196,2
Consumos Propios	37,6	34,7	37,9	36,5	33,5	19,6	17,4	11,0	10,3				238,5
Total Gen. Neta	309,1	285,4	311,1	299,8	274,8	160,8	142,6	90,4	83,6				1.957,7
SKY SOLAR													
Arica Solar 1	10,2	9,0	9,0	7,9	7,9	7,1	7,9	8,7	8,9				76,7
Total Gen. Bruta	10,2	9,0	9,0	7,9	7,9	7,1	7,9	8,7	8,9				76,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	10,2	9,0	9,0	7,9	7,9	7,1	7,9	8,7	8,9				76,7
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5													
Urbe Solar	12,8	11,5	11,2	10,0	9,7	9,0	10,1	10,5	11,3				96,2
Total Gen. Bruta	12,8	11,5	11,2	10,0	9,7	9,0	10,1	10,5	11,3				96,2
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	12,8	11,5	11,2	10,0	9,7	9,0	10,1	10,5	11,3				96,2
ABENGOA SOLAR													
PV Cerro Dominador	25,8	22,7	21,7	20,1	20,0	17,2	20,1	21,3	22,7				191,6
CSP Cerro Dominador						63,4	65,5	65,3	61,0				255,2
Total Gen. Bruta	25,8	22,7	21,7	20,1	20,0	80,5	85,7	86,5	83,7				446,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	25,8	22,7	21,7	20,1	20,0	80,5	85,7	86,5	83,7				446,7
PARQUE EÓLICO QUILLAGUA													
Quillagua			5,1	4,7	4,5	4,0	4,7	4,8	5,2				32,9
Total Gen. Bruta			5,1	4,7	4,5	4,0	4,7	4,8	5,2				32,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta			5,1	4,7	4,5	4,0	4,7	4,8	5,2				32,9
POZO ALMONTE SOLAR 1													
Pozo Almonte Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
EDF EN CHILE													
Bolero	35,4	37,5	30,8	29,2	27,3	27,0	27,3	32,6	33,5				280,7
Total Gen. Bruta	35,4	37,5	30,8	29,2	27,3	27,0	27,3	32,6	33,5				280,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	35,4	37,5	30,8	29,2	27,3	27,0	27,3	32,6	33,5				280,7
TAMAKAYA ENERGÍA													
Kelar	9,2	89,8											99,0
Total Gen. Bruta	9,2	89,8											99,0
Consumos Propios	0,4	3,9											4,3
Total Gen. Neta	8,8	85,9											94,7
CRUCERO ESTE TRES													
Blue Sky 1	12,8	12,0	11,6	10,0	10,7	9,0	10,8	10,8	11,6				99,5
Total Gen. Bruta	12,8	12,0	11,6	10,0	10,7	9,0	10,8	10,8	11,6				99,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	12,8	12,0	11,6	10,0	10,7	9,0	10,8	10,8	11,6				99,5
CRUCERO ESTE DOS													
Blue Sky 2	8,4	7,8	7,6	6,7	6,8	5,9	6,8	7,2	7,6				64,8
Total Gen. Bruta	8,4	7,8	7,6	6,7	6,8	5,9	6,8	7,2	7,6				64,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	8,4	7,8	7,6	6,7	6,8	5,9	6,8	7,2	7,6				64,8
ENEL GREEN POWER													
Sierra Gorda	28,0	27,7	23,5	20,3	22,1	19,9	24,9	24,7	22,1				213,0
Cerro Pabellón	12,5	10,8	10,8	9,8	8,9	8,8	9,1	10,9	10,7				92,3
Total Gen. Bruta	40,5	38,5	34,3	30,0	31,0	28,7	33,9	35,6	32,8				305,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	40,5	38,5	34,3	30,0	31,0	28,7	33,9	35,6	32,8				305,3
AUSTRIAN SOLAR													
Huatacondo													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ACCIONA													
Usya													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
PMGD PICA PILOT													
PMGD Pica													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ENEL GREEN POWER DEL SUR													
Finis Terrae	33,3	31,8	31,1	27,7	26,2	25,1	27,8	28,7	32,1				263,8
Total Gen. Bruta	33,3	31,8	31,1	27,7	26,2	25,1	27,8	28,7	32,1				263,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	33,3	31,8	31,1	27,7	26,2	25,1	27,8	28,7	32,1				263,8
MINERA COLLAHUASI													
Ujina													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.818,5	1.659,9	1.827,6	1.796,6	1.845,0	1.813,5	1.809,2	1.821,1	1.712,2				16.103,6
Consumos Propios	139,1	121,4	145,4	144,1	146,0	126,6	127,9	121,4	112,5				1.184,4
Generación Neta	1.683,7	1.542,4	1.686,5	1.656,8	1.703,3	1.691,0	1.685,6	1.704,0	1.603,7				14.957,1
Pérdidas	39,3	35,9	35,8	35,9	36,3	37,8	33,9	35,6	33,8				324,3
RETIROS SING													
	1.644,4	1.506,5	1.650,7	1.620,9	1.667,0	1.653,3	1.651,7	1.668,4	1.570,0				14.632,8
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	51,9	56,3	49,7	49,7	49,2	47,7	47,7	47,7	47,7				49,7

