

OCTUBRE-DICIEMBRE 2013 INFORME TRIMESTRAL DEL CDEC-SING

1. INTRODUCCIÓN	3
<hr/>	
2. MODIFICACIONES NORMATIVAS	4
2.1 CUERPO LEGAL	4
2.2 REGLAMENTACIÓN	4
2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130	4
2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115	4
2.2.3 REGLAMENTO DE LEY 20.698	5
2.2.4 DECRETO SUPREMO N° 244	5
2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	5
2.4 REGLAMENTO INTERNO	5
2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS	5
2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	5
2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	6
2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DAP	6
<hr/>	
3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES	10
3.1 COSTOS MARGINALES	10
3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES	11
3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL	14
3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	15
3.5 RESUMEN DE VENTAS CUARTO TRIMESTRE	16
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	18
<hr/>	
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	19
<hr/>	
5. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO	22
5.1 ENERGÍA NO SUMINISTRADA	22
5.2 ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA	23
5.3 CONTROL DE TENSIÓN	24
5.4 CONTROL DE FRECUENCIA	25
5.5 DESEMPEÑO EDAC	26
5.6 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	27
5.7 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	28
<hr/>	
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES.	29
<hr/>	
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	37
<hr/>	
8. ANEXOS	38
ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	38
ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA	40

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 octubre al 31 de diciembre de 2013, 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 los meses de octubre y diciembre de 2013, 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 y al Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC).

2.1 CUERPO LEGAL

Durante el periodo comprendido entre los meses de octubre y diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial, la Ley N° 20.701 de Procedimiento para otorgar concesiones eléctrica, que modificó en lo pertinente la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

Además, el 22 de octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) que también modificó la LGSE.

2.2 REGLAMENTACIÓN

2.2.1 DECRETO SUPREMO N° 130

En relación al Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de SSCC, el cual establece las disposiciones aplicables con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el Artículo 137 de la LGSE, durante el periodo comprendido entre los meses de octubre y diciembre de 2013 no hubo novedades por parte de la autoridad, en lo que respecta a los procedimientos enviados a esta última para informe favorable. Por su parte CDEC-SING, continuó desarrollando las demás actividades que se indican en el decreto en cuestión.

2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115

Durante el cuarto trimestre de 2013, continuó el proceso implementación del Decreto Supremo N° 115 de 2012, que modificó el DS N°291 de 2007, en particular lo concerniente a la tramitación de los documentos a que se refiere el Artículo 1° Transitorio del citado Decreto.

Al respecto, con fecha 24 de octubre de 2013, mediante carta Presidencia CDEC-SING N°42/2013, fue enviada a la Comisión Nacional de Energía la segunda versión de las “Especificaciones Técnicas de la Empresa Especializada”, la cual incorporaba las observaciones de esa Comisión, las cuales fueron comunicadas mediante carta CNE N°393 de 2013, de fecha 16 de octubre de 2013.

En cuanto a los “Aspectos Operativos de la Elección de Candidatos al Nuevo Directorio”, con fecha 30 de octubre de 2013, mediante carta de Presidencia N° 45/2013, se envía a la citada Comisión Documento que refleja las modificaciones aprobadas al Reglamento Interno del CDEC-SING.

Ambos documentos fueron aprobados por la Comisión Nacional de Energía mediante carta CNE N° 435/2013, de fecha 22 de noviembre de 2013, con lo cual se dio paso a la contratación de la Empresa Especializada mediante licitación, la cual adjudicó el proceso de selección de candidatos

a miembros del Directorio de CDEC-SING a la empresa AMROP MV Consulting, con fecha 26 de diciembre de 2013.

2.2.3 REGLAMENTO DE LEY 20.698

Con fecha 16 de octubre de 2013, a través de carta CDEC-SING N°1142 se enviaron al Ministerio de Energía las observaciones al Borrador de Reglamento de la Ley N° 20.698, emitidas por las Direcciones de Operación y Peajes, y de las empresas Coordinadas del SING.

2.2.4 DECRETO SUPREMO N° 244

Con fecha 11 de diciembre, se envían observaciones al Ministerio de Energía en el marco de la revisión a borrador de propuesta de modificaciones al Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación, elaborado por la misma entidad.

2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Durante el periodo comprendido entre los meses de octubre y diciembre de 2013, no se registraron actividades asociadas a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, cuya nueva versión sería publicada a fines del año 2013 o, en su defecto, a principios del año 2014.

2.4 REGLAMENTO INTERNO

A fin de dar cumplimiento al Artículo 1 Transitorio del Decreto Supremo N°115 de 2012 del Ministerio de Energía, que modificó al Decreto Supremo N°291 de 2007, con fecha 22 de octubre de 2013, en Reunión Extraordinaria de Directorio N°508, el Directorio del CDEC-SING acordó modificaciones al Reglamento Interno vigente, reemplazando los Capítulos I y II del Título II de dicho Reglamento, relativos al Procedimiento de Elección de los Miembros del Directorio.

La propuesta de Modificación al Reglamento Interno de CDEC-SING no fue objeto de Discrepancias por parte de los Integrantes, según consta en carta del Panel de Expertos P.Ex.N° 110/2013 de fecha 22 de noviembre de 2013, por lo que ésta fue enviada a la Comisión Nacional de Energía, para su informe favorable, mediante carta Presidencia CDEC-SING N°2013/056, con fecha 25 de noviembre de 2013.

Por otra parte, el día 30 de diciembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía, a través de Resolución Exenta N° 840, Informa favorablemente Presupuesto Anual del CDEC-SING, para el año 2014 y, con fecha 31 de diciembre de 2013, a través de Resolución Exenta N° 841, Informa favorablemente Suplemento Presupuestario del CDEC-SING, para el año 2013.

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Mediante Decreto N° 5T del Ministerio de Energía, publicado el 16 de octubre de 2013, se adjudicó a la empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P los derechos de explotación y ejecución de la Nueva Obra Troncal Nueva línea 2x220 kV Encuentro Lagunas, primer circuito. La nueva línea deberá entrar en operación dentro de los 42 meses siguientes a la fecha de publicación del Decreto ya mencionado, es decir en abril de 2017.

Con fecha 30 de octubre de 2013, mediante carta CDEC-SING N°1194, la DP envió a la CNE la Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión del SING, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 99 de la LGSE.

En diciembre la DP informó a los Coordinados, los montos de ingresos y costos del proceso de licitación de la Nueva Obra Troncal Nueva línea 2x220 kV Encuentro Lagunas, primer circuito, así como también las proporciones de pago de los usuarios de dicha nueva obra.

Asimismo, en diciembre se inició el proceso de licitación de la Auditoria Técnica de la Nueva Obra Troncal ya mencionada. Se recibieron ofertas de 6 empresas participantes.

Mediante Res. Exta. N° 800 del 17 de diciembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía (CNE) informó las Bases Administrativas y Técnicas Definitivas para la realización del Estudio de Transmisión Troncal. En dichas bases, se establecen obligaciones de suministrar información, tanto por parte de las empresas que corresponda en cada caso, como de las respectivas Direcciones de Operación y de Peajes.

Mediante la publicación del Informe Anual Troncal IAT 2014, el 31 de diciembre la DP dio a conocer los pagos provisorios de peajes de inyección y de retiro por uso del sistema de transmisión troncal.

2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Durante diciembre la DP determinó, en su versión definitiva, los pagos de reliquidación por uso de instalaciones de subtransmisión VASTX y de transmisión adicional VASTxA, correspondientes al período enero 2011 a junio de 2013, por aplicación del DS N° 14/2012 del Ministerio de Energía.

Mediante Resolución Exenta N°754 de fecha 29 de noviembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía comunicó las Bases Preliminares de los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, para el período tarifario 2015-2018.

2.6 PROCEDIMIENTOS DO/DP/DAP

El siguiente cuadro presenta el estado de elaboración y tramitación de los Procedimientos emitidos por la DO, DP y DAP, asociados a las obligaciones de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, al DS N° 291 y los solicitados por la Autoridad, al 31 de diciembre de 2013.

Tabla 1: Estado Procedimientos cuarto trimestre 2013.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
1	DO	NT	Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.	Con Informe Favorable de la CNE. (06/10/2011)
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.	Con Informe Favorable de la CNE (18/10/2012).
4	DO	NT	Desempeño del Control de Frecuencia.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/10/2011)
9	DO	NT	Programación del Perfil de Tensiones y Despacho de Potencia Reactiva.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
12	DO	NT	Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
13	DO	DS 291	Comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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. (13/10/2008)
19	DO	DS 291	Información de Consumos Específicos.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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 la CNE para Informe Favorable.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
38	DP	DS 291	Pagos por Reliquidación y Cálculo de Intereses.	Con Informe Favorable de la CNE. (13/09/2010)

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
39	DP	DS 291	Sistemas de Medida de Energía.	Con Informe Favorable de la CNE. (28/02/2012)
40	DP	DS 291	Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras.	En desarrollo versión incluyendo observaciones Coordinados.
41	DP	DS 291	Tratamiento Dispositivos Tipo BESS.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
42	DP	DS 291	Valorización de Transferencias Económicas.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
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.	Enviado a la CNE para Informe Favorable.
46	DAP	DS 291	Financiamiento del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.
47	DAP	DS 291	Confección del Presupuesto del CDEC-SING.	En desarrollo versión incluyendo observaciones CNE.

3. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

3.1 COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del cuarto trimestre del año 2013 en la barra Crucero 220 kV, fue de 91,4 US\$/MWh lo que es un 16,5% superior al promedio en el mismo periodo del año 2012 (78,5 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 193,1 US\$/MWh ocurrido el día viernes 15 de noviembre lo que es un 8,0% mayor al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2012. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día martes 17 de diciembre con 46,4 US\$/MWh, valor un 22,8% menor al que se obtuvo en el mismo periodo del año 2012. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 35,7 US\$/MWh, superior a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2012, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 39,0% en los costos marginales diarios durante el periodo.

Tabla 2: Estadística Costo Marginal cuarto trimestre 2013 [US\$/MWh].

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2013	2012	Comparación 2013/2012
Promedio	91,4	78,5	16,5%
Máximo	193,1	178,8	8,0%
Mínimo	46,4	57,0	-22,8%
Desviación Estándar	35,7	25,4	40,6%
Variación	39,0%	32,3%	20,7%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio diarios del cuarto trimestre de 2013, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2012.

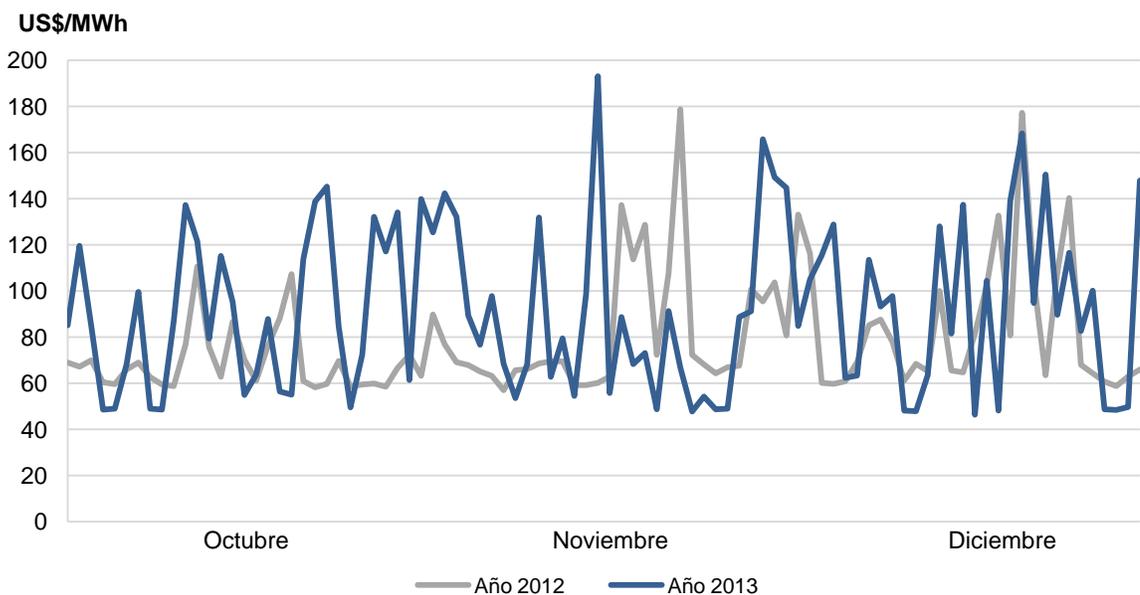


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del cuarto trimestre del año, comparados con los valores en el mismo periodo del año 2012.

