

INFORME TRIMESTRAL CDEC-SING JULIO-SEPTIEMBRE 2015

1. INTRODUCCIÓN	3
2. MODIFICACIONES NORMATIVAS	4
2.1 REGLAMENTACIÓN	4
2.2 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	4
2.3 REGLAMENTO INTERNO	4
2.4 ESTUDIOS TARIFARIOS	5
2.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	5
2.4.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	5
2.4.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL	5
2.5 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP	6
2.5.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS FAVORABLEMENTE	6
2.5.2 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE	6
2.5.3 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE	6
2.5.4 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS D/DP/DPD/DAP	6
3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	9
3.1 COSTOS MARGINALES	9
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES	10
3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL	13
3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	14
3.5 RESUMEN DE VENTAS	15
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	17
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	18
5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	21
5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	21
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	22
5.3 CONTROL DE TENSIÓN	23
5.4 CONTROL DE FRECUENCIA	24
5.5 DESEMPEÑO EDAC Y EDAG	25
5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	26
5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	27
5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES	28
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES	29
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	40
8. ANEXOS	42
8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	42
8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	44

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 2015, el cual incluye las materias definidas en los literales antes descritos, entre otras materias relacionadas con el comportamiento de las principales variables de operación del SING.

2. MODIFICACIONES NORMATIVAS

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el periodo comprendido entre julio y septiembre de 2015, junto al estado de los estudios tarifarios en ejecución durante el mismo periodo. Por otra parte, se indica el estado de elaboración de Procedimientos DO, DP 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.

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

2.1 REGLAMENTACIÓN

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

- D.S. N° 68, de 26 de junio de 2015, que Modifica Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía que Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo. Esta modificación introduce caminos a la regulación de la declaración de obras en construcción.
- D.S. N° 46, de 07 de mayo de 2015, del Ministerio de Energía que Modifica Decreto Supremo N° 114, de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba Nuevo Reglamento para la Aplicación de la Ley N° 19.657, sobre Concesiones de Energía Geotérmica, publicado en el Diario Oficial de fecha 03 de julio de 2015.
- D.S. N° 101, del 22 de agosto de 2014, del Ministerio de Energía, MODIFICA DECRETO SUPREMO N° 244, DE 2005, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, QUE APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, publicado en el Diario Oficial de fecha 02 de julio de 2015.

2.2 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Mediante Res. Exenta N°494, del 16 de septiembre de 2015 se modificó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. En específico, esta modificación considera:

- Cambios al artículo 1-7, incorporándose la definición de Entrada en Operación. Dicho concepto reemplaza el de "operación comercial" que se contemplaba en el artículo 10-14
- Incorporación de cuatro nuevos Anexos Técnicos:
 - Desempeño de Control de Frecuencia
 - Verificación de la Activación Óptima de EDAC, EDAG y ERAG
 - Sistema de Monitoreo
 - Sistema de Medida para Transferencias Económicas

2.3 REGLAMENTO INTERNO

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

Con fecha 04 de agosto, el Directorio aprobó someter a los Integrantes una segunda propuesta de modificación al Reglamento Interno para formular observaciones, cuyo plazo se extendió hasta el 26 de agosto de 2015.

2.4 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En el período, con fecha 25 de agosto de 2015 se realizó la Audiencia Pública relacionada a la Discrepancia con el Informe Técnico para Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para los años 2016 – 2019. Al 30 de septiembre, el proceso de discrepancia aún se encuentra en curso en el Panel de Expertos.

Por otra parte la DP envió con fecha 11 de septiembre a la Comisión Nacional de Energía el Informe de Expansión a que hace referencia el Artículo 99 de la Ley (propuesta de expansión del Sistema Troncal), junto con las observaciones u opiniones de los Coordinados.

Proceso de licitación de la obra troncal de interconexión, Decreto exento N° 158/2015: Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y /E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. En el período, con fecha 24 de agosto se presentaron las respuestas a la primera serie de consultas a las Bases de Licitación y con fecha 8 de octubre se efectuó la visita técnica a los terrenos donde se desarrollan los proyectos de las subestaciones Los Changos y Kapatur. Asimismo, con fecha 3 de septiembre se informó a los Participantes, de la publicación de antecedentes técnicos de los proyectos de las subestaciones ya mencionadas, que son relevantes para la elaboración de las ofertas técnicas.

Construcción de la Obra Troncal Nueva línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito, Decreto Exento N° 82/2012: De acuerdo al Informe mensual de avance de Auditoría Técnica presentado en agosto, la ejecución del proyecto presenta alrededor de un 25% de avance global, con un avance de 80 % y 90 % en las ingenierías básica y detalle de las obras de la línea y en las subestaciones. La DP mediante carta CDEC-SING N° 1086/2015 de fecha 7 de agosto aprobó la solicitud efectuada por Interchile de modificación del plazo de cumplimiento del Hito N° 2, en lo que se refiere a la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental, prorrogando dicho plazo desde el 13 de julio de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015.

Licitación de la Obra Troncal Nueva Subestación Crucero Encuentro, Decreto exento N° 201/2014. En el período se desarrolló el proceso de apertura y evaluación de las ofertas que se presentaron. Con fecha 2 de octubre de 2015 la obra fue adjudicada al Proponente SAESA que presentó la mejor oferta con un VATT de 2.381.069 US\$. La oferta seleccionada fue la de menor valor de VATT entre las 5 ofertas que fueron aceptadas en la evaluación administrativa y técnica.

2.4.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

En el período, dentro de la ejecución del Plan de trabajo para reliquidación de conceptos de Pagos de Pérdidas, asignación de Ingresos Tarifarios y otros, correspondiente al período 2011 a 2014, la DP informó los cálculos preliminares de aplicación del DS N° 14/2012, con observaciones de los Coordinados Transelec y Transemel. Adicionalmente, con fecha 10 de julio se informó de una metodología para la asignación de los ingresos tarifarios en tramos no radiales de subtransmisión sin que hubiera observaciones.

2.4.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

No existen nuevos avances que informar durante el periodo comprendido entre los meses de abril y junio de 2015.

2.5 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DPD/DAP

2.5.1 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS FAVORABLEMENTE

Con fecha 07 de septiembre del año en curso, la Comisión Nacional de Energía informó favorablemente el Procedimiento Confección del Presupuesto del CDEC-SING.

2.5.2 PROCEDIMIENTOS INFORMADOS DESFAVORABLEMENTE

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

2.5.3 PROCEDIMIENTOS EN TRÁMITE

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

- Procedimiento DP Cálculo de costos marginales para transferencias de energía. Con fecha 19 de agosto, la versión acordada fue enviada a la CNE para informe favorable luego de que no se presentasen discrepancias ante el Panel de Expertos.
- Procedimiento DAP Financiamiento del CDEC-SING. Este Procedimiento fue enviado a la CNE para informe favorable el 22 de septiembre de 2015, luego de que no se presentasen discrepancias ante el H. Panel de Expertos.

2.5.4 ESTADO GENERAL PROCEDIMIENTOS D/DP/DPD/DAP

El siguiente cuadro presenta el estado de elaboración y tramitación de todos los Procedimientos emitidos por la DO, DP, DPD y DAP, asociados a las obligaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, al DS N° 291 y los solicitados por la autoridad, al 30 de septiembre de 2015.

Tabla 1: Estado Procedimientos primer trimestre 2015.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
1	DO	NT	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
2	DO	NT	Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR del CDC.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
3	DO	NT	Desarrollo de Auditorías Técnicas.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
4	DO	NT	Desempeño del Control de Frecuencia.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
5	DO	NT	Determinación de Pérdidas y Excedentes máximos en Sistemas de Subtransmisión y Adicional.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
6	DO	NT	Determinación del Margen de Seguridad para la Operación.	Con Informe Favorable de la CNE (27/02/2012).
7	DO	NT	Habilitación de Instalaciones Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
8	DO	NT	Informes de Falla de Coordinados.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (17/11/2014).
9	DO	NT	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
10	DO	NT	Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SING.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
11	DO	NT	Sistema de Monitoreo.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).
12	DO	NT	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.	Procedimiento Incorporado como Anexo Técnico en NTSyCS (16/09/2015).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
13	DO	DS 291	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.	Con Informe Favorable de la CNE (03/09/2014).
14	DO	DS 291	Coordinación de Trabajos en el SING.	Con Informe Favorable de la CNE (11/09/2012).
15	DO	DS 291	Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING.	Con informe desfavorable de la CNE (09/04/2015). V.2 publicada para observaciones de Coordinados (14-09-2015)
16	DO	DS 291	Desconexión Manual de Carga.	Con Informe Favorable de la CNE (30/10/2008).
17	DO	DS 291	Determinación de los Costos Variables de operación de las unidades generadoras.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
18	DO	DS 291	Elaboración de Movimiento de Equipos para Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE (13/10/2011).
19	DO	DS 291	Información de Consumos Específicos.	Con Informe Favorable de la CNE (08/08/2014).
20	DO	DS 291	Información de Costos Variables No Combustibles.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
21	DO	DS 291	Información de Mínimo Técnico.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
22	DO	DS 291	Información de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
23	DO	DS 291	Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
24	DO	DS 291	Mantenimiento Mayor de unidades de generación y transmisión.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
25	DO	DS 291	Programación de la Operación de Corto Plazo.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
26	DO	DS 291	Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.	Con Informe Favorable de la CNE (31/07/2014).
27	DO	DS 291	Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
28	DO	DS 97	Medidas Específicas ante Planes de Seguridad de Abastecimiento.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
29	DO	DS 130	Cuantificación, Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Con Informe Favorable de la CNE (15/12/2014).
33	DP	NT	Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.	Con Informe Favorable de la CNE (22/08/2012).
34	DP	NT	Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
35	DP	DS 291	Cálculo de costos marginales para transferencias de energía.	Enviado a CNE para Informe Favorable V.1. V.3 enviada a Informe Favorable (19/08/2015).
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).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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 desfavorable V1. V.2 enviado a CNE para informe favorable (22-09-2015)
47	DAP	DS 291	Confección del Presupuesto del CDEC-SING.	Con informe desfavorable V2. Con informe favorable 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 2015 en la barra Crucero 220 kV, fue de 55,9 US\$/MWh lo que es un 19,0% inferior al promedio en el mismo periodo del año 2014 (69,1 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 105,5 US\$/MWh ocurrido el día lunes 27 de julio lo que es un 69,6% menor al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2014. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día viernes 28 de agosto con 39,4 US\$/MWh, valor un 11,2% menor al que se obtuvo en el mismo periodo del año 2014. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 14,3 US\$/MWh, inferior en un 64,9% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2014, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 25,6% en los costos marginales diarios durante el periodo.

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

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2015	2014	Comparación 2015/2014
Promedio	55,9	69,1	-19,0%
Máximo	105,5	347,6	-69,6%
Mínimo	39,4	44,4	-11,2%
Desviación Estándar	14,3	40,8	-64,9%
Variación	25,6%	59,1%	-56,7%

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

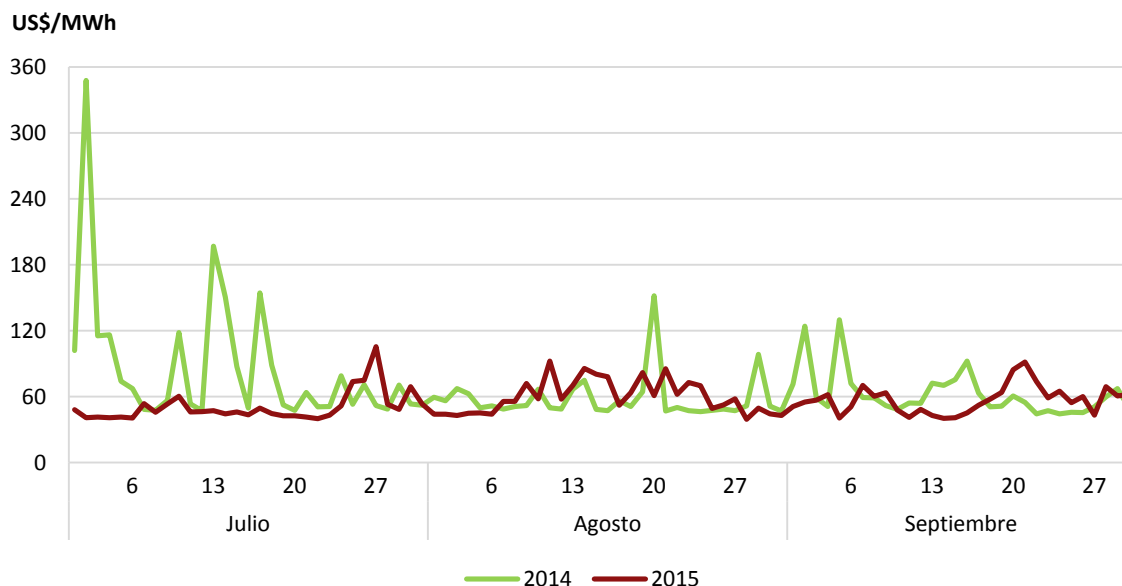


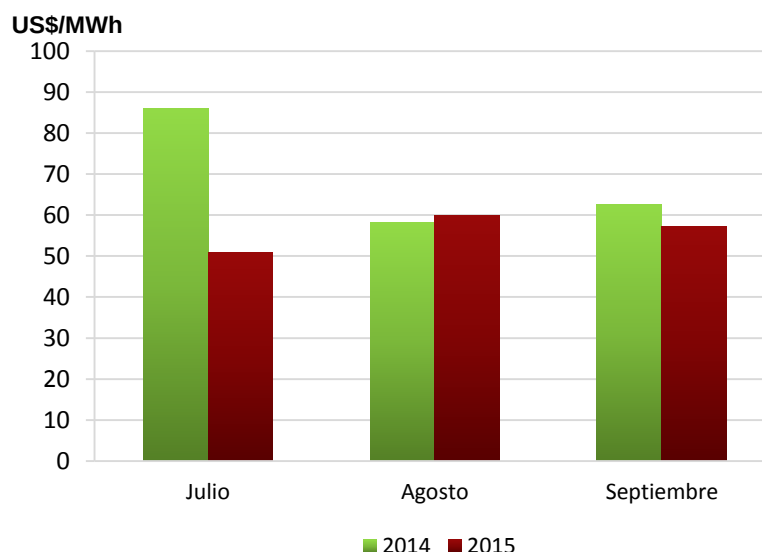
Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

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

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

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	2015	2014	Comparación 2015/2014
Jul	50,8	86,0	-41,0%
Ago	59,9	58,3	-2,7%
Sep	57,1	62,6	-8,8%

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


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

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el tercer trimestre del año 2015, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.705,9 GWh, lo que es 0,8% superior a la generación bruta del trimestre anterior (4.669,0 GWh), y a su vez representa un incremento del 7,4% con respecto al tercer trimestre del año 2014 (4.382,2 GWh).

