

ENERO-MARZO 2014 INFORME TRIMESTRAL DEL CDEC-SING

1. INTRODUCCIÓN	3
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
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 PRIMER TRIMESTRE	17
3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES	18
4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	19
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
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES.	29
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	37
8. ANEXOS	38
ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	38

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 enero al 31 de marzo de 2014, 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 enero y marzo de 2014, 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 enero y marzo de 2014, se publicó en el Diario Oficial, la Ley N° 20.726 con el fin de Promover la Interconexión de Sistemas Eléctricos Independientes, que modificó en lo pertinente la Ley General de Servicios Eléctricos (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, con fecha 23 de enero de 2014 se recibe Resoluciones Exentas de la CNE N° 32, 33, 34, 35, y 36 informando desfavorablemente los procedimientos: “Remuneración de Servicios Complementarios”, “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”, “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”, “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”, y “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.

Se continúa desarrollando las demás actividades que se indican en el decreto en cuestión.

2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115

Durante el primer trimestre de 2014, 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.

Con fecha 20 de marzo de 2014 se realizó Reunión Extraordinaria de Directorio N°521, en la cual se verificó la conformación de los Segmentos y el número de votos que corresponde a cada sector, definiendo la Base Electoral Definitiva, la que fue publicada en el sitio web del CDEC-SING el día 02 de Abril de 2014. En la misma reunión se verificó la existencia de las ternas de candidatos a miembros de Directorio de todos los segmentos, las que fueron publicadas el mismo día 20 de marzo

Adicionalmente, en dicha Reunión se acordó que la elección del nuevo Directorio se realizará el día 23 de abril de 2014, a partir de las 9:00 hrs. en el Salón Rapel del Hotel Atton de Vitacura.

Finalmente, con fecha 4 de marzo de 2014, se realizó la publicación del registro público que contiene las características principales de los contratos de suministro vigentes en el SING, todo

esto en cumplimiento del Artículo 37, literal r) del DS N°291 de 2007 modificado a través del DS N°115 de 2012.

2.2.3 REGLAMENTO DE LEY 20.698

Durante el periodo comprendido entre los meses de enero y marzo de 2014 no se registraron actividades asociadas al Reglamento de la Ley N° 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC).

2.2.4 DECRETO SUPREMO N° 244

Durante el periodo comprendido entre los meses de enero y marzo de 2014 no se registraron actividades asociadas al nuevo Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación.

2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Durante el periodo comprendido entre los meses de enero y marzo de 2014 no se registraron actividades asociadas a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

2.4 REGLAMENTO INTERNO

Durante el periodo comprendido entre los meses de enero y marzo de 2014 no se registraron modificaciones al Reglamento Interno vigente.

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En el período febrero y marzo de 2014, mediante cartas CDEC-SING N°216, 271 y 233, la DP envió a la CNE la información requerida en las Bases del Estudio de Transmisión Troncal del período 2015 – 2018, la cual fue obtenida de los propietarios de instalaciones de transmisión y de los promotores de los proyectos de generación y transmisión en desarrollo.

Mediante Resolución Exenta N° 84/2014 de la Comisión Nacional de Energía, con fecha 17 de marzo, fue adjudicada al Consorcio Mercados Interconectados el Estudio de Transmisión Troncal para el proceso tarifario troncal del período 2015-2018.

En enero, mediante carta CDEC-SING 52/2014 fue informado a la CNE y a la SEC, la adjudicación de la Auditoría Técnica de la Nueva Obra Troncal correspondiente a la Nueva línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito, a la empresa Tierra Andina Ingeniería y Proyectos S.A. De acuerdo al Informe Bimestral de avance de Auditoría Técnica presentado en marzo, la ejecución del proyecto, presenta alrededor de un 5% de avance, con la adjudicación de los principales contratos de ingeniería, gestión ambiental y gestión predial.

Mediante la publicación del Informe de Revisión Anual Troncal IRA 2013, el 31 de marzo de 2014, la DP dio a conocer los pagos definitivos de peajes de inyección y de retiro por uso del sistema de transmisión troncal, y los pagos por reliquidación correspondientes.

2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Durante diciembre, la DP determinó en su versión definitiva, los pagos 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. Asimismo, se determinaron los pagos por reliquidación por las diferencias entre los pagos por el DS 320 y el DS 14.

Se recibió una observación de la empresa Emel, mediante carta GG/021/2014 de 4 de febrero de 2014, respecto de los intereses que corresponden por reliquidación de las diferencias entre los pagos por el DS 320 y el DS 14. Los pagos por reliquidación fueron informados por la DP en diciembre de 2013. Mediante carta CDEC-SING N° 314/2014 se efectuó una consulta a la SEC en relación a la aplicación de reliquidación que corresponde entre los usuarios del sistema de subtransmisión.

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.

Mediante Oficio Ordinario N° 101/2014 de fecha 21 de marzo, la CNE dio a conocer el Informe Técnico que determinó las líneas y subestaciones de subtransmisión, para el proceso tarifario del período 2015 - 2018. El informe indicado recogió las observaciones efectuadas por la DP mediante carta CDEC-SING 243/2014 de fecha 19 de febrero.

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 marzo de 2013.

Tabla 1: Estado Procedimientos primer 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.
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)

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.
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).

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.	Informado desfavorablemente por la CNE. (23/01/2014)
30	DO	DS 130	Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.	Informado desfavorablemente por la CNE. (23/01/2014)
31	DO	DS 130	Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.	Informado desfavorablemente por la CNE. (23/01/2014)
32	DO	DS 130	Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.	Informado desfavorablemente por la CNE. (23/01/2014)
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 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)
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.

N°	Dirección	Tipo	Procedimiento	Estado
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.	Informado desfavorablemente por la CNE. (23/01/2014)
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 primer trimestre del año 2014 en la barra Crucero 220 kV, fue de 88,0 US\$/MWh lo que es un 12,7% superior al promedio en el mismo periodo del año 2013 (78,1 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 185,3 US\$/MWh ocurrido el día domingo 26 de enero lo que es un 15,9% menor al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2013. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día martes 21 de enero con 46,0 US\$/MWh, valor un 6,9% menor al que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 37,9 US\$/MWh, inferior en un 3,6% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2013, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 43,1% en los costos marginales diarios durante el periodo.

Tabla 2: Estadística Costo Marginal primer trimestre 2014 [US\$/MWh].

CMg promedio diario Crucero 220 kV			
Estadístico	2014	2013	Comparación 2014/2013
Promedio	88,0	78,1	12,7%
Máximo	185,3	214,8	-15,9%
Mínimo	46,0	49,1	-6,9%
Desviación Estándar	37,9	39,3	-3,6%
Variación	43,1%	50,4%	-16,8%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio diarios del primer trimestre de 2014, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2013.

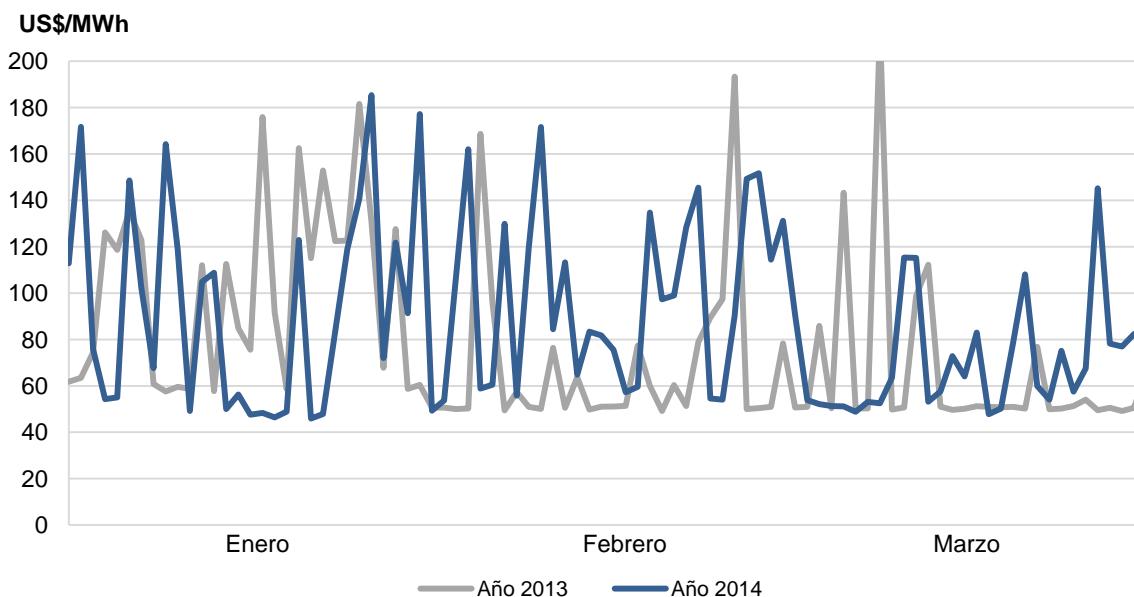


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del primer trimestre del año, comparados con los valores en el mismo periodo del año 2013.

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

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	Año 2014	Año 2013	Comparación 2014/2013
Ene	93,2	98,7	-6,0%
Feb	98,5	68,8	43,2%
Mar	73,4	65,8	11,5%

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del primer trimestre de 2014, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2013.

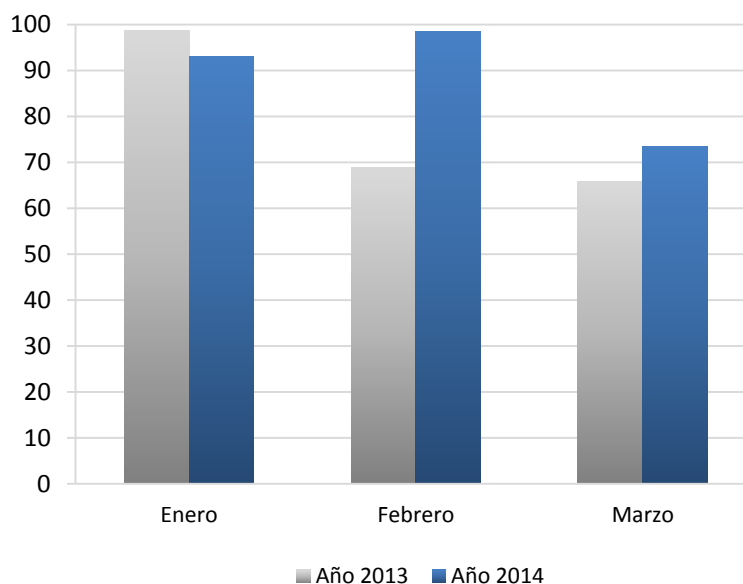


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el primer trimestre del año 2014, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.264,8 GWh, lo que es 3,9% inferior a la generación bruta del trimestre anterior (4.438,6 GWh), y a su vez representa un incremento del 0,4% con respecto al primer trimestre del año 2013 (4.247,6 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2004 hasta el año 2014. Durante lo que va del año 2014 se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón.