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

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	Año 2013	Año 2012	Comparación 2013/2012
Oct	90,2	69,2	30,3%
Nov	88,8	81,6	8,8%
Dic	95,2	84,8	12,3%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del cuarto trimestre de 2013, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2012.

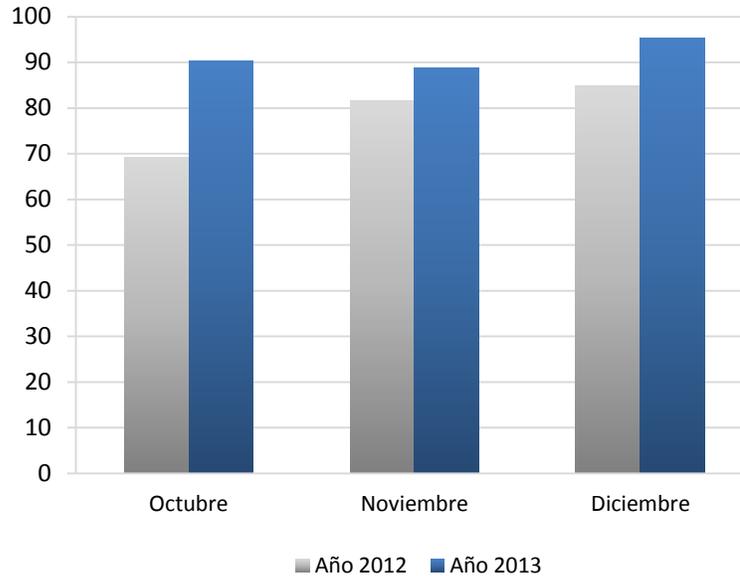


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el cuarto trimestre del presente año, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.438,6 GWh, lo que es 2,5% mayor a la generación bruta del trimestre anterior (4.330,7 GWh), y a su vez representa un incremento del 2,9% con respecto al cuarto trimestre del año 2012 (4.314,5 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2003 hasta el año 2013. Durante el año 2013 se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón. A diferencia de los últimos años se observa un aumento en el uso del diesel para generación de energía, pasando de 2,8% durante el año 2012 a 7,7% durante el año 2013.

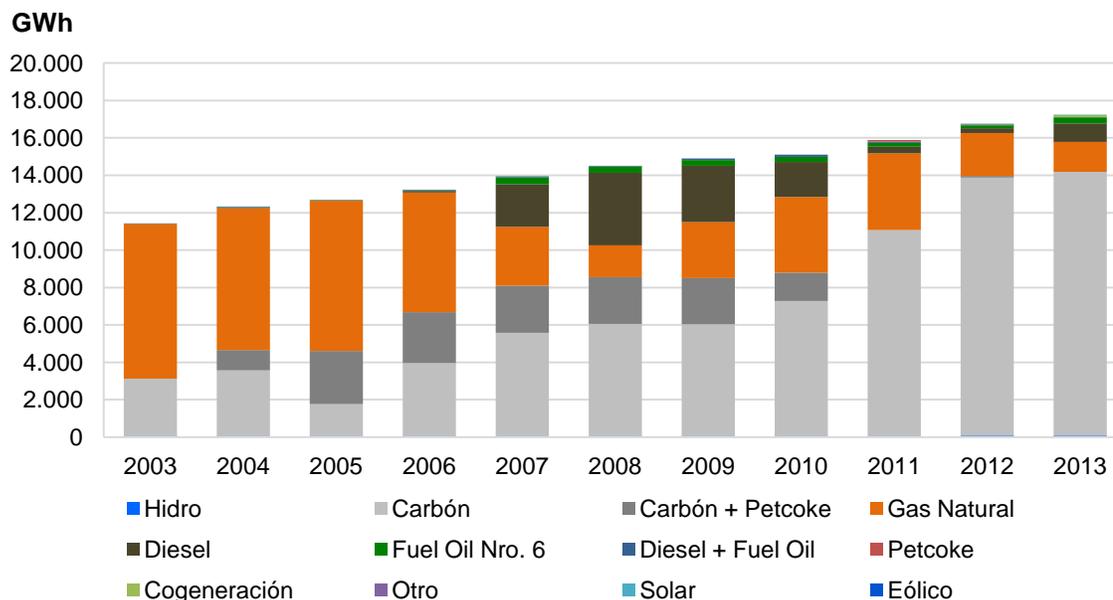


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2003-2013 [GWh].

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2003 hasta diciembre de 2013.

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

Tipo Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Carbón	26,7%	37,3%	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%
Diesel + Fuel Oil	0,2%	0,6%	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%
Gas Natural	72,5%	61,5%	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%
Hidro	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%
Otro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
GWh Anual	11.424	12.330	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 79,6% corresponde a generación con carbón, 9,6% con gas natural, 9,6% con combustibles derivados del petróleo, 0,5% con energía hidroeléctrica y 0,7% con fuentes de cogeneración.

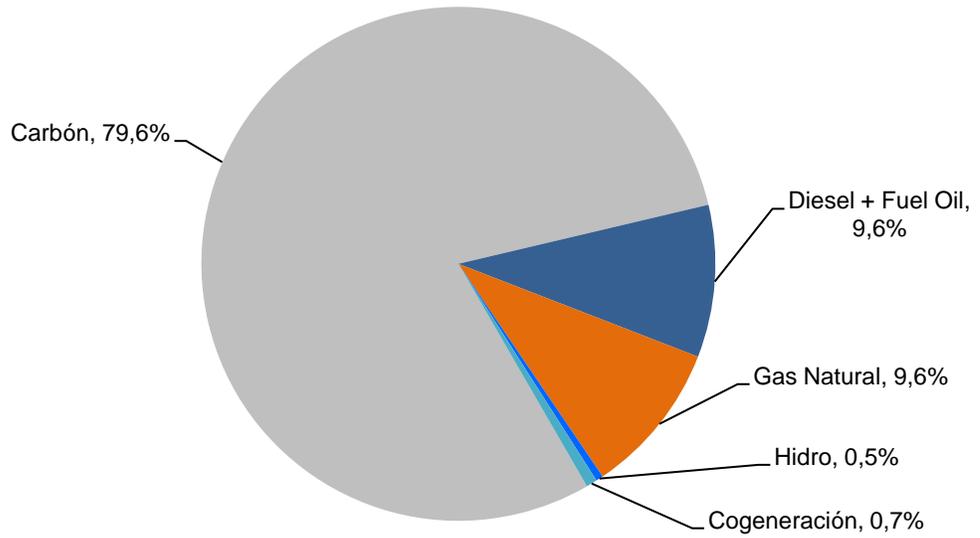


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del cuarto trimestre.

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

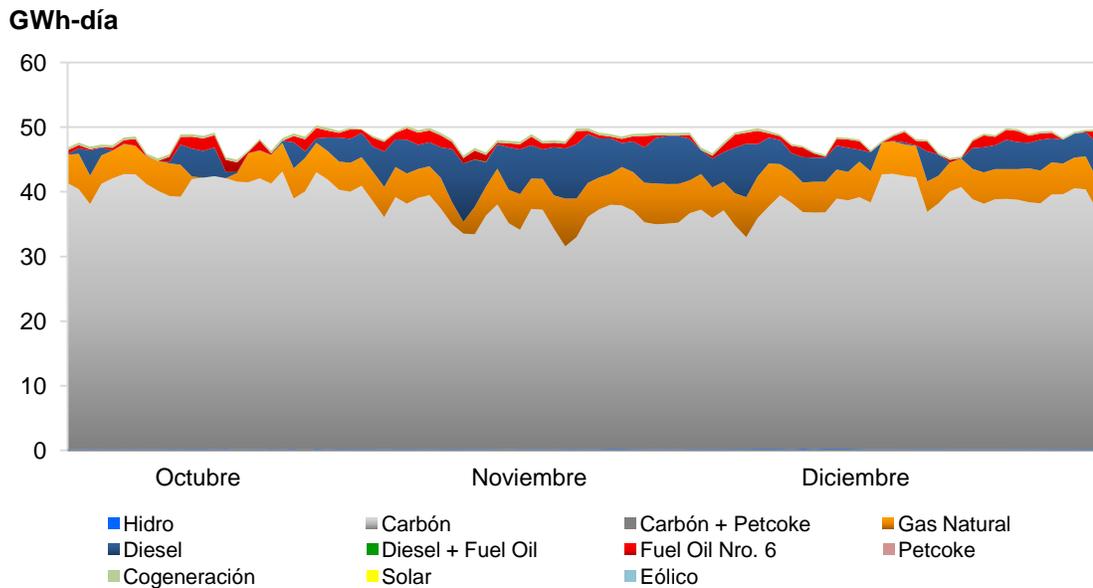


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue diciembre con 1.496 GWh, que corresponde al 33,7% de la generación bruta del trimestre.

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

Generación Bruta Mensual por Tipo de Combustible (GWh)				
Tipo Combustible	Oct	Nov	Dic	Total
Carbón	1.258,13	1.070,81	1.204,37	3.533,31
Carbón + Petcoke	0	0	0	0
Cogeneración	10,94	11,45	8,37	30,76
Diesel	61,64	180,27	96,27	338,18
Diesel + Fuel Oil	0,00	0,13	0,00	0,13
Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00
Fuel Oil Nro. 6	30,51	28,64	27,89	87,04
Gas Natural	120,98	154,23	151,95	427,17
Hidro	6,60	6,65	6,97	20,22
Otro	0	0	0	0
Petcoke	0	0	0	0
Solar	0,64	0,61	0,56	1,81
TOTAL	1.489,44	1.452,79	1.496,39	4.438,62

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 9,6% durante el cuarto trimestre de 2013, variando entre un mínimo de 8,1% durante el mes de octubre y un máximo de 10,6% durante el mes de noviembre.

Cabe señalar que, como ha ocurrido los últimos años, para el periodo presentado, la central Salta no tuvo participación en la matriz de generación de energía.

Tabla 6: Generación gas natural.

Generador	GWh	Participación
AES GENER	0	0%
GAS ATACAMA	3,2	1%
E-CL	424,0	99%
Total	427,2	100%

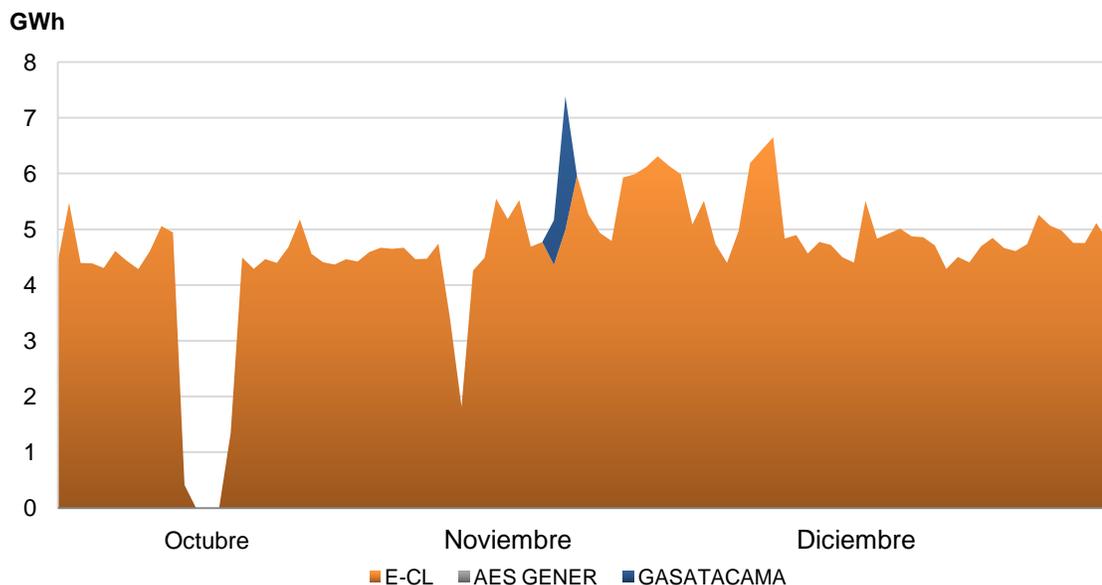


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

Por otra parte, durante los días 13 y 14 de noviembre, Central Atacama realizó pruebas con Gas Natural.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2013. La máxima generación fue de 2.221,2 MW durante la hora 22 del día domingo 1 de diciembre, y la mínima fue de 1.757,4 MW durante la hora 14 del día miércoles 18 de diciembre.