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

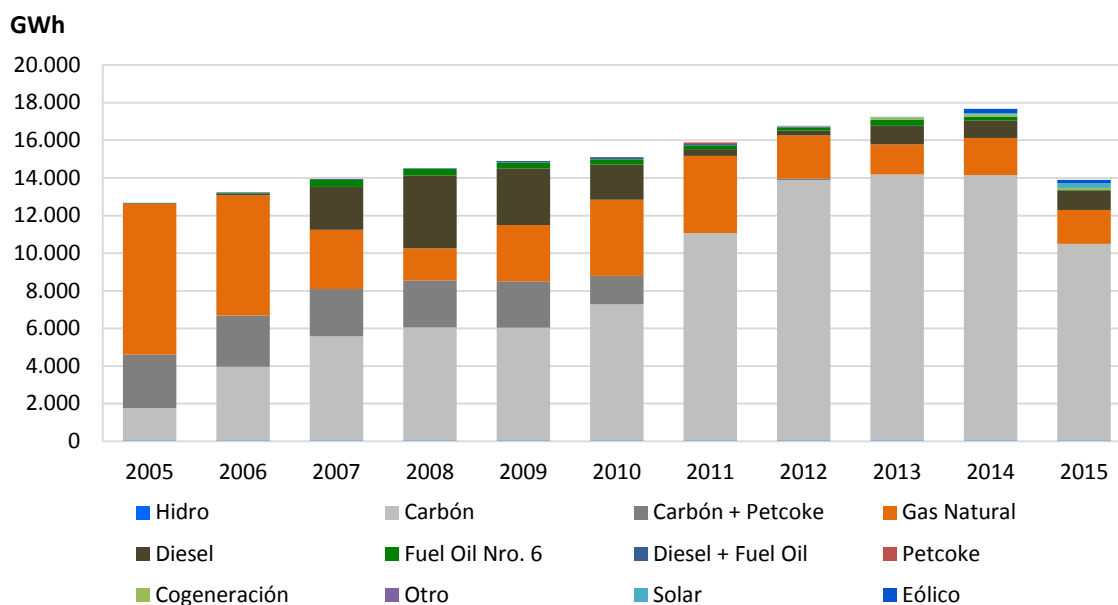


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2005-2015 [GWh].

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

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

Tipo Combustible	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%	79,6%	75,1%
Gas Natural	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	11,1%	12,9%
Diesel + Fuel Oil	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	6,4%	7,8%
ERNC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	3,0%
Hidro	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,7%	0,7%
GWh Anual	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237	17.674	13.900

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 73,5% corresponde a generación con carbón, 15,1% con gas natural, 6,8% con combustibles derivados del petróleo, 0,4% con energía hidroeléctrica, 0,7% con fuentes de cogeneración y 3,4% con ERNC (solar+eólico).

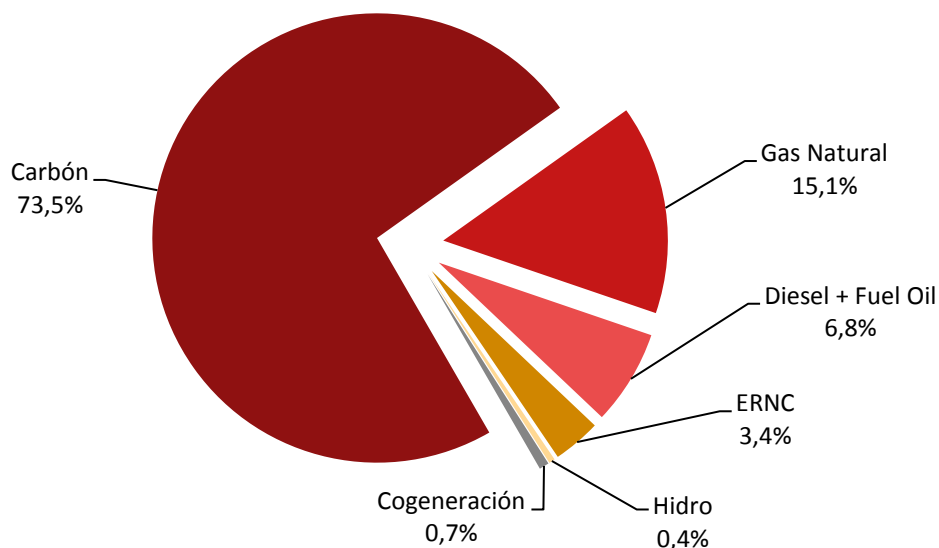


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

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

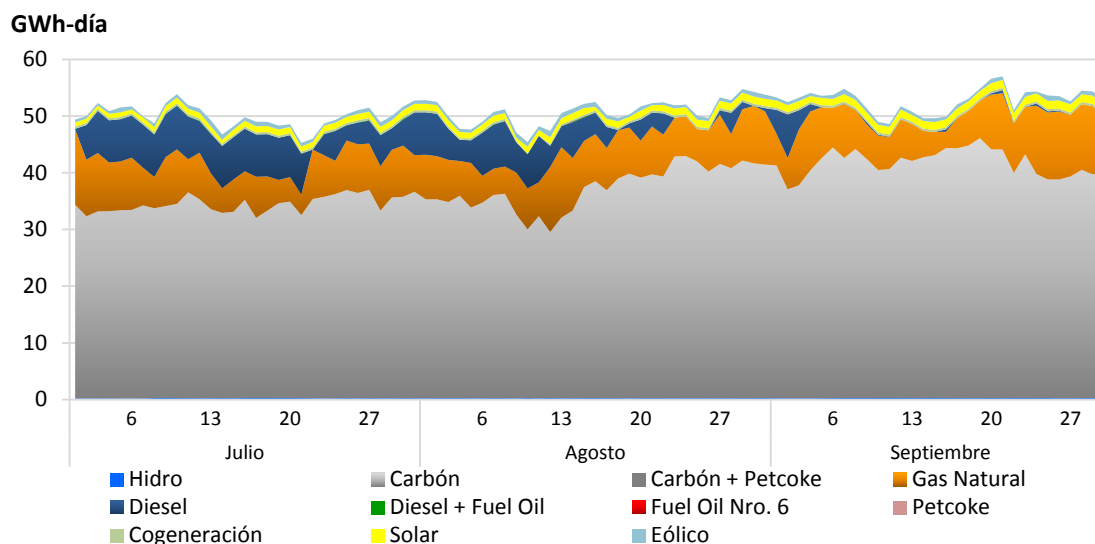


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del tercer trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue septiembre con 1.583 GWh, que corresponde al 33,6% de la generación bruta del trimestre.

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

Generación Bruta Mensual por Tipo de Combustible (GWh)				
Tipo Combustible	Jul	Ago	Sep	Total
Carbón	1.062,49	1.150,60	1.245,23	3.458,31
Carbón + Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Cogeneración	11,66	10,48	11,25	33,39
Diesel	187,01	113,48	19,33	319,82
Diesel + Fuel Oil	0,82	0,56	0,00	1,38
Eólico	19,24	20,33	18,47	58,03
Fuel Oil Nro. 6	0,04	0,17	0,18	0,40
Gas Natural	230,28	237,83	241,53	709,65
Hidro	6,82	6,88	7,08	20,78
Otro	0,00	0,00	0,00	0
Petcoke	0,00	0,00	0,00	0
Solar	29,53	34,36	40,25	104,14
TOTAL	1.547,89	1.574,69	1.583,32	4.705,90

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 15,1% durante el tercer trimestre de 2015, variando entre un mínimo de 14,9% durante el mes de julio y un máximo de 15,3% durante el mes de septiembre.

Tabla 6: Generación gas natural.

Generador	GWh	Participación
AES GENER	248,5	35%
GAS ATACAMA	75	11%
E-CL	386,4	54%
Total	709,6	100%

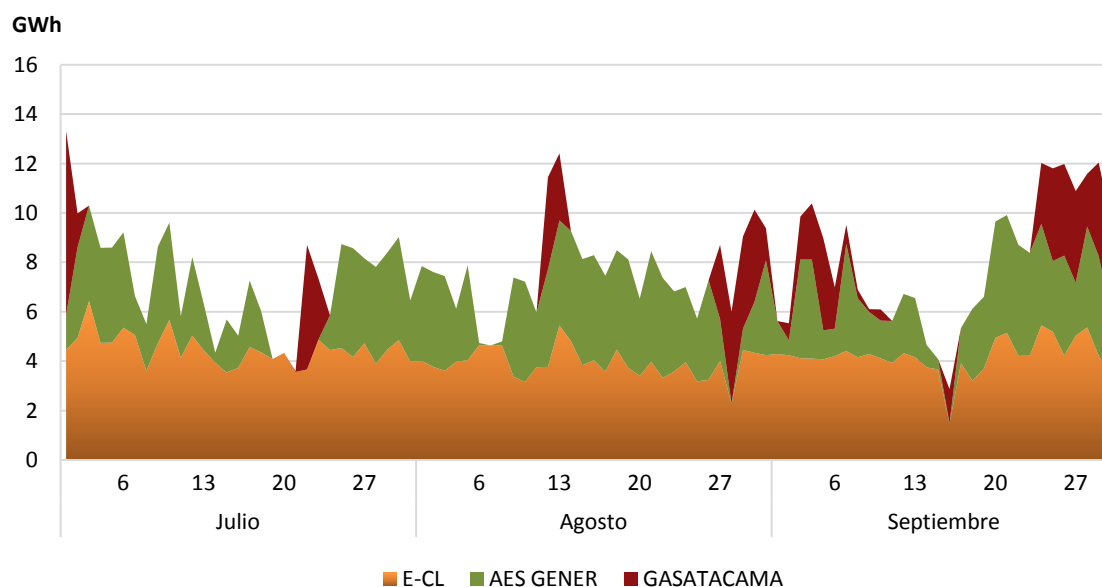


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el tercer trimestre del año 2015. La máxima generación fue de 2.455,9 MW durante la hora 24 del día domingo 20 de septiembre, y la mínima fue de 1.577,4 MW durante la hora 19 del día martes 21 de julio.

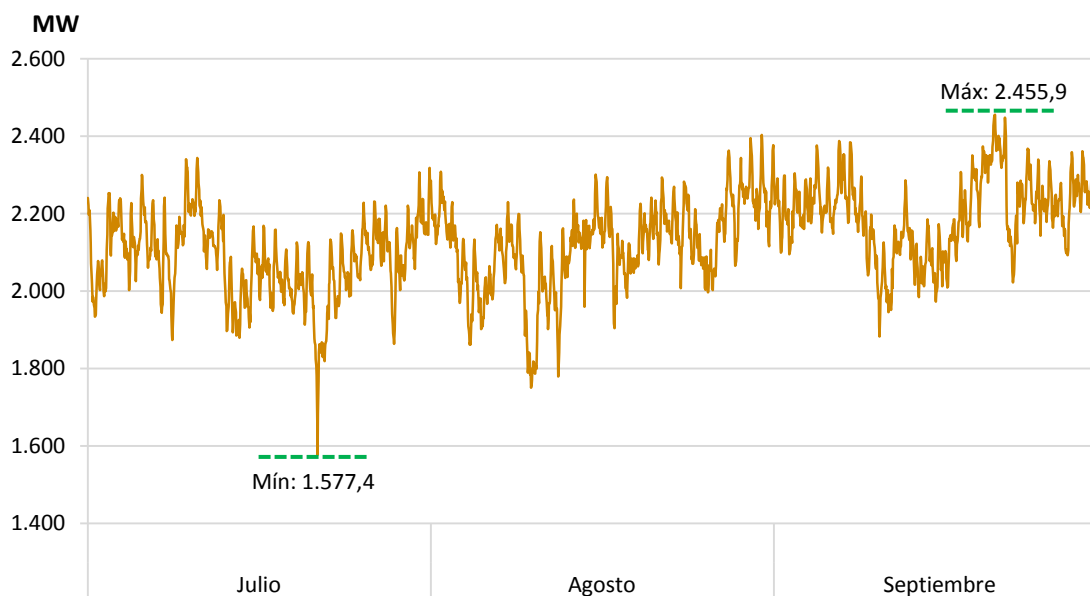


Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria tercer trimestre.