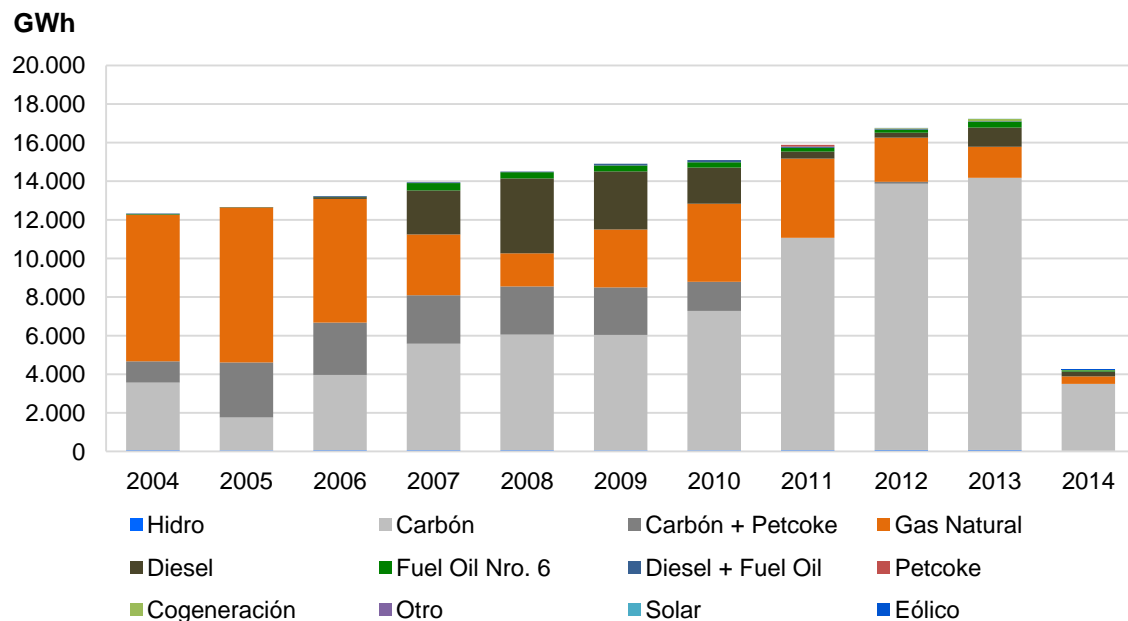


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2004-2014 [GWh].

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2004 hasta marzo de 2014.

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

Tipo Combustible	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Carbón	37,3%	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	81,8%	81,7%
Diesel + Fuel Oil	0,6%	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,7%	7,3%
Gas Natural	61,5%	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,3%	9,1%
Hidro	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%
Cogeneración	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,4%
ERNC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%
GWh Anual	12.330	12.657	13.236	13.946	14.502	14.907	15.100	15.889	16.756	17.237	4.265

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 81,7% corresponde a generación con carbón, 9,1% con gas natural, 7,3% con combustibles derivados del petróleo, 0,5% con energía hidroeléctrica, 0,4% con fuentes de cogeneración y 1,0% con ERNC.

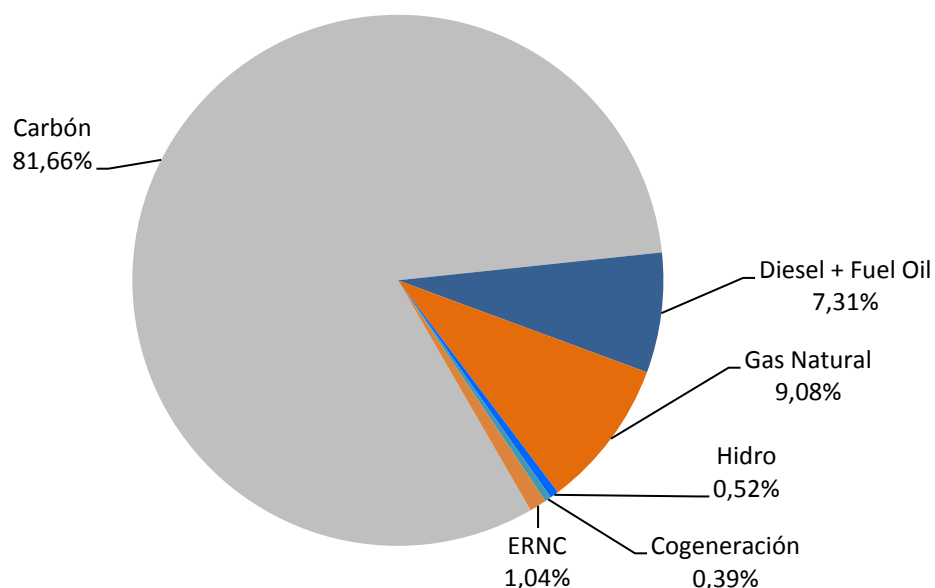


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del primer trimestre.

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

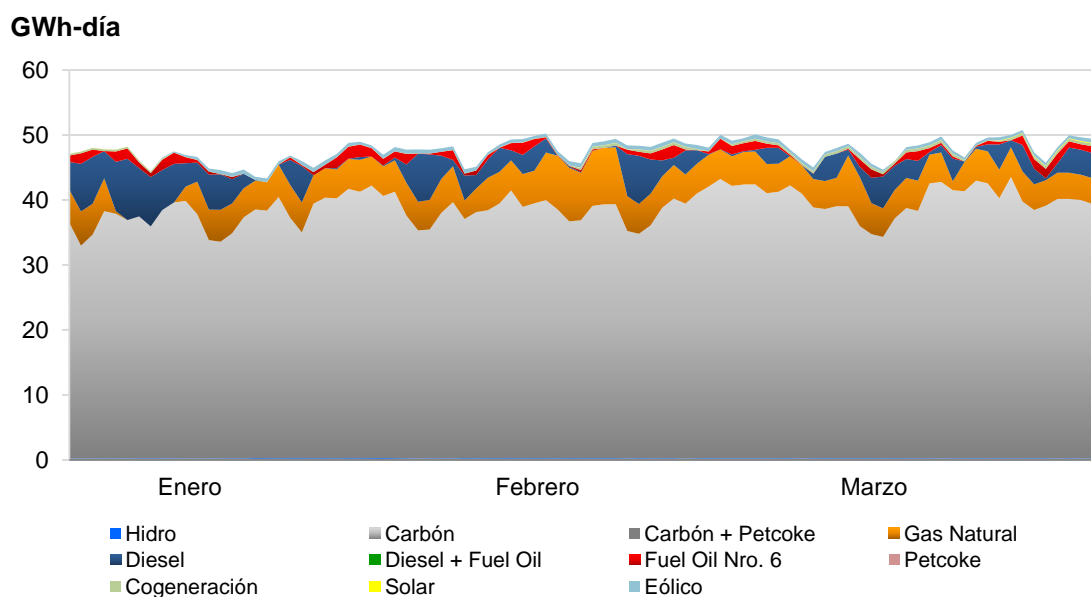


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del primer trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue marzo con 1.494 GWh, que corresponde al 35,0% 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	Ene	Feb	Mar	Total
Carbón	1.168,10	1.084,56	1.229,84	3.482,49
Carbón + Petcoke	0	0	0	0
Cogeneración	2,31	4,13	10,30	16,74
Diesel	111,51	64,01	69,54	245,06
Diesel + Fuel Oil	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólico	11,37	15,66	14,64	41,67
Fuel Oil Nro. 6	25,93	19,62	21,08	66,63
Gas Natural	115,92	131,39	139,88	387,19
Hidro	7,69	7,08	7,57	22,33
Otro	0	0	0	0
Petcoke	0	0	0	0
Solar	0,56	0,78	1,39	2,72
TOTAL	1.443,39	1.327,22	1.494,23	4.264,84

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 9,1% durante el primer trimestre de 2014, variando entre un mínimo de 8,0% durante el mes de enero y un máximo de 9,9% durante el mes de febrero.

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	0,0	0%
E-CL	381,0	92%
NORGENER	31,0	8%
Total	412,0	100%

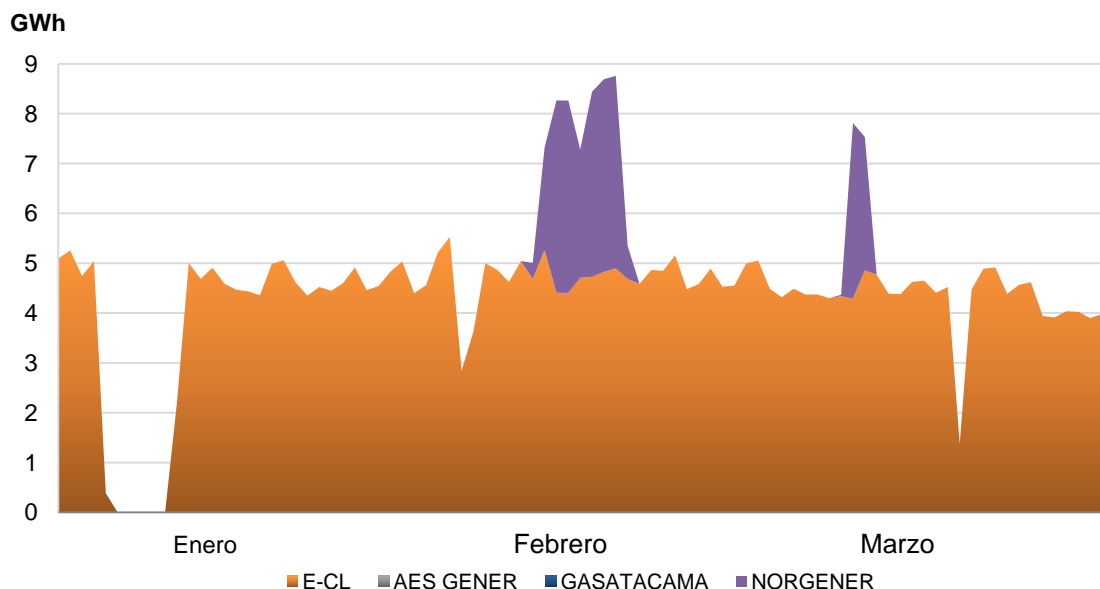


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el primer trimestre del año 2014. La máxima generación fue de 2.207,1 MW durante la hora 22 del día domingo 30 de marzo, y la mínima fue de 1.739,8 MW durante la hora 14 del día sábado 18 de enero.