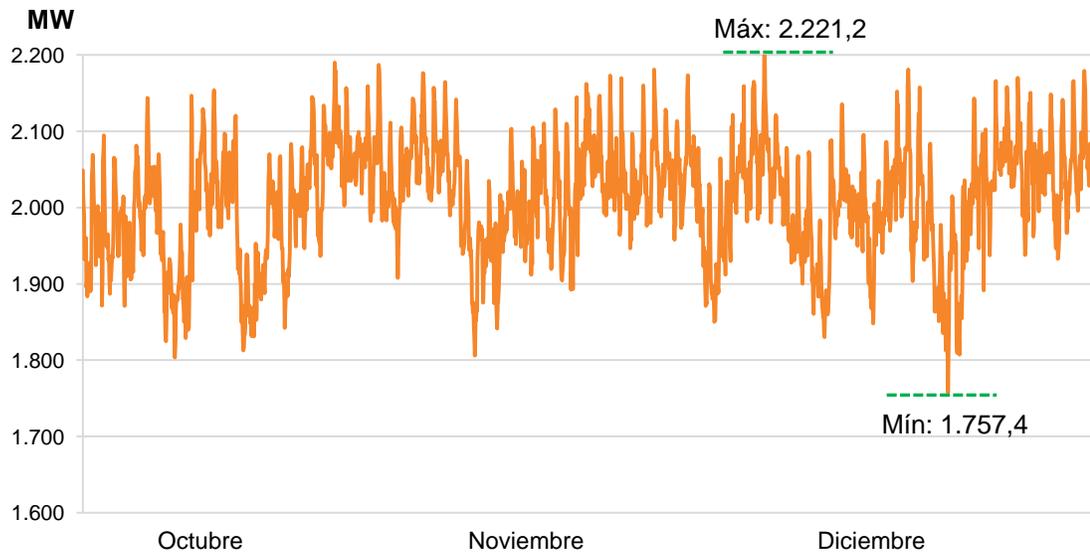


Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria cuarto trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el cuarto trimestre, donde se observó un promedio de 2.010,8 MW en el periodo, con una desviación estándar de 74,3 MW. El factor de carga del cuarto trimestre fue 90,5%, mientras que el coeficiente de variación de la demanda horaria fue de 3,7%.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria cuarto trimestre 2013.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	2.010,8
Desviación Estándar	74,3
Mínima	1.757,4
Máxima	2.221,2
Factor de Carga	90,5%
Coeficiente Variación	3,7%

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

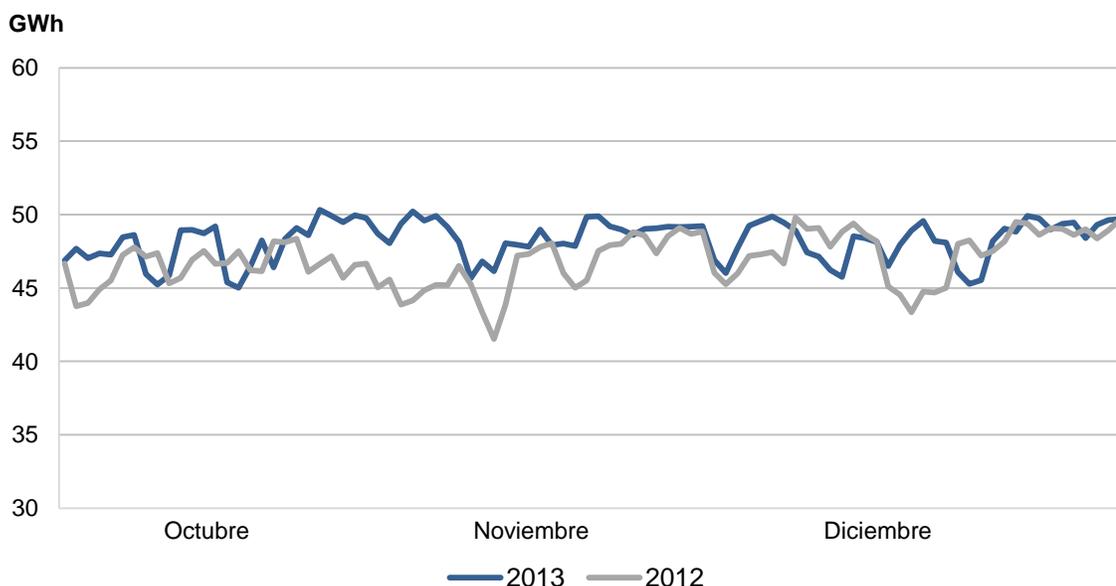


Figura 8: Energía bruta diaria cuarto trimestre 2013.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 48,3 GWh, lo que es un 2,9 % mayor al promedio del mismo periodo del año 2012. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 1,37 GWh, lo que indica una variación de 2,8 % con respecto a la media.

Tabla 8: Resumen energía bruta diaria cuarto trimestre 2013 [GWh].

Energía Bruta Diaria	2013	2012
Promedio	48,25	46,90
Desviación Estándar	1,37	1,76
Coefficiente Variación	2,8%	3,8%
Máximo	50,32	49,81
Mínimo	45,01	41,53

3.5 RESUMEN DE VENTAS CUARTO TRIMESTRE

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 octubre a diciembre 2013 fueron de 3.988,1 GWh, de los cuales el 88,3% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,7% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

Tabla 9: Ventas por empresa cuarto trimestre 2013 [GWh].

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Semestre
AES GENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	6,8	6,3	6,2	19,4
ANDINA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	82,0	79,4	61,6	222,9
ANGAMOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0

Empresa	Tipo Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Semestre
	Libre	163,5	162,7	177,8	504,0
CELTA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	88,4	86,5	84,2	259,1
E-CL	Regulado	158,0	153,2	153,4	464,7
	Libre	457,9	486,4	448,3	1.392,6
ENORCHILE	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	52,7	52,3	45,1	150,1
GASATACAMA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	17,1	15,3	19,6	52,0
HORNIOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	98,4	101,6	99,0	298,9
NORACID	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,3	0,5	0,9	1,7
NORGENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	201,7	193,5	221,0	616,2
ON GROUP	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	2,4	2,4	1,8	6,5
TOTAL	Regulado	158,0	153,2	153,4	464,7
	Libre	1.171,1	1.186,9	1.165,5	3.523,5

A continuación se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el cuarto trimestre de 2013.

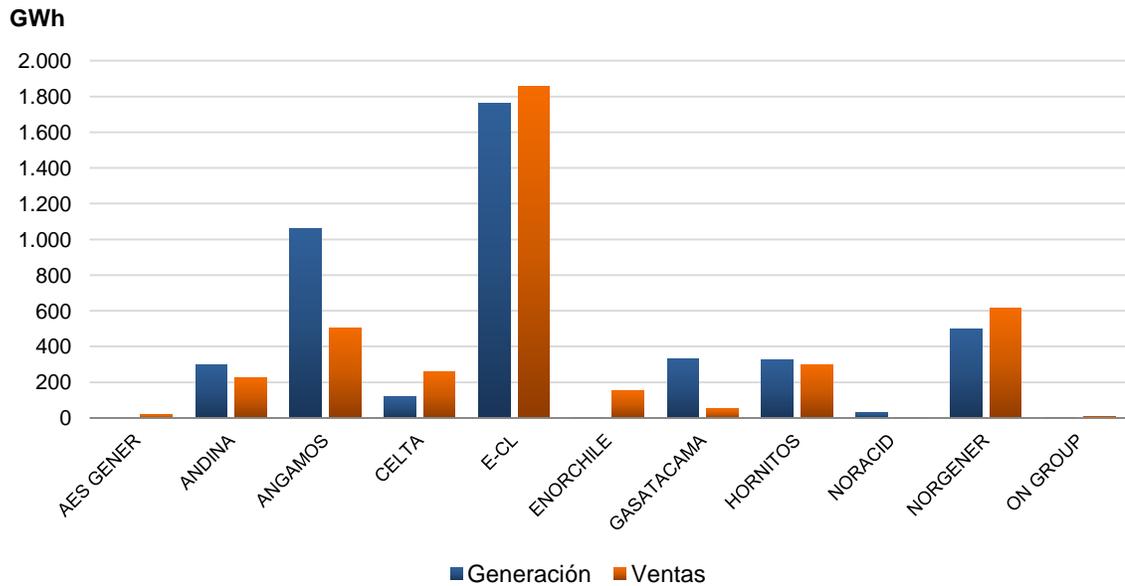


Figura 9: Generación y ventas por empresa cuarto trimestre 2013.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el cuarto trimestre del año 2013.

Tabla 10: Mantenimiento Mayor Cuarto Trimestre 2013.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
CTA1	26-oct	30-oct	5
CTTAR	01-oct	27-oct	27
CTM2	08-nov	22-nov	15
CTM2	01-dic	22-dic	22
CTM3-TG	15-oct	19-oct	5
CTM3-TV	15-oct	19-oct	5
GMAR3	04-nov	15-nov	12
M1AR3	01-oct	11-oct	11
TG2B	01-oct	04-nov	34
TV2C	01-oct	31-oct	31
CTH1	04-nov	06-nov	3
NTO1	05-nov	29-nov	25

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 Octubre – Diciembre 2013 utilizados por las centrales Mejillones, Angamos, Norgener, Tocopilla, Tarapacá, Andina y Hornitos.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del carbón referidos al Procedimiento DO “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING” (enviado a la CNE para informe favorable), es decir utiliza una base equivalente de 6.000 kcal/kg.