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° 675 del 22 de septiembre de 2016, considerando la siguiente modificación:

- Adición de la componente TV de central Kelar a proyectos de generación, cuya puesta en servicio se espera para noviembre 2016.

Tabla 23: Proyectos de Generación en Construcción.

Proyectos de Generación	Fecha Estimada Puesta en Servicio	Potencia Neta MW	Tipo Tecnología
Sierra Gorda	oct-16	112,0	Eólico
Cochrane U2	oct-16	236,0	Termoeléctrica
Uribe Solar	oct-16	50,0	Solar FV
Blue Sky 1	oct-16	51,6	Solar FV
Blue Sky 2	oct-16	34,0	Solar FV
PV Cerro Dominador	nov-16	100,0	Solar FV
Kelar (TV)	nov-16	154,9	Termoeléctrica
Cerro Pabellón	dic-16	48,0	Geotérmica
Bolero I y IV	dic-16	84,0	Solar FV
Bolero II	ene-17	42,0	Solar FV
Bolero III	feb-17	20,0	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	Termosolar
Arica Solar I	sep-17	18,0	Solar FV
Arica Solar II	sep-17	22,0	Solar FV
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	Termoeléctrica
Quillagua III	jun-18	50,0	Solar FV

Tabla 24: Proyectos de Transmisión en Construcción.

Proyectos de Transmisión	Fecha Estimada Puesta en Servicio
Conexión en S/E Lagunas de proyecto Pintados-Pica-Llamara	nov-16
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas	nov-16
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas. Primer circuito	abr-17
Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	jun-18
S/E Nueva Crucero Encuentro	dic-18
Extensión Líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a 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 entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	dic-20

Tabla 25: Proyectos de Consumo en Construcción.