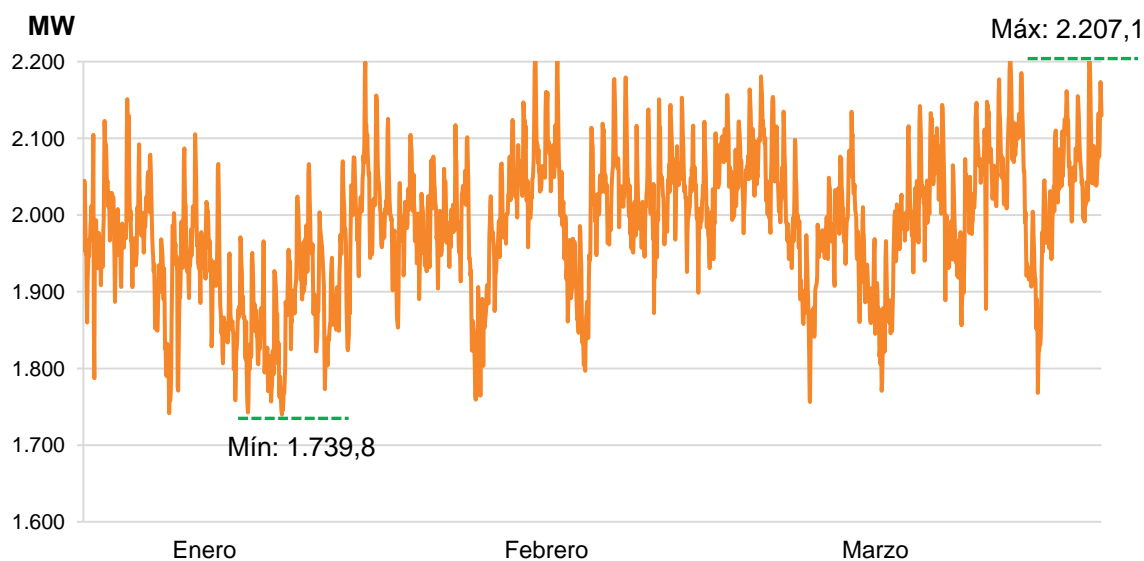


Figura 7: Potencia Bruta Media Horaria primer trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el primer trimestre, donde se observó un promedio de 1.986,4 MW en el periodo,

con una desviación estándar de 88,6 MW. El factor de carga del primer trimestre fue 90,0%, mientras que el coeficiente de variación de la demanda horaria fue de 4,5%.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria primer trimestre 2014.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	1.986,4
Desviación Estándar	88,6
Mínima	1.739,8
Máxima	2.207,1
Factor de Carga	90,0%
Coeficiente Variación	4,5%

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

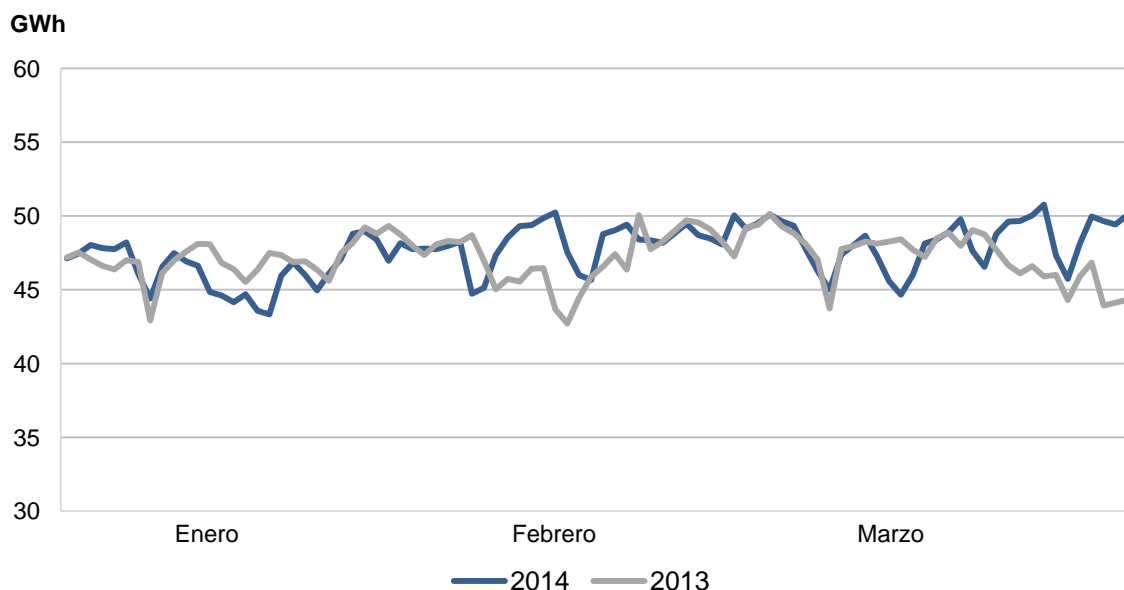


Figura 8: Energía bruta diaria primer trimestre 2014.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 47,7 GWh, lo que es un 1,0 % mayor al promedio del mismo periodo del año 2013. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 1,74 GWh, lo que indica una variación de 3,7 % con respecto a la media.

Tabla 8: Resumen energía bruta diaria primer trimestre 2014 [GWh].

Energía Bruta Diaria	2014	2013
Promedio	47,66	47,20
Desviación Estándar	1,74	1,61
Coeficiente Variación	3,7%	3,4%
Máximo	50,76	50,14
Mínimo	43,33	42,71

3.5 RESUMEN DE VENTAS PRIMER 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 enero a marzo 2014 fueron de 3.806,0 GWh, de los cuales el 88,1% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,9% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa E-CL.

Tabla 9: Ventas por empresa primer trimestre 2014 [GWh].

Empresa	Tipo Cliente	Enero	Febrero	Marzo	Total Trimestre
AES GENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	6,5	6,5	7,2	20,2
ANDINA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	72,1	55,6	58,4	186,1
ANGAMOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	167,8	162,7	173,6	504,0
CELTA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	82,3	74,5	78,9	235,7
E-CL	Regulado	160,7	134,7	155,7	451,1
	Libre	437,0	400,1	441,6	1.278,7
ENORCHILE	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	41,6	40,8	41,1	123,5
GASATACAMA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	26,7	22,5	24,2	73,5
HORNITOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	87,5	90,4	102,5	280,4
NORACID	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	1,0	2,1	0,3	3,3
NORGENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	196,3	212,3	235,6	644,3
ON GROUP	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	1,6	1,4	1,5	4,5
PAS2	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,0	0,0	0,5	0,5
PAS3	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,0	0,0	0,2	0,2
VALLE DE LOS VIENTOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	Regulado	160,7	134,7	155,7	451,1
	Libre	1.120,4	1.068,8	1.166,1	3.354,9

A continuación se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el primer trimestre de 2014.

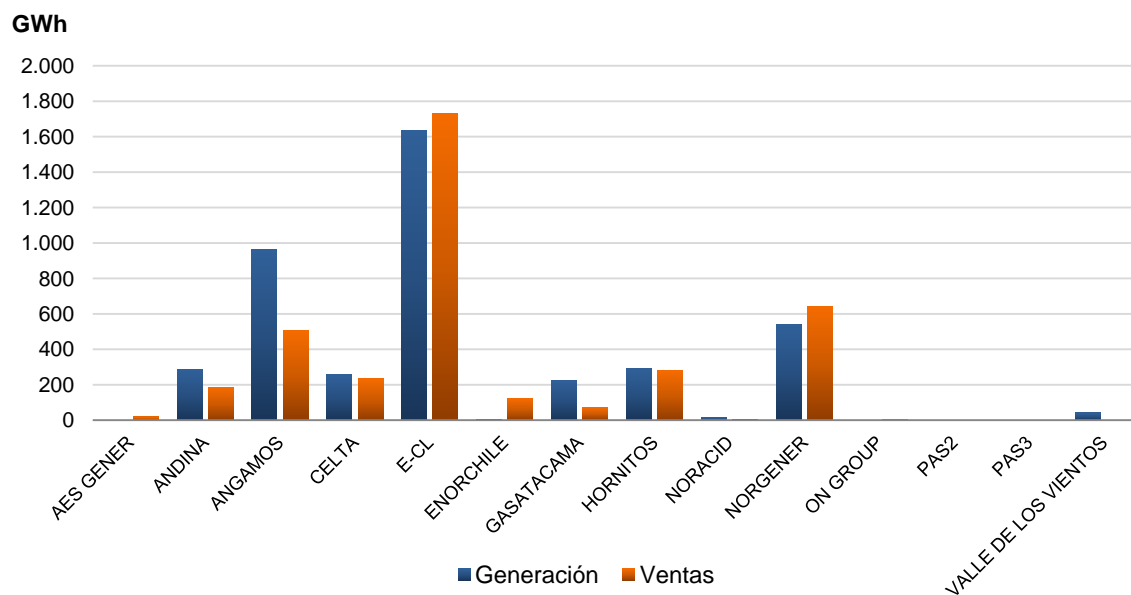


Figura 9: Generación y ventas por empresa primer trimestre 2014.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el primer trimestre del año 2014.