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

Carbón [US\$/Ton]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	78,27	80,23	87,47
ANGAMOS	94,96	95,52	95,61
NORGENER	81,65	83,49	79,50
TOCOPILLA	80,12	82,18	84,33
TARAPACÁ	82,30	83,17	86,07
ANDINA	78,77	82,98	80,72
HORNITOS	88,09	82,72	87,26

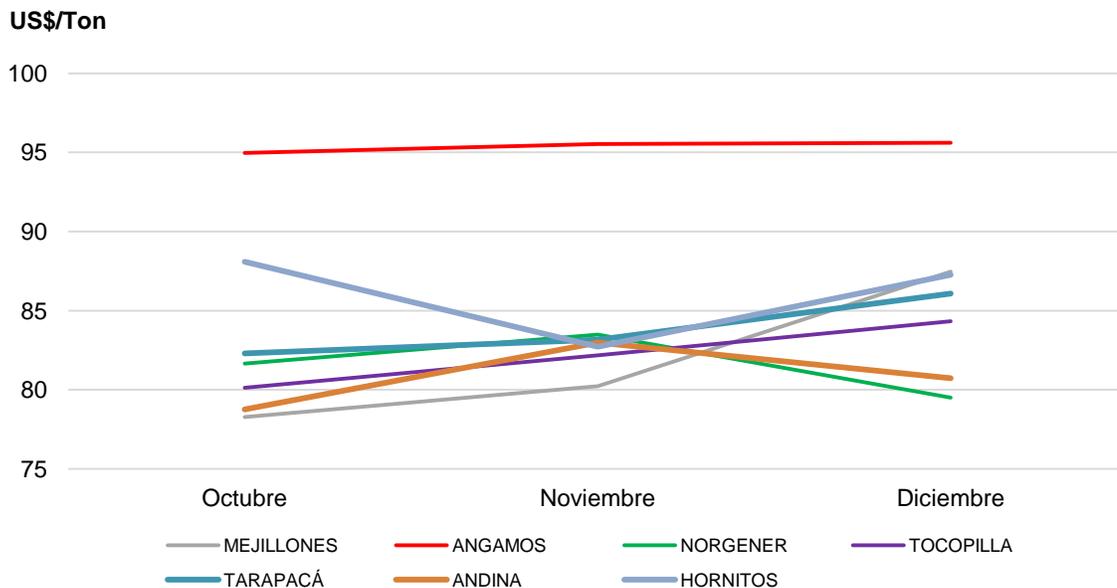


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo Octubre – Diciembre 2013, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

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

Diesel [US\$/m ³]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	844,43	809,70	834,95
ATACAMA	848,87	819,46	856,11
TOCOPILLA	839,85	805,36	830,87
TARAPACÁ	839,91	802,57	809,01

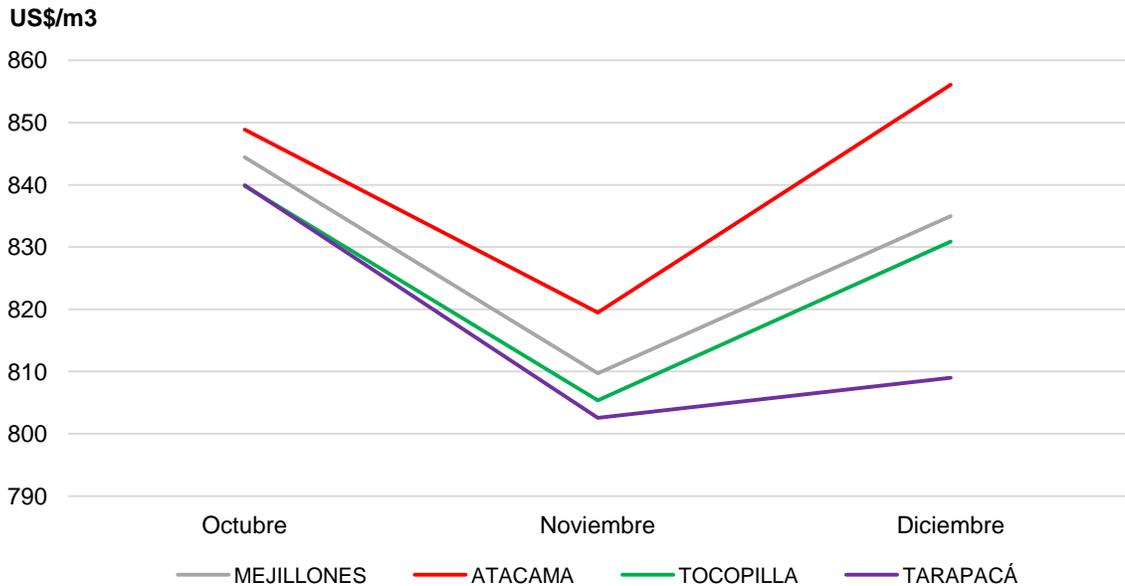


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

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 referidos al Procedimiento DO “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING” (enviado a la CNE para informe favorable), es decir utiliza una base equivalente de 9.300 kcal/kg. Además, el 16 de noviembre de 2012, Central Atacama informó por última vez el precio del gas natural. Su operación durante el año 2013 y 2014 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]	Octubre	Noviembre	Diciembre
MEJILLONES	7,44	6,09	5,64
ATACAMA	11,50	11,50	11,50
TOCOPILLA	7,44	6,09	5,64

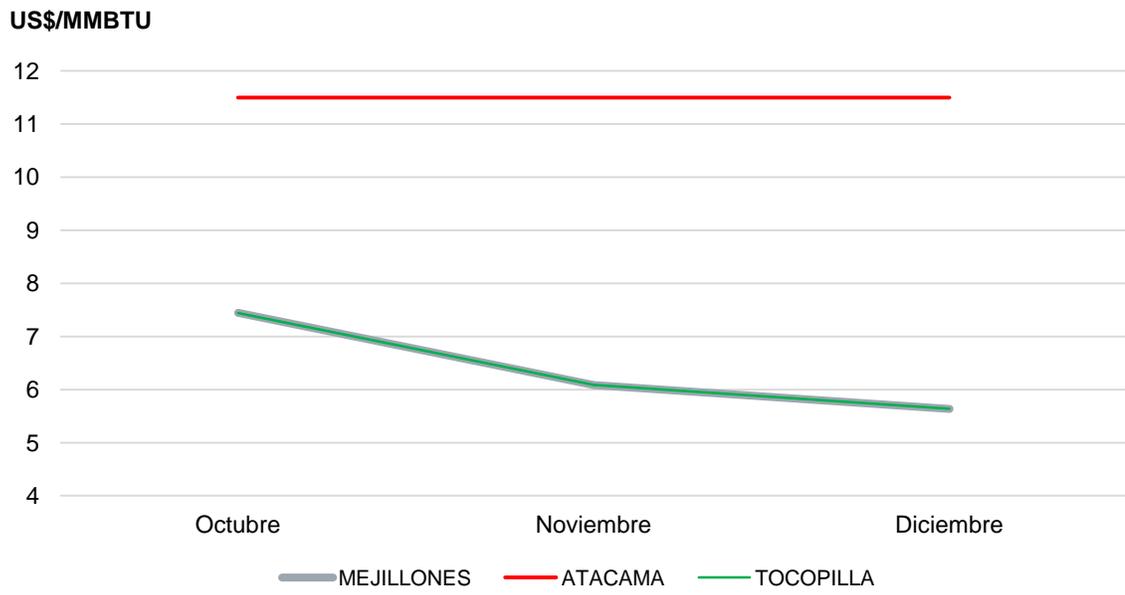


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

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 16 del Procedimiento de Informes de Fallas de Coordinados (Resolución Exenta CNE 594/2011).

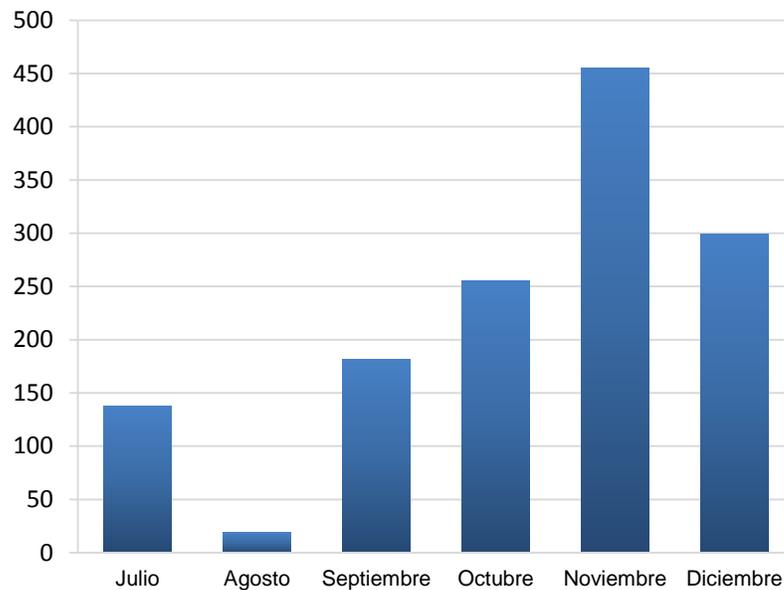


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] en los últimos 6 meses.

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, desglosado por tipo de instalación, que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 15 del Procedimiento DO: “Informes de Fallas de Coordinados” (Resolución Exenta CNE 594/2011).

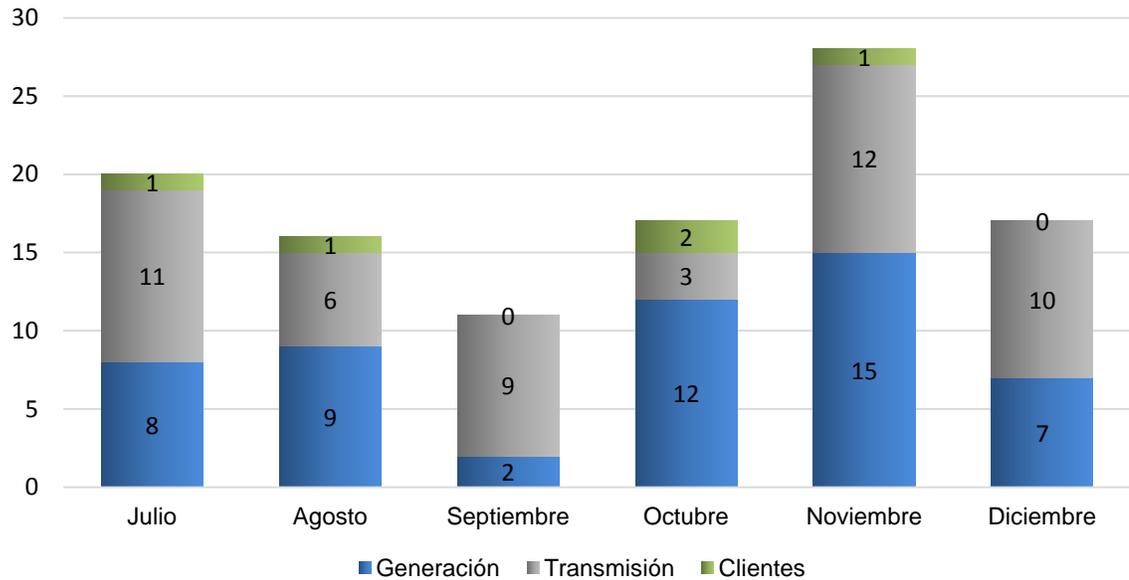


Figura 14: Número de Fallas registradas en los últimos 6 meses por tipo de instalación.

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 5-25 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).

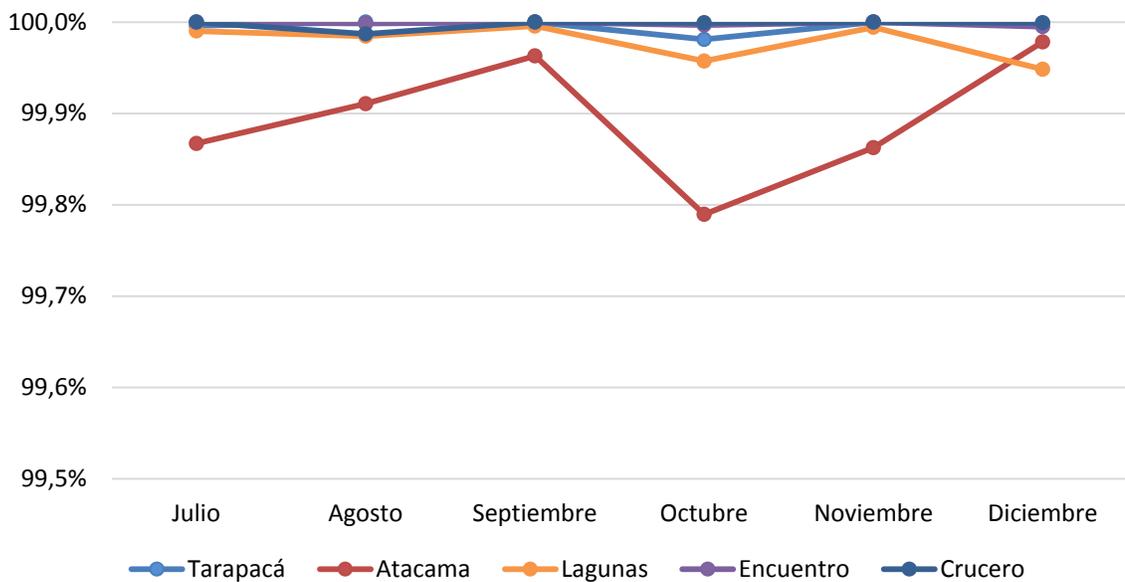


Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal.