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 2.131,7 MW en el periodo, con una desviación estándar de 118,1 MW.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria tercer trimestre 2015.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.131,7
Desviación Estándar	118,1
Mínima	1.577,4
Máxima	2.455,9
Factor de Carga	86,8%
Coefficiente Variación	5,5%

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

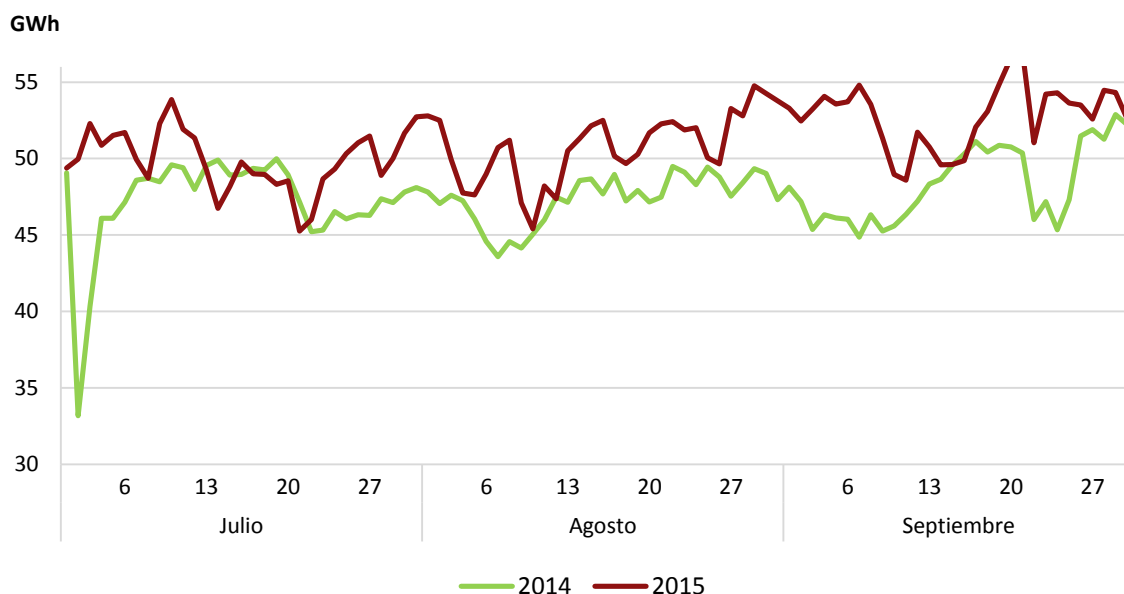


Figura 8: Energía bruta diaria tercer trimestre 2015.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 51,15 GWh, lo que es un 7,4 % mayor al promedio del mismo periodo del año 2014. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 2,41 GWh, lo que indica una variación de 4,7 % con respecto a la media.

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

Energía Bruta Diaria	2015	2014
Promedio	51,15	47,63
Desviación Estándar	2,41	2,57
Coeficiente Variación	4,7%	5,4%
Máximo	56,99	52,87
Mínimo	45,26	33,18

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 2015 fueron de 4.242,0 GWh, de los cuales el 88,7% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,3% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

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

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	-	-	-	-
	Libre	298,2	299,4	317,2	914,9
ANDINA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	67,9	66,6	56,4	190,8
ANGAMOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	193,0	225,0	231,5	649,6

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Trimestre
CAVANCHA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
CELTA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	75,1	64,3	78,3	217,6
E-CL	Regulado	163,4	162,5	152,1	478,0
	Libre	434,0	434,9	426,0	1.294,9
ENERNUEVAS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
ENORCHILE	Regulado	-	-	-	-
	Libre	40,8	43,4	42,7	127,0
EQUIPOS DE GENERACION	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
GASATACAMA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	17,2	13,3	17,8	48,3
GENERACIÓN SOLAR	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
HORNITOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	104,8	102,9	92,3	300,0
LOS PUQUIOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
NORACID	Regulado	-	-	-	-
	Libre	0,5	0,9	1,0	2,4
ON GROUP	Regulado	-	-	-	-
	Libre	1,5	1,6	1,4	4,4
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS1	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
PAS2	Regulado	-	-	-	-
	Libre	0,9	1,4	1,4	3,7
PAS3	Regulado	-	-	-	-
	Libre	3,1	3,5	4,0	10,6
SPS LA HUAYCA	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TECNET	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	-	-	-	-
	Libre	-	-	-	-
TOTAL	Regulado	163,4	162,5	152,1	478,0
	Libre	1.237,0	1.257,1	1.269,9	3.764,0

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 2015.

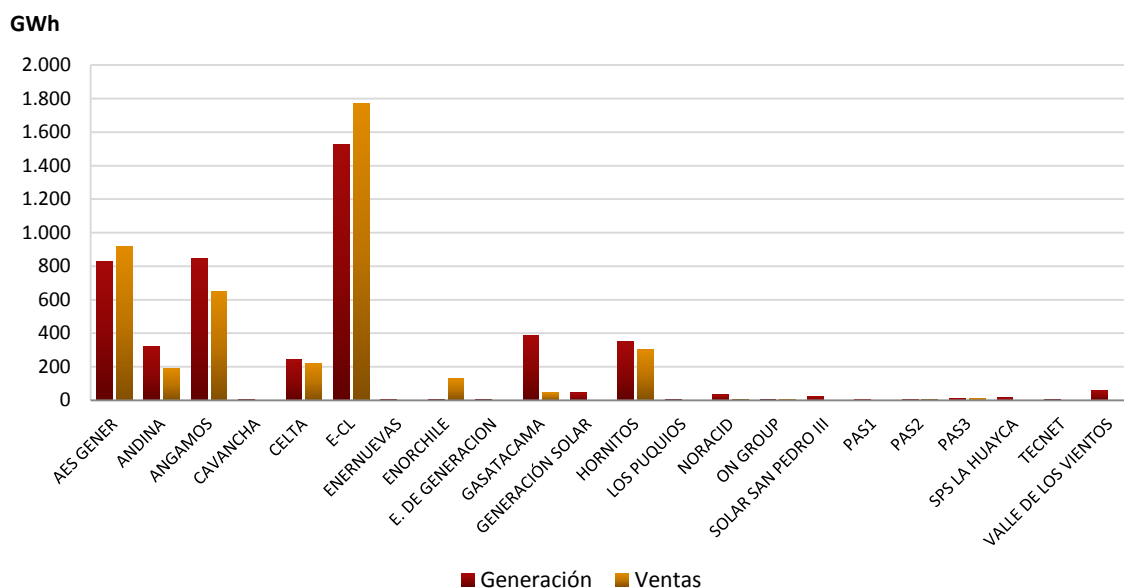


Figura 9: Generación y ventas por empresa tercer trimestre 2015.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

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

Tabla 10: Mantenimiento mayor tercer trimestre 2015.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
ANG1	01-jul	10-jul	9
ANG2	23-jul	16-ago	24
CTM1	01-jul	23-ago	52
GMAR4	28-sep	01-oct	3
M1AR1	24-ago	10-sep	17
M1AR2	06-jul	15-jul	10
M1AR3	29-jul	17-ago	19
TG1B	24-sep	01-oct	7
TG3	04-ago	20-ago	16
U14	20-sep	01-oct	11

4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

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

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el periodo julio – septiembre 2015 utilizados por las centrales Mejillones, Angamos, Norgener, Tocopilla, Tarapacá, Andina y Hornitos.

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	75,29	74,63	70,75
ANGAMOS	76,75	74,41	72,93
TOCOPILLA	74,54	75,42	71,15
ANDINA	72,68	65,68	65,68
HORNITOS	72,68	67,13	68,30
NORGENER	81,11	74,48	70,30
TARAPACÁ	74,80	76,79	79,94

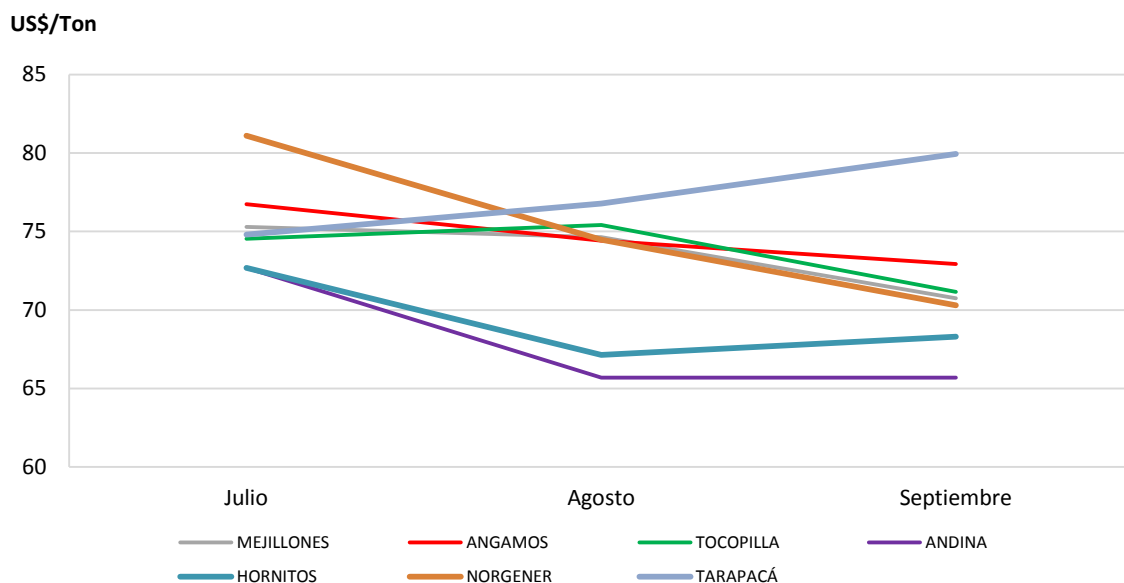


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo julio – septiembre 2015, 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	526,06	465,57	447,75
ATACAMA	546,23	487,23	475,17
TOCOPILLA	527,25	466,69	448,86
TARAPACÁ	506,29	451,06	437,07

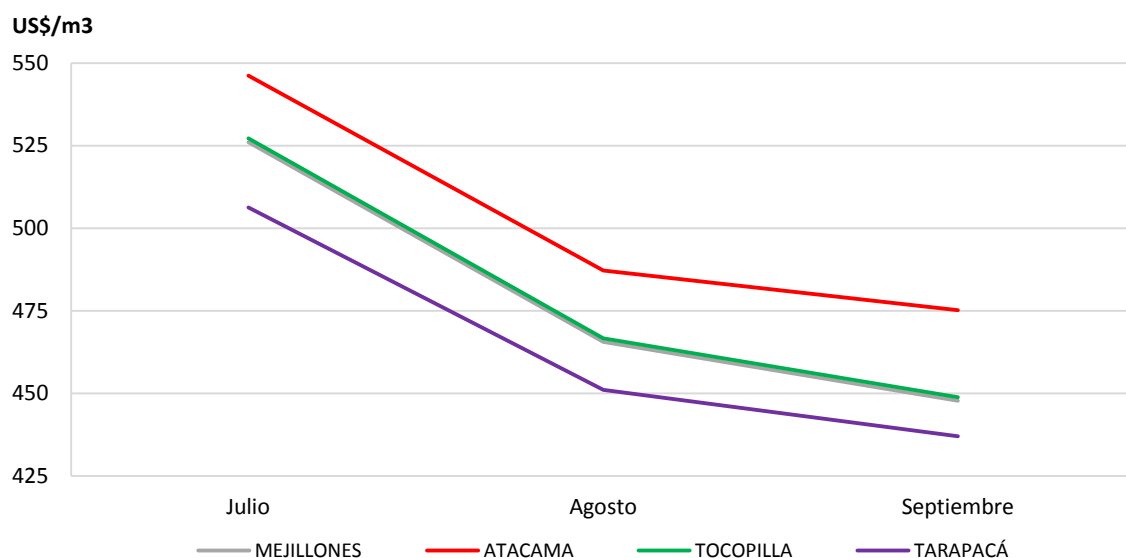


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

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

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del gas natural utilizando una base equivalente de 9.300 kcal/kg. Además, el 16 de noviembre de 2012, GasAtacama informó por última vez el precio del gas natural para la Central Atacama. Su operación durante el año 2015 no considera el uso de gas natural.