Tabla 10: Mantenimiento Mayor Primer Trimestre 2014.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
CTM2	01-ene	22-ene	22
GMAR1	03-feb	21-feb	19
GMAR2	31-mar	31-mar	1
M1AR2	20-mar	20-mar	1
M2AR2	03-mar	21-mar	19
PAM	09-ene	01-feb	24
U15	23-ene	09-mar	46
U16-TG	24-mar	31-mar	8
U16-TV	24-mar	31-mar	8

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 Enero – Marzo 2014 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]	Enero	Febrero	Marzo
MEJILLONES	93,14	90,16	91,85
ANGAMOS	91,74	89,10	89,48
NORGENER	92,49	86,71	82,03
TOCOPILLA	85,83	85,92	85,41
TARAPACÁ	90,08	91,63	94,37
ANDINA	83,76	91,85	96,14
HORNITOS	89,04	98,39	104,18

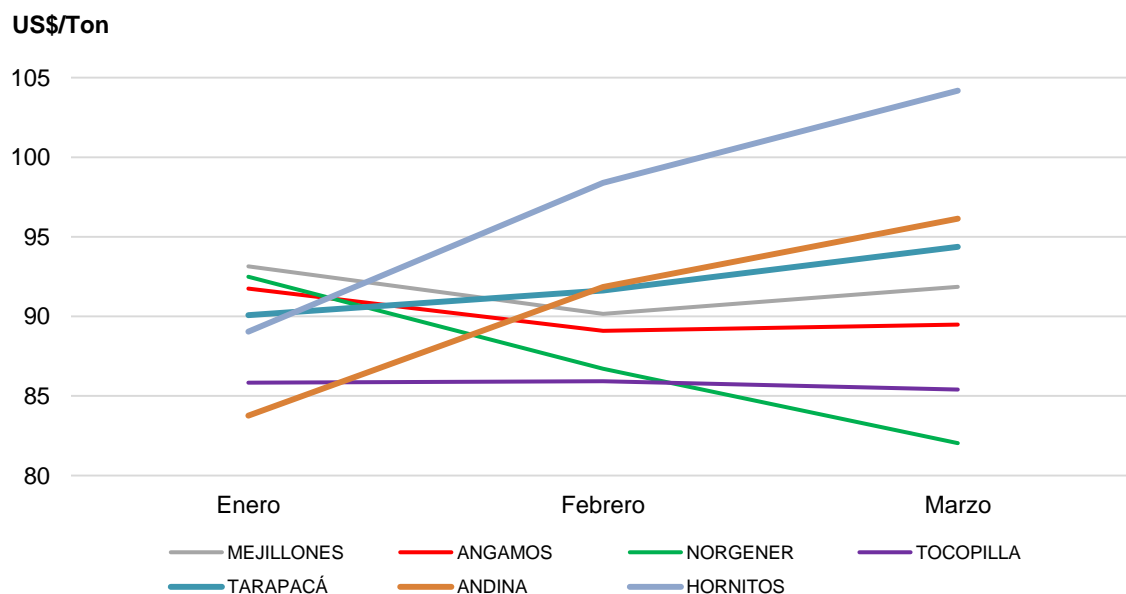


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo Enero – Marzo 2014, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

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

Diesel [US\$/m3]	Enero	Febrero	Marzo
MEJILLONES	837,60	837,91	847,91
ATACAMA	857,64	858,32	866,47
TOCOPILLA	838,81	839,43	849,40
TARAPACÁ	826,20	828,79	839,13

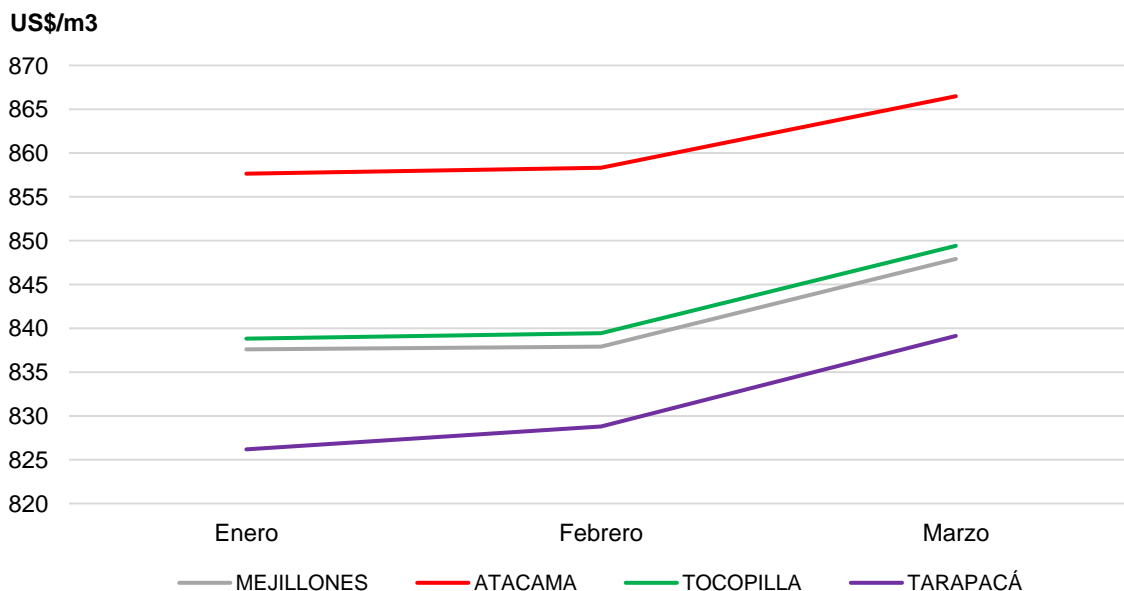


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

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]	Enero	Febrero	Marzo
MEJILLONES	6,11	8,08	9,41
MEJILLONES (Norgener) ¹	-	21,31	21,62
ATACAMA	11,50	11,52	11,50
TOCOPILLA	6,11	8,08	9,41

¹ Mediante carta VCP/043/2014, se establecen las condiciones de arriendo de la Unidad CTM3 por parte de E-CL a Norgener.

US\$/MMBTU

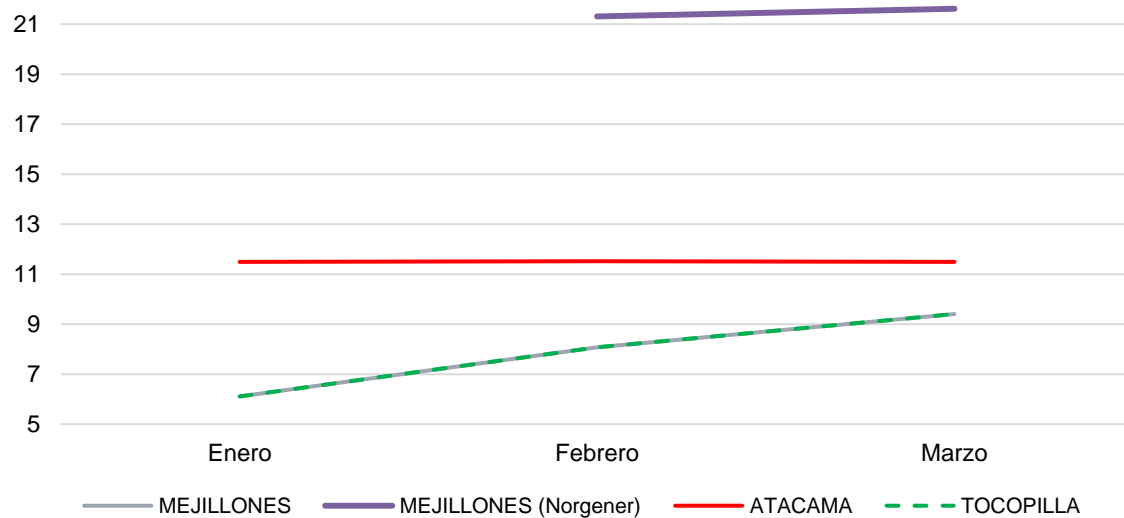


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

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).

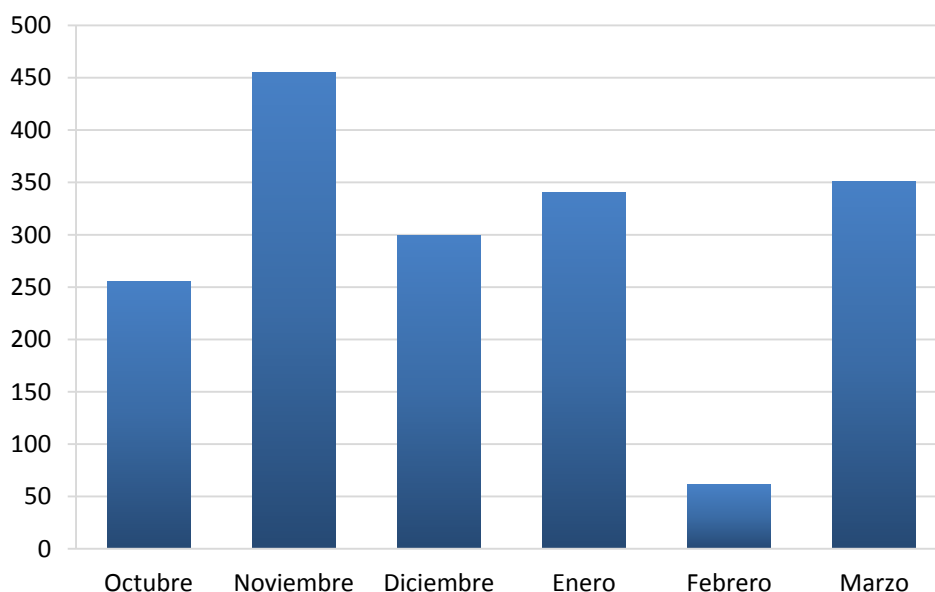


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] entre octubre 2013 y marzo 2014.

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).