Adicionalmente, el Artículo 5-75 de la NTSyCS indica que el valor estadístico de la tensión medido en los puntos de conexión del Sistema de Transmisión con las Instalaciones de Clientes, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el capítulo 5 de la NT, 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.

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 5-31 de la NTSyCS.

Tabla 14: Desempeño mensual de control de frecuencia.

Rango	[Hz] < 49,3	49,3 <= [Hz] < 49,8	49,8 <= [Hz] <= 50,2	50,2 < [Hz] <= 50,7	[Hz] < 50,7
Exigencia	0%	Máximo 1,5%	Mínimo 97%	Máximo 1,5%	0%
Julio	0,01%	3,31%	88,45%	8,24%	0,00%
Agosto	0,00%	1,60%	92,27%	6,13%	0,01%
Septiembre	0,00%	1,95%	90,04%	8,00%	0,00%
Octubre	0,01%	2,41%	89,40%	8,19%	0,01%
Noviembre	0,03%	2,79%	88,67%	8,54%	0,00%
Diciembre	0,01%	3,62%	86,12%	10,26%	0,02%
Julio-Diciembre	0,01%	2,61%	89,16%	8,23%	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 5-31 de la NTSyCS. Rango en el cual debe estar durante al menos 97% del periodo.

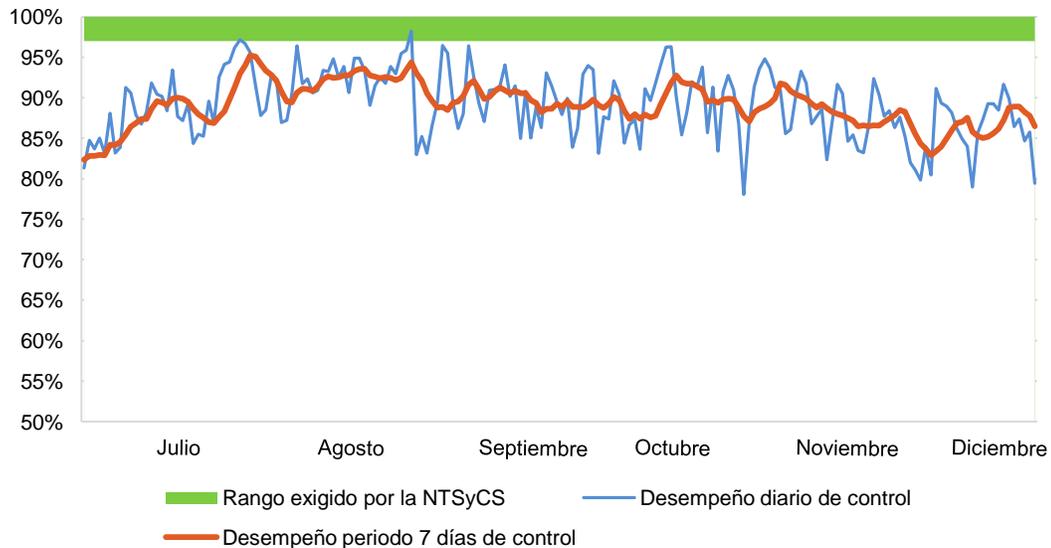


Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según artículo 5-31 de la NTSyCS.

El Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas emitido en Diciembre 2013 establece las razones del actual desempeño y aborda soluciones, que están siendo desarrolladas por la Dirección de Operación, 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.

Mes	Evento N°	Frecuencia Mínima [Hz]	Desconexión Nominal [MW]	Desconexión Real [MW]	Desemp. Real / Nominal [%]
Julio ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Agosto	3393 ⁽²⁾	49,07	45,28	24,05	53,11%
Septiembre ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
	3422	48,77	185,49	171,50	92,46%
Octubre	3428	48,70	270,24	156,62	57,96%
	3432	49,74	45,28	8,50	18,77%
Noviembre	3445	48,90	95,66	48,64	50,85%
	3450	48,83	185,49	133,32	71,87%
Diciembre	3470	48,78	185,49	124,72	67,24%
	3472 ⁽²⁾	49,05	45,28	7,16	15,81%

Nota (1): En los meses de Julio y Septiembre no se presentaron eventos que implicaran la operación del EDAC por Subfrecuencia.

(2): En los Eventos 3393 y 3472, se registra una operación parcial del primer escalón del esquema EDAC por Subfrecuencia.

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 que tuvieron operación de EDAC):

Tabla 16: Desempeño del Control Primario de Frecuencia.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a
		Reserva Programada [%]
Julio	-	-
Agosto	3393	55,73%
Septiembre	-	-
	3422	10,46%
Octubre	3428	48,00%
	3432	67,06%
Noviembre	3445	59,41%
	3450	87,09%
Diciembre	3470	52,54%
	3472	69,28%

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 por la DO, la cual se utiliza para la Programación de Corto Plazo.

La comparación se basa en el “Índice Ponderado 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 la página 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%

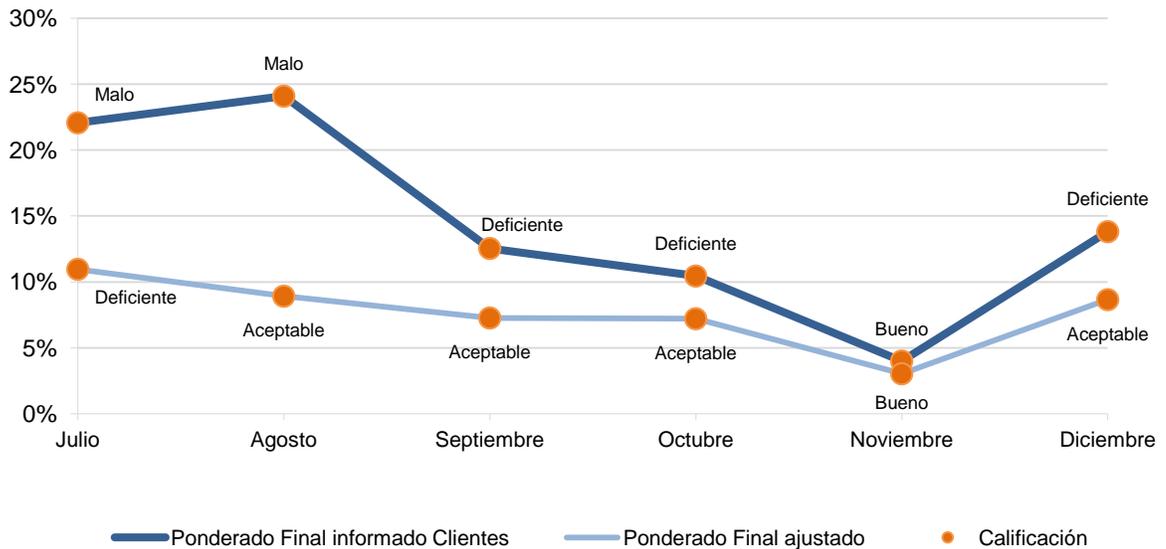


Figura 17: Comparación del índice ponderado de la Demanda Global.

6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES.

A continuación se presenta el programa de operación para los próximos 12 meses. El escenario comienza a partir del 1 de enero de 2014 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según fax: CDEC-SING N° 150/2013.
2. Unidades de Gas Atacama con indisponibilidad de gas según fax: CDEC-SING-A N° 0075/2013.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2014 versión 1.
4. Demanda de acuerdo a la última solicitud del Departamento de Planificación a los coordinados.
5. Se considera Salta indisponible, de acuerdo a previsiones de MP y LP que realizan tanto la DO como DP, las que a su vez se basan en las consideraciones de la CNE para el precio de nudo.
6. Se incluye el Parque Eólico Valle los Vientos. Durante el mes de enero, esta central se encuentra en periodo de pruebas y se estima que a partir de febrero se encuentre en operación comercial.

Respecto a los precios de combustibles, se utiliza la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 3 de enero de 2014.

Tabla 18: Programa de Mantenimiento Mayor (versión 1)

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
ANDINA	CTA1	12-02-2014	08-03-2014	25	CTA/2013/024
ANGAMOS	ANG1	04-05-2014	28-05-2014	25	CDEC-SING N° 16/2013
	ANG2	01-04-2014	25-04-2014	25	CDEC-SING N° 16/2013
CELTA	CTTAR	28-04-2014	02-05-2014	5	CDEC-SING N° 066/2013
	CTTAR	01-10-2014	30-10-2014	30	CDEC-SING N° 060/2013
	TGTAR	17-07-2014	19-07-2014	3	CDEC-SING N° 060/2013
E-CL	CTM1	01-07-2014	09-08-2014	40	E-CL N° 097/2013
	CTM2	23-11-2014	17-12-2014	25	E-CL N° 097/2013
	CTM3-TG	06-11-2014	10-11-2014	5	E-CL N° 097/2013
	CTM3-TV	06-11-2014	10-11-2014	5	E-CL N° 097/2013
	U12	10-08-2014	13-09-2014	35	E-CL N° 097/2013
	U13	19-10-2014	22-11-2014	35	E-CL N° 097/2013
	U14	26-04-2014	03-06-2014	39	E-CL N° 145/2013
	U15	12-01-2014	02-03-2014	50	E-CL N° 125/2013
	U16-TG	23-03-2014	29-03-2014	7	E-CL N° 145/2013
U16-TV	23-03-2014	29-03-2014	7	E-CL N° 145/2013	
GASATACAMA	TG1A	03-11-2014	12-11-2014	10	CDEC-SING-A N° 0070/2013
	TG2A	01-09-2014	10-09-2014	10	CDEC-SING-A N° 0070/2013
HORNITOS	CTH1	05-04-2014	30-04-2014	26	CTH/2013/016
NORGENER	NTO1	17-02-2014	21-02-2014	5	CDEC-SING N° 34/2013
	NTO1	08-07-2014	01-09-2014	56	CDEC-SING N° 34/2013
	NTO2	03-02-2014	07-02-2014	5	CDEC-SING N° 34/2013
	NTO2	01-06-2014	25-06-2014	25	CDEC-SING N° 34/2013

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y el riesgo en la generación desde enero hasta diciembre de 2014.

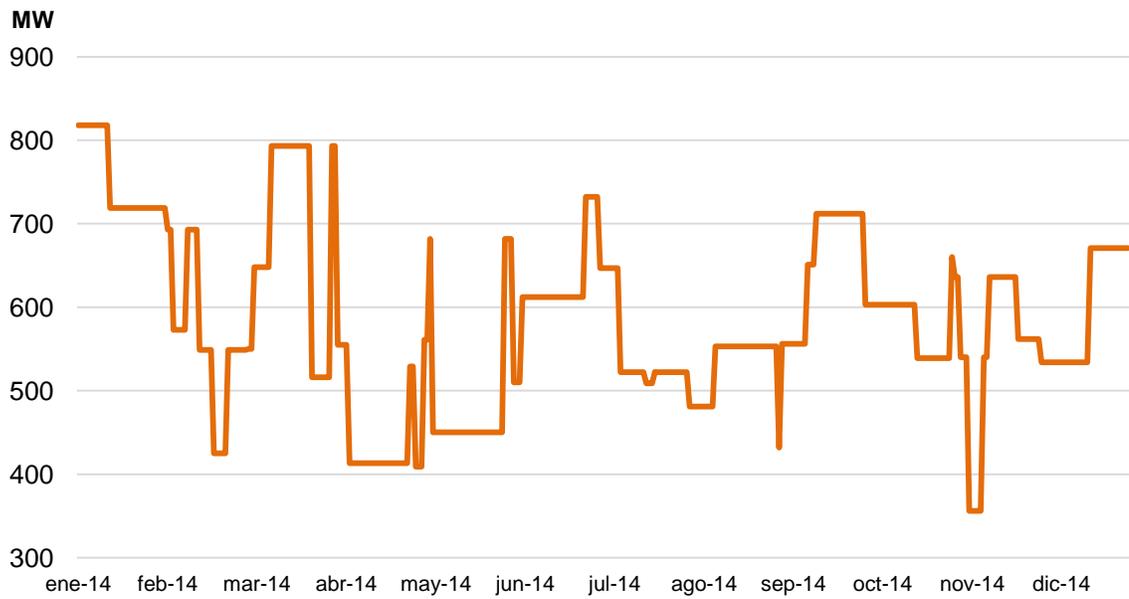


Figura 18: Reserva Esperada del SING hasta diciembre de 2014.