Tabla 13: Detalle de los precios promedio mensuales del gas natural por central generadora.

Gas Natural [US\$/MMBTU]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES/TOCOPILLA	4,78	4,78	4,68
MEJILLONES/ATACAMA (AES Gener)	13,30	11,90	11,24
ATACAMA	12,56	11,33	11,06

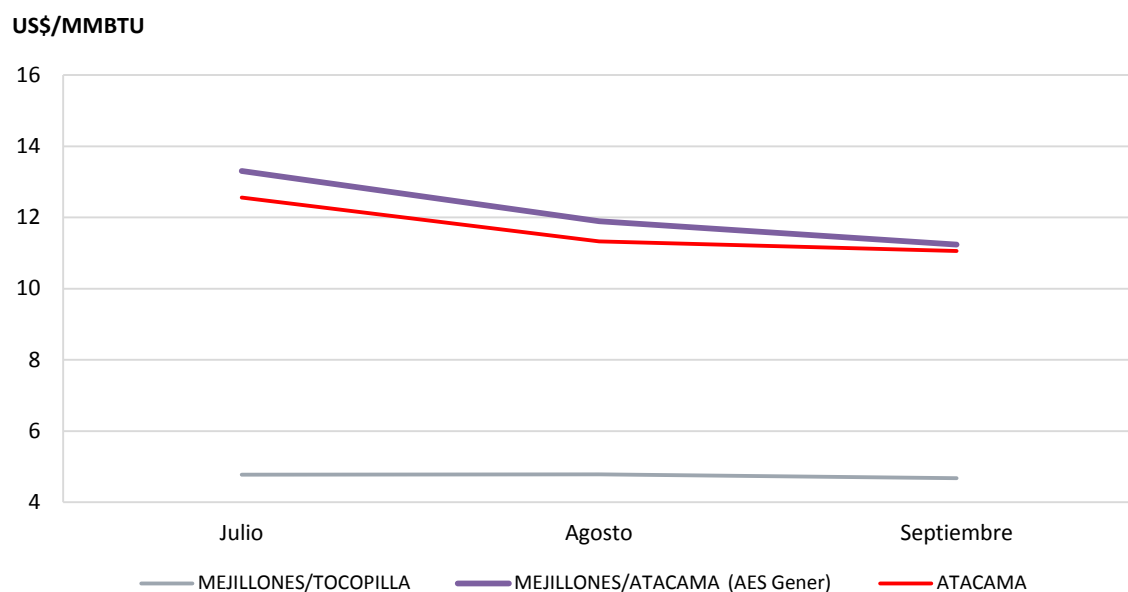


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

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

5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

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

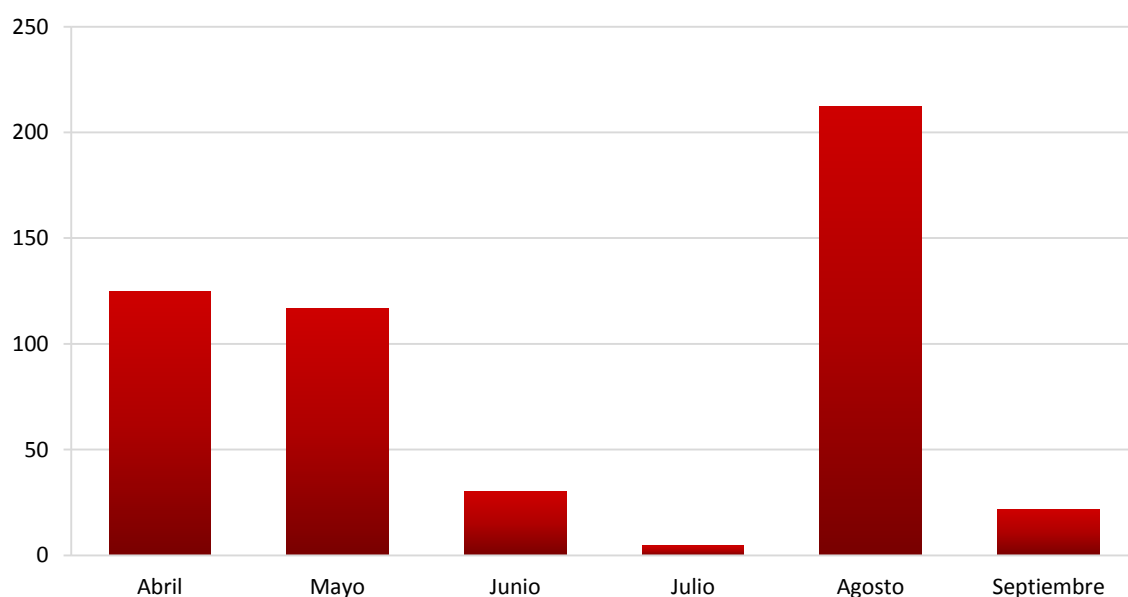


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] entre abril y septiembre.

Nota: El 25 de junio se produjo un evento adicional por déficit de potencia con 196,9 MWh de ENS, el cual no fue considerando en esta estadística.

5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA

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

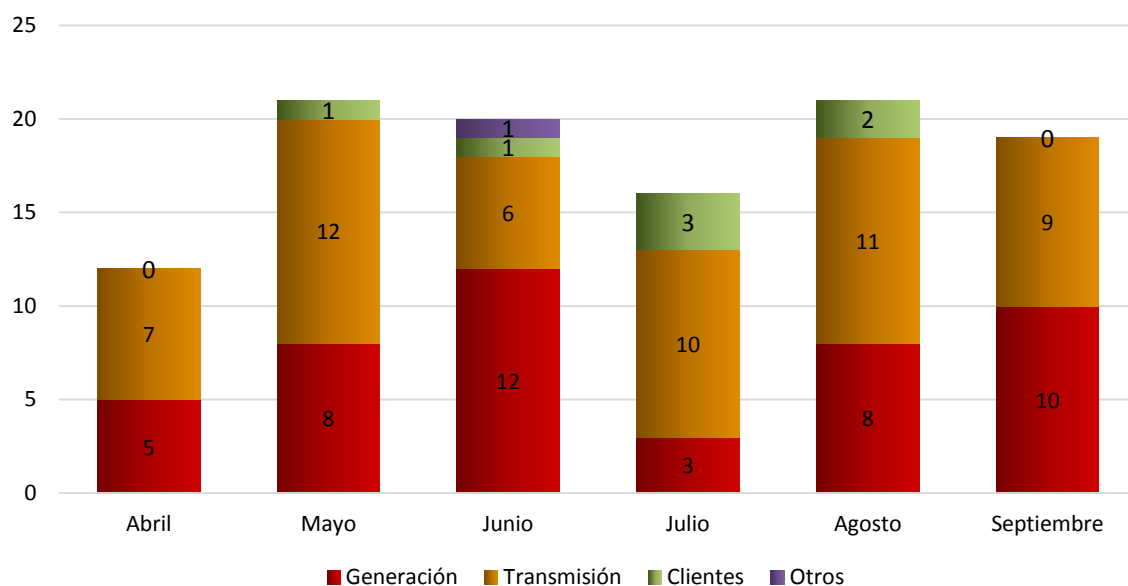


Figura 14: Número de Fallas registradas por tipo de instalación entre abril y septiembre.

Nota (1): el 25 de junio se produce un evento asociado a Déficit de Generación, el cual se contabilizó en el apartado "Otros".

5.3 CONTROL DE TENSIÓN

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

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

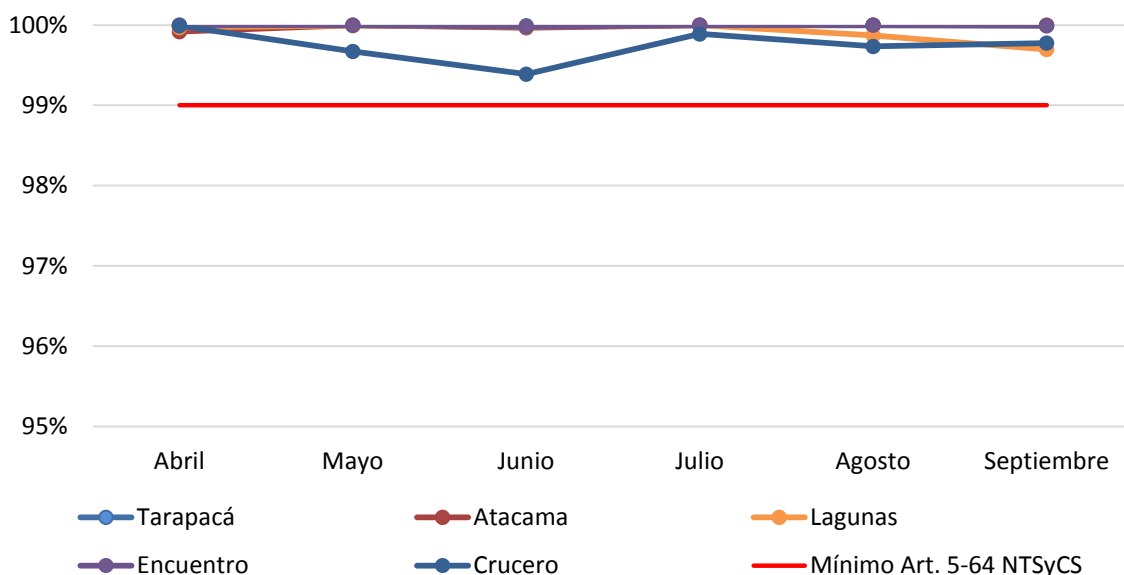


Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre abril y septiembre.

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

5.4 CONTROL DE FRECUENCIA

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

Tabla 14: Desempeño mensual de control de frecuencia entre abril y septiembre.

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	0,01%	3,96%	84,72%	11,30%	0,00%
Mayo	0,01%	3,53%	84,64%	11,80%	0,00%
Junio	0,02%	4,07%	85,26%	10,64%	0,00%
Julio	0,01%	2,66%	88,36%	8,96%	0,00%
Agosto	0,01%	3,00%	86,32%	10,65%	0,00%
Septiembre	0,00%	3,40%	86,63%	9,95%	0,00%
Abril-Septiembre	0,01%	3,44%	85,99%	10,55%	0,00%

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.

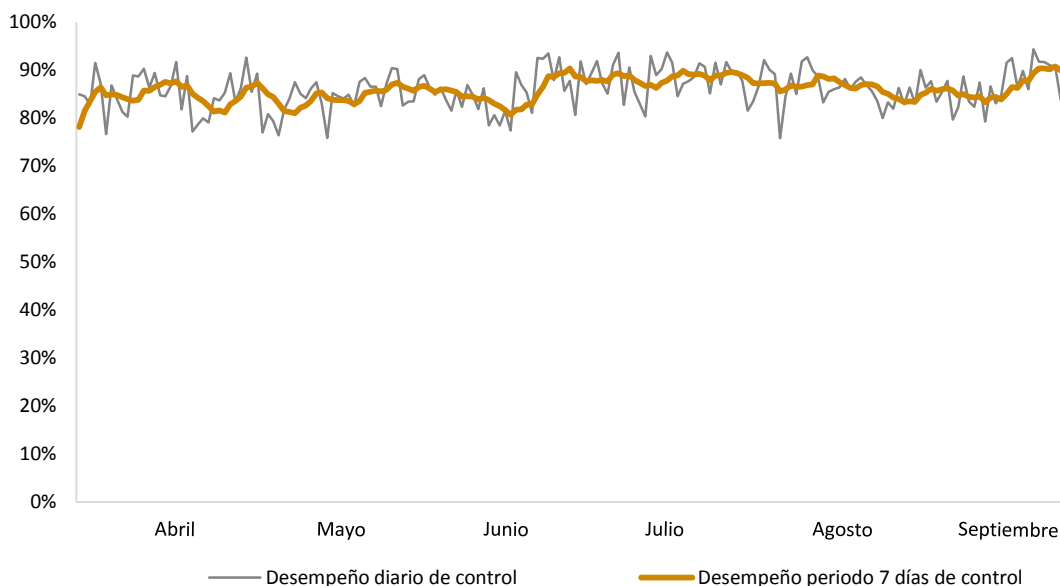


Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según artículo 5-30 de la NTSyCS.

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

5.5 DESEMPEÑO EDAC

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

Tabla 15: Desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia entre abril y septiembre.

Mes	Evento	Frecuencia Mínima / Máxima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz]	[MW]	[MW]	[%]
Abril	3835	48,79	185,38	142,37	76,80%
Mayo	3843 ⁽¹⁾	48,71	185,38	194,57	104,96%
	3845	49,00	45,33	17,81	39,29%
Junio	3864 ⁽²⁾	49,08	45,33	2,17	4,79%
	3873	48,86	95,71	53,20	55,58%
Julio	3891 ⁽³⁾	49,06	45,33	3,50	7,72%
	3895	48,98	45,33	27,80	61,33%
Agosto	3905 ⁽⁴⁾	49,00	45,33	1,30	2,87%
	3909	48,70	273,73	185,49	67,76%
Septiembre	3931	48,93	45,33	43,16	95,21%

Nota (1): Para el Evento de Falla N°3843 se produce la operación parcial del cuarto escalón del EDAC.