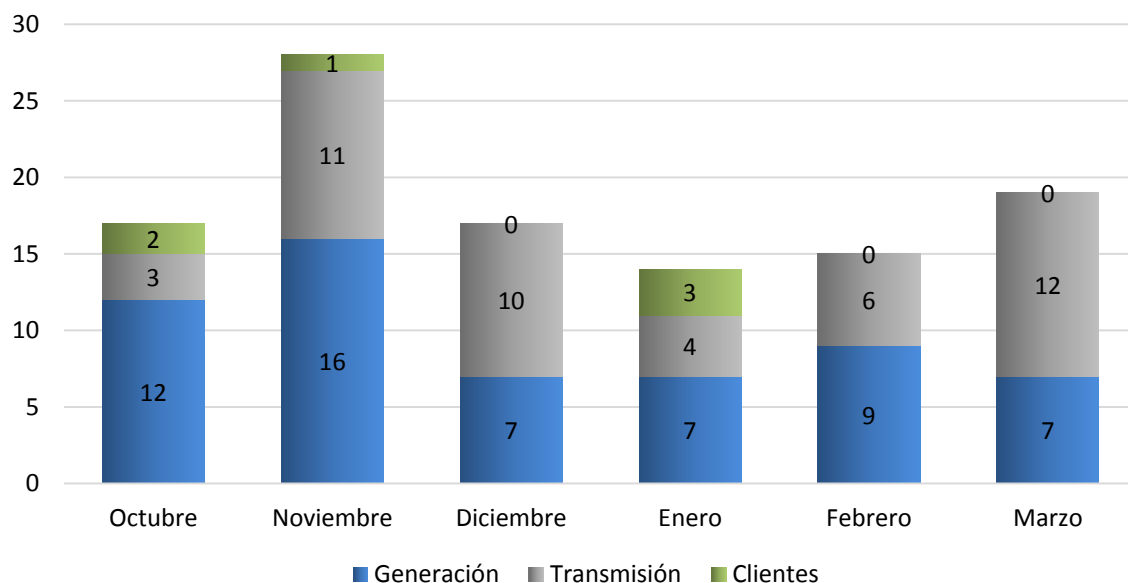


Figura 14: Número de Fallas registradas por tipo de instalación entre octubre 2013 y marzo 2014.

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).

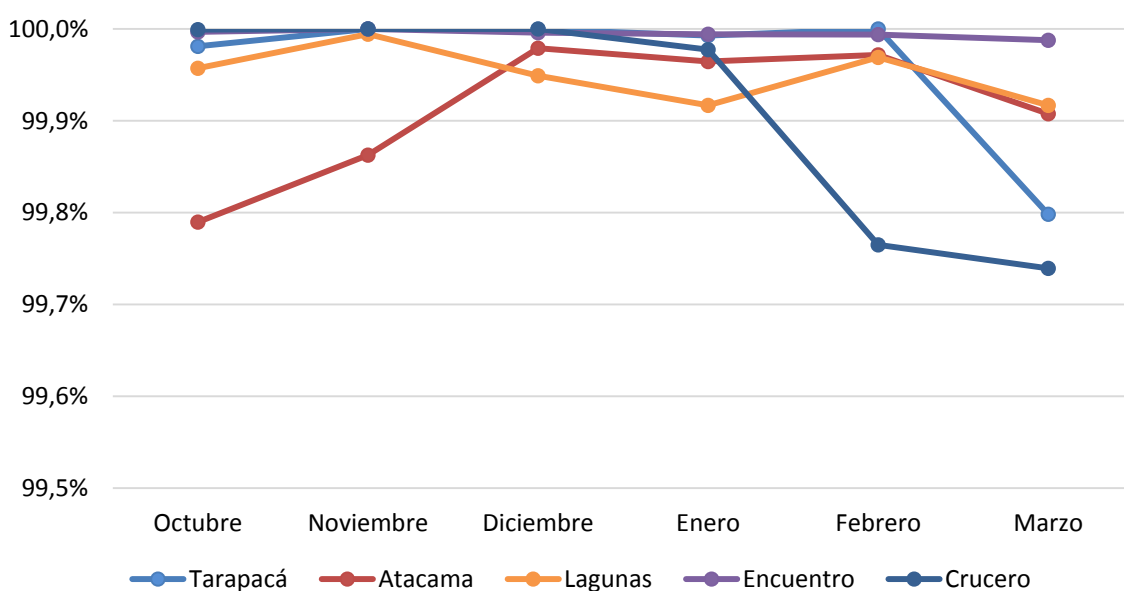


Figura 15: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal entre octubre 2013 y marzo 2014.

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 entre octubre 2013 y marzo 2014.

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%
Octubre	0,01%	2,41%	89,40%	8,19%	0,01%
Noviembre	0,03%	2,81%	88,64%	8,56%	0,00%
Diciembre	0,01%	3,62%	86,12%	10,26%	0,02%
Enero	0,03%	3,40%	85,36%	11,24%	0,01%
Febrero	0,02%	3,09%	85,64%	11,27%	0,00%
Marzo	0,02%	4,26%	81,46%	14,28%	0,03%
Octubre-Marzo	0,02%	3,26%	86,10%	10,63%	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.

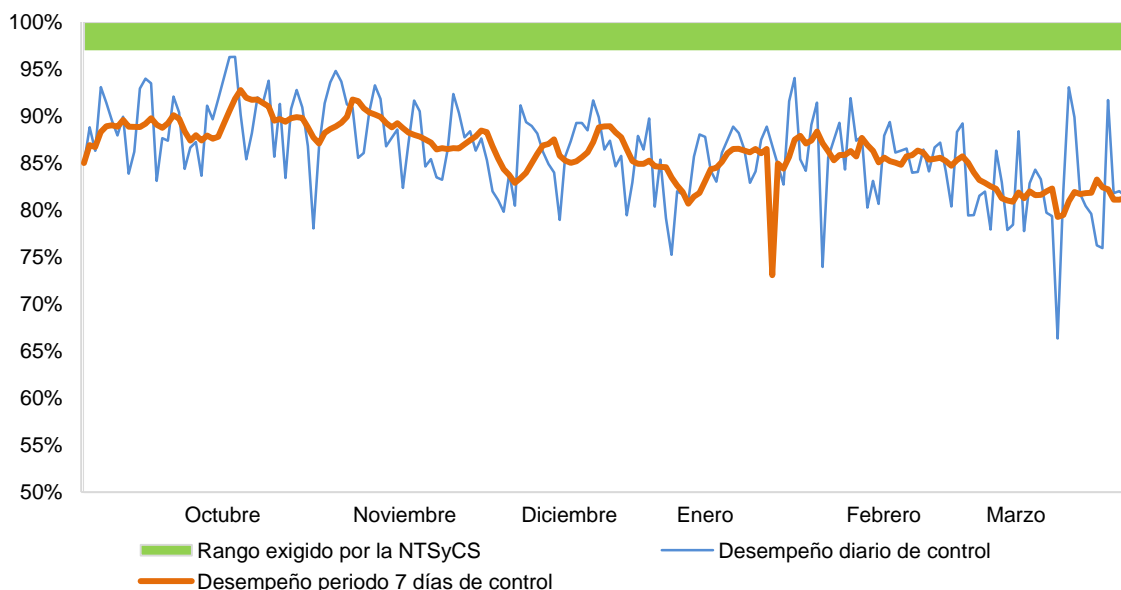


Figura 16: Desempeño del control de frecuencia según artículo 5-31 de la NTSyCS.

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 entre octubre 2013 y marzo 2014.

Mes	Evento	Frecuencia Mínima	Desconexión Nominal	Desconexión Real	Desemp. Real / Nominal
	N°	[Hz]	[MW]	[MW]	[%]
Octubre	3422	48,77	185,49	171,50	92,46%
	3428	48,70	270,24	156,62	57,96%
	3432 ⁽¹⁾	49,05	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 ⁽¹⁾	49,05	45,28	7,16	15,81%
Enero	3483	48,70	270,24	223,76	82,80%
	3491	49,00	45,33	28,00	61,77%
Febrero	3498	48,79	185,38	121,02	65,28%
	3509	49,00	45,33	30,05	66,29%
Marzo	3518	48,83	95,71	63,37	66,21%
	3525	48,70	267,23	186,17	69,67%

Nota (1): En los Eventos 3432 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 entre octubre 2013 y marzo 2014.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a Reserva Programada
		[%]
Octubre	3422	10,46%
	3428	48,00%
	3432	67,06%
Noviembre	3445	59,41%
	3450	87,09%
Diciembre	3470	52,54%
	3472	69,28%
Enero	3483	35,03%
	3491	73,41%
Febrero	3498	54,61%
	3509	77,91%
Marzo	3518	45,45%
	3525	43,56%

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%

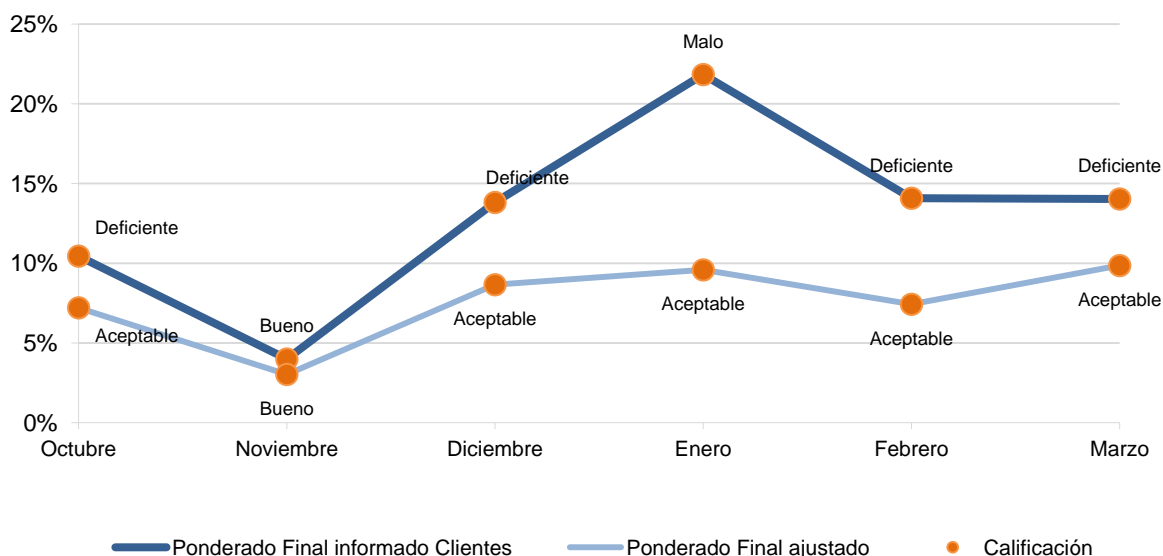


Figura 17: Comparación del índice ponderado de la Demanda Global.

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 abril de 2014 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según fax: CDEC-SING N° 150/2013. Adicionalmente, se considera disponibilidad de gas para unidad CTM3 de acuerdo a las condiciones de arriendo por parte de E-CL hacia Norgener descritas en carta VCP/043/2014.
2. Unidades de Gas Atacama con indisponibilidad de gas según fax: CDEC-SING-A N° 0075/2013.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2014 versión 3, con la modificación del intercambio de MM entre las unidades CTA y CTH.
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.

