

JULIO-SEPTIEMBRE 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
2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	5
2.4 REGLAMENTO INTERNO	5
2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS	6
2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL	6
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 TERCER TRIMESTRE	17
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 DESEMPEÑO EDAC	24
5.4 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	25
5.5 DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO	26
<hr/>	
6. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES.	27
<hr/>	
7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN	33
<hr/>	
8. ANEXOS	34
ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES	34

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 32 del DS N° 291 de 2007 modificado mediante el DS N° 115 de 2012, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, debe informar a los Integrantes, trimestralmente, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses;
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses;
- c) Modificaciones normativas recientes; y
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los Integrantes el Informe Trimestral del Directorio del CDEC-SING correspondiente al periodo entre el 1 de julio al 30 de septiembre de 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 julio y septiembre 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 julio y septiembre de 2013, no se han publicado modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

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 Ley General de Servicios Eléctricos, durante el periodo comprendido entre los meses de julio y septiembre de 2013 se realizaron las siguientes actividades:

1. La empresa AES Gener discrepa el Procedimiento DO “Cuantificación, disponibilidad de recursos y necesidad de instalación y/o habilitación de equipos para la prestación de Servicios Complementarios”. Mediante el Dictamen N°14-2013, el H. Panel de Expertos rechazó por unanimidad la propuesta de AES Gener.
2. Las empresas AES Gener y E-CL discrepan el Procedimiento DO “Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios”. Mediante el Dictamen N°15-2013 el H. Panel de Expertos rechazó por unanimidad las Discrepancias presentadas por ambas empresas.
3. La empresa AES Gener y E-CL discrepan el Procedimiento DP “Remuneración de Servicios Complementarios”. Mediante el Dictamen N°16-2013 el H. Panel de Expertos rechazó por unanimidad las Discrepancias presentadas por ambas empresas, exceptuando la interpuesta por E-CL acerca del parámetro T_{ki} , el cual corresponde al tiempo en que tarda el CDC en dar autorización para energizar las instalaciones afectadas, en donde el H. Panel de Expertos dictaminó la modificación de la definición de dicho parámetro propuesta por la DP.

2.2.2 DECRETO SUPREMO N° 115

De acuerdo a lo indicado en el Artículo 10 del Decreto Supremo N°291 de 2007, modificado por el Decreto Supremo N°115 de 2012, mediante carta CDEC-SING N°1003 de fecha 10 de septiembre de 2013, se enviaron a la Comisión Nacional de Energía las nuevas versiones de los Procedimientos DO y DP establecidos en el reglamento en comento, para informe favorable, las cuales incorporaron los Dictámenes N°14-2013, N°15-2013 y N°16-2013 del H. Panel de Expertos.

Por otra parte, el día 5 de agosto de 2013, se publica el Decreto Supremo N°115 de 2012, el cual modifica el Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga.

En relación a lo anterior, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° Transitorio de dicho decreto, mediante carta Presidencia CDEC-SING N°036, de fecha 12 de septiembre de 2013, se enviaron a la Comisión Nacional de Energía, las Especificaciones Técnicas de la contratación de la Empresa Especializada para la elección de los representantes de los Segmentos en el Directorio.

2.2.3 REGLAMENTO DE LEY 20.698*

Con fecha 30 de septiembre de 2013, se recibe, de parte del Ministerio de Energía, la primera versión borrador de Reglamento de la nueva Ley que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, para observaciones. Por medio de carta CDEC-SING N°1081 de fecha 30 de septiembre de 2013, se remitió a los Coordinados del SING la propuesta de reglamento con el fin de que estos últimos emitan observaciones al mismo.

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

2.3 NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Con fecha 01 de agosto de 2013, la Comisión Nacional de Energía, a través de carta CNE N°295/2013, distribuyó borrador con propuesta de nueva versión de la NTSyCS, con el fin de emitir comentarios y observaciones relevantes. Con fecha 22 de agosto de 2013, CDEC-SING, mediante carta CDEC-SING N°918, solicita aumento de plazo para la entrega de observaciones al borrador propuesto, a lo cual accede esa Comisión, dando como fecha límite el 17 de septiembre de 2013.

El 17 de septiembre de 2013, a través de carta CDEC-SING N°1044, CDEC-SING envía a la CNE las observaciones al borrador con propuesta de nueva versión de la NTSyCS incluyendo tanto las observaciones de la misma organización como la de los Coordinados del SING que se hicieron partícipes de este proceso.

2.4 REGLAMENTO INTERNO

A fin de dar cumplimiento al Artículo 1 transitorio del Decreto Supremo N°115 de 2012, el Directorio del CDEC-SING acordó modificaciones al Reglamento Interno, aprobado por la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N° 777 de 2012, reemplazando los Capítulos I y II del Título II de dicho Reglamento, relativos al Procedimiento de Elección de los Miembros del Directorio.

Por medio de carta Presidencia CDEC-SING N°035 de fecha 12 de septiembre de 2013, el Directorio del CDEC-SING dio cumplimiento a lo establecido en el Artículo 8 del Decreto Supremo N°291 de 2007, modificado por el Decreto Supremo N°115 de 2012, enviando a las empresas Integrantes, la propuesta de modificación al Reglamento Interno, para sus observaciones.

** Ley promulgada fuera del período estudiado (14-10-2013)*

2.5 ESTUDIOS TARIFARIOS

2.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

En agosto se informó a la CNE, los montos de ingresos y costos de peajes de los propietarios y usuarios de la transmisión troncal, requeridos para determinar la proporción de pagos por el Estudio de Transmisión Troncal correspondiente al período tarifario 2015 a 2018.

Mediante Resolución Exenta N°591 de fecha 24 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas y Administrativas preliminares, para la realización del Estudio de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2015-2018.

Durante el mes de julio, se efectuó conforme al Decreto N° 82 de 2012, la puesta en servicio de la Obra de Ampliación: Línea 220 kV Crucero-Lagunas N°1.

2.5.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Durante agosto, la empresa Emel presentó una discrepancia ante el Honorable Panel de Expertos por la determinación del Factor de Distribución de Ingresos (FDI) efectuado por la DP del CDEC-SING en aplicación del Decreto Tarifario correspondiente al período 2011 a 2014.

El 16 de septiembre, el dictamen N° 17 resolvió cambiar la determinación del FDI, utilizando la valorización de las instalaciones empleada por la CNE, para el Decreto Tarifario N° 14/2012.

Mediante Resolución Exenta N°540 de fecha 2 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía declaró abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones interesadas en el proceso de 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 30 de septiembre de 2013.

Tabla 1: Estado Procedimientos tercer 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 tercer trimestre del año 2013 en la barra Crucero 220 kV, fue de 75,5 US\$/MWh lo que es un 6,1% superior al promedio en el mismo periodo del año 2012 (71,1 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 173,2 US\$/MWh ocurrido el día sábado 3 de agosto lo que es un 1,4% mayor al máximo del mismo periodo de 2012. Por otro lado, el valor mínimo se produjo el día jueves 5 de septiembre con 42,6 US\$/MWh, valor 24,5% menor al mínimo del año 2012. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 34,0 US\$/MWh, superior a la desviación del mismo periodo del año 2012, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 45,0% en los costos marginales diarios durante el periodo.

Tabla 2: Estadística Costo Marginal tercer trimestre 2013 [US\$/MWh].
CMg promedio diario Crucero 220 kV

Estadístico	2013	2012	Comparación 2013/2012
Promedio	75,5	71,1	6,1%
Máximo	173,2	170,7	1,4%
Mínimo	42,6	53,0	-24,5%
Desviación Estándar	34,0	22,5	50,8%
Variación	45,0%	31,7%	42,1%

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

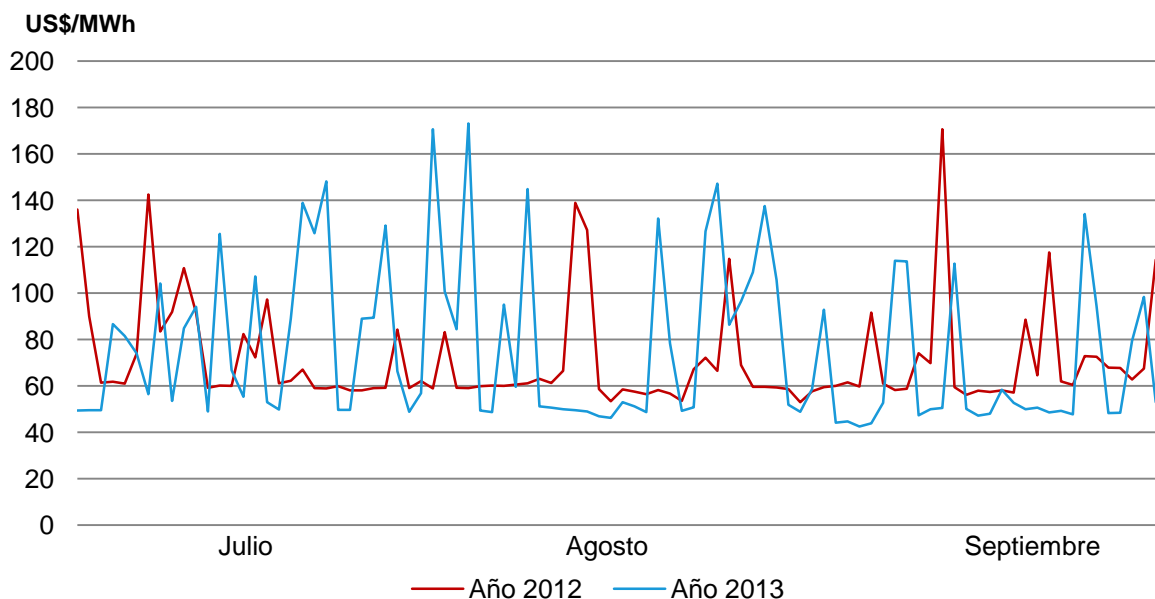


Figura 1: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el siguiente cuadro se presentan los costos marginales promedio mensuales del tercer trimestre del año, comparados con los valores a igual fecha 2012.