Proyectos de Consumo	Fecha Estimada Puesta en Servicio
Reemplazo de transformadores 5 y 6 S/E 10	sep-16
Reemplazo de paños transformadores 11 y 12 S/E 10-A	sep-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 tercer 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]
4171	01-jul	4:52	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM1.	Disparo de la excitatriz.	49,97	No	149,00	0
4173	06-jul	9:48	Regresión de Carga de la unidad CCH1.	Cierre de la válvula de control de turbina por falla del módulo de control.	49,60	No	128,00	0
4174	06-jul	17:38	Desconexión Intempestiva de la componente TG1B.	Problemas en válvula de purga.	49,80	No	30,00	0
4175	07-jul	18:03	Desconexión Intempestiva de la Central Ujina.	Baja tensión en barras de la central por problema interno.	49,71	No	42,00	0
4176	07-jul	19:31	Desconexión Intempestiva de la Central Ujina.	Baja tensión en barras de la central por problema interno.	49,90	No	42,00	0
4179	08-jul	7:29	Desconexión Intempestiva de la unidad U13.	Bajo flujo de aire combustión, por falla de posicionador del VTI.	49,67	No	50,00	0
4183	08-jul	12:47	Desconexión Intempestiva de la componente TG1A.	Alta temperatura gases de escape.	49,62	No	43,3	0
4185	09-jul	1:12	Desconexión Intempestiva de la unidad CTH.	Trip de turbina por baja temperatura debido a desajuste de la válvula de control de temperatura.	49,70	No	61,00	0
4186	09-jul	4:29	Desconexión Intempestiva de la unidad CTH.	Cable suelto en la tarjeta de control del sistema DCS de la turbina.	49,74	No	60,00	0
4189	11-jul	10:18	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM1.	Alta presión del hogar de la caldera, por error operacional.	49,24	No	142,00	0
4190	11-jul	10:30	Desconexión Intempestiva de la unidad CTH.	Problema en la tarjeta de control de oxígeno del Sistema de Control de Aire Combustión	49,00	1	100,90	21,31
4191	13-jul	11:36	Regresión de carga de la unidad PAM.	Error operacional.	50,00	No	18,10	0
4192	14-jul	19:46	Desconexión Intempestiva de la unidad CC2 en configuración TG2B+0.5TV2C.	Alta temperatura de gases de escape por alta diferencial de presión de cámaras.	49,13	No	60,00	0
4194	16-jul	11:33	Desconexión Intempestiva de la unidad ANG1.	Disparo de ambas bombas circuladoras, por falsa señal en el sensor de nivel de pozo de torres de enfriamiento.	48,80	3	206,00	103,84
4195	18-jul	2:28	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH1.	Fuga en sistema de mitigación de emisiones.	49,62	No	133,00	0
4196	19-jul	0:47	Regresión de carga y posterior Desconexión Intempestiva de la unidad NTO2.	Bajo nivel en domo debido a rotura en tubo de calentador de alta presión 1.	49,69	No	133,00	0
4198	21-jul	1:19	Desconexión Intempestiva de la componente CTM3-TV.	Falla tarjeta de transmisión de temperatura cojinete N° 5 de la turbina a vapor.	49,68	No	71,00	0
4199	22-jul	2:29	Regresión de carga de la unidad CTM2.	Regresión de carga por disparo de molinos 2, 3 y 4.	49,71	No	110,00	0
4201	22-jul	12:18	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM3.	Válvula piloto de gas descalibrada.	49,70	No	94,00	0
4203	25-jul	11:16	Desconexión Intempestiva de unidad TGTAR.	Operación por baja presión de combustible, que actúa directamente sobre válvula de corte de combustible.	50,00	No	10,00	0
4204	25-jul	17:21	Desconexión Intempestiva de componente Kelar TG1.	Error operacional en la calibración de la válvula principal de gas de la TG1 (ajustes durante las pruebas).	49,12	No	171,00	0
4205	25-jul	18:20	Desconexión Intempestiva de unidad NTO1.	Falla por alto vacío de ducto de gases desulfurizado.	49,48	No	137,00	0
4206	26-jul	14:04	Desconexión Intempestiva de la componente KELAR TG1.	Error operacional en la activación de señal de sistema contra incendio.	49,47	No	120,00	0
4209	29-jul	0:53	Desconexión Intempestiva de la unidad NTO1.	Problemas en válvula de control de nivel del domo.	50,08	No	23,00	0
4211	30-jul	17:15	Desconexión Intempestiva de la unidad NTO1.	Oscilación de presión de vapor.	49,50	No	135,00	0
4212	30-jul	17:24	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH1.	Trip en la caldera provocado por la pérdida de 5 detectores de llamas.	48,79	3	239,50	113,84
4213	31-jul	17:58	Desconexión Intempestiva de la unidad U15.	Descontrol de nivel desaireador por trabamiento de válvula.	49,30	No	120,00	0