Respecto a los precios de combustibles, se utiliza la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 7 de abril de 2014.

Tabla 18: Programa de Mantenimiento Mayor (versión 3)

Empresa	Unidad	desde	hasta	duración (días)	antecedentes
ANDINA	CTA1	05-06-2014	29-06-2014	25	CTA/2014/006
ANGAMOS	ANG1	27-05-2014	29-05-2014	3	CDEC-SING N° 03/2014
	ANG1	05-10-2014	29-10-2014	25	CDEC-SING N° 03/2014
	ANG2	30-03-2014	23-04-2014	25	CDEC-SING N° 03/2014
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	19-01-2014	09-03-2014	50	E-CL N° 162/2013
	U16-TG	23-03-2014	05-04-2014	14	E-CL N° 162/2013
	U16-TV	23-03-2014	05-04-2014	14	E-CL N° 162/2013
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	09-06-2014	14-06-2014	6	CDEC-SING N° 05/2013
	NTO1	10-08-2014	03-10-2014	55	CDEC-SING N° 05/2013
	NTO2	13-05-2014	18-05-2014	6	CDEC-SING N° 05/2013
	NTO2	14-07-2014	07-08-2014	25	CDEC-SING N° 05/2013

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y el riesgo en la generación desde marzo de 2014 hasta febrero de 2015.

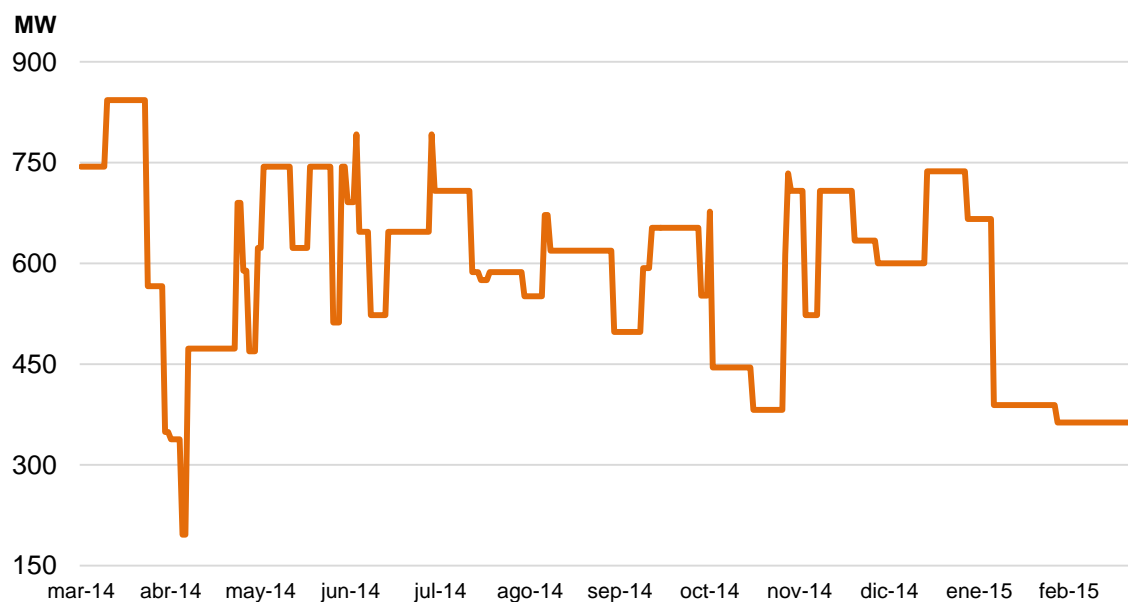


Figura 18: Reserva Esperada del SING hasta febrero de 2015.

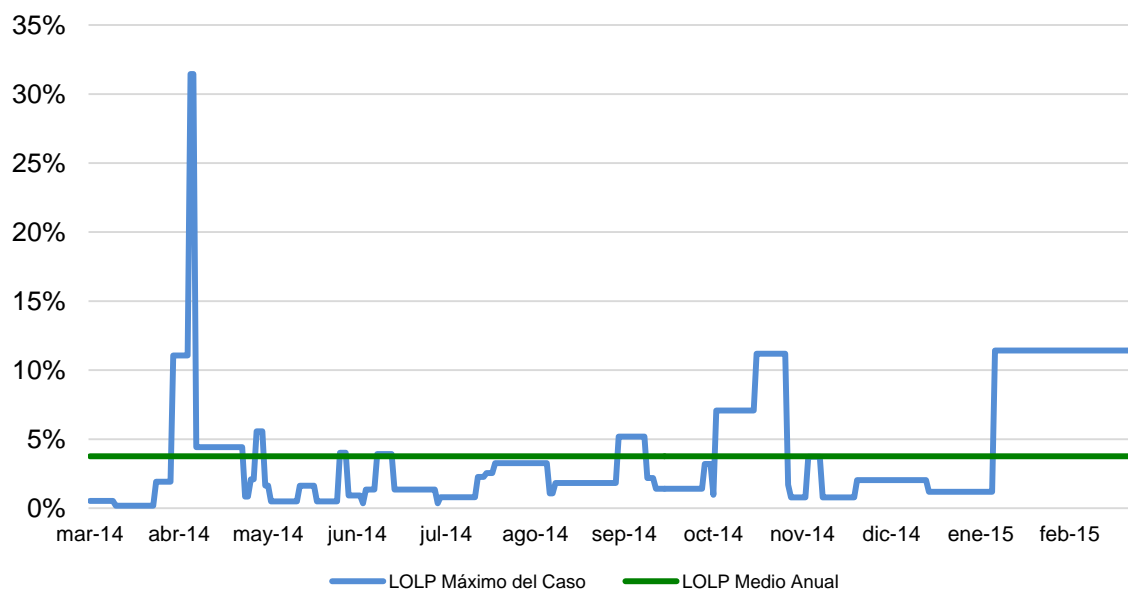


Figura 19: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 19: Operación real a marzo de 2014 y Programa abril 2014 – marzo 2015

CDEC-SING

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

2014

Prog. (1)													
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	338,1	336,0	291,0	233,5	372,4	378,7	391,3	391,3	378,7	233,5	378,7	391,3	4.114,8
Total Gen. Bruta	338,1	336,0	291,0	233,5	372,4	378,7	391,3	391,3	378,7	233,5	378,7	391,3	4.114,8
Consumos Propios	36,4	34,7	30,0	20,4	19,0	20,4	21,1	21,1	20,4	4,1	20,4	21,1	268,9
Total Gen. Neta	301,7	301,3	261,0	213,2	353,4	358,3	370,3	370,3	358,3	229,5	358,3	370,3	3.845,9
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	105,1	80,7	101,1	22,6	109,3	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	1.225,2
Total Gen. Bruta	105,1	80,7	101,1	22,6	109,3	113,0	116,8	116,8	113,0	116,8	113,0	116,8	1.225,2
Consumos Propios	10,8	5,0	10,6	2,3	11,3	11,7	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	123,3
Total Gen. Neta	94,3	75,7	90,5	20,3	98,0	101,4	104,8	104,8	101,4	104,8	101,4	104,8	1.101,9
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	102,0	95,8	92,6	113,8	117,6	19,0	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.238,4
Total Gen. Bruta	102,0	95,8	92,6	113,8	117,6	19,0	117,6	117,6	113,8	117,6	113,8	117,6	1.238,4
Consumos Propios	11,2	7,1	11,0	11,7	12,1	1,9	12,1	12,1	11,7	12,1	11,7	12,1	126,6
Total Gen. Neta	90,7	88,7	81,6	102,1	105,5	17,0	105,5	105,5	102,1	105,5	102,1	105,5	1.111,8
E-CL													
C.H. Chapiquiña	4,6	4,4	4,5	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,1	4,3	3,7	3,8	50,0
C.D. Arica	1,2	0,4	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
C.D. y T.G. Iquique	0,4	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
C.T. Mejillones 3 (CC)	3,8	0,0	31,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0
C.T. Mejillones 1	97,4	93,7	107,3	107,3	110,9	107,0	0,0	78,4	107,3	110,9	107,3	110,9	1.138,2
C.T. Mejillones 2	52,8	59,4	107,4	110,6	114,6	110,9	114,6	114,3	110,9	114,3	81,3	51,7	1.142,8
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 12 - 13	101,5	97,5	99,4	115,2	119,0	115,1	119,0	76,8	90,2	94,0	72,6	119,0	1.219,3
Unidad 14 - 15	141,3	65,5	130,8	156,7	86,3	162,4	177,1	177,1	171,4	176,7	171,4	177,1	1.793,6
Unidad 16 (CC)	115,9	131,4	102,2	223,1	233,6	216,2	223,4	235,8	225,8	239,5	222,1	225,6	2.394,5
T.Gas 1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
T.Gas 2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
T.Gas 3	1,6	1,6	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
SUTA	24,7	18,3	20,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,7
Parque Solar el Águila	0,4	0,4	0,4										1,1
Total Gen. Bruta	546,4	472,6	576,0	716,7	668,7	715,7	638,4	686,7	709,7	739,6	658,3	688,1	7.816,7
Consumos Propios	34,1	29,3	58,7	40,1	36,3	40,4	34,3	37,0	39,3	40,6	35,9	38,0	463,9
Total Gen. Neta	512,3	443,4	517,3	676,6	632,3	675,3	604,1	649,7	670,4	699,0	622,4	650,2	7.352,8
CELTA													
C.T. Tarapacá	67,9	85,3	101,6	90,7	97,4	100,8	104,2	103,8	100,5	3,4	100,4	104,2	1.060,0
TGTAR	0,7	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Total Gen. Bruta	68,5	85,7	101,9	90,7	97,4	100,8	104,2	103,8	100,5	3,4	100,4	104,2	1.061,4
Consumos Propios	6,3	6,7	7,8	6,1	6,6	6,8	7,1	7,0	6,8	0,2	6,8	7,1	75,3
Total Gen. Neta	62,2	79,0	94,1	84,6	90,8	94,0	97,1	96,8	93,7	3,1	93,6	97,1	986,1