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

CMg promedio mensual Crucero 220 kV			
Mes	Año 2013	Año 2012	Comparación 2013/2012
Jul	82,0	74,3	10,4%
Ago	79,8	67,5	18,1%
Sep	64,2	71,6	-11,5%

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

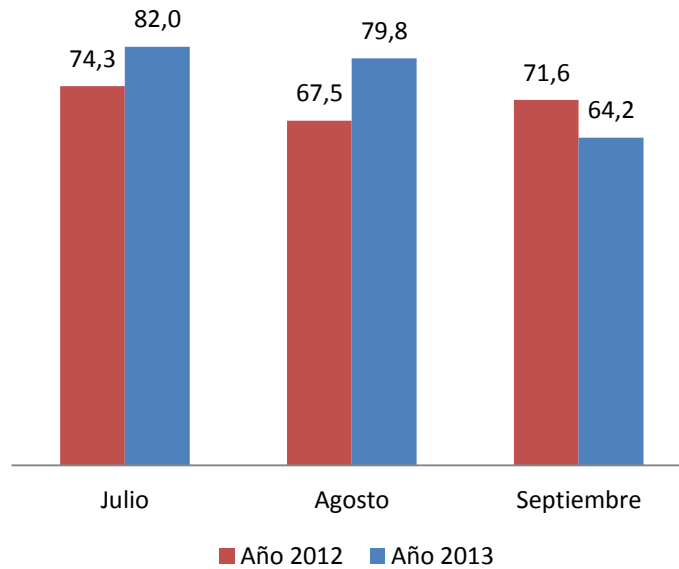


Figura 2: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

3.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLES

Durante el tercer trimestre del presente año, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.330,7 GWh, lo que es 2,6% mayor a la generación bruta del trimestre anterior (4.219,9 GWh), y a su vez representa un incremento del 4,9% con respecto al tercer trimestre del año 2012 (4.126,8 GWh). En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2003 hasta el año 2013. Durante el tiempo transcurrido de este año 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 7,0% durante el año 2013.

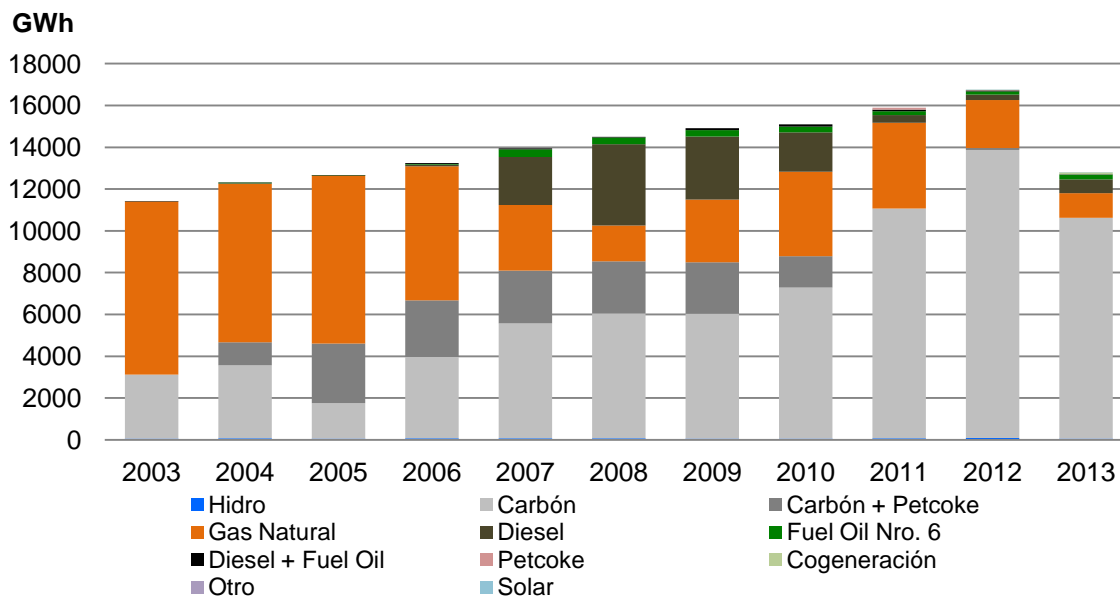


Figura 3: Generación bruta por combustible periodo 2003-2013 [GWh].

En la siguiente tabla se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la producción bruta de energía desde el año 2003 hasta septiembre 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 + Petcoke	26,7%	37,3%	35,9%	49,9%	57,6%	58,5%	56,6%	57,9%	69,8%	83,0%	82,6%
Diesel + Fuel Oil	0,2%	0,6%	0,1%	1,2%	19,4%	29,2%	22,8%	15,0%	3,9%	2,8%	7,0%
Gas Natural	72,5%	61,5%	63,5%	48,4%	22,6%	11,8%	20,1%	26,8%	25,8%	13,6%	9,2%
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	12.798

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la producción de energía del trimestre, el 83,6% corresponde a generación con carbón, el gas natural participó con el 9,4% de la generación bruta, los combustibles derivados del petróleo aportaron con el 5,7% de la producción, la generación hidroeléctrica alcanzó un 0,5%, mientras que cogeneración tuvo un aporte del 0,8%.

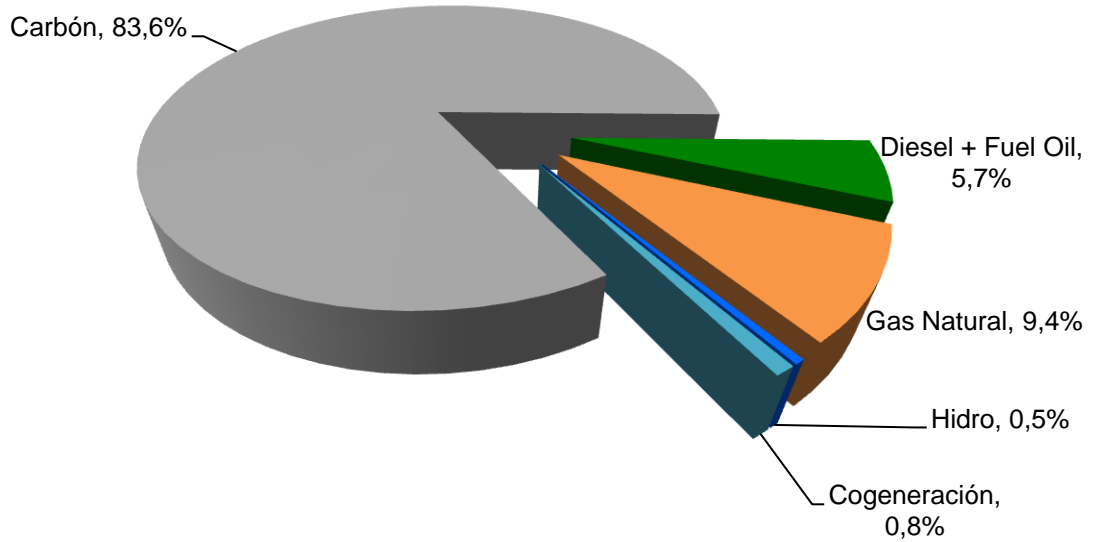


Figura 4: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del tercer trimestre.

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

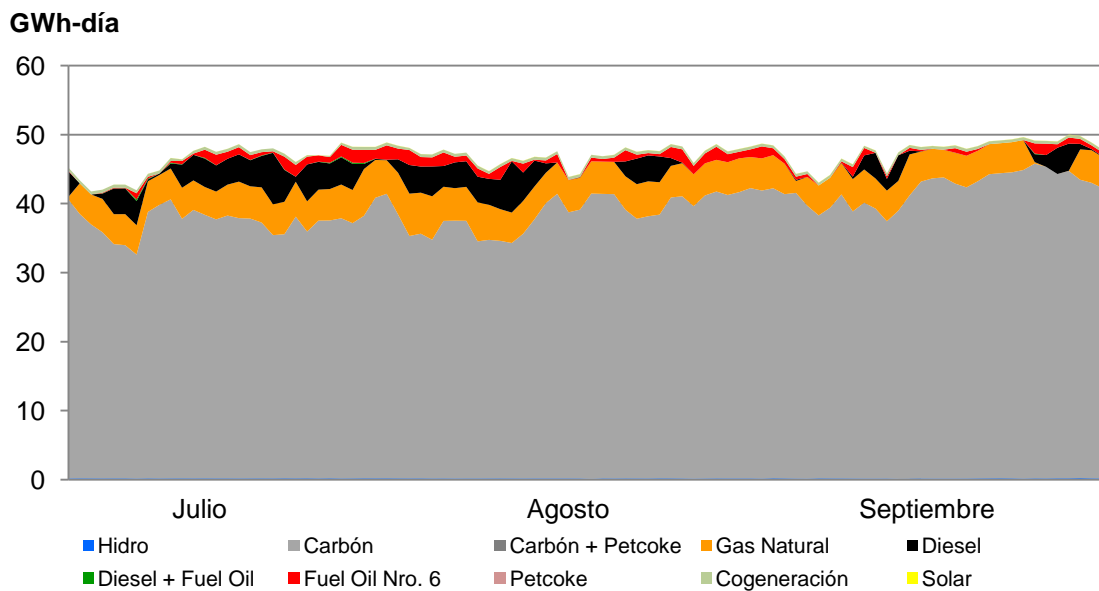


Figura 5: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

El cuadro a continuación, presenta la generación bruta por tipo de combustible del tercer trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue Agosto con 1.459 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	Jul	Ago	Sep	Total
Carbón	1.160,03	1.197,89	1.260,76	3.618,69
Carbón + Petcoke	0	0	0	0
Cogeneración	11,86	12,56	11,88	36,29
Diesel	88,31	61,61	24,00	173,92
Diesel + Fuel Oil	1,62	0,01	0,12	1,74
Fuel Oil Nro. 6	27,47	30,69	14,02	72,18
Gas Natural	143,43	150,07	114,32	407,82
Hidro	6,42	6,14	5,96	18,52
Otro	0	0	0	0
Petcoke	0	0	0	0
Solar	0,37	0,52	0,62	1,51
TOTAL	1.439,51	1.459,49	1.431,68	4.330,67

3.3 PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 9,4% durante el tercer trimestre de 2013, variando entre un mínimo de 8,0% durante el mes de septiembre y un máximo de 10,3% durante el mes de agosto.