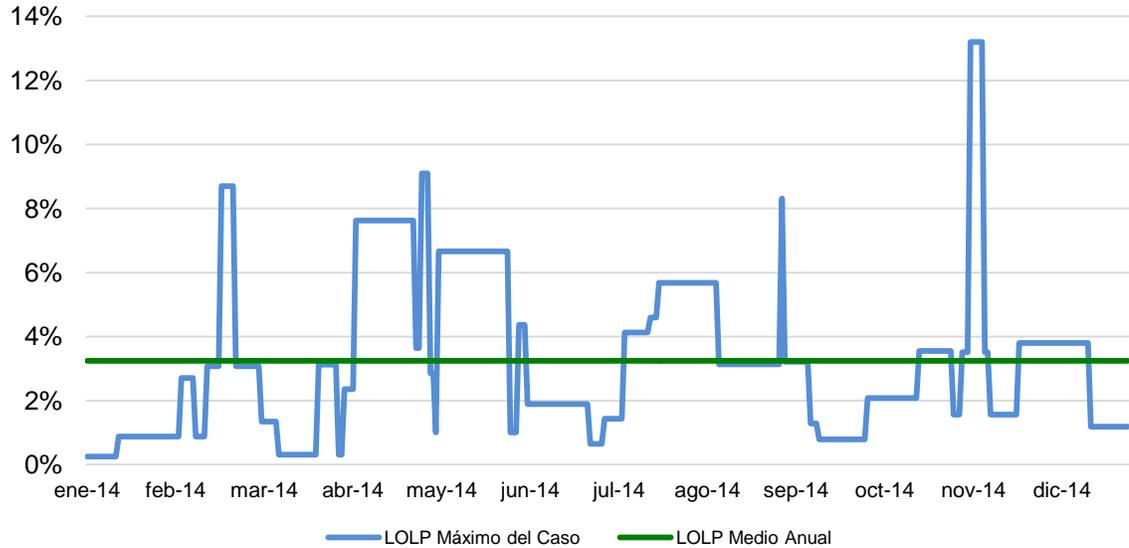


Figura 19: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 19: Operación real a diciembre de 2013 y Programa enero – diciembre 2014

CDEC-SING

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

2013

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	321,7	307,3	324,8	212,4	242,1	320,4	271,5	244,6	291,2	347,5	352,5	360,7	3.596,6
Total Gen. Bruta	321,7	307,3	324,8	212,4	242,1	320,4	271,5	244,6	291,2	347,5	352,5	360,7	3.596,6
Consumos Propios	34,5	33,1	35,4	27,5	26,0	34,8	31,9	28,4	32,5	36,7	36,6	39,2	396,6
Total Gen. Neta	287,2	274,2	289,4	184,9	216,1	285,6	239,6	216,2	258,8	310,9	315,8	321,6	3.200,0
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	22,6	104,6	99,6	100,8	107,0	104,2	116,1	115,6	111,3	101,1	84,9	112,6	1.180,5
Total Gen. Bruta	22,6	104,6	99,6	100,8	107,0	104,2	116,1	115,6	111,3	101,1	84,9	112,6	1.180,5
Consumos Propios	3,6	10,5	11,1	11,2	11,5	8,7	15,2	11,8	11,5	10,2	9,9	11,3	126,5
Total Gen. Neta	19,0	94,1	88,5	89,6	95,6	95,6	100,9	103,8	99,8	90,9	75,0	101,3	1.054,0
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	37,0	105,8	117,4	102,2	96,5	105,3	115,1	113,0	110,2	113,8	92,2	117,0	1.225,5
Total Gen. Bruta	37,0	105,8	117,4	102,2	96,5	105,3	115,1	113,0	110,2	113,8	92,2	117,0	1.225,5
Consumos Propios	4,7	10,7	11,8	10,8	10,9	11,2	12,0	11,9	11,7	12,2	9,8	12,1	129,7
Total Gen. Neta	32,3	95,1	105,6	91,5	85,6	94,0	103,1	101,1	98,5	101,6	82,4	105,0	1.095,7
E-CL													
C.H. Chapquiña	4,5	3,8	4,2	3,3	3,2	3,5	3,7	3,3	3,2	3,7	3,7	3,9	44,0
C.D. Arica	2,1	1,2	0,9	1,4	1,3	2,1	1,2	0,2	1,0	1,4	1,1	0,8	14,7
C.D. y T.G. Iquique	1,8	0,5	0,6	1,0	1,0	1,5	1,3	0,1	0,8	1,4	0,6	0,2	10,9
C.D. M.Blanco	3,9	2,5	1,5	4,8	2,6	3,6	1,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	20,7
C.T. Mejillones 3 (CC)	28,9	21,4	6,7	30,2	2,4	41,0	16,0	0,0	0,0	0,0	8,1	0,0	154,8
C.T. Mejillones 1	109,7	85,7	109,8	48,9	93,1	96,5	111,1	105,3	92,0	104,2	83,7	105,9	1.145,9
C.T. Mejillones 2	113,8	100,4	90,9	111,4	114,9	105,2	112,4	99,0	110,4	112,8	29,1	0,0	1.100,4
D Enaex	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
C Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Unidad 10 - 11	3,4	5,5	2,3	8,2	7,0	2,6	1,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	31,7
Unidad 12 - 13	113,4	61,1	75,7	80,8	43,7	63,3	57,4	50,2	96,9	108,4	97,7	87,7	936,3
Unidad 14 - 15	169,3	103,0	90,1	163,9	167,4	168,3	167,0	174,7	163,4	170,8	161,8	174,7	1.874,5
Unidad 16 (CC)	128,0	89,7	176,4	108,8	137,6	2,5	127,4	150,1	114,3	121,0	142,9	152,0	1.450,7
T.Gas 1	0,4	0,3	0,5	0,3	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,2	2,7
T.Gas 2	0,3	0,3	0,4	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	2,2
T.Gas 3	1,5	1,7	1,6	2,2	1,8	1,6	1,0	0,4	0,9	1,1	0,1	0,1	14,0
SUTA	20,3	16,5	16,6	24,4	19,7	17,3	23,0	26,9	12,7	27,8	26,7	26,1	258,2
Parque Solar el Águila							0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	2,1
Total Gen. Bruta	701,2	493,8	578,3	589,8	596,6	509,2	625,3	611,7	596,3	653,6	556,6	551,7	7.064,3
Consumos Propios	44,6	33,3	34,0	35,5	34,7	34,4	43,3	42,0	37,6	32,3	24,1	33,3	429,0
Total Gen. Neta	656,6	460,5	544,3	554,3	561,9	474,8	582,1	569,7	558,7	621,3	532,5	518,4	6.635,2
CELTA													
C.T. Tarapacá	67,5	94,4	101,0	66,0	76,3	99,2	96,1	104,3	91,0	0,0	54,1	62,6	912,4
TGTAR	0,9	0,7	0,5	0,4	0,5	0,7	0,4	0,1	0,3	0,9	0,6	0,4	6,3
Total Gen. Bruta	68,4	95,0	101,5	66,4	76,8	99,9	96,5	104,4	91,3	0,9	54,7	63,0	918,8
Consumos Propios	5,6	7,7	8,2	5,1	6,2	8,1	7,8	8,3	7,1	0,0	5,1	5,3	74,5
Total Gen. Neta	62,9	87,3	93,2	61,3	70,6	91,8	88,7	96,1	84,2	0,9	49,5	57,7	844,3
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	100,3	89,8	99,2	84,4	97,7	97,6	101,0	100,3	97,5	99,2	17,3	87,2	1.071,7
Nueva Tocopilla 2	96,2	86,7	97,9	86,3	98,5	87,7	12,3	90,9	96,8	100,1	97,5	95,9	1.047,0
Total Gen. Bruta	196,5	176,5	197,1	170,7	196,2	185,4	113,4	191,2	194,3	199,4	114,9	183,2	2.118,6
Consumos Propios	13,1	12,6	15,3	12,4	14,3	13,6	8,1	13,9	14,3	14,7	8,4	13,5	154,3
Total Gen. Neta	183,4	163,9	181,7	158,3	181,9	171,8	105,3	177,3	180,0	184,7	106,5	169,6	1.964,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,7	0,6	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	8,5
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	8,5
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	17,1
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	17,1
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	38,1	11,1	6,7	0,0	29,3	12,3	11,6	0,0	0,0	14,3	50,1	3,3	176,9
Atacama TG1B	22,8	6,3	14,9	0,0	46,6	28,1	1,6	12,1	13,0	19,7	54,6	47,6	267,2
Atacama TV1C	33,3	9,2	7,9	0,0	40,7	22,3	7,2	6,4	7,0	18,3	60,8	27,1	240,1
Atacama TG2A	0,5	1,8	0,2	15,5	0,9	10,5	7,6	12,5	0,0	2,6	4,8	9,1	66,1
Atacama TG2B	2,4	0,0	0,0	28,3	4,1	8,8	33,9	15,9	0,0	0,0	6,1	1,9	101,5
Atacama TV2C	1,1	0,0	0,0	24,3	2,1	10,1	21,4	13,6	0,0	0,2	3,0	4,4	80,1
Total Gen. Bruta	98,1	28,3	29,7	68,1	123,7	92,2	83,3	60,5	20,1	55,2	179,2	93,4	931,8
Consumos Propios	4,0	2,2	2,3	3,2	4,2	3,8	3,6	3,0	1,9	2,8	5,9	3,8	40,6
Total Gen. Neta	94,1	26,1	27,4	64,9	119,5	88,4	79,7	57,5	18,1	52,4	173,3	89,6	891,2
GENER													
Central Salta													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
CAVANCHA													
C.H. Cavancha	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	17,0
Total Gen. Bruta	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	17,0
Consumos Propios	0,0					0,0							0,0
Total Gen. Neta	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	17,0
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	1,4	0,8	1,1	1,6	1,3	2,2	2,7	2,7	1,3	2,7	1,9	1,8	21,6
Total Gen. Bruta	1,4	0,8	1,1	1,6	1,3	2,2	2,7	2,7	1,3	2,7	1,9	1,8	21,6
Consumos Propios	0,0		0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
Total Gen. Neta	1,4	0,8	1,0	1,6	1,2	2,1	2,6	2,6	1,3	2,6	1,8	1,7	20,7
ENORCHILE													
Estandartes	1,4	0,7	0,5	0,9	0,8	1,5	0,8	0,2	0,7	1,0	0,8	0,5	9,8
C.D. M.Blanco										0,0	0,5	0,8	1,3
Total Gen. Bruta	1,4	0,7	0,5	0,9	0,8	1,5	0,8	0,2	0,7	1,0	1,3	1,3	11,1
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3
Total Gen. Neta	1,3	0,7	0,5	0,8	0,8	1,5	0,8	0,1	0,7	1,0	1,3	1,3	10,8
NORACID													
PAM	9,7	8,3	9,1	11,7	2,2	12,7	11,9	12,6	11,9	10,9	11,4	8,4	120,7
Total Gen. Bruta	9,7	8,3	9,1	11,7	2,2	12,7	11,9	12,6	11,9	10,9	11,4	8,4	120,7
Consumos Propios	4,1	0,0	0,2	0,1	2,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	6,8
Total Gen. Neta	5,6	8,3	9,0	11,6	0,2	12,7	11,6	12,6	11,9	10,8	11,4	8,4	113,9
SPS LA HUAYCA													
Huayca1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,4
Total Gen. Bruta	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,4
Consumos Propios	0,0		0,0					0,0					0,0
Total Gen. Neta	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,4
ON GROUP													
AGB					0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,8
Total Gen. Bruta					0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,8
Consumos Propios	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta					0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,8

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos												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	1.461,2	1.324,1	1.462,3	1.327,6	1.446,2	1.436,0	1.439,5	1.459,5	1.431,7	1.489,4	1.452,8	1.496,4	17.226,7
Consumos Propios	114,3	110,2	118,4	105,8	109,9	114,7	122,3	119,4	116,6	109,1	100,0	118,5	1.359,2
Generación Neta	1.347,0	1.213,9	1.343,9	1.221,8	1.336,3	1.321,4	1.317,2	1.340,0	1.315,0	1.380,3	1.352,8	1.377,9	15.867,5
Pérd. de Transm.	28,6	40,7	32,9	29,1	44,8	52,0	45,8	31,2	40,7	51,2	12,7	58,8	468,5
													0,0
VENTAS SING	1.318,3	1.173,3	1.311,0	1.202,8	1.291,5	1.269,4	1.271,5	1.308,8	1.274,4	1.329,1	1.340,1	1.319,0	15.409,2
ENS													
Comg Crucero 220 (USD /MWh)	98,7	68,8	65,8	82,1	74,0	74,9	81,9	79,8	64,2	88,7	88,8	95,2	80,2

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.