Nota (2): Para el Evento de Falla N°3864 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (3): Para el Evento de Falla N°3891 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

Nota (4): Para el Evento de Falla N°3905 se produce la operación parcial del primer escalón del EDAC.

5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

Tabla 16: Desempeño del Control Primario de Frecuencia entre abril y septiembre.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a
		Reserva Programada
		[%]
Abril	3835	52,20%
Mayo	3843	59,41%
	3845	66,31%
Junio	3864	60,48%
	3873	54,73%
Julio	3891	60,43%
	3895	61,85%
Agosto	3905	55,68%
	3909	54,91%
Septiembre	3931	48,19%

Donde:

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

5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO

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

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

Estos tres índices son:

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

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

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

Además, la ponderación utilizada es la siguiente:

Tabla 17: Ponderación de índices.

PDAD	DDAD	DSVAD
40%	40%	20%

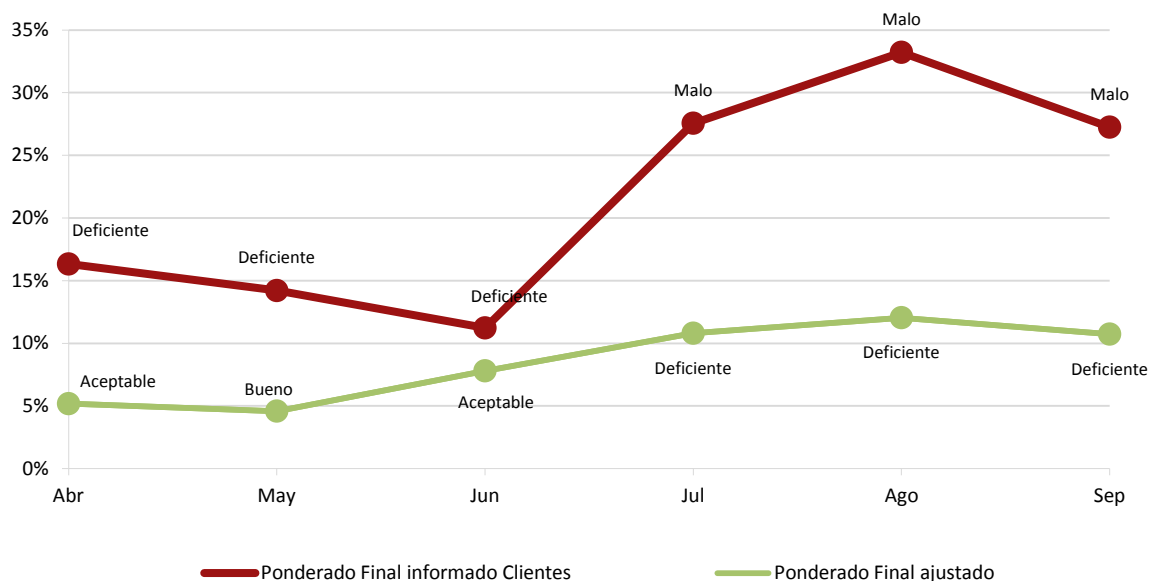


Figura 17: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.

5.8 CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES

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

Tabla 18: Interrupciones de suministro por ciudad entre abril y septiembre.

Mes	Arica	Iquique	Antofagasta
Abril	1	1	1
Mayo	1	1	1
Junio	0	0	0
Julio	0	1	1
Agosto	1	1	1
Septiembre	0	0	0

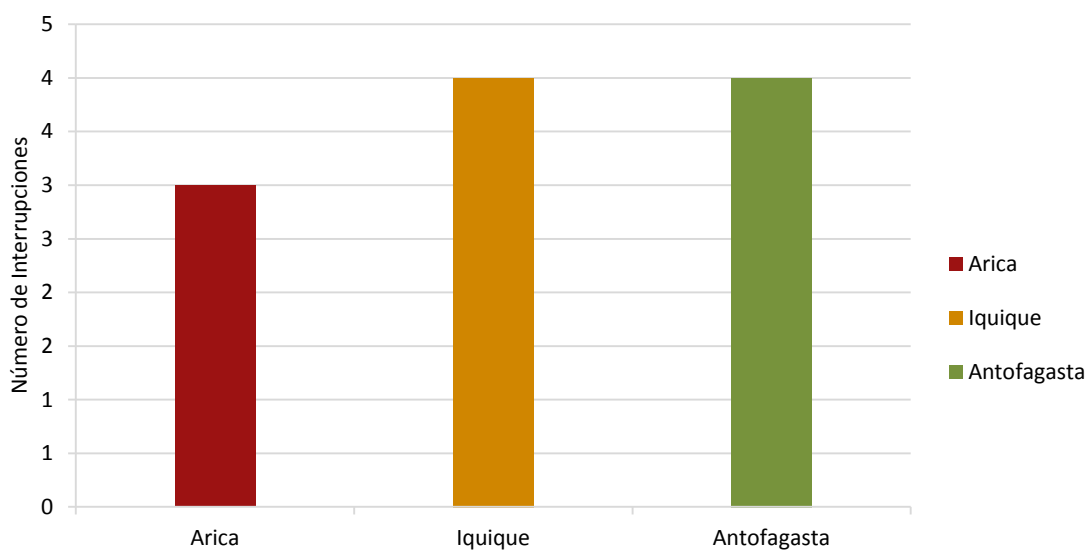


Figura 18: Total de interrupciones de suministro por ciudad entre abril y septiembre.

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

Tabla 19: Duración de desconexiones por ciudad entre abril y septiembre.

Mes	Evento N°	Arica [Horas]	Iquique [Horas]	Antofagasta [Horas]
Abril	3835	0,23	0,23	0,23
Mayo	3843	0,22	0,22	0,22
Junio	-	-	-	-
Julio	3888	-	-	0,67
	3893	-	0,48	-
Agosto	3909	0,58	0,50	0,15
Septiembre	-	-	-	-

6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

A continuación se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El escenario comienza a partir del 1 de octubre de 2015 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según lo informado por E-CL en cartas E-CL N° 150/2013 y E-CL N° 131/2014. Adicionalmente, se considera disponibilidad de la unidad CTM3 para operar con gas de acuerdo a las condiciones de arriendo por parte de E-CL hacia AES Gener descritas en carta VPC/043/2014.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en las cartas CDEC-SING-A N° 0075/2013 y CDEC-SING G/E N° 0010/2014.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2015 versión 5, y Plan 2016-2017 propuesto.
4. Previsión de demanda CDEC-SING, en base a la previsión elaborada por el Departamento de Planificación a la cual se ha aplicado un factor de ajuste equivalente a un -4%, de acuerdo a la desviación promedio absoluta de los últimos 12 meses observada en la previsión de demanda informada por los Coordinados para la elaboración de la Programación de Corto Plazo.
5. Se considera Salta indisponible, de acuerdo a previsiones de MP y LP que realiza CDEC-SING, las que a su vez se basan en las consideraciones de la CNE para el precio de nudo.
6. Se consideran las siguientes fechas para la puesta en servicio de las siguientes centrales generadoras (según Resolución Exenta 517 del 7 de octubre de 2015 de la CNE):

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

Central	Potencia [MW]	Fecha Entrada
Andes Solar	21	oct-2015
Parque Eólico Quillagua I	23	oct-2015
Finis Terrae I	69	oct-2015
Planta Solar Jama Etapa II	22	dic-2015
PV Cerro Dominador	100	dic-2015
Cochrane (Unidad 1)	236	dic-2015
Pampa Camarones I	6	dic-2015
Solar Pular	29	abr-2016
Solar Paruma	21	abr-2016
Arica Solar I	40	abr-2016
Bolero Etapa I	42	may-2016
Kelar	517	may-2016
Cochrane (Unidad 2)	236	may-2016
Bolero Etapa II	42	jun-2016
Finis Terrae II	69	jun-2016
Uribe Solar	50	jul-2016
Solar Lascar Etapa I y II	65	jul-2016
Bolero Etapa III	21	ago-2016

Respecto a los precios de combustibles, se utiliza la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 6 de octubre de 2015.

En el siguiente cuadro se presenta el Programa de Mantenimiento Mayor del año 2015 del SING, el cual corresponde a la versión 5, en vigencia desde el 01/09/2015.

Tabla 21: Programa de Mantenimiento Mayor del año 2015.

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
AES GENER	NT01	19-10-2015	07-11-2015	20	CDEC-SING N° 74/2015
AES GENER	NT02	23-03-2015	31-05-2015	70	CDEC-SING N° 42/2015
ANDINA	CTA1	20-04-2015	14-05-2015	25	CTA/2015/008
ANGAMOS	ANG1	15-06-2015	09-07-2015	25	CDEC-SING N° 05/2015
ANGAMOS	ANG2	20-07-2015	13-08-2015	25	CDEC-SING N° 02/2015
CELTA	CTTAR	09-03-2015	07-04-2015	30	CDEC-SING N° 067/2014
CELTA	TGTAR	11-05-2015	25-05-2015	15	CDEC-SING N° 067/2014
E-CL	CTM1	01-07-2015	22-08-2015	53	E-CL N° 128/2015
E-CL	CTM2	05-01-2015	29-01-2015	25	E-CL N° 097/2015
E-CL	CTM3-TG	08-11-2015	12-11-2015	5	E-CL N° 112/2015
E-CL	CTM3-TV	08-11-2015	12-11-2015	5	E-CL N° 112/2015
E-CL	TG3	18-05-2015	21-06-2015	35	E-CL N° 071/2014
E-CL	U13	29-05-2015	27-06-2015	30	E-CL N° 062/2015
E-CL	U14	21-09-2015	04-11-2015	45	E-CL N° 062/2015
E-CL	U16-TG	26-01-2015	16-03-2015	50	E-CL N° 071/2014
E-CL	U16-TV	26-01-2015	16-03-2015	50	E-CL N° 071/2014
GASATACAMA	TG1A	01-12-2015	10-12-2015	10	CDEC-SING-A N° 0012/2015
HORNITOS	CTH1	24-11-2015	28-11-2015	5	E-CL N° 128/2015

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y la suficiencia prevista desde septiembre de 2015 hasta agosto de 2016.

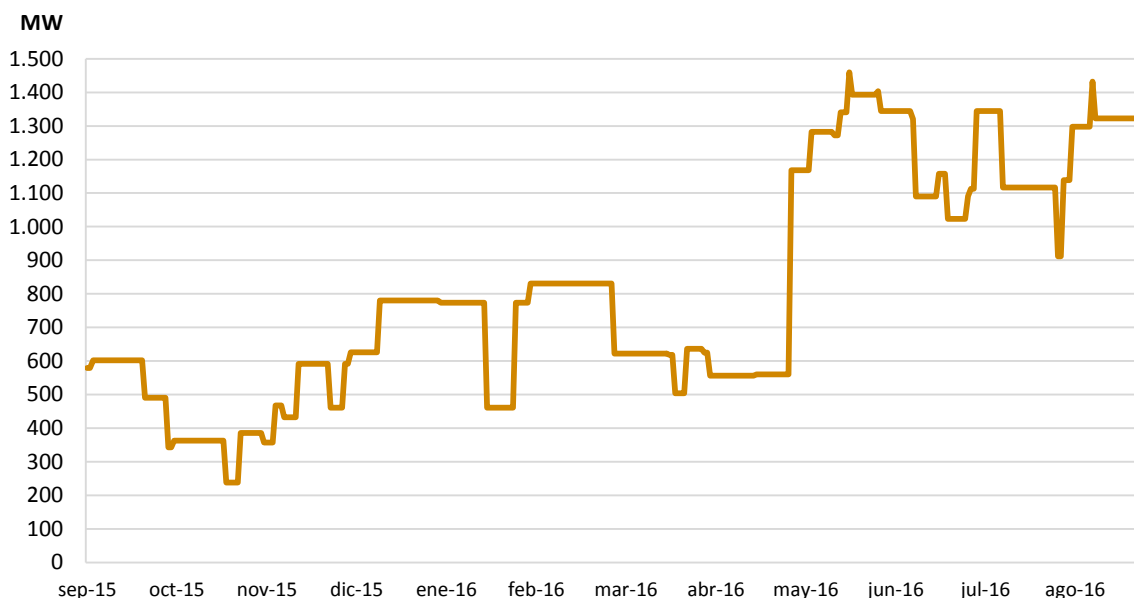


Figura 19: Reserva Esperada del SING hasta agosto de 2016.