Cabe señalar que 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%
E-CL	407,8	100%
Total	407,8	100%

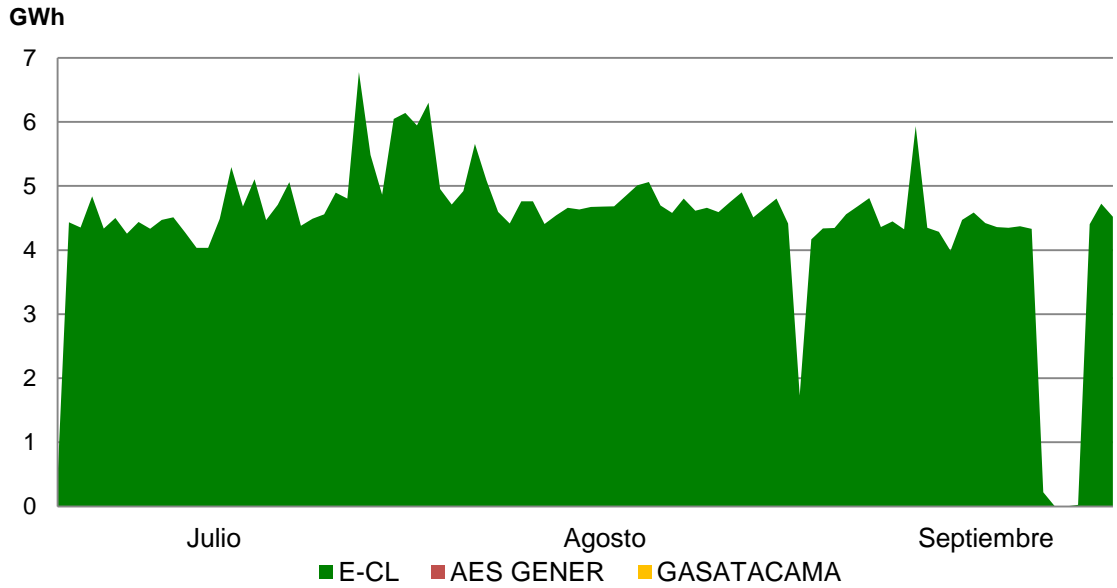


Figura 6: Producción de energía con gas natural por empresa.

3.4 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia media horaria bruta del sistema durante el tercer trimestre del año 2013. La máxima generación fue de 2.187,0 MW durante la hora 24 del día viernes 27 de septiembre, y la mínima fue de 1.641,4 MW durante la hora 9 del día domingo 7 de julio.

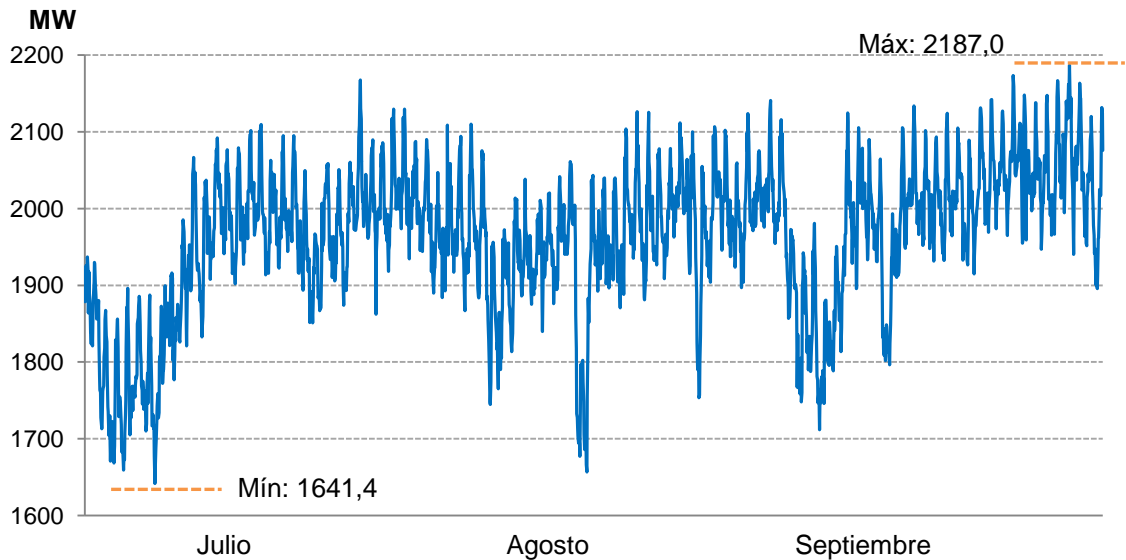


Figura 7: Potencia Media Horaria Bruta tercer trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia media horaria durante el primer semestre, donde se observó un promedio de 1.962,5 MW en el periodo, con una

desviación estándar de 95,8 MW. El factor de carga del primer semestre fue 89,7%, mientras que el coeficiente de variación de la demanda horaria fue de 4,9%.

Tabla 7: Resumen potencia media horaria tercer trimestre 2013.

Potencia Media Horaria	
Estadística	MW
Promedio	1.962,5
Desviación Estándar	95,8
Mínima	1.641,4
Máxima	2.187,0
Factor de Carga	89,7%
Coeficiente Variación	4,9%

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

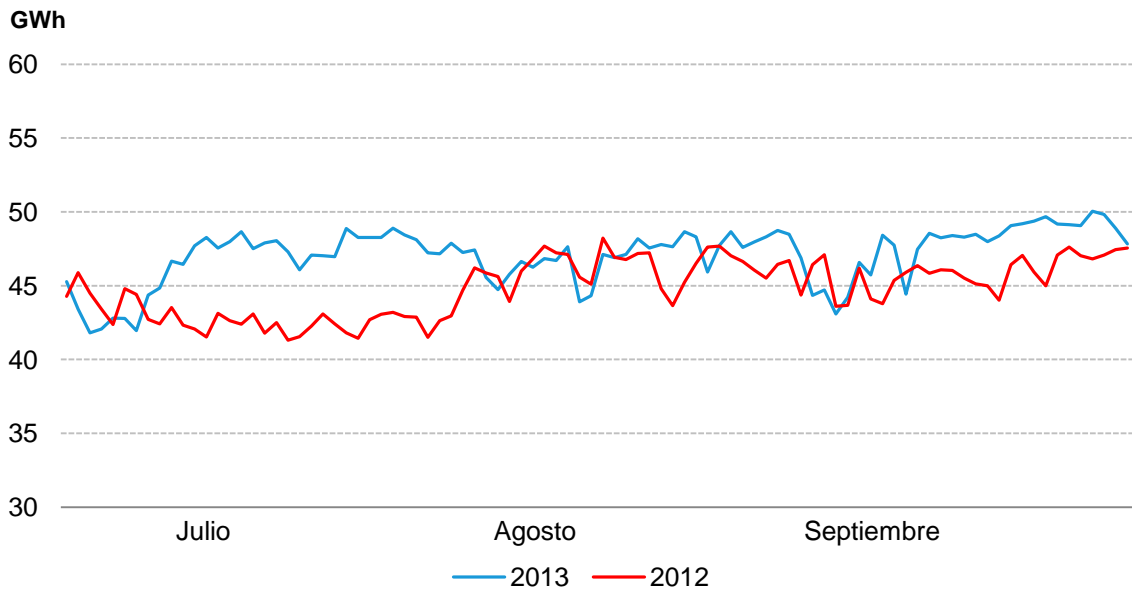


Figura 8: Energía bruta diaria tercer trimestre 2013.

El promedio de energía bruta generada durante el periodo de análisis es de 47,1 GWh, lo que es un 4,9 % mayor al promedio a la misma fecha del año 2012. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo, es de 1,90 GWh, lo que indica una variación de 4,0 % con respecto a la media.

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

Energía Bruta Diaria	2013	2012
Desviación Estándar	1,90	1,95
Promedio	47,07	44,86
Coeficiente Variación	4,0%	4,3%
Máximo	50,04	48,22
Mínimo	41,80	41,30

3.5 RESUMEN DE VENTAS TERCER 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 julio a septiembre 2013 fueron de 3.854,6 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 tercer trimestre 2013 [GWh].

Empresa	Cliente	Julio	Agosto	Septiembre	Total Semestre
AES GENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	5,5	6,3	6,0	17,9
ANDINA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	85,2	80,9	77,8	243,9
ANGAMOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	135,6	156,0	161,7	453,3
CELTA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	90,8	88,2	81,7	260,7
E-CL	Regulado	157,8	156,2	145,3	459,2
	Libre	460,3	469,7	459,9	1.389,9
ENORCHILE	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	34,0	34,8	33,7	102,6
GASATACAMA	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	17,0	16,0	14,2	47,2
HORNITOS	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	100,0	102,7	96,6	299,4
NORACID	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	0,3	0,2	0,3	0,7
NORGENER	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	182,8	195,4	194,9	573,0
ON GROUP	Regulado	0,0	0,0	0,0	0,0
	Libre	2,1	2,3	2,3	6,8
TOTAL	Regulado	157,8	156,2	145,3	459,2
	Libre	1.113,7	1.152,6	1.129,1	3.395,4

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

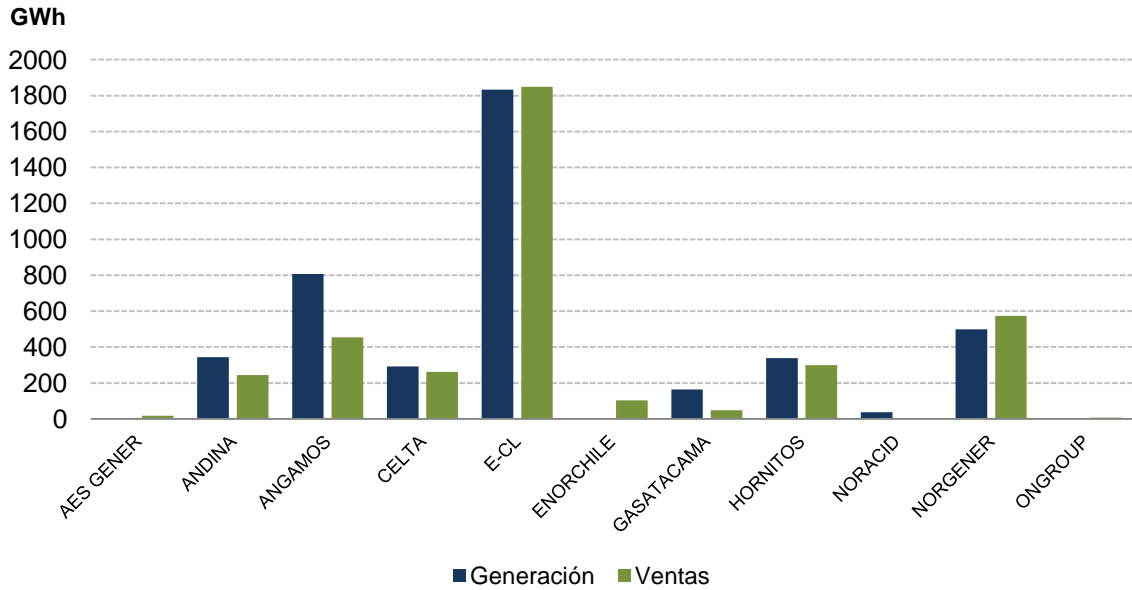


Figura 9: Generación y ventas por empresa tercer trimestre 2013.