2014

Prog. (1)

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	386,2	352,9	351,9	220,9	232,8	376,2	391,3	381,8	361,0	391,2	377,2	378,7	4.202,0
Total Gen. Bruta	386,2	352,9	351,9	220,9	232,8	376,2	391,3	381,8	361,0	391,2	377,2	378,7	4.202,0
Consumos Propios	20,5	19,0	17,1	20,4	4,1	20,1	21,1	21,1	19,8	21,1	20,4	20,4	224,9
Total Gen. Neta	365,7	333,8	334,8	200,5	228,7	356,1	370,3	360,7	341,2	370,1	356,9	358,3	3.977,1

CT ANDINA SA													
C.T. Andina	116,8	41,4	86,7	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	113,0	1.277,4
Total Gen. Bruta	116,8	41,4	86,7	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	113,0	1.277,4
Consumos Propios	12,1	4,3	8,9	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	11,7	131,8
Total Gen. Neta	104,8	37,2	77,7	101,4	104,8	101,4	104,8	104,8	101,4	104,8	101,4	101,4	1.145,5

INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	15,2	117,6	113,8	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	113,8	1.281,7
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	15,2	117,6	113,8	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	113,8	1.281,7
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	1,6	12,1	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	11,7	131,4
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	13,6	105,5	102,1	105,5	105,5	102,1	105,5	102,1	102,1	1.150,3

E-CL													
C.H. Chapiquíña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,7	47,4
C.D. Arica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.D. y T.G. Iquique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.D. M.Blanco	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.T. Mejillones 3 (CC)	110,6	100,1	110,9	107,3	110,9	107,3	0,0	78,4	107,3	110,9	107,0	107,3	1.157,9
C.T. Mejillones 1	114,6	103,5	114,6	110,9	114,6	110,6	114,6	114,6	110,9	114,6	81,1	48,0	1.252,5
C.T. Mejillones 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Unidad 10 - 11	0,0												17,2
Unidad 12 - 13	118,7	97,9	106,8	115,0	115,8	110,8	118,9	76,8	78,1	88,8	57,4	114,9	1.199,8
Unidad 14 - 15	121,2	82,0	171,5	156,7	86,3	162,6	177,1	177,1	171,2	177,1	171,0	171,4	1.825,0
Unidad 16 (CC)	179,6	228,6	186,7	223,3	254,3	223,2	224,3	245,8	241,3	238,4	239,0	218,3	2.702,7
T.Gas 1	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T.Gas 2	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T.Gas 3	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUTA	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Parque Solar el Águila													
Total Gen. Bruta	648,5	615,5	694,1	716,8	686,2	718,6	639,1	697,0	712,9	734,0	659,1	663,5	8.185,2
Consumos Propios	37,5	32,7	40,9	40,1	36,3	40,5	34,3	37,0	39,3	40,7	35,9	36,6	451,7
Total Gen. Neta	611,0	582,7	653,3	676,7	649,9	678,2	604,8	660,0	673,6	693,3	623,2	627,0	7.733,5

CELTA													
C.T. Tarapacá	103,9	93,9	104,2	90,7	97,2	100,8	104,2	103,9	100,6	3,4	100,8	100,8	1.104,3
TGTAR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Bruta	103,9	93,9	104,2	90,7	97,2	100,8	104,2	103,9	100,6	3,4	100,8	100,8	1.104,3
Consumos Propios	7,0	6,4	7,1	6,1	6,6	6,8	7,1	7,0	6,8	0,2	6,8	6,8	74,8
Total Gen. Neta	96,9	87,5	97,1	84,6	90,6	94,0	97,1	96,9	93,8	3,1	94,0	94,0	1.029,5

NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	100,2	74,5	100,4	97,2	100,4	97,2	22,7	0,0	94,0	100,4	97,2	97,2	981,5
Nueva Tocopilla 2	100,4	74,5	100,4	97,2	100,4	16,2	100,4	100,4	97,2	100,4	97,0	97,2	1.081,9
Total Gen. Bruta	200,7	149,0	200,9	194,4	200,9	113,4	123,1	100,4	191,2	200,9	194,2	194,4	2.063,4
Consumos Propios	13,4	10,0	13,4	13,0	13,4	7,5	8,3	6,8	12,8	13,4	13,0	13,0	137,9
Total Gen. Neta	187,3	139,1	187,5	181,4	187,5	105,9	114,8	93,6	178,4	187,5	181,2	181,4	1.925,5

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio													
Mini Hidro El Toro													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	1,0	0,1	1,3	33,4	0,5	5,9	23,1	9,4	0,0	0,0	6,0	22,4	103,2
Atacama TG1B	1,1	0,1	2,0	40,8	0,2	13,2	21,7	10,6	1,4	20,8	5,0	11,6	128,3
Atacama TV1C	2,3	0,2	3,6	82,2	0,7	21,2	49,6	22,2	1,5	23,0	12,1	37,7	256,5
Atacama TG2A	0,3	33,7	13,7	19,1	57,8	4,9	0,4	23,8	0,2	14,6	7,2	0,4	176,2
Atacama TG2B	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Atacama TV2C	0,3	36,5	14,8	20,6	62,5	5,3	0,5	25,8	0,2	15,8	7,8	0,4	190,6
Total Gen. Bruta	5,1	70,6	35,4	196,2	121,7	50,4	95,3	91,9	3,3	74,2	38,1	72,5	854,7
Consumos Propios	0,1	1,5	0,8	3,7	2,6	1,0	1,8	1,9	0,1	1,5	0,8	1,4	17,0
Total Gen. Neta	5,0	69,1	34,6	192,5	119,1	49,4	93,5	90,0	3,2	72,7	37,4	71,1	837,7
GENER													
Central Salta													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	18,2
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,4	18,2
Consumos Propios	0,0	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	1,5
Total Gen. Neta	1,5	1,0	1,4	1,4	1,3	1,5	1,6	1,4	1,5	1,5	1,2	1,4	16,8
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	0,0	2,1	0,7	0,2	2,4	0,2	0,0	1,7	0,5	1,0	1,7	0,0	10,6
Total Gen. Bruta	0,0	2,1	0,7	0,2	2,4	0,2	0,0	1,7	0,5	1,0	1,7	0,0	10,6
Consumos Propios	0,0	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	1,5
Total Gen. Neta	0,0	1,8	0,6	0,2	2,0	0,2	0,0	1,5	0,4	0,9	1,5	0,0	9,1
ENORCHILE													
Estandartes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C.D. M.Blancos	20,7	18,7	20,8	20,1	20,7	20,1	20,8	20,8	20,1	20,8	20,1	20,1	243,7
Total Gen. Bruta	20,7	18,7	20,8	20,1	20,7	20,1	20,8	20,8	20,1	20,8	20,1	20,1	243,7
Consumos Propios	5,3	4,8	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3	5,3	5,2	5,3	5,2	5,2	62,7
Total Gen. Neta	15,4	13,9	15,4	14,9	15,4	14,9	15,4	15,4	14,9	15,4	14,9	14,9	181,0
NORACID													
PAM	12,7	11,5	12,7	12,4	12,7	12,2	12,8	12,7	12,4	12,8	12,3	12,2	149,5
Total Gen. Bruta	12,7	11,5	12,7	12,4	12,7	12,2	12,8	12,7	12,4	12,8	12,3	12,2	149,5
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	4,2	4,3	4,2	4,4	4,3	4,2	4,3	4,2	4,2	50,8
Total Gen. Neta	8,4	7,6	8,4	8,2	8,4	8,1	8,5	8,4	8,2	8,4	8,1	8,1	98,7
SPS LA HUAYCA													
Huayca1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ON GROUP													
AGB				0,0									0,0
Total Gen. Bruta				0,0									0,0
Consumos Propios													
Total Gen. Neta				0,0									0,0

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	12,2	18,2	19,4	22,7	18,8	19,1	18,9	22,0	18,9	19,3	20,6	19,1	229,2
Total Gen. Bruta	12,2	18,2	19,4	22,7	18,8	19,1	18,9	22,0	18,9	19,3	20,6	19,1	229,2
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Gen. Neta	12,2	18,2	19,4	22,7	18,8	19,1	18,9	22,0	18,9	19,3	20,6	19,1	229,2
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.625,9	1.481,4	1.645,7	1.604,1	1.629,3	1.639,5	1.641,5	1.668,1	1.649,0	1.693,4	1.652,4	1.689,5	19.619,9
Consumos Propios	112,3	94,1	110,1	105,9	97,4	108,6	106,2	108,0	111,5	110,9	110,0	110,8	1.285,9
Generación Neta	1.513,5	1.387,3	1.535,7	1.498,2	1.531,9	1.530,9	1.535,3	1.560,1	1.537,5	1.582,5	1.542,5	1.578,8	18.334,0
Pérd. de Transm.	48,7	40,8	46,4	42,4	43,1	50,7	47,0	48,9	50,9	58,6	49,3	51,3	578,1
VENTAS SING	1.464,8	1.346,5	1.489,3	1.455,8	1.488,7	1.480,2	1.488,2	1.511,2	1.486,6	1.523,9	1.493,1	1.527,4	17.755,9
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	111,0	111,0	106,5	124,1	89,4	138,8	124,5	119,8	135,6	125,5	85,1	129,1	116,7

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.

Tabla 20: Proyectos de Generación en Construcción al 31 de diciembre de 2013.

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio⁽¹⁾	Potencia Neta MW
Parque Solar El Águila I	1° Semestre 2014	2
Central Salar CODELCO	1° Semestre 2014	60
Pozo Almonte Solar 2 y 3	1° Semestre 2014	7,5 / 16
Ampliación de Planta Fotovoltaica La Huayca	1° Semestre 2014	9
Arica Solar I	1° Semestre 2014	40
PMG La Portada	ene-14	3
Valle de los Vientos	ene-14	90
María Elena FV	sep-14	72
Complejo FV San Pedro	sep-14	150

Tabla 21: Proyectos de Transmisión en Construcción al 31 de diciembre de 2013.

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio⁽¹⁾
Ampliación SE Salar 220 kV	1° Semestre 2014
Ampliación SE Calama	1° Semestre 2014
Ampliación Encuentro y LT 2x220 kV Encuentro-Sierra Gorda	1° Semestre 2014
Sist. Tx estaciones de bombeo 1 y 2 Transmisora Baquedano	1° Semestre 2014
Ampliación S/E Cerro Dragón y Alto Hospicio	1° Semestre 2014
Tap Off Quiani	ene-14
Tap Off Uribe	mar-14

Tabla 22: Proyectos de Consumo en Construcción al 31 de diciembre de 2013.