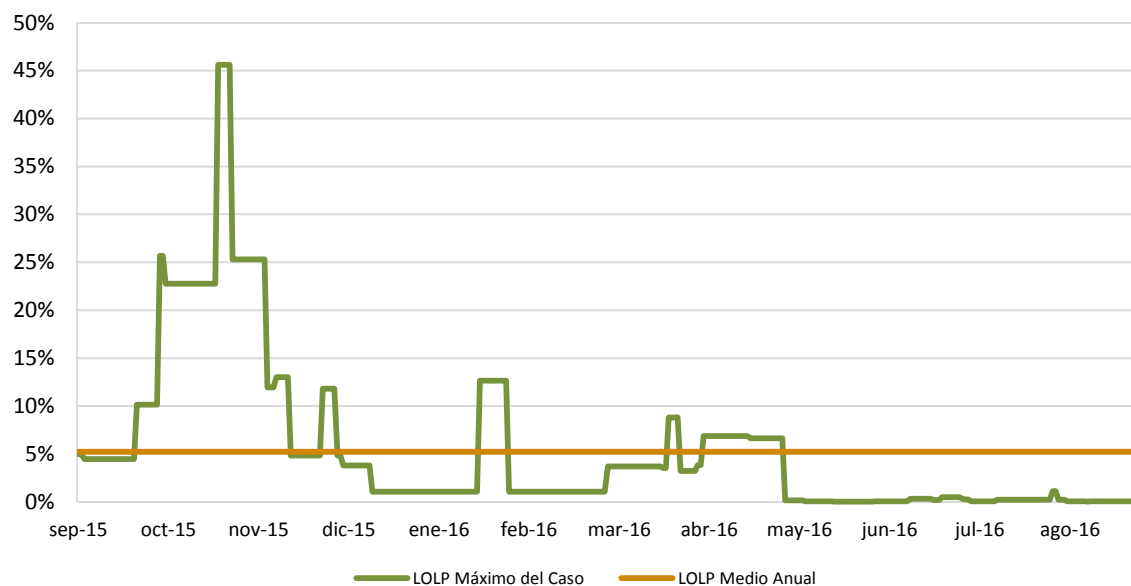


Figura 20: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 22: Operación real a septiembre 2015 y Programa octubre 2015 – septiembre 2016.

CDEC-SING

PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :

2015

(GWh)

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	324,5	279,3	326,1	355,3	376,3	256,6	191,5	289,3	363,1	390,5	378,7	304,8	3.835,8
Total Gen. Bruta	324,5	279,3	326,1	355,3	376,3	256,6	191,5	289,3	363,1	390,5	378,7	304,8	3.835,8
Consumos Propios	33,5	34,9	36,0	36,4	36,4	27,2	21,6	27,7	36,2	42,0	40,8	32,8	405,4
Total Gen. Neta	291,1	244,3	290,1	318,9	339,9	229,4	169,9	261,6	326,8	348,5	338,0	272,0	3.430,5
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	115,8	104,1	105,9	71,3	37,0	101,2	107,4	115,8	97,8	116,8	113,0	116,8	1.203,0
Total Gen. Bruta	115,8	104,1	105,9	71,3	37,0	101,2	107,4	115,8	97,8	116,8	113,0	116,8	1.203,0
Consumos Propios	11,4	10,3	10,9	7,1	5,2	10,5	11,0	11,5	9,9	12,1	11,7	12,1	123,6
Total Gen. Neta	104,4	93,8	94,9	64,2	31,8	90,7	96,4	104,4	88,0	104,8	101,4	104,8	1.079,5
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	105,2	98,5	115,0	114,3	112,4	84,5	116,5	117,8	113,9	117,6	94,8	117,6	1.308,1
Total Gen. Bruta	105,2	98,5	115,0	114,3	112,4	84,5	116,5	117,8	113,9	117,6	94,8	117,6	1.308,1
Consumos Propios	11,7	10,8	12,2	11,9	12,0	8,9	12,1	12,2	11,8	12,1	9,7	12,1	137,5
Total Gen. Neta	93,5	87,8	102,8	102,3	100,4	75,5	104,4	105,5	102,1	105,5	85,1	105,5	1.170,6
E-CL													
C.H. Chapiquiña	4,0	3,7	4,4	3,6	3,3	3,2	3,8	3,6	3,9	4,3	3,7	3,8	45,2
C.D. Arica	0,9	0,6	1,0	1,3	1,0	2,0	0,8	0,9	0,8				9,2
C.D. y T.G. Iquique	0,8	0,6	0,8	1,3	0,9	2,3	0,9	0,8	0,5				9,0
C.T. Mejillones 3 (CC)	30,2	99,0	57,7	21,9	2,1	0,0		6,6					217,6
C.T. Mejillones 1	103,4	96,8	99,3	53,3	109,0	107,4	0,7	0,0	67,7	110,9	107,3	110,9	966,7
C.T. Mejillones 2	30,4	99,0	94,4	103,7	113,5	108,0	114,3	113,3	110,4	114,6	110,9	114,6	1.227,0
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	70,1	56,6	55,4	91,1	102,3	89,7	62,3	91,9	92,7	110,1	93,1	0,2	915,5
Unidad 14 - 15	168,9	157,4	149,9	169,5	144,1	112,7	167,1	168,9	131,9	86,3	155,2	176,9	1.788,7
Unidad 16 (CC)	115,3	2,5	99,4	124,1	133,6	124,8	139,2	114,8	125,8	245,8	234,6	245,8	1.705,7
T.Gas 1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	1,0	0,2	0,2	0,0				2,2
T.Gas 2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	1,1	0,2	0,2	0,1				2,2
T.Gas 3	0,4	0,6	0,7	0,7	0,5	1,5	0,1		0,3				4,9
SUTA	5,0	5,1	6,1	6,4	8,5	2,1							33,1
Parque Solar el Águila	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,7	0,5	5,1
Pampa Camarones FV												1,7	1,7
Total Gen. Bruta	530,1	522,5	569,7	577,6	619,3	556,2	489,9	501,6	534,5	672,5	705,3	654,3	6.933,8
Consumos Propios	32,6	28,3	39,3	41,7	42,3	39,8	28,9	32,8	32,8	36,3	39,4	33,9	428,1
Total Gen. Neta	497,5	494,2	530,5	536,0	577,1	516,4	461,0	468,8	501,7	636,2	665,9	620,4	6.505,8
CELTA													
C.T. Tarapacá	102,4	93,1	70,5	77,2	98,2	84,8	102,1	59,5	80,4	103,9	100,6	103,7	1.076,5
TGTAR	0,2	0,4	0,5	0,7	0,4	1,8	0,5	0,8	0,5				5,8
Total Gen. Bruta	102,6	93,5	71,0	77,9	98,6	86,6	102,6	60,3	80,9	103,9	100,6	103,7	1.082,3
Consumos Propios	8,3	7,4	5,6	6,5	8,2	7,0	8,6	4,8	7,0	7,0	6,8	7,0	84,1
Total Gen. Neta	94,3	86,2	65,4	71,4	90,4	79,6	94,1	55,5	74,0	96,9	93,8	96,7	998,2
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	8,3
Mini Hidro El Toro	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	8,7
Mini Hidro Santa Rosa	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	0,9	5,4
Total Gen. Bruta	1,2	1,5	1,8	1,7	1,9	1,7	1,6	1,8	1,7	2,5	2,4	2,5	22,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,2	1,5	1,8	1,7	1,9	1,7	1,6	1,8	1,7	2,5	2,4	2,5	22,5
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	19,0	12,7	33,0	12,3	18,9	28,3	3,9	3,3	5,0	0,3	0,8		137,5
Atacama TG1B	35,5	22,7	4,9	2,6	31,8	46,3	31,0	42,5	1,4	0,1	4,2		223,1
Atacama TV1C	28,5	17,8	16,0	2,9	24,2	37,8	16,7	23,0	3,2	0,4	5,5		176,0
Atacama TG2A	0,8	15,7		31,9	22,6	26,7	46,7	23,8	16,7	33,0	6,4		224,3
Atacama TG2B	11,7	14,3	13,7	17,3	27,2	19,1	48,7	17,6	11,8				181,3
Atacama TV2C	6,5	16,1	7,1	24,5	25,3	23,4	53,2	21,1	14,1	35,7	6,9		233,7
Total Gen. Bruta	101,9	99,3	74,7	91,5	150,0	181,6	200,2	131,1	52,2	69,6	23,7		1.175,9
Consumos Propios	3,7	4,0	3,0	3,5	4,5	5,0	5,1	4,6	2,9	1,5	0,5		38,4
Total Gen. Neta	98,2	95,2	71,6	88,0	145,5	176,6	195,1	126,5	49,3	68,1	23,2		1.137,5

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
AES GENER													
Nueva Tocopilla 1	98,6	83,4	94,5	96,4	100,5	95,5	100,5	98,5	97,6	58,3	74,5	100,4	1.098,7
Nueva Tocopilla 2	92,6	86,5	71,6			64,7	100,1	95,6	89,7	100,4	97,2	100,4	898,7
Andes Solar										5,9	6,4	6,3	18,6
CTM3 (AES Gener)	26,9		15,7	87,3	21,2	78,2	74,7	94,5	79,2				477,7
Atacama TG1B (AES Gener)	18,3	4,7											23,0
Atacama TV1C (AES Gener)	10,7	2,8											13,5
Total Gen. Bruta	247,1	177,3	181,7	183,6	121,8	238,3	275,2	288,6	266,5	164,6	178,1	207,2	2.530,2
Consumos Propios	16,0	12,9	13,0	11,8	9,1	16,3	18,7	18,9	19,5	10,7	11,5	13,4	171,7
Total Gen. Neta	231,1	164,4	168,8	171,8	112,6	222,1	256,5	269,7	247,0	154,0	166,6	193,8	2.358,4
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,4	1,5	17,5
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,4	1,5	17,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,4	1,5	17,4
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,2				0,4
Total Gen. Bruta			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,2				0,4
Consumos Propios			0,0	0,0			0,0	0,0	0,0				0,1
Total Gen. Neta			0,0	0,0		0,0	0,0	0,2	0,1				0,4
ENORCHILE													
Estandartes	0,3	0,4	0,6	0,7	0,6	1,4	0,4	0,7	0,5				5,6
C.D. M.Blancos	0,7	0,6	1,2	1,4	1,9	2,5	0,8	1,0	0,7				10,8
Total Gen. Bruta	1,0	1,0	1,8	2,1	2,4	3,9	1,2	1,7	1,2				16,4
Consumos Propios	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				0,6
Total Gen. Neta	0,9	1,0	1,7	2,1	2,3	3,8	1,1	1,6	1,2				15,8
NORACID													
PAM	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	12,8	12,3	12,8	138,9
Total Gen. Bruta	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	12,8	12,3	12,8	138,9
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1		0,0	0,0		0,2		4,3	4,2	4,3	13,4
Total Gen. Neta	11,4	10,4	10,7	11,9	12,0	11,3	11,7	10,5	11,3	12,8	12,3	12,8	138,9
SPS LA HUAYCA													
Solar La Huayca	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	8,9	9,2	8,4	48,1
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	8,9	9,2	8,4	48,1
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	1,4	1,5	1,5	1,4	0,7	3,2	5,1	5,4	8,9	9,2	8,4	48,0
ON GROUP													
C.D. Aguas Blancas	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1				0,6
Total Gen. Bruta	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1				0,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1				0,6
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los Vientos	22,6	20,6	20,7	16,1	17,1	16,8	19,2	20,3	18,5	23,8	19,2	20,3	235,4
Finis Terrae										17,4	23,1	20,5	
Total Gen. Bruta	22,6	20,6	20,7	16,1	17,1	16,8	19,2	20,3	18,5	41,2	42,3	40,8	296,2
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0				0,6
Total Gen. Neta	22,5	20,6	20,6	16,0	17,0	16,8	19,2	20,3	18,4	41,2	42,3	40,8	295,6
LOS PUQUIOS													
Los Puquios	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,9	1,0	0,8	6,0
Total Gen. Bruta	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,9	1,0	0,8	6,0
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	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,9	1,0	0,8	6,0
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	1,2	1,4	1,3	17,9
Total Gen. Bruta	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	1,2	1,4	1,3	17,9
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	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,8	1,2	1,4	1,3	17,8