3.6 MANTENIMIENTOS MAYORES

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

Tabla 10: Mantenimiento Mayor Tercer Trimestre 2013.

Unidad	Desde	Hasta	Duración [Días]
CHAP2	17-ago	22-ago	6
CTTAR	28-sep	30-sep	3
M1AR1	05-ago	23-ago	19
M1AR2	01-jul	19-jul	19
M1AR3	30-sep	30-sep	1
NTO2	03-jul	28-jul	26
TG2B	24-sep	30-sep	7
TGIQ	05-ago	06-sep	32
TV2C	24-sep	30-sep	7
U13	13-jul	30-ago	49
U16	01-jul	01-jul	1

4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

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

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el periodo Julio – Septiembre 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]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES	81,36	78,95	77,38
ANGAMOS	95,68	94,53	93,59
NORGENER	87,70	82,27	77,80
TOCOPILLA	90,85	84,65	79,45
TARAPACÁ	85,41	83,25	81,48
ANDINA	84,82	80,73	78,74
HORNITOS	93,13	89,42	88,70

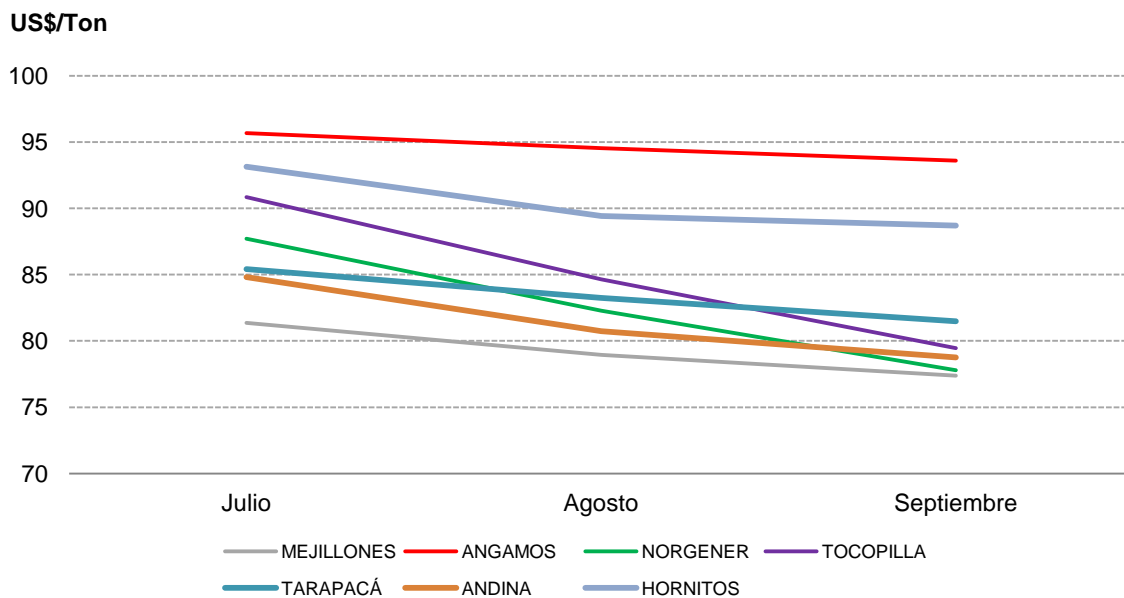


Figura 10: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

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

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

Diesel [US\$/m3]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES	837,67	859,68	888,15
ATACAMA	845,21	865,61	893,87
TOCOPILLA	833,57	855,72	884,12
TARAPACÁ	825,13	846,83	878,53

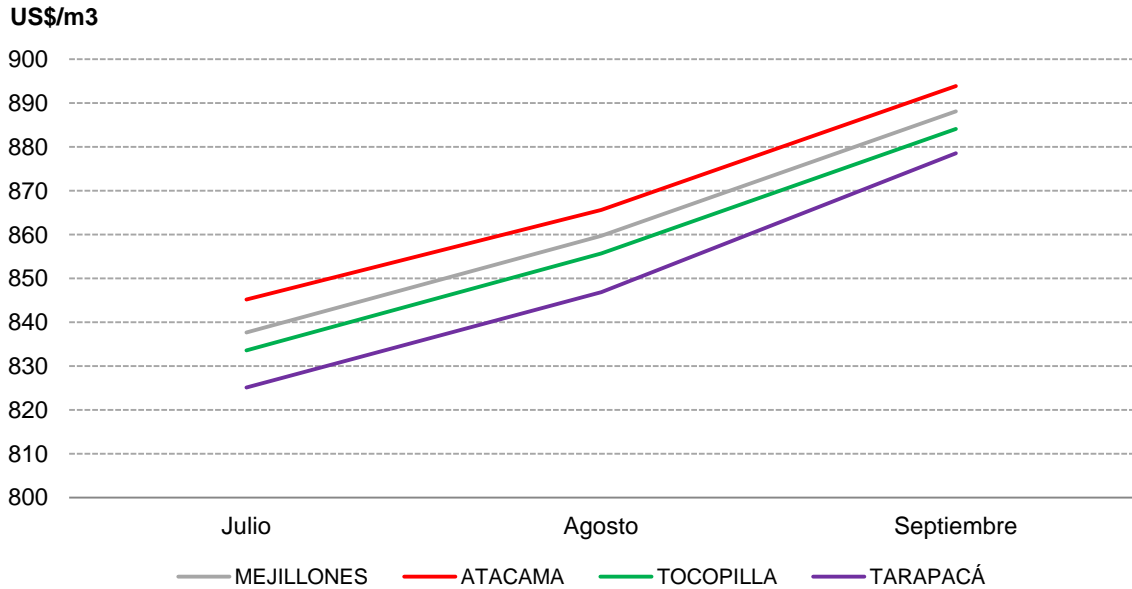


Figura 11: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

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 no considera el uso de gas natural.

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

Gas Natural [US\$/MMBTU]	Julio	Agosto	Septiembre
MEJILLONES	5,85	6,31	7,71
ATACAMA	11,50	11,50	11,50
TOCOPILLA	5,85	6,31	7,71

US\$/MMBTU

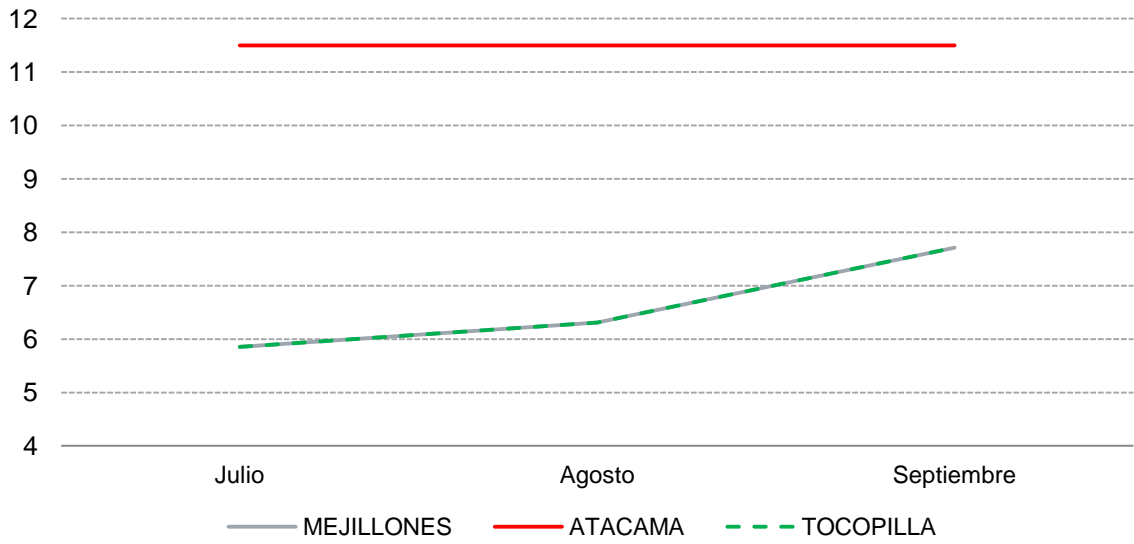


Figura 12: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

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).

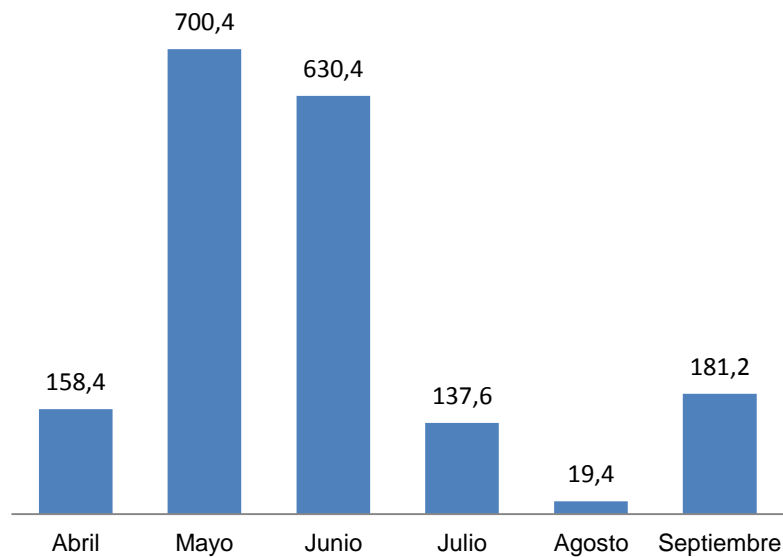


Figura 13: Energía No Suministrada [MWh] en los últimos 6 meses.