Proyectos de Consumo	Puesta en Servicio⁽¹⁾	Demanda Media MVA
Tap Off Antucoya	1° Semestre 2014	7
Minera Quadra Proyecto Sierra Gorda	1° Semestre 2014	150
Minera Pampa Camarones	1° Semestre 2014	6
Línea 69 Kv y S/E OLAP Minera Escondida	mar-14	19,6
Antucoya Fase II	jul-14	55
OGP1 Minera Escondida	oct-14	115

Nota (1): La fecha de puesta en servicio corresponde a la informada por la Empresa Solicitante.

8. ANEXOS

ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas 23, 24 y 25 se presentan los eventos ocurridos en la operación en el cuarto trimestre de 2013, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 15 del Procedimiento de Informes de Fallas de Coordinados (mediante Resolución Exenta CNE 594/2011).

A continuación se presentan las fallas asociados a instalaciones de generación.

Tabla 23: Fallas de unidades generadoras.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Pérdida de Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3420	01-oct	9:34	Desenganche de la Unidad U13.	Trip caldera.	49,75	No	34,00	0
3421	02-oct	13:02	Desenganche de la Unidad U13.	Falla ventilador tiro forzado.	49,63	No	80,00	0
3422	02-oct	18:05	Desenganche de la Unidad ANG2.	Falla en la fuente de alimentación de la protección del generador F02, que produjo operación de relé 86GB.	48,77	4	263,00	200,00
3423	02-oct	18:45	Desenganche de la componente TG1A.	Apagado de llama por no ingreso de combustible en los inyectores de combustible secundarios.	49,75	No	49,00	0
3427	08-oct	11:17	Desenganche de la unidad PAM.	Falla en el controlador del sistema de enfriamiento de la planta de ácido sulfúrico.	50,00	No	17,00	0
3428	10-oct	22:50	Desenganche de la unidad ANG1.	Baja presión del colector de agua de alimentación.	48,70	4	264,00	154,30
3430	11-oct	11:29	Desenganche de la unidad U15.	Desenganche manual por bajo nivel domo, falla transmisor de nivel.	50,26	No	131,00	0
3432	29-oct	14:42	Desenganche de la unidad ANG2.	Desconexión bomba circuladora de agua de mar mientras se controlaba el nivel de pozo de torres de enfriamiento.	49,00	1	154,00	5,30
3433	29-oct	16:36	Desenganche de la unidad U15.	Bajo nivel del domo.	49,61	No	119,00	0
3434	29-oct	22:08	Desenganche de la componente TG1B.	Problema en sistema de control de domo.	49,78	No	93,82	0
3435	30-oct	8:36	Desenganche de la unidad PAM.	Falla en quemador de planta de ácido sulfúrico Mejillones.	50,00	No	17,00	0
3436	31-oct	15:30	Desenganche de la unidad CTM2.	Falla en fuente de poder del control de los quemadores.	49,26	No	156,00	0
3437	03-nov	9:36	Desenganche de todas las unidades de la Central diesel INACAL.	Problemas en el sistema de control (se investiga).	50,00	No	6,80	0
3438	03-nov	13:03	Desenganche de la unidad CTH.	Falla de comunicación en el DCS.	49,19	No	157,00	0
3441	05-nov	8:02	Desenganche de la unidad U13.	Bajo flujo de aire combustión.	49,73	No	51,00	0
3442	05-nov	9:43	Desenganche de la componente CTM3-TG.	Error operacional.	49,76	No	59,00	0
3443	06-nov	4:34	Desenganche unidad CTA.	Alto nivel del Domo.	49,64	No	62,00	0
3444	06-nov	10:37	Desenganche de la unidad CTM1.	Alta temperatura del vapor sobrecalentado.	49,47	No	129,00	0
3445	06-nov	20:07	Desenganche de la componente TG1B.	Bajo nivel del domo.	48,90	2	95,00	47,80
3446	09-nov	12:09	Desenganche de la unidad CTA.	Alto nivel domo.	49,21	No	138,00	0
3447	10-nov	16:43	Desenganche de la componente TG2A.	Fuga de combustible líquido por válvula Check Cámara Combustión N° 13.	49,74	No	44,00	0
3449	14-nov	8:19	Desenganche unidad CTM1.	Relé auxiliar de la protección buchholz con contacto dañado.	49,38	No	150,00	0
3450	14-nov	20:54	Desenganche de la unidad ANG1.	Operación de la protección de excitación del generador por la falla del sistema de refrigeración del AVR.	48,79	3	263,00	117,15
3451	15-nov	17:40	Desenganche de la unidad CTM1.	Error de maniobra por parte de mantenedor eléctrico que en rutina de inspección diaria pasa a llevar regleta de conexión operando protección de Transformador Auxiliar de unidad CTM1.	49,58	No	149,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Pérdida de Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3452	15-nov	20:27	Desenganche de la unidad U13.	Alto nivel del colector.	49,63	No	78,00	0
3454	22-nov	11:17	Desenganche de la componente TG1A.	Saturación filtros de petróleo.	49,42	No	96,00	0
3464	29-nov	0:18	Desenganche de la unidad PAM.	Falla en el variador de frecuencia de la planta.	50,00	No	16,00	0
3465	01-dic	21:07	Desenganche de la unidad U14.	Falsa señal alta temperatura carcasa turbina.	49,70	No	92,00	0
3467	11-dic	21:29	Desenganche de la unidad U12.	Retiro forzado de unidad por baja presión de vapor principal a la entrada de turbina.	49,86	No	38,00	0
3469	15-dic	23:44	Desenganche de la unidad CTTAR.	Falla en el control de damper línea gases de caldera.	49,19	No	140,00	0
3470	16-dic	9:27	Desenganche de la unidad ANG2.	Alta vibración descansos de turbina.	48,78	3	263,00	145,60
3472	18-dic	8:36	Desenganche de la unidad CTA.	Alta temperatura vapor recalentado.	49,00	1	161,00	11,40
3476	21-dic	18:54	Desenganche unidad U13.	Descontrol de aire de combustión.	50,00	No	64,00	0
3481	31-dic	3:02	Desenganche de la unidad CTH	Alta presión del hogar por tubo roto en caldera.	49,06	No	156,00	0

A continuación se presentan las fallas asociados a instalaciones de transmisión.

Tabla 24: Fallas de transmisión.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
3424	03-oct	9:49	Interrupción de la línea 66 kV Pozo Almonte - Sagasca con pérdida de consumo de 3,6 MW.	Se investiga	50,00	3,60
3426	05-oct	12:23	Interrupción línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica.	Conductor cortado entre las postaciones N° 47 y 48.	50,00	5,60
3431	29-oct	12:47	Interrupción línea 220 kV O'Higgins - Coloso.	Flashover mientras se efectuaba lavado de aislación en S/E O'Higgins.	50,00	11,73
3439	04-nov	11:08	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Descarga por lavado de aisladores.	50,00	0,70
3440	04-nov	11:09	Interrupción del Circuito Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica.	Bajo voltaje por falla en regulador de voltaje de unidad CHAP1.	50,00	3,20
3448	12-nov	15:05	Interrupción de la línea 220 kV Norgener - Crucero N°2, en el extremo de S/E Norgener.	Operación errónea de la protección de distancia 21/21N en la Zona 3 del interruptor 52J2 en S/E Norgener, asociada a la línea 220 kV Norgener - Crucero N°2.	49,24	0
3453	21-nov	5:08	Interrupción de la línea 220 kV Córdoros - Parinacota.	Contaminación de la aislación en la estructura N° 327.	50,00	27,00
3455	23-nov	16:09	Interrupción de la Línea 110 kV Chacaya - Mejillones.	Operación de relé 63OT de sobrepresión de aceite trafo de arranque CTM2, por error en el bloqueo, provoca operación de protección 87L en S/E Mejillones, durante faena asociada al mantenimiento mayor de CTM2.	50,00	4,00
3456	23-nov	16:16	Interrupción línea 110 kV Tap Off Oeste - Minsal.	Operación de protección multifunción diferencial del transformador por sobre corriente debido a sobreconsumo.	50,10	35,11
3457	24-nov	10:14	Interrupción del circuito Línea 220 kV Atacama - Encuentro circuito N° 1	Flashover en la estructura N° 57, fase C a tierra a 23 km de la S/E Atacama y 96,4 km de la S/E Encuentro	50,00	0
3458	27-nov	10:20	Interrupción de la línea 220 KV Lagunas - Collahuasi Circuito N° 2.	Se acciona en forma accidental Relé de Control.	50,00	0
3459	27-nov	15:13	Interrupción del segmento línea 110 kV Mejillones - El Lince.	Alta contaminación de T/P 110 kV Fase 2 de S/E El Lince.	50,10	19,40
3460	28-nov	4:09	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - El Lince.	Se investiga.	50,00	7,80
3461	28-nov	15:55	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - El Lince.	Se investiga.	50,00	14,30
3463	29-nov	0:05	Interrupción línea 110 kV Chacaya - Mejillones.	Collera cortada en estructura N° 6 provoca caída de conductor sobre línea 110 kV Mejillones - El Lince.	50,00	0,50
3466	02-dic	12:51	Interrupción de Línea 66 KV CD Iquique - Iquique.	Poste Chocado en estructura N°5.	50,00	0
3468	13-dic	9:05	Interrupción de la S/E Tap Off La Cruz.	Operación de protección función 50/51 producto de flashover en LT 23KV Tap Off La Cruz-Planta.	50,00	3,95
3471	17-dic	20:56	Interrupción Circuito Línea 110 kV Mejillones - El Lince.	Ave electrocutada en estructura N° 125.	50,00	18,70
3473	18-dic	9:17	Interrupción de la Barra 66 kV en S/E Arica.	Error operacional por parte de especialista de protecciones.	50,00	2,50
3474	19-dic	23:03	Interrupción del transformador principal de la unidad CTTAR.	Desperfecto en el pararrayos fase 2 del paño JT1 ubicado en S/E Tarapacá.	50,52	190,00
3475	21-dic	18:42	Interrupción del transformador principal de la unidad CTTAR.	Falla en Pararrayos de la fase 2, al intentar normalizar el 52JT1 en S/E Tarapacá.	51,31	178,30
3477	21-dic	22:25	Interrupción de la línea 66 kV Tap Off Palestina - El Peñón.	Corte de conductor en estructura N° 57.	49,60	58,69
3478	24-dic	8:36	Interrupción de la Línea 110 KV Chacaya - Muelle en el extremo de S/E Chacaya.	Se investiga.	50,00	20,60

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
3479	28-dic	9:45	Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - Antofagasta. Con 23 MW.	Flash over en la estructura N°40 durante trabajos de lavado de aislación.	50,00	23,00
3480	29-dic	20:09	Interrupción del Circuito de Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Ave electrocutada en estructura N°688.	50,00	3,68

A continuación se presentan las fallas asociados a instalaciones de clientes.

Tabla 25: Fallas de clientes.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
3425	04-Oct.	18:35	Rechazo de carga minera Escondida con 140 MW.	Operación de protección 50BF en Paño 220 kV-JT7 Transformador 220/66 kV (Opera protección 86B).	50,91	149,48
3429	11-Oct	10:43	Rechazo de carga de Minera Collahuasi con 60 MW.	Pérdida de la línea 1 y línea 3 de molienda por problemas en el área de flotación.	50,49	60,00
3462	28-nov	17:33	Rechazo de carga de minera Chuquicamata con 76 MW.	Falla en línea interna de 100kV, circuito N° 11.	50,71	76,00

ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

En la tabla siguiente se presentan las Desconexiones Manuales de Carga (DMC) ocurridas durante la operación del cuarto trimestre de 2013.

Tabla 26: Desconexiones Manuales de Carga.

Fecha	Hora Inicio	Hora Fin	Causa	Subestación Afectada	Demanda Base [MW]	DMC [%]	Desconexión Clientes Libres [MW]	Desconexión Clientes Regulados [MW]
14-nov	21:52	23:30	Déficit de potencia.	SING (afecta a todo el sistema)	994	7	16,8	8,7