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	4,6	3,6	3,8	3,4	3,2	3,0	3,1	3,5	3,9	2,1	2,8	2,1	39,1
Total Gen. Bruta	4,6	3,6	3,8	3,4	3,2	3,0	3,1	3,5	3,9	2,1	2,8	2,1	39,1
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	4,6	3,6	3,7	3,4	3,2	3,0	3,1	3,4	3,9	2,1	2,8	2,1	38,9
TECNET													
C.D. La Portada	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1				0,6
Total Gen. Bruta	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1				0,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1				0,6
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV	17,6	15,9	14,4	14,2	13,0	11,3	12,5	13,9	17,0	18,2	22,7	18,5	189,3
Total Gen. Bruta	17,6	15,9	14,4	14,2	13,0	11,3	12,5	13,9	17,0	18,2	22,7	18,5	189,3
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	17,5	15,8	14,3	14,2	12,9	11,2	12,4	13,8	16,9	18,2	22,7	18,5	188,5
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III													
Solar Jama				2,6	6,8	5,9	6,6	7,3	8,8	9,0	9,5	14,7	71,1
Total Gen. Bruta				2,6	6,8	5,9	6,6	7,3	8,8	9,0	9,5	14,7	71,1
Consumos Propios				0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1				0,5
Total Gen. Neta				2,6	6,7	5,8	6,6	7,2	8,7	9,0	9,5	14,7	70,7
RIJN CAPITAL													
Solar Paruma													
Solar Pular													
Solar Lascar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
COCHRANE													
C.T. Cochrane												149,6	149,6
Total Gen. Bruta												149,6	149,6
Consumos Propios												15,9	15,9
Total Gen. Neta												133,7	133,7
SKY SOLAR													
Arica Solar 1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5													
Unibe Solar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ABENGOA SOLAR													
PV Cerro Dominador												28,3	28,3
Total Gen. Bruta												28,3	28,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta												28,3	28,3
PARQUE EÓLICO QUILLAGUA													
Parque Eólico Quillagua										6,5	7,5	6,3	20,3
Total Gen. Bruta										6,5	7,5	6,3	20,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta										6,5	7,5	6,3	20,3
POZO ALMONTE SOLAR 1													
Pozo Almonte Solar 1						0,8	1,9	2,2	2,5				7,4
Total Gen. Bruta						0,8	1,9	2,2	2,5				7,4
Consumos Propios						0,0	0,0	0,0	0,0				0,0
Total Gen. Neta						0,8	1,9	2,2	2,5				7,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
EDF EN CHILE													
Bolero													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
TAMAKAYA ENERGÍA													
Kelar													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.590,6	1.432,2	1.502,5	1.528,6	1.576,5	1.563,9	1.547,9	1.574,7	1.583,3	1.740,4	1.706,9	1.792,0	19.139,4
Consumos Propios	117,5	109,0	120,5	119,2	118,1	115,0	106,4	113,1	120,5	126,0	124,5	131,5	1.421,1
Generación Neta	1.473,2	1.323,4	1.382,1	1.409,5	1.458,4	1.448,9	1.441,5	1.461,8	1.462,8	1.618,8	1.586,5	1.664,8	17.731,7
Pérdidas	44,0	46,6	43,4	36,0	37,7	35,2	38,9	43,2	42,7	45,9	47,5	47,9	508,9
RETIROS SING	1.429,3	1.276,8	1.338,7	1.373,4	1.420,7	1.413,6	1.402,6	1.418,4	1.420,2	1.572,9	1.539,1	1.616,9	17.222,6
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	50,0	49,6	48,2	52,8	46,4	77,0	50,8	59,9	57,1	69,1	61,8	42,1	55,4

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)

2016

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	369,6	257,1	388,8	373,3	252,8	218,1	216,0	219,9	228,2				2.523,9
Total Gen. Bruta	369,6	257,1	388,8	373,3	252,8	218,1	216,0	219,9	228,2				2.523,9
Consumos Propios	39,8	27,8	41,8	40,2	27,2	23,5	23,2	23,7	24,6				271,8
Total Gen. Neta	329,8	229,3	347,0	333,1	225,6	194,6	192,7	196,3	203,7				2.252,1
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	116,8	109,3	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	94,2				1.013,6
Total Gen. Bruta	116,8	109,3	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	94,2				1.013,6
Consumos Propios	12,1	11,3	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	9,7				104,6
Total Gen. Neta	104,8	98,0	104,8	101,4	104,8	101,4	104,8	104,8	84,5				909,0
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	117,6	110,0	22,8	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	113,8				944,2
Total Gen. Bruta	117,6	110,0	22,8	113,8	117,6	113,8	117,6	117,6	113,8				944,2
Consumos Propios	12,1	11,3	2,3	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	11,7				96,8
Total Gen. Neta	105,5	98,7	20,4	102,1	105,5	102,1	105,5	105,5	102,1				847,4
E-CL													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,5	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,1				35,9
C.D. Arica													
C.D. y T.G. Iquique													
C.T. Mejillones 3 (CC)													
C.T. Mejillones 1	110,9	103,2	110,9	107,3	110,9	107,0	110,9	110,6	107,0				978,6
C.T. Mejillones 2	114,6	107,2	114,6	110,9	114,6	85,0		70,2	110,9				827,9
D Enaex													
C Enaex													
Unidad 12 - 13	26,6		50,6	18,8	0,0	0,7	0,1						96,9
Unidad 14 - 15	177,1	165,6	176,3	171,2	176,9	171,2	177,0	124,3	136,2				1.475,8
Unidad 16 (CC)	165,7	230,6	245,9	238,7	246,4	237,8	244,7	246,3	238,4				2.094,5
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3													
SUTA													
Parque Solar el Águila	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6				5,3
Pampa Camarones FV	1,9	1,6	1,7	1,9	1,8	1,7	1,8	1,8	1,7				15,8
Total Gen. Bruta	601,1	612,4	704,4	653,0	655,3	608,2	539,4	558,2	599,0				5.530,7
Consumos Propios	34,5	31,7	38,9	34,9	33,8	30,9	25,6	27,1	30,3				287,8
Total Gen. Neta	566,6	580,7	665,4	618,0	621,5	577,3	513,8	531,0	568,6				5.243,0
CELTA													
C.T. Tarapacá	104,2	97,4	70,6		80,2	100,8	104,2	103,5	100,8				761,6
TGTAR													
Total Gen. Bruta	104,2	97,4	70,6		80,2	100,8	104,2	103,5	100,8				761,6
Consumos Propios	7,1	6,6	4,8		5,4	6,8	7,1	7,0	6,8				51,6
Total Gen. Neta	97,1	90,8	65,8		74,8	94,0	97,1	96,5	94,0				710,0
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8				7,2
Mini Hidro El Toro	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8				7,2
Mini Hidro Santa Rosa	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9				7,9
Total Gen. Bruta	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4				22,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,4	2,5	2,5	2,4				22,4
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A			0,0										0,0
Atacama TG1B			0,3										0,3
Atacama TV1C			0,4										0,4
Atacama TG2A				0,8									0,8
Atacama TG2B													
Atacama TV2C				0,8									0,8
Total Gen. Bruta			0,7	1,6									2,3
Consumos Propios			0,0	0,0									0,0
Total Gen. Neta			0,7	1,6									2,3

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
AES GENER													
Nueva Tocopilla 1	100,4	94,0	100,4	97,2	100,4	97,2	100,4	100,4	64,8				855,4
Nueva Tocopilla 2	100,4	94,0	100,4	97,2	35,6	97,2	100,4	100,4	97,0				822,7
Andes Solar	6,6	5,1	6,7	6,5	5,6	6,1	6,4	6,1	5,7				54,8
CTM3 (AES Gener)													
Atacama TG1B (AES Gener)													
Atacama TV1C (AES Gener)													
Total Gen. Bruta	207,5	193,0	207,5	200,9	141,7	200,5	207,3	207,0	167,5				1.732,9
Consumos Propios	13,4	12,5	13,4	13,0	9,0	13,0	13,4	13,4	10,8				112,0
Total Gen. Neta	194,1	180,4	194,1	187,9	132,7	187,6	193,9	193,5	156,7				1.620,9
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6				13,8
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6				13,8
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	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6				13,7
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ENORCHILE													
Estandartes													
C.D. M.Blanco													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
NORACID													
PAM	12,7	11,9	12,7	12,3	12,7	12,3	12,8	12,7	12,3				112,4
Total Gen. Bruta	12,7	11,9	12,7	12,3	12,7	12,3	12,8	12,7	12,3				112,4
Consumos Propios	4,3	4,0	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3	4,2				38,2
Total Gen. Neta	12,7	11,9	12,7	12,3	12,7	12,3	12,8	12,7	12,3				112,4
SPS LA HUAYCA													
Solar La Huayca	9,0	8,3	8,9	8,8	8,8	8,6	8,9	9,0	8,7				79,0
Total Gen. Bruta	9,0	8,3	8,9	8,8	8,8	8,6	8,9	9,0	8,7				79,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	9,0	8,3	8,9	8,8	8,8	8,6	8,9	9,0	8,7				79,0
ON GROUP													
C.D. Aguas Blancas													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los Vientos	21,6	20,2	21,4	21,0	21,3	21,1	21,6	20,7	20,9				189,8
Finis Terrae	19,8	18,6	22,0	21,9	18,2	39,7	39,4	43,0	39,7				
Total Gen. Bruta	41,4	38,8	43,4	42,9	39,5	60,8	61,0	63,7	60,6				452,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	41,4	38,8	43,4	42,9	39,5	60,8	61,0	63,7	60,6				452,1
LOS PUQUIOS													
Los Puquios	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8				7,9
Total Gen. Bruta	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8				7,9
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8				7,9
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2	1,4	1,2	1,3	1,5	1,3	1,4	1,2	1,4	1,3				11,8
Total Gen. Bruta	1,4	1,2	1,3	1,5	1,3	1,4	1,2	1,4	1,3				11,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,4	1,2	1,3	1,5	1,3	1,4	1,2	1,4	1,3				11,8

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3	2,6	2,1	2,2	2,8	2,2	2,4	2,1	2,5	2,2				21,1
Total Gen. Bruta	2,6	2,1	2,2	2,8	2,2	2,4	2,1	2,5	2,2				21,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	2,6	2,1	2,2	2,8	2,2	2,4	2,1	2,5	2,2				21,1
TECNET													
C.D. La Portada													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GENERACIÓN SOLAR													
María Elena FV	22,9	16,9	20,6	20,0	20,5	18,8	19,4	20,7	19,6				179,5
Total Gen. Bruta	22,9	16,9	20,6	20,0	20,5	18,8	19,4	20,7	19,6				179,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	22,9	16,9	20,6	20,0	20,5	18,8	19,4	20,7	19,6				179,5
PLANTA SOLAR SAN PEDRO III													
Solar Jama	15,5	14,1	15,9	14,5	15,5	15,2	15,0	16,1	15,0				136,7
Total Gen. Bruta	15,5	14,1	15,9	14,5	15,5	15,2	15,0	16,1	15,0				136,7
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	15,5	14,1	15,9	14,5	15,5	15,2	15,0	16,1	15,0				136,7
RIJN CAPITAL													
Solar Paruma				6,0	6,3	6,2	6,1	6,3	6,2				37,1
Solar Pular				7,0	7,1	6,9	7,1	7,1	7,1				42,4
Solar Lascar							19,3	19,4	18,1				56,8
Total Gen. Bruta				13,0	13,4	13,1	32,5	32,9	31,5				136,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				13,0	13,4	13,1	32,5	32,9	31,5				136,3
COCHRANE													
C.T. Cochrane	139,7	131,8	160,0	146,9	274,2	232,4	221,9	215,5	217,5				1.740,1
Total Gen. Bruta	139,7	131,8	160,0	146,9	274,2	232,4	221,9	215,5	217,5				1.740,1
Consumos Propios	14,8	14,0	17,0	15,6	29,1	24,6	23,5	22,8	23,1				184,5
Total Gen. Neta	124,9	117,9	143,1	131,3	245,2	207,8	198,4	192,7	194,4				1.555,7
SKY SOLAR													
Arica Solar 1				12,0	11,4	11,6	11,8	11,9	11,5				70,3
Total Gen. Bruta				12,0	11,4	11,6	11,8	11,9	11,5				70,3
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				12,0	11,4	11,6	11,8	11,9	11,5				70,3
FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5													
Unibe Solar							32,7	32,7	31,6				97,1
Total Gen. Bruta							32,7	32,7	31,6				97,1
Consumos Propios													
Total Gen. Neta							32,7	32,7	31,6				97,1
ABENGOA SOLAR													
PV Cerro Dominador	29,3	27,4	31,3	32,1	27,3	28,8	29,1	30,4	28,3				264,0
Total Gen. Bruta	29,3	27,4	31,3	32,1	27,3	28,8	29,1	30,4	28,3				264,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	29,3	27,4	31,3	32,1	27,3	28,8	29,1	30,4	28,3				264,0
PARQUE EÓLICO QUILLAGUA													
Parque Eólico Quillagua	6,7	6,0	7,4	7,0	6,6	6,4	6,9	6,9	6,5				60,4
Total Gen. Bruta	6,7	6,0	7,4	7,0	6,6	6,4	6,9	6,9	6,5				60,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	6,7	6,0	7,4	7,0	6,6	6,4	6,9	6,9	6,5				60,4
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					11,9	23,8	27,7	29,5	31,5				124,5
Total Gen. Bruta					11,9	23,8	27,7	29,5	31,5				124,5
Consumos Propios													
Total Gen. Neta					11,9	23,8	27,7	29,5	31,5				124,5
TAMAKAYA ENERGÍA													
Kelar						0,0							0,0
Total Gen. Bruta						0,0							0,0
Consumos Propios						0,0							0,0
Total Gen. Neta						0,0							0,0
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.802,7	1.642,4	1.820,2	1.774,1	1.814,7	1.794,8	1.789,2	1.813,9	1.786,4				16.038,5
Consumos Propios	138,0	119,2	134,7	131,2	132,9	126,3	121,3	122,5	121,2				1.147,3
Generación Neta	1.669,1	1.527,2	1.689,8	1.647,1	1.686,1	1.672,7	1.672,2	1.695,8	1.669,4				14.929,4
Pérdidas	50,3	43,0	53,1	55,0	48,9	46,7	44,0	44,0	44,4				429,5
RETIROS SING	1.618,8	1.484,2	1.636,7	1.592,1	1.637,2	1.625,9	1.628,2	1.651,8	1.625,0				14.499,9
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	44,0	41,9	48,6	48,1	41,6	41,6	41,2	41,1	41,2				43,3

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

7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

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

En las tabla 24, 25 y 26 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° 517 del 7 de octubre de 2015.