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

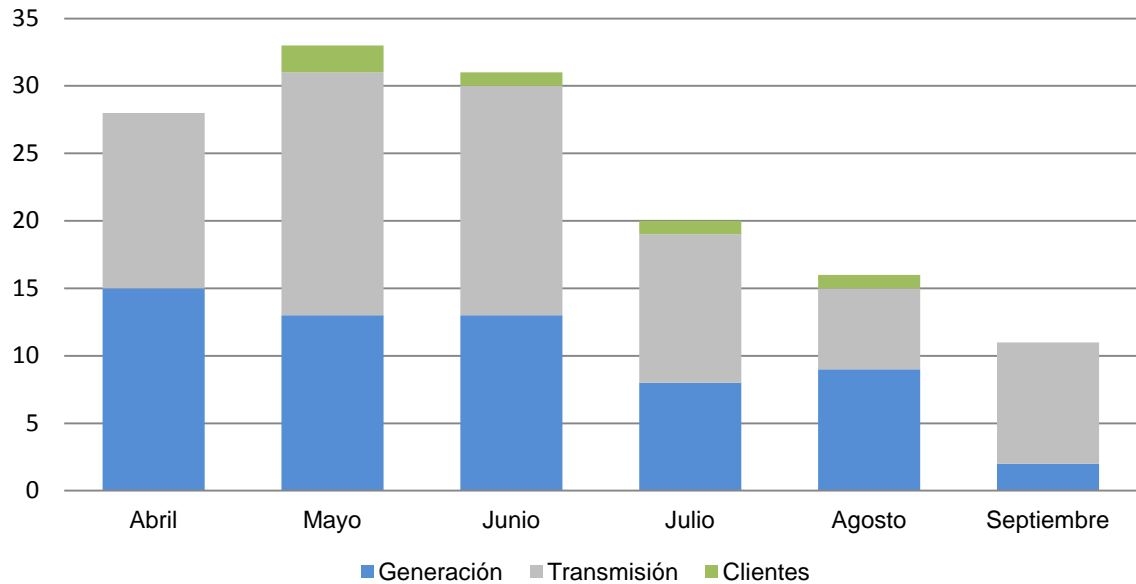


Figura 14: Número de Fallas registradas en los últimos 6 meses por tipo de instalación.

5.3 DESEMPEÑO EDAC

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

Tabla 14: Desempeño de la operación del EDAC por subfrecuencia.

Mes	Evento N°	Frecuencia Mínima [Hz]	Desprendimiento Nominal [MW]	Desprendimiento Real [MW]	Desemp. Real / Nominal [%]
Abril	3284	48,81	185,09	105,64	57,07%
	3286	48,71	185,09	117,51	63,49%
	3301	48,88	95,66	67,04	70,08%
Mayo	3315	48,70	269,84	146,97	54,47%
	3318	48,84	95,66	49,47	51,71%
	3337	48,93	45,28	38,61	85,27%
Junio	3342	49,02	45,28	19,71	44,00%
	3344	48,86	95,66	48,05	50,00%
	3349	49,06	45,28	27,16	60,00%
	3351	49	45,28	17,03	38,00%
	3362	48,9	95,66	24,19	25,00%
Julio ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Agosto	3393	49,07	45,28	24,05	53,11%
Septiembre ⁽¹⁾	-	-	-	-	-

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

5.4 DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

A continuación se presenta el desempeño del control primario de frecuencia durante los últimos 6 meses:

Tabla 15: Desempeño del Control Primario de Frecuencia.

Mes	N° Evento	Reserva Observada respecto a Reserva Programada [%]
Abril	3284	70,71%
	3286	67,99%
	3301	66,02%
Mayo	3315	40,02%
	3318	55,91%
	3337	48,76%
Junio	3342	60,31%
	3344	50,44%
	3349	56,34%
	3351	84,91%
	3362	67,77%
Julio	-	-
Agosto	3393	55,73%
Septiembre	-	-

Donde:

- *Reserva Primaria Programada* corresponde a la Reserva Primaria de las unidades generadoras despachadas.
- *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.

5.5 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.

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.

DSVD: Desviación estándar de las variaciones de demanda (%)

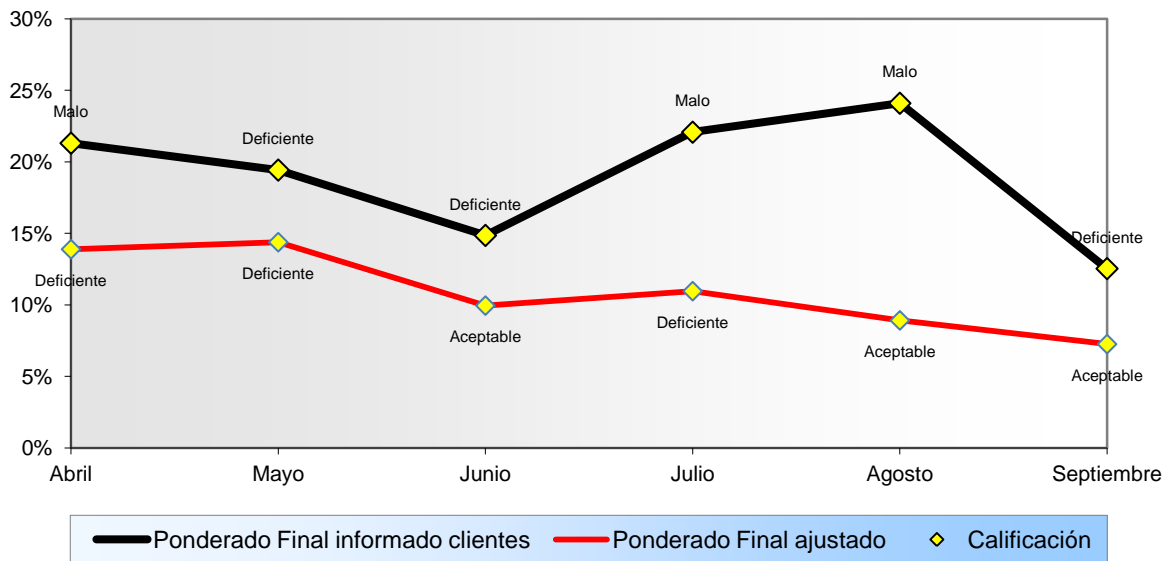


Figura 15: Comparación del índice ponderado de la Demanda Global.

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 octubre de 2013 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas según disponibilidad informada en fax: CDEC-SING N° 182/2012.
2. Unidades de Gas Atacama con disponibilidad de gas según disponibilidad informada en fax: CDEC-SING-A N° 0092/2012.
3. Programa de Mantenimiento Mayor 2013 versión 4.
4. Demanda de acuerdo a la última solicitud del Depto. 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 4 de octubre de 2013.

Tabla 16: Programa de Mantenimiento Mayor (versión 4)

Empresa	Unidad	Desde	Hasta	Duración (días)	Antecedentes
ANDINA	CTA1	14-05-2013	18-05-2013	5	CTA/2013/014
ANGAMOS	ANG1	07-05-2013	31-05-2013	25	CDEC-SING N° 03/2013
CELTA	ANG2	05-03-2013	29-03-2013	25	CDEC-SING N° 03/2013
	ANG2	01-04-2013	23-04-2013	23	CDEC-SING N° 07/2013
	CTTAR	28-09-2013	27-10-2013	30	CDEC-SING N° 047/2013
E-CL	TGTAR	06-05-2013	09-05-2013	4	CDEC-SING N° 008/2013
	TGTAR	24-09-2013	26-09-2013	3	CDEC-SING N° 026/2013
	CTM1	04-04-2013	23-04-2013	20	E-CL N° 017/2013
	CTM2	08-11-2013	22-12-2013	45	E-CL N° 102/2013
	CTM3-TG	15-10-2013	19-10-2013	5	E-CL N° 102/2013
	CTM3-TV	15-10-2013	19-10-2013	5	E-CL N° 102/2013
	TG1	16-08-2013	14-09-2013	30	E-CL N° 017/2013
	TG2	20-09-2013	19-10-2013	30	E-CL N° 017/2013
	U10	06-05-2013	25-05-2013	20	E-CL N° 017/2013
	U12	24-04-2013	01-06-2013	39	E-CL N° 065/2013
	U13	13-07-2013	31-08-2013	50	E-CL N° 080/2013
	U14	20-02-2013	26-03-2013	35	E-CL N° 017/2013
	U16-TG	06-01-2013	11-01-2013	6	E-CL N° 017/2013
	U16-TG	24-06-2013	02-07-2013	9	E-CL N° 074/2013
	U16-TV	06-01-2013	11-01-2013	6	E-CL N° 017/2013
U16-TV	24-06-2013	02-07-2013	9	E-CL N° 074/2013	
GASATACAMA	TG2B	24-09-2013	04-11-2013	42	CDEC-SING-A N° 0046/2013
	TV2C	24-09-2013	04-11-2013	42	CDEC-SING-A N° 0046/2013
HORNITOS	CTH1	02-11-2013	06-11-2013	5	CTH/2013/017
NORGENER	NTO1	05-11-2013	29-11-2013	25	CDEC-SING N° 34/2013
	NTO2	03-07-2013	28-07-2013	26	CDEC-SING N° 17/2013

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y el riesgo en la generación desde septiembre de 2013 hasta julio 2014.

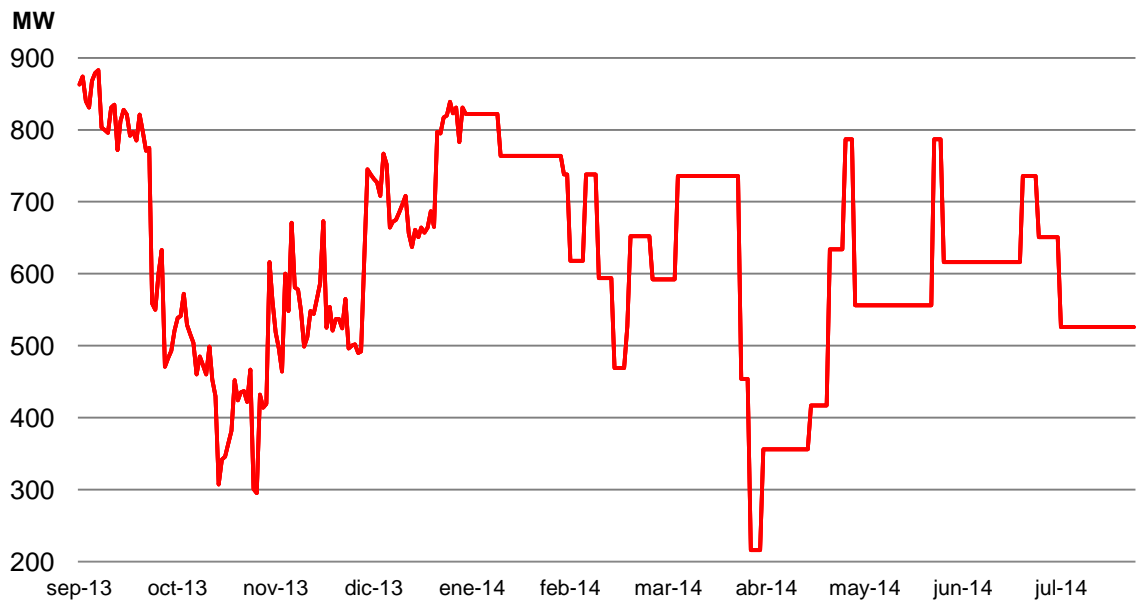


Figura 16: Reserva Esperada del SING hasta julio 2014.