4214	02-ago	4:55	Desconexión Intempestiva de la Central UJINA.	Baja de tensión en transformadores de SS/AA de 11/0,4 kV.	49,74	No	40,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Desconexión Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
4215	03-ago	16:29	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH2.	CCH2 se desconecta mientras se encontraba en pruebas de puesta en servicio, según solicitud de conexión N°176240.	49,60	No	76,00	0
4216	03-ago	20:25	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH1.	Falla en los sensores de llamas de los quemadores.	48,69	4	252,00	153,80
4217	04-ago	2:52	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH1.	Falla en los sensores de llama, mientras la unidad se encontraba en proceso de partida.	49,00	1	107,80	4,90
4218	04-ago	19:14	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH2.	Falla en los sensores del nivel del condensador.	49,69	No	123,00	0
4219	04-ago	21:03	Desconexión Intempestiva de la componente TG1B.	Muy alto nivel del domo.	50,00	No	14,00	0
4221	05-ago	12:56	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH2.	Alto nivel del domo.	50,00	No	35,00	0
4222	06-ago	4:33	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM2.	Alto nivel del domo por descontrol de combustión.	49,69	No	30,00	0
4223	08-ago	10:33	Desconexión Intempestiva de la unidad NTO2.	Bajo nivel del domo, por falla de la válvula de descarga de bomba de agua.	49,05	No	139,00	0
4224	09-ago	17:22	Desconexión Intempestiva de la unidad CTA.	Falla en válvula de control del desaireador de altas cargas.	49,31	No	137,00	0
4225	10-ago	20:06	Desconexión Intempestiva de la unidad KELAR TG2.	Falla de fusible en el sistema de distribución de energía del sistema de control.	48,88	2	173,00	42,34
4227	16-ago	11:31	Desconexión Intempestiva de la unidad CTH.	Activación del botón de parada de emergencia por cable suelto.	48,89	2	158,67	41,00
4228	17-ago	1:05	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM3, en configuración TG + TV.	Falla por demora en cierre de válvula piloto, durante cambio del modo de combustión.	49,25	No	117,00	0
4229	20-ago	4:09	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM3, en configuración TG + TV.	Falsa señal de temperatura de la válvula solenoide de corte de gas.	49,46	No	120,00	0
4230	20-ago	18:33	Desconexión Intempestiva de la unidad NTO1.	Falla en el sensor del FGD, que está relacionado con la presión de vacío.	49,41	No	136,00	0
4235	26-ago	10:20	Desconexión Intempestiva de la unidad CCH1.	Ruptura del sello de la caldera por alto grado de escoriamento de ésta.	48,88	2	189,80	37,05
4238	28-ago	23:07	Desconexión Intempestiva de la unidad U13.	Señal eléctrica errónea en válvula de cierre rápido de la turbina.	49,79	No	51,00	0
4239	02-sep	19:48	Desconexión Intempestiva de la unidad U15.	Descontrol de válvula de gobierno.	49,71	No	62,00	0
4240	03-sep	1:08	Desconexión Intempestiva de la unidad U15.	Bajo nivel domo.	49,60	No	105,00	0
4242	08-sep	11:25	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM1.	Descontrol caldera por atascamiento de carbón en silo.	49,71	No	90,00	0
4243	12-sep	9:08	Desconexión Intempestiva de la unidad ANG2.	Falla en controlador DROP 14 provocando el trip de turbina.	48,81	2	272,00	91,60
4244	12-sep	11:35	Desconexión Intempestiva de la unidad U14.	Trip de VTF-B por sobrecarga produciendo bajo aire de combustión.	49,56	No	127,00	0
4245	12-sep	12:58	Desconexión Intempestiva de la unidad U15.	Bajo vacío de condensador.	49,88	No	80,00	0
4251	24-sep	21:26	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM1.	Alta temperatura de vapor principal.	49,35	No	149,00	0
4252	24-sep	21:59	Desconexión Intempestiva de la unidad ANG1.	Falla debido a la operación de las protecciones por baja excitación producto de falla en rectificador del AVR.	48,81	2	151,20	59,26
4253	25-sep	15:40	Desconexión Intempestiva de la unidad ANG1.	Desconexión por revisión del sistema de excitación de Unidad ANG1, según solicitud de desconexión N° 181053.	49,07	No	151,00	0
4254	26-sep	5:32	Desconexión Intempestiva de la unidad CTM2.	Falla en sistema de excitación del generador.	49,38	No	153,00	0
4255	26-sep	20:17	Desconexión Intempestiva de la unidad CTTAR.	Disparo de los dos molinos con los que estaba funcionando la unidad.	49,98	No	50,00	0