Tabla 23: Proyectos de Generación en Construcción.

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio	Potencia Neta MW	Tipo Tecnología
Andes Solar	oct-15	21	Solar FV
Parque Eólico Quillagua I	oct-15	23	Solar FV
Finis Terrae I	oct-15	69	Solar FV
Planta Solar Jama Etapa II	dic-15	22,5	Solar FV
PV Cerro Dominador	dic-15	100	Solar FV
Cochrane (Unidad 1)	dic-15	236	Termoeléctrica
Pampa Camarones I	dic-15	6	Solar FV
Planta Solar Pular	abr-16	28,9	Solar FV
Planta Solar Paruma	abr-16	21,4	Solar FV
Arica Solar I	abr-16	40	Solar FV
Bolero Etapa I	may-16	42	Solar FV
Kelar	may-16	517	Ciclo Combinado
Cochrane (Unidad 2)	may-16	236	Termoeléctrica
Bolero Etapa II	jun-16	42	Solar FV
Finis Terrae II	jun-16	69	Solar FV
Uribe Solar	jul-16	50	Solar FV
Planta Solar Lascar Etapa I y II	jul-16	64,6	Solar FV
Bolero Etapa III	ago-16	21	Solar FV
Bolero Etapa IV	oct-16	41	Solar FV
Blue Sky 2	oct-16	34	Solar FV
Blue Sky 1	oct-16	51,6	Solar FV
Parque Eólico Quillagua II	dic-16	27	Solar FV
CSP Cerro Dominador	dic-16	110	Solar Térmica
Cerro Pabellón	dic-16	48	Geotérmica
Huatacondo	ene-17	98	Solar FV
Parque Eólico Quillagua III	ago-17	50	Solar FV
Infraestructura Energética Mejillones	feb-18	375	Termoeléctrica

Tabla 24: Proyectos de Transmisión en Construcción.

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio
Ampliación S/E Lagunas	oct-15
Transformador S/E Atacama	nov-15
Ampliación Línea Crucero - Encuentro	dic-15
S/E Miraje	ene-16
Barra seccionadora en 220 kV S/E Tarapacá	mar-16
Conexión en S/E Lagunas de proyecto Pintados-Pica-Llamara	jul-16
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	abr-17
Nueva línea Kapatur - Los Changos	ene-18
Nueva S/E Crucero Encuentro	nov-18
Ampliación de conexiones S/E Crucero para reubicación S/E	nov-18
Nueva Crucero Encuentro	nov-18

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio
Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro	oct-20

Tabla 25: Proyectos de Consumo en Construcción.

Proyectos de Consumo	Puesta en Servicio
Línea Atacama - MOLYB	nov-15
Reemplazo de transformadores 5 y 6 S/E 10	ene-16
Reemplazo de paños S/E 10A	may-16
EWS Minera Escondida	jun-16

8. ANEXOS

8.1 ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas 26, 27 y 28 se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el tercer trimestre de 2015, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico N° 3: 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]
3881	02-jul	14:23	Desenganche de la unidad U15.	Pérdida de llama por descontrol de combustión.	50,13	No	60,00	0
3891	22-jul	11:17	Desenganche de la unidad CC1 (TG1B + 0.5 TV1C).	Alta temperatura en descanso externo de bomba alimentación.	49,06	1	143,45	3,50
3895	27-jul	17:46	Desenganche de la unidad CTM3_AES GENER.	Perturbación externa a la central, la cual no se ha podido determinar.	48,98	1	165,95	66,40
3900	09-ago	10:57	Desenganche de la unidad U13.	Desenganche por bajo vacío Condensador por disparo de bomba circuladora debido a Falsa señal T* motor eléctrico.	49,75	No	60,00	0
3902	09-ago	12:10	Desenganche de la unidad CTTAR.	Falla en Transformador Auxiliar por operación de protección relé 86.	49,33	No	135,00	0
3904	09-ago	12:57	Desenganche de la Central PAM.	Falla en bomba recirculadora N° 2, producto de sobretensión.	50,00	No	21,00	0
3905	09-ago	23:19	Desenganche de la unidad U16.	Falla en solenoide de válvula atemperación recalentado.	49,00	1	128,09	1,30
3907	12-ago	20:55	Desenganche de la unidad U13.	Falla a tierra en cabezal de la turbina.	49,69	No	52,00	0
3908	12-ago	21:01	Desenganche de la unidad PAM.	Bajo Flujo de la torre de ácido por problemas en bomba de ácido de la planta productora.	50,00	No	20,60	0
3909	14-ago	20:54	Desenganche de las unidades CC1 y CC2.	Baja presión de combustible líquido.	48,70	4	308,20	185,49
3915	26-ago	15:24	Desenganche de la unidad NTO1.	Pérdida de vacío.	49,65	No	65,00	0
3919	03-sep	4:49	Desenganche de la unidad U13.	Bajo vacío condensador, provocado por perdida bomba circuladora.	49,78	No	51,00	0
3821	03-sep	17:24	Desenganche de la unidad CTM1.	Falla en la llama, debido a descontrol de combustión.	49,58	No	89,00	0
3923	03-sep	21:43	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura descanso axial lado acoplamiento alternador-turbina.	49,70	No	60,00	0
3924	04-sep	12:05	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura Trafo Excitación.	49,70	No	35,00	0
3926	07-sep	0:21	Desenganche de la unidad CTTAR.	Fallo Excitatriz 2000.	49,21	No	140,00	0
3927	07-sep	11:51	Desenganche de la unidad CTM1.	Falla de la válvula de drenaje de emergencia del Calentador de Alta presión N° 2 al Condensador.	49,60	No	94,00	0
3929	08-sep	14:58	Regresión de carga y posterior desenganche de la unidad CTM1.	Error en procedimiento en ajuste de control de la turbina.	49,29	No	122,00	0
3931	16-sep	2:37	Desenganche de la unidad U16.	Falla en caja eléctrica de conexionado válvula de agua alimentación del OTC.	48,93	2	154,70	43,16
3932	17-sep	9:52	Desenganche de la unidad U14.	Alta presión en hogar de caldera por disparo de VTI-C.	49,40	No	122,00	0
3933	18-sep	1:24	Desenganche de la unidad U14.	Bajo nivel de colector.	49,41	No	127,00	0

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

Nota (2): Para el Evento de Falla N°3831 se produce la operación parcial del segundo escalón del EDAC.

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3882	05-jul	6:40	Interrupción de la Línea 66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas.	Corte de conductor de Línea Fase 3.	50,00	1,80
3884	06-jul	19:29	Interrupción del Circuito Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1.	Jote electrocutado en estructura N°180.	50,00	0
3885	10-jul	4:42	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N° 2.	Conductor cortado en estructura N° 186.	50,00	13,00

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3888	14-jul	12:05	Interrupción del Transformador de 110/23 kV de la S/E La Portada.	Se investiga.	50,35	20,00
3889	20-jul	16:11	Interrupción de la línea 220 kV Chacaya - Mejillones.	Operación 87L por roce involuntario del personal de control y protecciones.	50,00	0
3890	21-jul	2:16	Interrupción de la Línea 66 kV Palestina - El Peñón.	Conductor Fase B Cortado, en estructura 254.	50,00	13,00
3892	24-jul	13:29	Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Domeyko. Circuito N° 1 y línea 220 kV Domeyko - Escondida.	Al realizar la inspección visual, se pasó a llevar un cable de comunicaciones del equipo multiplexor.	50,00	0
3893	24-jul	20:14	Interrupción de Transformador Cerro Dragón 110/13,8 kV.	Operación relé Buchholz por "Fuerte Sismo en la Zona".	50,00	16,00
3894	26-jul	3:10	Interrupción de la línea 66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas.	Cortocircuito monofásico por conductor cortado en estructura 124.	50,00	2,50
3896	28-jul	21:55	Interrupción de la línea 220 kV Chacaya - Mejillones.	Error de control frente a chequeo de circuitos de protección 87L.	50,00	0
3897	04-ago	11:13	Interrupción del Línea 110 kV Mejillones - Enaex.	Flashover en T/C de fase 3 producto de lavado en S/E C.D. Enaex.	50,00	6,00
3898	05-ago	20:16	Interrupción de Subestación Tap Off Palestina.	Conexión de un banco condensador de 6,6 kV con baja carga en S/E El Peñón.	50,00	2,50
3899	09-ago	5:19	Interrupción Alimentador Elecda Barra Central Tocopilla 5 kV .	Aislador quebrado en el seccionador 89ES-3.	50,00	2,75
3901	09-ago	11:36	Interrupción Circuito Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna.	Descarga atmosférica.	50,00	4,00
3903	09-ago	12:54	Interrupción Circuito Línea 110 kV Chacaya - Mejillones.	Sala eléctrica con humedad producto del frente de mal tiempo.	50,00	0,50
3910	17-ago	0:35	Interrupción de la Subestación El Peñón.	Hebra cortada en fase A.	50,00	13,00
3911	21-ago	11:15	Interrupción del Transformador Mejillones 23/13,2/2,5 kV.	Falla no despejada en la línea 23 kV Mejillones-Polpaico.	50,00	3,42
3912	22-ago	14:40	Interrupción de la Línea 345 kV Central Salta - Andes.	Se Investiga.	50,00	0
3914	26-ago	9:59	Interrupción de la Línea 110 kV Chacaya - Mejillones.	Relé de disparo de transformador de arranque de unidad CTM1 quemado.	50,00	2,20
3916	28-ago	10:11	Interrupción del Transformador Sulfuros 220/69/13,8 kV N°1.	Flashover mientras se realizaba lavado de aislación en S/E Sulfuros.	50,37	70,00
3917	28-ago	14:48	Interrupción del Línea 220 kV Salar - Chuquicamata.	Se Investiga.	50,00	0
3918	01-sep	5:30	Interrupción de la Línea 66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas.	Corte de la fase 1 estructura 145.	50,00	2,40
3920	03-sep	13:40	Interrupción del Transformador de 110/23 kV de S/E Mantos de la Luna.	Se investiga.	50,00	4,00
3922	03-sep	19:10	Interrupción de la líneas 110 kV Mejillones - El Linco.	Línea M.T. cortada acorta distancia con Línea 110 kV en vano entre estructuras 7 y 8.	50,00	11,60
3925	05-sep	18:15	Interrupción de la línea 66 kV Tap Off Nueva Victoria - Llamara.	Conductor cortado poste 67.	50,00	8,00
3928	07-sep	17:02	Interrupción de la línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Acertamiento de la distancia entre la línea y tierra causada por ejercicios militares que se realizaban en el sector.	50,00	3,38
3930	14-sep	10:50	Interrupción de la Sub Estación Mantos de la Luna.	Aislación contaminada por alta camanchaca en estructuras 46 y 48 de Línea 23 kV S/E Mantos de la Luna.	50,00	8,00
3934	24-sep	10:54	Interrupción de la Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna.	Se investiga.	50,00	6,80
3935	24-sep	20:30	Interrupción del Circuito N°1 de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte.	Tirante suelto de estructura N°39 y preformada desprendida.	50,00	0
3936	29-sep	9:07	Interrupción de la Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna.	Se investiga.	50,00	4,80

Nota (1): El Evento de Falla N°3894 además considera una desconexión de generación de 6,0 MW.

Nota (2): Para el Evento de Falla N°3911 se desconectan además consumos no Coordinados de Megapuerto y Polpaico con 3,17 MW y 1,92 MW respectivamente.

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

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3883	05-jul	7:40	Rechazo de carga de cliente Alto Norte.	Corto circuito provocado por roedor en 52CS seccionador de Barras 3 y 4 de 13,2 kV.	50,45	40,00
3886	13-jul	7:45	Rechazo de carga de minera El Tesoro.	Falla interna en 23 kV.	50,48	96,20
3887	14-jul	10:00	Rechazo de carga de minera El Tesoro.	Falla interna en línea 23 kV N°2 chancado, flashover por alta humedad.	50,35	106,18
3906	12-ago	10:35	Rechazo de carga de minera Gaby.	Amago de incendio en sala de control de rectificadores.	50,52	45,00
3913	25-ago	17:56	Rechazo de carga de minera Escondida.	Ante salida de molino SAG, los filtros no se desconectaron en forma automática, generando una sobretensión.	50,52	80,00

8.2 ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

Durante el tercer trimestre no hubo registro de desconexiones manuales de carga.