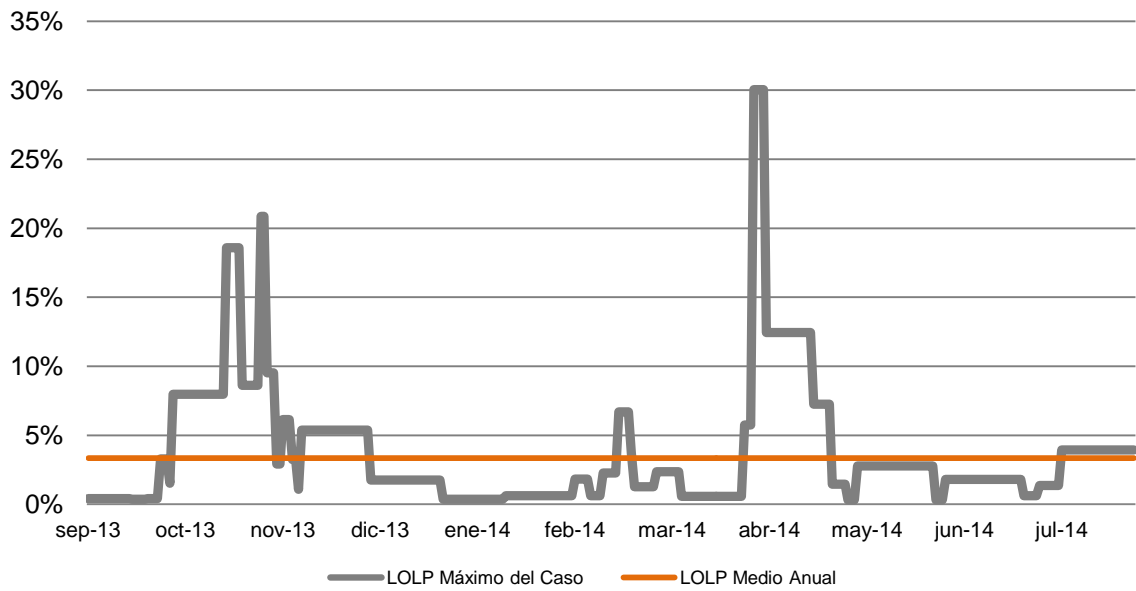


Figura 17: Suficiencia Prevista del SING.

Tabla 17: Operación real Septiembre 2013 y Programa Octubre 2013 – Septiembre 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	389,2	377,9	386,6	3.689,7
Total Gen. Bruta	321,7	307,3	324,8	212,4	242,1	320,4	271,5	244,6	291,2	389,2	377,9	386,6	3.689,7
Consumos Propios	34,5	33,1	35,4	27,5	26,0	34,8	31,9	28,4	32,5	21,1	20,4	21,1	346,6
Total Gen. Neta	287,2	274,2	289,4	184,9	216,1	285,6	239,6	216,2	258,8	368,2	357,5	365,6	3.343,1
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	22,6	104,6	99,6	100,8	107,0	104,2	116,1	115,6	111,3	98,0	113,0	116,8	1.209,7
Total Gen. Bruta	22,6	104,6	99,6	100,8	107,0	104,2	116,1	115,6	111,3	98,0	113,0	116,8	1.209,7
Consumos Propios	3,6	10,5	11,1	11,2	11,5	8,7	15,2	11,8	11,5	10,1	11,7	12,1	128,9
Total Gen. Neta	19,0	94,1	88,5	89,6	95,6	95,6	100,9	103,8	99,8	87,9	101,4	104,8	1.080,8
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	37,0	105,8	117,4	102,2	96,5	105,3	115,1	113,0	110,2	117,6	94,8	117,6	1.232,4
Total Gen. Bruta	37,0	105,8	117,4	102,2	96,5	105,3	115,1	113,0	110,2	117,6	94,8	117,6	1.232,4
Consumos Propios	4,7	10,7	11,8	10,8	10,9	11,2	12,0	11,9	11,7	12,1	9,7	12,1	129,6
Total Gen. Neta	32,3	95,1	105,6	91,5	85,6	94,0	103,1	101,1	98,5	105,5	85,1	105,5	1.102,8
E-CL													
C.H. Chapquiña	4,5	3,8	4,2	3,3	3,2	3,5	3,7	3,3	3,2	4,3	3,7	3,8	44,3
C.D. Arica	2,1	1,2	0,9	1,4	1,3	2,1	1,2	0,2	1,0				11,5
C.D. y T.G. Iquique	1,8	0,5	0,6	1,0	1,0	1,5	1,3	0,1	0,8	0,8	0,0		9,5
C.D. M.Blanco	3,9	2,5	1,5	4,8	2,6	3,6	1,6	0,0	0,1	0,0			20,8
C.T. Mejillones 3 (CC)	28,9	21,4	6,7	30,2	2,4	41,0	16,0						146,6
C.T. Mejillones 1	109,7	85,7	109,8	48,9	93,1	96,5	111,1	105,3	92,0	110,9	107,3	110,9	1.181,2
C.T. Mejillones 2	113,8	100,4	90,9	111,4	114,9	105,2	112,4	99,0	110,4	114,6	25,9	33,3	1.132,2
D Enaex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,1
C Enaex	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		7,4	2,1	11,7	52,9
Unidad 12 - 13	113,4	61,1	75,7	80,8	43,7	63,3	57,4	50,2	96,9	119,0	115,2	117,1	993,8
Unidad 14 - 15	169,3	103,0	90,1	163,9	167,4	168,3	167,0	174,7	163,4	163,0	171,4	177,0	1.878,5
Unidad 16 (CC)	128,0	89,7	176,4	108,8	137,6	2,5	127,4	150,1	114,3	181,4	176,0	182,1	1.574,5
T.Gas 1	0,4	0,3	0,5	0,3	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1				2,2
T.Gas 2	0,3	0,3	0,4	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1				1,8
T.Gas 3	1,5	1,7	1,6	2,2	1,8	1,6	1,0	0,4	0,9	0,0			12,7
SUTA	20,3	16,5	16,6	24,4	19,7	17,3	23,0	26,9	12,7	5,7	0,1		183,3
Parque Solar el Águila							0,2	0,3	0,4				0,9
Total Gen. Bruta	701,2	493,8	578,3	589,8	596,6	509,2	625,3	611,7	596,3	707,1	601,5	635,8	7.246,8
Consumos Propios	44,6	33,3	34,0	35,5	34,7	34,4	43,3	42,0	37,6	42,3	35,2	38,3	455,2
Total Gen. Neta	656,6	460,5	544,3	554,3	561,9	474,8	582,1	569,7	558,7	664,8	566,3	597,5	6.791,6
CELTA													
C.T. Tarapacá	67,5	94,4	101,0	66,0	76,3	99,2	96,1	104,3	91,0	13,3	100,8	104,0	1.013,8
TGTAR	0,9	0,7	0,5	0,4	0,5	0,7	0,4	0,1	0,3				4,4
Total Gen. Bruta	68,4	95,0	101,5	66,4	76,8	99,9	96,5	104,4	91,3	13,3	100,8	104,0	1.018,3
Consumos Propios	5,6	7,7	8,2	5,1	6,2	8,1	7,8	8,3	7,1	0,9	6,8	7,0	78,8
Total Gen. Neta	62,9	87,3	93,2	61,3	70,6	91,8	88,7	96,1	84,2	12,4	94,0	97,0	939,5
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	100,3	89,8	99,2	84,4	97,7	97,6	101,0	100,3	97,5	100,4	16,2	100,4	1.085,0
Nueva Tocopilla 2	96,2	86,7	97,9	86,3	98,5	87,7	12,3	90,9	96,8	100,4	97,1	100,2	1.051,1
Total Gen. Bruta	196,5	176,5	197,1	170,7	196,2	185,4	113,4	191,2	194,3	200,9	113,3	200,6	2.136,0
Consumos Propios	13,1	12,6	15,3	12,4	14,3	13,6	8,1	13,9	14,3	13,4	7,7	13,4	152,1
Total Gen. Neta	183,4	163,9	181,7	158,3	181,9	171,8	105,3	177,3	180,0	187,5	105,6	187,2	1.983,9