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
4172	01-jul	19:26	Desconexión Intempestiva del Alimentador Elecda Tocopilla.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	50,00	4,6
4178	08-jul	6:45	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna.	Acercamiento de conductor Fase A rompiendo la distancia dieléctrica hacia la postación, provocando un Flashover por fuerte viento en la zona.	50,00	2,9
4180	08-jul	7:46	Desconexión Intempestiva de Línea 66 kV Chapiquiña - Arica.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	50,00	2,5
4181	08-jul	8:37	Desconexión Intempestiva de Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte N° 1.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	50,00	0
4182	08-jul	8:52	Interrupción de Transformador Solar Jama 220/23 kV N° 1.	Filtración de agua en la válvula de retención que se encuentra entre el estanque y el conservador.	50,00	0
4184	08-jul	21:14	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	49,96	0,8
4187	09-jul	19:20	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	50,01	0,7
4188	10-jul	4:12	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Condiciones climáticas adversas en la zona.	49,95	0,6
4193	14-jul	23:42	Interrupción del Transformador Central Diesel Tamaya 110/23 kV N°4 en S/E Tamaya.	Robo de conductor.	50,00	0
4197	19-jul	17:56	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Angamos - Kapatur. Circuito N°1.	Operación indeseada de la protección 87L en S/E Kapatur por medición de un desbalance de corriente.	48,80	118,8
4200	22-jul	8:49	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Kapatur - Laberinto. Circuito N°1.	Operación errónea de la función sobrecorriente de emergencia del relé (sistema 1) ubicado en el paño J11 de S/E Laberinto.	48,59	223,3
4202	25-jul	3:26	Interrupción de la S/E Tap-Off El Negro.	Cortocircuito bifásico por corte de amarra de conductor en estructura N° 79 de línea 23 kV SQM-EL Negro.	50,00	3,1
4207	27-jul	3:01	Interrupción del Transformador Puri 220/6.9 kV N°2.	Operación del relé Buchholz por cortocircuito en el Transformador Puri 220/6.9 kV N°2.	50,67	145,0
4208	28-jul	17:17	Interrupción del paño 52J14 en S/E Encuentro.	Se investiga.	50,00	0
4210	29-jul	17:36	Interrupción de la Barra S/E O'Higgins BP1.	Error operacional. Falsa lectura de sobretensión en barra 220 kV N° 1 en S/E O'Higgins.	50,00	12,0
4220	04-ago	19:13	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV O'Higgins - Kapatur N°1.	Problema en el bloque de prueba de protecciones del paño 52J13 en SE Kapatur.	50,00	0
4226	14-ago	8:49	Interrupción de los Transformadores Rande 220/33 kV N°1 y N°2.	Error en medición de TT/CC.	50,00	0
4231	21-ago	14:50	Interrupción de Transformador Calama 110/23 kV N°1.	Poste chocado en Alimentador Florida.	50,00	20,0
4232	23-ago	20:29	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Mejillones - O'Higgins.	Operación de función de sobrecorriente en el sistema 2 del paño 52J2 de S/E Mejillones, por causa desconocida.	50,00	0
4233	24-ago	17:32	Interrupción del Transformador Escondida 220/13.8/6.9 kV N°3.	Opera la protección 86T, por puente realizado en forma involuntaria con un tornillador en una bornera cuando se realizaban trabajos de limpieza y reapriete de armarios de control y protecciones.	50,00	0
4234	25-ago	15:51	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Chacaya - Mejillones.	Error humano en retiro de alambrado en la protección 87B.	50,00	0
4236	26-ago	10:22	Interrupción del Transformador SVC Domeyko 220/19.5 kV N°1.	Operación del 86T, por falla en el sistema de enfriamiento.	50,00	0
4237	26-ago	13:45	Interrupción del Transformador N°1 en S/E Esperanza.	Perdida de muestra de corriente de la fase B en protección diferencial del Transformador Esperanza 220/24 kV N°1.	50,71	115,3
4241	06-sep	10:07	Interrupción del Transformador Alto Hospicio 110/13.8 kV.	Generación de una señal falsa de trip en el interruptor 52HT1 del Transformador Alto Hospicio 110/13.8 kV de S/E Alto Hospicio mientras se realizaban trabajos en banco de baterías.	50,00	8,5
4246	14-sep	18:11	Interrupción de transformador Mejillones 220/115/13.8 kV.	Señal de trip errónea al interruptor 52 HT.	50,02	1,7
4247	16-sep	4:39	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Córdones - Parinacota.	Cortocircuito monofásico a tierra en fase C de la línea, originado por una descarga eléctrica por contaminación de aislación en la estructura N° 421 de la línea en condiciones de abundante neblina en la zona.	50,00	30,2
4248	16-sep	6:27	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Reconecta con éxito en extremo Pozo Almonte y sin éxito en extremo Arica por exceso de humedad y neblina en la zona.	50,00	0
4249	16-sep	7:21	Desconexión Intempestiva de Línea 220 kV Córdones - Parinacota.	Cortocircuito monofásico a tierra en fase B de la línea, originado por una descarga eléctrica por contaminación de aislación en la estructura N° 421 de la línea en condiciones de abundante neblina en la zona.	50,19	29,2
4250	24-sep	19:43	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Conductor de fase A cortado en estructura N°722.	50,00	1,4
4256	28-sep	5:37	Interrupción de Barra 23 kV N° 1 S/E Jama.	Enclavamiento del relé de protección F650 por falla de las comunicaciones.	50,00	0
4257	30-sep	8:49	Desconexión Intempestiva de Línea 110 kV Central Tocopilla - A. Circuito N°1: Central Tocopilla - Est. 70.	Trip erróneo de protección LPRO sistema N°2, por causa desconocida.	50,00	0

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
4177	08-jul	4:38	Rechazo de carga minera Radomiro Tomic.	Tormenta eléctrica en la zona.	50,56	0

8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

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