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	71,8	84,4	99,9	97,0	100,4	77,8	100,4	29,2	0,0	90,7	97,2	100,4	949,3
Nueva Tocopilla 2	90,3	86,4	98,7	97,2	81,0	97,2	42,1	77,3	97,2	100,4	97,2	100,4	1.065,4
CTM3-TG (Norgener)		24,8	6,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,7	0,0	0,0	0,0	63,7
Total Gen. Bruta	162,1	195,6	236,1	194,2	181,4	175,2	142,6	107,0	97,9	191,2	194,4	200,9	2.078,4
Consumos Propios	13,0	12,7	14,9	13,0	12,1	11,7	9,5	7,2	6,6	12,8	13,0	13,4	139,9
Total Gen. Neta	149,1	182,8	221,2	181,2	169,3	163,5	133,1	99,8	91,3	178,4	181,4	187,5	1.938,6
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio	0,7	0,7	0,7										2,1
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,7										2,2
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5										4,3
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0										0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5										4,3
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	25,0	4,2	26,8	26,9	0,1	15,7	21,0	6,4	8,8	35,3	6,2	17,0	193,6
Atacama TG1B	19,9	0,0	5,1	38,5	0,4	18,0	15,8	10,8	23,3	41,5	4,9	17,7	195,9
Atacama TV1C	22,6	2,3	17,0	72,4	0,6	37,3	40,8	19,1	35,5	85,1	12,3	38,5	383,5
Atacama TG2A	19,6	25,2	9,9	19,5	19,2	2,4	0,2	24,1	4,5	25,1	8,5	0,2	158,4
Atacama TG2B	2,9	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,3
Atacama TV2C	10,8	19,2	5,5	21,2	20,8	2,6	0,3	26,0	4,9	27,1	9,2	0,2	147,7
Total Gen. Bruta	100,7	60,4	64,3	178,6	41,1	76,1	78,1	86,3	77,0	214,0	41,2	73,6	1.091,4
Consumos Propios	4,0	3,2	3,5	3,4	0,9	1,4	1,4	1,8	1,6	4,2	0,8	1,4	27,5
Total Gen. Neta	96,7	57,2	60,8	175,2	40,2	74,6	76,7	84,6	75,4	209,9	40,4	72,2	1.064,0
GENER													
Central Salta													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,4	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,4
Total Gen. Bruta	1,5	1,4	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,4
Consumos Propios	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Total Gen. Neta	1,5	1,4	1,6	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,4	1,5	18,4
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Incacl	1,2	1,3	0,4	0,3	2,4	0,2	0,0	1,7	1,0	0,2	1,7	0,0	10,4
Total Gen. Bruta	1,2	1,3	0,4	0,3	2,4	0,2	0,0	1,7	1,0	0,2	1,7	0,0	10,4
Consumos Propios	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	1,2
Total Gen. Neta	1,2	1,3	0,4	0,3	2,0	0,2	0,0	1,4	0,9	0,1	1,5	0,0	9,2
ENORCHILE													
Estandartes	0,9	0,4	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
C.D. M.Blanco	1,3	0,5	0,9	20,1	20,7	20,1	20,7	20,8	20,1	20,8	20,1	20,8	186,9
Total Gen. Bruta	2,3	0,9	1,7	20,1	20,7	20,1	20,7	20,8	20,1	20,8	20,1	20,8	189,0
Consumos Propios	0,1	0,1	0,1	5,2	5,3	5,2	5,3	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3	47,5
Total Gen. Neta	2,2	0,9	1,7	14,9	15,4	14,9	15,4	15,4	14,9	15,4	14,9	15,4	141,5
NORACID													
PAM	2,3	4,1	10,3	12,2	12,7	12,3	12,7	12,8	12,3	12,7	12,3	12,7	129,5
Total Gen. Bruta	2,3	4,1	10,3	12,2	12,7	12,3	12,7	12,8	12,3	12,7	12,3	12,7	129,5
Consumos Propios	0,6	1,9	0,1	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	40,9
Total Gen. Neta	2,3	4,1	10,3	8,1	8,4	8,1	8,4	8,4	8,1	8,4	8,1	8,4	91,1
SPS LA HUAYCA													
Huayca1	0,2	0,2	0,0										0,4
Total Gen. Bruta	0,2	0,2	0,0										0,4
Consumos Propios	0,0												0,0
Total Gen. Neta	0,2	0,2	0,0										0,4
ON GROUP													
AGB	0,2	0,1	0,1										0,4
Total Gen. Bruta	0,2	0,1	0,1										0,4
Consumos Propios	0,0		0,0										0,0
Total Gen. Neta	0,2	0,1	0,1										0,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	11,4	15,7	14,6	20,7	19,2	19,1	18,6	22,3	18,7	22,5	17,5	18,7	218,8
Total Gen. Bruta	11,4	15,7	14,6	20,7	19,2	19,1	18,6	22,3	18,7	22,5	17,5	18,7	218,8
Consumos Propios	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Total Gen. Neta	11,3	15,6	14,6	20,7	19,2	19,1	18,6	22,3	18,7	22,5	17,5	18,7	218,7
LOS PUQUIOS													
Los Puquios		0,2	0,2										0,4
Total Gen. Bruta		0,2	0,2										0,4
Consumos Propios		0,0											0,0
Total Gen. Neta		0,2	0,2										0,4
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2			0,5										0,5
Total Gen. Bruta			0,5										0,5
Consumos Propios			0,0										0,0
Total Gen. Neta			0,5										0,5
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3			0,2										0,2
Total Gen. Bruta			0,2										0,2
Consumos Propios			0,0										0,0
Total Gen. Neta			0,2										0,2
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.443,4	1.352,0	1.494,2	1.604,9	1.644,5	1.631,7	1.642,6	1.668,6	1.644,2	1.673,7	1.652,7	1.746,2	19.198,7
Consumos Propios	116,6	100,7	136,8	106,3	108,2	103,7	107,0	108,1	107,5	95,6	109,8	114,6	1.315,1
Generación Neta	1.327,4	1.253,1	1.357,5	1.498,6	1.536,2	1.528,0	1.535,6	1.560,5	1.536,7	1.578,0	1.542,9	1.631,5	17.886,2
Pérd. de Transm.	46,3	48,3	35,8	42,8	47,2	47,7	47,3	49,1	50,1	54,0	49,6	53,2	571,3
VENTAS SING													
	1.280,5	1.203,0	1.321,6	1.455,8	1.489,0	1.480,2	1.488,2	1.511,5	1.486,7	1.524,0	1.493,4	1.578,3	17.312,4
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	93,2	98,5	73,4	138,0	125,5	131,7	137,8	129,5	132,3	139,9	128,6	137,1	122,1

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.

2015

Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CT ANGAMOS												
C.T. Angamos	391,3	353,5	378,7									1.123,5
Total Gen. Bruta	391,3	353,5	378,7									1.123,5
Consumos Propios	21,1	19,0	20,4									60,4
Total Gen. Neta	370,3	334,5	358,3									1.063,1
CT ANDINA SA												
C.T. Andina	116,8	105,5	113,0									335,4
Total Gen. Bruta	116,8	105,5	113,0									335,4
Consumos Propios	12,1	10,9	11,7									34,6
Total Gen. Neta	104,8	94,6	101,4									300,7
INVERSIONES HORNITOS												
C.T. Hornitos	117,6	106,2	113,8									337,5
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	113,8									337,5
Consumos Propios	12,1	10,9	11,7									34,6
Total Gen. Neta	105,5	95,3	102,1									302,9
E-CL												
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,7									10,9
C.D. Arica	0,0	0,0	0,0									0,0
C.D. y T.G. Iquique	0,0	0,0	0,0									0,0
C.T. Mejillones 3 (CC)	79,2	101,2	108,5									289,0
C.T. Mejillones 1	110,9	100,1	107,3									318,3
C.T. Mejillones 2	114,6	103,5	110,9									328,9
D Enaex	0,0	0,0	0,0									0,0
C Enaex	0,0	0,0	0,0									0,0
Unidad 12 - 13	0,0	0,0	0,0									0,0
Unidad 14 - 15	119,0	107,4	115,1									341,5
Unidad 16 (CC)	177,1	159,7	101,1									437,9
T.Gas 1	65,0	0,0	0,0									65,0
T.Gas 2	0,0	0,0	0,0									0,0
T.Gas 3	0,0	0,0	0,0									0,0
SUTA	0,0	0,0	0,0									0,0
Parque Solar el Águila	0,0	0,0	0,0									0,0
Total Gen. Bruta	669,6	575,4	546,5									1.791,5
Consumos Propios	41,2	36,8	34,7									112,7
Total Gen. Neta	628,4	538,6	511,8									1.678,8
CELTA												
C.T. Tarapacá	104,2	93,9	100,6									298,6
TGTAR	0,0	0,0	0,0									0,0
Total Gen. Bruta	104,2	93,9	100,6									298,6
Consumos Propios	7,1	6,4	6,8									20,2
Total Gen. Neta	97,1	87,5	93,8									278,4

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	100,4	90,7	97,2										288,4
Nueva Tocopilla 2	100,0	90,7	97,2										287,9
CTM3-TG (Norgener)	0,1	0,0	0,0										0,1
Total Gen. Bruta	200,6	181,4	194,4										576,4
Consumos Propios	13,4	12,1	13,0										38,5
Total Gen. Neta	187,2	169,3	181,4										537,9
ENERNUEVAS													
Mini Hidro Alto Hospicio													
Mini Hidro El Toro													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
GASATACAMA CHILE													
Atacama TG1A	7,6	17,0	18,2										42,7
Atacama TG1B	9,2	44,5	56,9										110,5
Atacama TV1C	18,6	68,1	83,1										169,8
Atacama TG2A	49,3	23,3	46,1										118,8
Atacama TG2B	0,0	0,0	0,0										0,1
Atacama TV2C	53,4	25,3	49,9										128,6
Total Gen. Bruta	138,1	178,2	254,2										570,5
Consumos Propios	2,9	3,8	5,2										11,9
Total Gen. Neta	135,2	174,4	249,0										558,6
GENER													
Central Salta													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
CAVANCHA													
C.H. Cavanca	1,5	1,3	1,4										4,3
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,4										4,3
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0										0,0
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,4										4,3
EQUIPOS DE GENERACIÓN													
CD Inacal	1,3	0,0	0,0										1,3
Total Gen. Bruta	1,3	0,0	0,0										1,3
Consumos Propios	0,2	0,0	0,0										0,2
Total Gen. Neta	1,1	0,0	0,0										1,1
ENORCHILE													
Estandartes	0,0	0,0	0,0										0,0
C.D. M.Blanco	20,8	18,7	20,1										59,6
Total Gen. Bruta	20,8	18,7	20,1										59,6
Consumos Propios	5,3	4,8	5,2										15,3
Total Gen. Neta	15,4	13,9	14,9										44,2
NORACID													
PAM	12,7	11,5	12,3										36,5
Total Gen. Bruta	12,7	11,5	12,3										36,5
Consumos Propios	4,3	3,9	4,2										12,4
Total Gen. Neta	8,4	7,6	8,1										24,1
SPS LA HUAYCA													
Huayca1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
ON GROUP													
AGB													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
VALLE DE LOS VIENTOS													
Valle de los vientos	19,6	18,9	19,9										58,5
Total Gen. Bruta	19,6	18,9	19,9										58,5
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0										0,0
Total Gen. Neta	19,6	18,9	19,9										58,5
LOS PUQUIOS													
Los Puquios													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
POZO ALMONTE SOLAR 2													
Pozo Almonte Solar 2													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
POZO ALMONTE SOLAR 3													
Pozo Almonte Solar 3													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.794,0	1.644,6	1.754,9										5.193,5
Consumos Propios	119,6	108,6	112,7										340,9
Generación Neta	1.674,4	1.536,0	1.642,2										4.852,6
Pérd. de Transm.	58,5	52,2	56,0										166,7
VENTAS SING	1.615,9	1.483,8	1.586,2										4.685,9
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	132,7	140,9	142,6										138,7

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 marzo de 2014.