	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				6,3
Mini Hidro El Toro	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7				6,3
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4				12,6
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4				12,6
GASATACAMA GENERACIÓN													
Atacama TG1A	38,1	11,1	6,7		29,3	12,3	11,6			20,2	10,4	0,0	139,8
Atacama TG1B	22,8	6,3	14,9		46,6	28,1	1,6	12,1	13,0	32,7	13,2	0,0	191,3
Atacama TV1C	33,3	9,2	7,9		40,7	22,3	7,2	6,4	7,0	52,4	23,4	0,1	209,8
Atacama TG2A	0,5	1,8	0,2	15,5	0,9	10,5	7,6	12,5			63,2	26,4	139,2
Atacama TG2B	2,4			28,3	4,1	8,8	33,9	15,9					93,4
Atacama TV2C	1,1			24,3	2,1	10,1	21,4	13,6			62,6	26,2	161,4
Total Gen. Bruta	98,1	28,3	29,7	68,1	123,7	92,2	83,3	60,5	20,1	105,2	173,0	52,8	935,0
Consumos Propios	4,0	2,2	2,3	3,2	4,2	3,8	3,6	3,0	1,9	2,3	3,7	1,2	35,4
Total Gen. Neta	94,1	26,1	27,4	64,9	119,5	88,4	79,7	57,5	18,1	102,9	169,3	51,6	899,6
GENER													
Central Salta	0,0												0,0
Total Gen. Bruta	0,0					0,0							0,0
Consumos Propios													0,0
Total Gen. Neta										0,0	0,0	0,0	0,0
CAVANCHA													
C.H. Cavancha	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	1,4	1,5	17,1
Total Gen. Bruta	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	1,4	1,5	17,1
Consumos Propios										0,3	0,1	0,3	0,7
Total Gen. Neta	1,4	1,4	1,5	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2	16,4
INACAL													
CD Inacal	1,4	0,8	1,1	1,6	1,3	2,2	2,7	2,7	1,3	2,4	0,4	2,4	20,5
Total Gen. Bruta	1,4	0,8	1,1	1,6	1,3	2,2	2,7	2,7	1,3	2,4	0,4	2,4	20,5
Consumos Propios			0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,3	1,3
Total Gen. Neta	1,4	0,8	1,0	1,6	1,2	2,1	2,6	2,6	1,3	2,1	0,4	2,0	19,1
ENORCHILE													
Estandartes	1,4	0,7	0,5	0,9	0,8	1,5	0,8	0,2	0,7				7,4
Total Gen. Bruta	1,4	0,7	0,5	0,9	0,8	1,5	0,8	0,2	0,7				7,4
Consumos Propios	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,2
Total Gen. Neta	1,3	0,7	0,5	0,8	0,8	1,5	0,8	0,1	0,7				7,2
NORACID													
PAM	9,7	8,3	9,1	11,7	2,2	12,7	11,9	12,6	11,9	12,8	12,3	12,8	127,7
Total Gen. Bruta	9,7	8,3	9,1	11,7	2,2	12,7	11,9	12,6	11,9	12,8	12,3	12,8	127,7
Consumos Propios	4,1		0,2	0,1	2,0	0,0	0,3			4,4	4,2	4,3	19,5
Total Gen. Neta	5,6	8,3	9,0	11,6	0,2	12,7	11,6	12,6	11,9	8,4	8,1	8,4	108,3
SELRAY													
Huayca1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2				1,8
Total Gen. Bruta	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2				1,8
Consumos Propios													
Total Gen. Neta	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2				1,8
INGENOVA													
AGB						0,1	0,1	0,0	0,1				0,4
Total Gen. Bruta						0,1	0,1	0,0	0,1				0,4
Consumos Propios													
Total Gen. Neta						0,1	0,1	0,0	0,1				0,4
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	1.648,1	1.588,5	1.630,9	17.655,5
Consumos Propios	114,3	110,2	118,4	105,8	109,9	114,7	122,3	119,4	116,6	107,1	99,4	110,1	1.348,2
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	1.541,0	1.489,0	1.520,8	16.307,3
Pérd. de Transm.	28,6	40,7	32,9	29,1	44,8	52,0	45,8	31,2	40,7	52,0	42,7	45,7	486,2
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	1.488,9	1.446,3	1.475,0	15.831,2
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	98,7	68,8	65,8	82,1	74,0	74,9	81,9	79,8	64,2	142,1	150,7	129,7	92,7

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.

2014

	Prog. (1)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
CT ANGAMOS													
C.T. Angamos	380,5	353,5	391,3	220,9	230,3	378,4	391,3	391,3	363,8				3.101,4
Total Gen. Bruta	380,5	353,5	391,3	220,9	230,3	378,4	391,3	391,3	363,8				3.101,4
Consumos Propios	21,1	19,0	21,1	20,4	4,1	20,4	21,1	21,1	19,7				167,8
Total Gen. Neta	359,4	334,5	370,3	200,5	226,2	358,0	370,3	370,3	344,1				2.933,6
CT ANDINA SA													
C.T. Andina	116,8	41,4	86,7	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	109,3				930,7
Total Gen. Bruta	116,8	41,4	86,7	113,0	116,8	113,0	116,8	116,8	109,3				930,7
Consumos Propios	12,1	4,3	8,9	11,7	12,1	11,7	12,1	12,1	11,3				96,0
Total Gen. Neta	104,8	37,2	77,7	101,4	104,8	101,4	104,8	104,8	98,0				834,7
INVERSIONES HORNITOS													
C.T. Hornitos	117,6	106,2	117,6	15,2	117,6	113,8	117,6	117,6	110,0				932,8
Total Gen. Bruta	117,6	106,2	117,6	15,2	117,6	113,8	117,6	117,6	110,0				932,8
Consumos Propios	12,1	10,9	12,1	1,6	12,1	11,7	12,1	12,1	11,3				95,6
Total Gen. Neta	105,5	95,3	105,5	13,6	105,5	102,1	105,5	105,5	98,7				837,2
E-CL													
C.H. Chapiquiña	3,8	3,4	3,8	3,7	4,3	4,1	4,3	4,3	4,0				35,6
C.D. Arica				0,1									0,1
C.D. y T.G. Iquique		0,0		2,8			0,0						2,9
C.D. M.Blanco				2,1									2,1
C.T. Mejillones 3 (CC)													
C.T. Mejillones 1	110,9	100,0	110,9	107,3	110,9	107,3		78,5	103,7				829,3
C.T. Mejillones 2	114,4	103,5	114,4	110,7	114,6	110,9	114,4	114,4	107,2				1.004,6
D Enaex													
C Enaex				0,0									0,0
Unidad 10 - 11	15,2	4,6	8,9	7,3	2,8	3,5	2,1		12,1				56,3
Unidad 12 - 13	118,9	107,4	119,0	115,0	118,9	115,0	119,0	76,7	86,4				976,4
Unidad 14 - 15	121,3	104,3	86,3	115,7	177,1	171,4	177,0	177,0	165,5				1.295,5
Unidad 16 (CC)	182,0	164,0	164,5	152,4	181,8	176,0	181,6	181,7	169,8				1.553,8
T.Gas 1													
T.Gas 2													
T.Gas 3				0,3									0,3
SUTA		0,0	0,0	20,4			0,1						20,5
Parque Solar el Águila													
Total Gen. Bruta	666,4	587,1	607,7	638,0	710,3	688,1	598,5	632,6	648,7				5.777,5
Consumos Propios	39,9	35,0	37,1	37,8	42,8	41,5	34,4	36,9	39,5				345,0
Total Gen. Neta	626,6	552,2	570,6	600,2	667,5	646,6	564,0	595,7	609,2				5.432,5
CELTA													
C.T. Tarapacá	104,2	93,9	104,0	100,7	104,2	100,8	104,2	104,0	97,4				913,4
TGTAR				0,0									0,0
Total Gen. Bruta	104,2	93,9	104,0	100,7	104,2	100,8	104,2	104,0	97,4				913,4
Consumos Propios	7,1	6,4	7,0	6,8	7,1	6,8	7,1	7,0	6,6				61,8
Total Gen. Neta	97,1	87,6	97,0	93,9	97,1	94,0	97,1	97,0	90,8				851,5
NORGENER													
Nueva Tocopilla 1	100,4	74,5	100,4	97,2	100,4	97,2	22,7		90,7				683,6
Nueva Tocopilla 2	100,4	74,5	100,3	97,2	100,4	15,9	100,4	100,4	93,9				783,6
Total Gen. Bruta	200,9	149,0	200,8	194,4	200,9	113,1	123,1	100,4	184,6				1.467,2
Consumos Propios	13,4	10,0	13,4	13,0	13,4	7,5	8,3	6,8	12,3				98,1
Total Gen. Neta	187,5	139,1	187,3	181,4	187,5	105,7	114,8	93,6	172,3				1.369,1

	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 GENERACIÓN													
Atacama TG1A	0,0	8,7	4,9	37,1	3,9	0,1	9,3	5,5	0,8				70,4
Atacama TG1B	0,0	4,9	4,6	40,4	5,0	0,1	6,9	12,5	0,1				74,7
Atacama TV1C	0,0	13,5	9,4	76,8	8,9	0,2	16,1	17,8	0,9				143,7
Atacama TG2A	10,7	53,7	49,0	72,0	59,9	56,9	69,4	75,4	29,9				476,8
Atacama TG2B	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0
Atacama TV2C	10,6	53,2	48,5	71,4	59,3	56,4	68,8	74,7	29,6				472,4
Total Gen. Bruta	21,3	134,1	116,4	297,7	137,0	113,7	170,5	185,9	61,3				1.238,0
Consumos Propios	0,5	2,9	2,5	5,9	3,0	2,6	3,6	4,0	1,4				26,3
Total Gen. Neta	20,9	131,2	113,9	291,8	134,0	111,2	166,8	182,0	59,9				1.211,7
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	1,5				13,7
Total Gen. Bruta	1,5	1,3	1,5	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5				13,7
Consumos Propios	0,3	0,1	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3				1,5
Total Gen. Neta	1,2	1,2	1,3	1,1	1,5	1,4	1,5	1,6	1,2				12,1
INACAL													
CD Inacal	2,4	1,0	1,5	4,2	0,5	0,9	0,6	0,0	2,1				13,1
Total Gen. Bruta	2,4	1,0	1,5	4,2	0,5	0,9	0,6	0,0	2,1				13,1
Consumos Propios	0,3	0,1	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3				1,5
Total Gen. Neta	2,0	0,9	1,3	3,9	0,4	0,7	0,5	0,0	1,8				11,6
ENORCHILE													
Estandartes				0,0									0,0
Total Gen. Bruta				0,0									0,0
Consumos Propios													0,0
Total Gen. Neta				0,0									0,0
NORACID													
PAM	12,7	11,5	12,7	12,2	12,7	12,4	12,7	12,7	11,9				111,6
Total Gen. Bruta	12,7	11,5	12,7	12,2	12,7	12,4	12,7	12,7	11,9				111,6
Consumos Propios	4,3	3,9	4,3	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3	4,1				38,0
Total Gen. Neta	8,4	7,6	8,4	8,1	8,4	8,2	8,4	8,4	7,9				73,7
SELRAY													
Huayca1													
Total Gen. Bruta													
Consumos Propios													
Total Gen. Neta													
INGENOVA													
AGB				0,0									0,0
Total Gen. Bruta				0,0									0,0
Consumos Propios													0,0
Total Gen. Neta				0,0									0,0
TOTAL SING													
Generación Bruta	1.624,3	1.479,1	1.640,3	1.597,8	1.631,7	1.635,7	1.636,8	1.663,0	1.590,8				14.499,4
Consumos Propios	111,0	92,5	106,9	101,9	98,9	106,5	103,1	104,3	106,7				931,7
Generación Neta	1.513,3	1.386,6	1.533,4	1.495,9	1.532,8	1.529,2	1.533,7	1.558,7	1.484,0				13.567,7
Pérd. de Transm.	48,8	40,2	44,6	41,1	44,0	49,3	45,6	47,2	47,7				408,6
VENTAS SING													
	1.464,5	1.346,4	1.488,7	1.454,8	1.488,8	1.480,0	1.488,1	1.511,5	1.436,3				13.159,1
ENS													
Cmg Crucero 220 (USD /MWh)	129,5	144,0	139,5	176,2	148,4	143,7	149,6	155,2	131,7				146,4

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

7. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

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

Tabla 18: Proyectos de Generación en Construcción al 30 de septiembre de 2013.

Proyectos de Generación	Puesta en Servicio ⁽¹⁾	Potencia Neta MW
Parque Solar El Águila I	2° Semestre 2013	2
Central Salar CODELCO	2° Semestre 2013	60
Pozo Almonte Solar 2 y 3	2° Semestre 2013	7,5 / 16
Ampliación Central Estandartes	oct-13	1,6
PMG La Portada	nov-13	3
Valle de los Vientos	nov-13	90
Ampliación de Planta Fotovoltaica La Huayca	dic-13	9
Arica Solar I	1° Semestre 2014	40
María Elena FV	sep-14	72

Tabla 19: Proyectos de Transmisión en Construcción al 30 de septiembre de 2013.

Proyectos de Transmisión	Puesta en Servicio ⁽¹⁾
Ampliación SE La Cruz	2° Semestre 2013
Ampliación SE Salar 220 kV	2° Semestre 2013
Ampliación SE Calama	2° Semestre 2013
Conexión BBCC en S/E Lagunas	2° Semestre 2013
Ampliación Encuentro y LT 2x220 kV Encuentro-Sierra Gorda	2° Semestre 2013
Sist. Tx estaciones de bombeo 1 y 2 Transmisora Baquedano	2° Semestre 2013
Ampliación S/E Cerro Dragón y Alto Hospicio	2° Semestre 2013
Subestación Booster, Interconexión a S/E Lixiviación	nov-13
Tap Off Quiani	nov-13
Tap Off Uribe	mar-14

Tabla 20: Proyectos de Consumo en Construcción al 30 de septiembre de 2013.

Proyectos de Consumo	Puesta en Servicio ⁽¹⁾	Demanda Media MVA
Tap Off Antucoya	2° Semestre 2013	7
Minera Quadra Proyecto Sierra Gorda	2° Semestre 2013	150
Minera Pampa Camarones	2° Semestre 2013	6
Conexión Eléctrica PMA Tocopilla	nov-13	28
Línea 69 Kv y S/E OLAP Minera Escondida	nov-13	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 21, 22 y 23 se presentan los eventos ocurridos en la operación del tercer trimestre de 2013, 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 asociadas a instalaciones de generación.

Tabla 21: Fallas de unidades generadoras.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Pérdida de Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3374	03-jul	17:46	Regresión de carga unidad CTM2	Atochamiento de carbón en molino N° 3.	49,70	No	49,0	0
3375	04-jul	20:30	Desenganche de la unidad U12	Baja presión vapor entrada turbina por desconexión de molino.	49,93	No	57,0	0
3377	08-jul	13:00	Regresión de carga de la unidad CTH	Disparo de bomba circuladora por señal errónea de temperatura en devanado del motor.	49,69	No	81,0	0
3378	08-jul	17:44	Desenganche de la unidad CTTAR	Fallo en damper succión VTI 2.	49,38	No	100,0	0
3380	13-jul	9:02	Regresión de carga desde 140 a 7 MW y posterior desenganche de la unidad CTTAR.	Mínima tensión barra BMA.	49,20	No	133,0	0
3382	18-jul	9:56	Desenganche de la unidad PAM	Perdida de vacío en el sistema de condensación por maniobra operacional.	50,00	No	18,5	0
3387	22-jul	9:16	Desenganche de la unidad U14	Bajo nivel domo producido por alta presión de vapor principal.	49,27	No	128,0	0
3388	22-jul	11:00	Desenganche de la unidad U15	Falla en flotador de nivel de aceite de sello de turbina.	49,45	No	119,0	0
3393	02-ago	18:49	Desenganche de la unidad ANG2.	Falla en Bomba de Circulación Caldera.	48,99	1	150,0	20,7
3396	07-ago	14:40	Desenganche de la unidad NTO2.	Bajo nivel del domo por falla en bomba de agua alimentación.	49,19	No	144,0	0
3397	08-ago	17:45	Desenganche de la unidad TG1B.	Apertura de válvula de purga intermitente de turbina de alta presión.	50,00	No	17,0	0
3402	19-ago	6:08	Desenganche de la unidad CTM2, con 155 MW.	Operación de válvula de seguridad de sobrepresión de aceite del transformador principal.	49,18	No	155,0	0
3403	22-ago	21:36	Desenganche de la unidad CTM2, con 20 MW.	Alto nivel domo por problema en válvula de purga continua.	50,00	No	20,0	0
3404	22-ago	22:34	Desenganche de la unidad CTM2, con 26 MW.	Protección de turbina erróneamente habilitada.	49,97	No	26,0	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Nº Escalón	Pérdida de Generación [MW]	Desconexión Consumos [MW]
3405	24-ago	18:00	Desenganche de la unidad U15, con 76 MW.	Pérdida de aire de sello de los pulverizadores.	49,51	No	76,0	0
3406	24-ago	19:20	Desenganche de la unidad U15, con 19 MW.	Descontrol nivel domo.	50,00	No	19,0	0
3408	27-ago	14:23	Desenganche de la unidad PAM 17 MW.	Alta temperatura de agua condensador de vacío sistema de turbina.	50,00	No	17,0	0
3409	02-sep	11:45	Desenganche de la unidad PAM.	Perdida de vacío en el condensador principal de la turbina.	50,00	No	17,0	0
3410	04-sep	13:11	Desenganche de la unidad CTM1.	Por bajo flujo de aire caldera, cierre del damper del VTF A.	49,63	No	73,0	0

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

Tabla 22: Fallas de transmisión.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
3373	01-jul	7:45	Interrupción Transformador 220/66/23 kV N° 1 de S/E Zaldivar.	Corte de conductor en Línea 66 kV Zaldivar - Negrillar.	50,67	58,00
3376	07-jul	7:23	Interrupción del Transformador Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1	Sobrecarga	50,00	32,00
3379	09-jul	10:20	Interrupción de la línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.	Jote Electrocutado en estructura N° 688.	50,00	0,90
3381	18-jul	9:44	Interrupción de la Línea 66 kV Pozo Almonte - Sagasca.	Jote electrocutado Estructura N° 43.	50,00	4,86
3383	19-jul	11:24	Interrupción del Autotransformador de 220/110/13.8 kV N°2 de Central Tocopilla.	Falla externa, provocada al aterrizar por error, la barra de SSAA de 5 kV en la unidad NTO2.	50,00	0
3384	20-jul	5:48	Interrupción de la línea 66 kV Palestina - El Peñón, con 13 MW.	Conductor cortado en fase 2 de cruceta de soporte entre estructura N° 264 y 265.	50,00	13,00
3386	21-jul	8:02	Interrupción del Transformador Tap Off La Negra 110/23 kV con 17,3 MW	Bajo nivel de aceite del conservador y operación del relé Buchholz en el Transformador Tap Off La Negra 110/23 kV.	50,00	6,59
3389	22-jul	18:27	Interrupción del transformador tap off La Negra 110/23 kV con 17,3 MW.	Se investiga.	50,00	26,50
3390	26-jul	18:40	Interrupción de la línea 110 kV Chacaya - Muelle con 19,75 MW.	Se investiga.	50,00	19,75
3391	29-jul	4:28	Interrupción del transformador Chacaya 110/33 kV y línea 33 kV Chacaya - Algorta.	Se investiga.	50,00	2,80
3392	30-jul	8:15	Interrupción de la línea 66 kV Parinacota - Quiani, con 5,5 MW.	Se investiga.	50,00	5,50
3394	06-ago	11:53	Interrupción del Transformador Chacaya 110/33 kV.	Tirante cortado y desaplomado de la Estructura N° 290 de la Línea 33 kV Chacaya-Algorta.	50,00	3,30
3395	07-ago	10:55	Interrupción de la Línea 110 kV Central Diesel Tamaya - Salar.	Flashover en estructura N°97 frente a Central Tamaya, durante trabajos de lavado de aislación.	50,00	0
3398	09-ago	20:49	Línea 220 kV Atacama-Domeyko, circuito N° 1.	Falla en aislador de fase superior, lo que provoca el colapso de la cruceta en la estructura N° 458.	50,48	47,00
3399	10-ago	15:14	Interrupción de la línea 220 kV Lagunas - Collahuasi, circuito N° 2. (con apertura solo en el extremo de	Se investiga.	50,00	0

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
			S/E Collahuasi).			
3400	10-ago	18:44	Interrupción de la línea 110 kV Chacaya - Muelle.	Se investiga.	50,00	14,50
3401	14-ago	9:52	Interrupción de la línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica, con 2,3 MW.	Se investiga.	50,00	2,30
3411	05-sep	23:52	Interrupción de la Línea 110 Kv Chacaya - Muelle.	Se investiga.	50,00	1,00
3412	06-sep	7:03	Interrupción del Transformador Chacaya 110/33 kV, Línea 33 kV Chacaya - Algorta.	Se investiga.	50,00	2,62
3413	09-sep	8:40	Interrupción línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna.	Se investiga.	50,00	8,00
3414	09-sep	17:27	Interrupción de la línea 110 kV Capricornio - Alto Norte.	Desprendimiento de una cadena de aisladores en la estructura N° 118.	49,83	44,64
3415	13-sep	19:49	Interrupción circuito línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya circuito N°3.	Jote electrocutado en estructura N°6.	50,00	0
3416	15-sep	15:12	Interrupción del Transformador Minsal 110/23 kV N°2.	Operación Restricted Ground Fault.	50,00	16,00
3417	22-sep	12:01	Interrupción de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte circuito N°1.	Jote electrocutado en la estructura N°49.	50,00	0
3418	22-sep	23:04	Interrupción de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte circuito N°1.	Jote electrocutado en estructura N° 31.	50,00	0
3419	23-sep	15:12	Interrupción de la Barra Encuentro 220 kV-BP1.	Activación indeseada de 50BF, del interruptor 52J8 de S/E Encuentro.	50,47	53,50

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

Tabla 23: Fallas de clientes.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Causa	Frecuencia [Hz]	Desconexión Generación / Consumos [MW]
3385	20-jul	17:18	Rechazo de carga de Minera Collahuasi con 37 MW.	Falla en correa transportadora N° 2406.	50,64	37
3407	25-ago	11:04	Rechazo de carga de minera Collahuasi con 110 MW.	Sobrecorriente en línea MR2, producto de fuertes vientos y nieve en la zona.	50,86	110