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 3	1° Semestre 2014	16
Ampliación de Planta Fotovoltaica La Huayca (Etapas 1 y 2)	1° Semestre 2014	9/30
PMG La Portada	1° Semestre 2014	3
María Elena FV	sep-14	72
Complejo FV San Pedro	sep-14	150
Arica Solar I	abr-15	40

Tabla 21: Proyectos de Transmisión en Construcción al 31 de marzo de 2014.

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	1° Semestre 2014
Tap Off Uribe	1° Semestre 2014
Línea 220 kV Cochrane - Encuentro	nov-14

Tabla 22: Proyectos de Consumo en Construcción al 31 de marzo de 2014.

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	1° Semestre 2014	19,6
Antucoya Fase II	jul-14	55
OGP1 Minera Escondida	oct-14	115
3 S/E Tap Off Línea Muelle - Guayaques	nov-14	-

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 primer trimestre de 2014, 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]
3482	01-ene	18:10	Desenganche de la Componente TV1C	Falla en tarjeta de válvulas de regulación	49,96	No	45,00	0
3484	04-ene	2:10	Desenganche de la Unidad CTM3	Baja presión de combustible diesel por filtro obstruido	49,46	No	130,00	0
3485	07-ene	18:07	Desenganche de la Componente TV1C	Operación Gradiente Negativo de Temperatura de vapor	49,70	No	40,00	0
3486	20-ene	8:22	Desenganche de la Unidad NTO1	Problema en el controlador del control de la turbina	49,39	No	76,00	0
3491	20-ene	10:14	Desenganche de la Unidad CTM2	Pérdida de llama por tubo roto en pared de caldera	49,00	1	154,00	30,50
3492	20-ene	15:59	Desenganche de la unidad CTH	Alta temperatura del lecho	49,69	No	97,00	0
3495	31-ene	12:57	Desenganche unidades SUTA1, SUTA2, SUTA4 y SUTA5	Descontrol válvula alimentación de combustible	50,00	No	19,00	0
3498	09-feb	3:15	Desenganche Unidad ANG2	Falla de aislación en el motor eléctrico que acciona la bomba de aceite de control	48,80	3	261,20	122,02
3499	11-feb	0:58	Desenganche de la Unidad CTM3	Falla de válvula piloto al momento del cambio de modo de combustión de difusión a premix	49,50	No	107,00	0
3503	15-feb	8:48	Desenganche de la Unidad U12	Falsa señal por bajo nivel domo	49,57	No	46,00	0
3504	18-feb	0:47	Desenganche de la Unidad CTA	Trip manual caldera por obstrucción debido a tubo roto	49,69	No	97,00	0
3505	20-feb	9:53	Desenganche de la Unidad TG2B+0,5TV2C	Alto nivel domo alta presión	49,17	No	130,00	0
3506	20-feb	14:07	Desenganche de la Unidad CTM2	Alta presión diferencial de filtro de manga por falla de transmisor de presión	49,55	No	111,00	0
3508	25-feb	15:44	Regresión de carga de la unidad CTM2 de 153 MW a 41 MW y posterior desenganche	Pérdida de molino provoca bloqueo del maestro de carbones al intentar desbloquear dicho control	49,49	No	41,00	0
3509	27-feb	15:30	Desenganche de la Unidad CTM2	Error operacional mientras se realizaban pruebas de control y verificación de parámetros	49,00	1	148,40	30,05
3510	28-feb	16:16	Desenganche de la Unidad NTO2	Obstrucción filtro Debris	49,06	No	118,00	0
3511	02-mar	10:59	Desenganche de las Unidades PMGD El Toro (Eliqsa y Emelari operando en Isla)	Operación por trip de dos PMGD al estar operando en isla Eliqsa y Emelari	48,84	2	3,20	3,10

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Pérdida de Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3512	02-mar	11:48	Desenganche de la Componente TV1C	Falla en válvula de atemperación	50,00	No	30,00	0
3516	10-mar	9:16	Desenganche de la Unidad CTA	Alta temperatura del aire de refrigeración del generador por fuga en circuito cerrado de enfriamiento de la turbina	49,16	No	154,00	0
3517	11-mar	1:09	Desenganche de la Unidad CTM2	Bajo flujo de agua de enfriamiento provoca disparo de VAP y posterior trip caldera	49,13	No	158,00	0
3518	11-mar	22:43	Desenganche de la Unidad ANG2	Falla en la tarjeta de entrada digital de los ventiladores forzado y primario B	48,90	2	263,40	63,37
3524	17-mar	13:24	Desenganche de la Unidad CTM2	Alta vibración en cojinete N°2 de turbina por falsa señal	49,07	No	154,00	0
3525	21-mar	17:33	Desenganche de la Unidad ANG1	Alza de presión abrupta en la caldera debido a desprendimiento de escoria de la caldera	48,70	4	262,40	225,80

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

Tabla 24: Fallas de transmisión.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3483	01-ene	22:15	Apertura del interruptor 52JR de S/E Tocopilla	Inestabilidad en el SING debido a la apertura del interruptor 52JR de S/E Tocopilla	48,70	228,36 ⁽¹⁾
3487	16-ene	9:41	Interrupción de la Línea 66 kV Parinacota - Quiani	Cortocircuito bifásico provocado por un objeto lanzado a la línea por terceros	50,00	6,00
3488	17-ene	8:03	Interrupción de la Línea 220 kV Atacama - Domeyko Circuito N°2	Error operacional durante maniobras por trabajos programados causado por error en la señalética de identificación de la TDD de los paños 52J3 y 52J4 en S/E Domeyko	50,00	0
3489	19-ene	7:33	Interrupción de la Barra Mejillones 110 kV	Falla del interruptor 52HT de S/E Mejillones durante su apertura manual con motivo de la solicitud N°128390	50,30	34,80
3496	04-feb	5:51	Interrupción de la Línea 110 kV Mejillones - El Lince	Jote electrocutado en la estructura N° 160 de la línea	50,00	17,42
3497	07-feb	20:48	Interrupción de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte Circuito N°1	Se investiga	50,00	0
3500	15-feb	4:18	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre Circuito N° 2	Se investiga	50,00	0
3501	13-feb	11:54	Interrupción del Transformador Radomiro Tomic 220/23 kV N°2	Se investiga	50,34	64,00
3502	15-feb	7:44	Interrupción de la Línea 110 KV Arica - Pozo Almonte	Ave electrocutada en estructura N° 691 de la línea	50,00	3,90 ⁽²⁾
3507	21-feb	20:31	Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte	Jote electrocutado en estructura N° 488 de la línea	50,00	0
3513	05-mar	4:06	Interrupción de la Línea 66kV Arica - Chapiquiña	Conductor cortado entre estructuras N°370 y N°371 de la línea	50,00	0,00
3514	06-mar	3:19	Interrupción de la Línea 220kV Chacaya - Mantos Blancos	Falla causada por alta humedad y densa neblina en la zona	50,69	81,71
3515	08-mar	22:33	Interrupción del Transformador Chacaya 110/33kV	Se investiga	50,00	2,18
3519	13-mar	2:43	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre Circuito N°1	Flashover por contaminación causada por terceros	50,00	0
3520	13-mar	2:46	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre Circuito N°2	Flashover por contaminación causada por terceros	50,00	0
3521	14-mar	5:07	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre Circuito N°1	Flashover por contaminación causada por terceros	50,00	0
3522	14-mar	5:48	Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre Circuito N°2	Flashover por contaminación causada por terceros	50,00	0
3523	15-mar	7:18	Interrupción de la Línea 66 kV Central Diesel Iquique - Iquique	Jote electrocutado en la línea	50,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3526	23-mar	15:20	Interrupción de la S/E Cerro Dragón	Operación del Relé Bucholz del Transformador 110/13.8 KV, debido a sismo en la zona	50,00	13,70
3527	26-mar	7:56	Interrupción de la Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1	Alta contaminación en la estructura N° 439 de la línea	50,65	68,70
3528	26-mar	14:13	Interrupción Transformador Salar 220/100/13.8 kV	Error operacional durante trabajos en S/E Salar asociados a la SD N° 131441	50,00	0
3529	28-mar	14:41	Interrupción de la Línea 220 kV Atacama - Encuentro Circuito N°2	Se investiga	50,00	0

Nota (1): Además considera una desconexión de generación de 215,8 MW.

Nota (2): Además considera una desconexión de generación de 5,9 MW.

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

Tabla 25: Fallas de clientes.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Consumos [MW]
3486	09-ene	8:10	Rechazo de carga Minera Collahuasi	Cortocircuito trifásico en celda interruptora 150CB05 en barra de 23 kV	50,80	122,00
3493	24-ene	6:01	Rechazo de carga de Minera Escondida	Se investiga	50,74	85,00
3494	24-ene	8:34	Rechazo de carga de Minera El Tesoro	Flashover en aisladores de media tensión en Línea interna de 23 kV	50,73	67,48