



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Septiembre 2012

Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	29
Análisis General	30
Análisis Precio de Licitación	33
Análisis Precios de los Combustibles	33
Análisis Precios Spot	34
Análisis Precio Medio de Mercado	35
Análisis Parque Generador	35
Resumen Empresas	36
ANEXOS	37
Índice Precios de Contrato	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Central Rucatayo de Eléctrica Pilmaiquén inicia operaciones. (La Tercera, 21/9/12)

Ministros aprueban carboneras por US\$ 900 millones. (La Tercera, 8/9/12)

CDEC-SIC corrige al alza costo marginal de la energía y llegará a US\$151 en diciembre. (Diario Financiero, 7/9/12)

Perjuicio de contrato de Endesa con Pehuenche es de US\$508 millones. (Diario Financiero, 7/9/12)

Informe del CDEC-SIC prevé menos deshielos y una presión al alza del costo marginal. (Diario Financiero, 5/9/12)

Ministerio de Energía ingresa al Senado proyecto de ley de Carretera Pública Eléctrica. (Ministerio de Energía, 4/9/12)

Terminal flotante de GNL de AES Gener y Colbún iniciará sus operaciones a fines de 2014. (Diario Financiero, 4/9/12)

GNL Mejillones logra acuerdo con BHP Billiton e inicia proceso abierto. (La Tercera, 3/9/12)

Llamado a concurso de interconexión SING-SIC será durante primer semestre de 2013. (Diario Financiero, 31/8/12)

Corte Suprema rechazó la construcción de la central termoeléctrica Castilla. (Pulso, 28/8/12)

Corte declara nula la aprobación ambiental de la Central Termoeléctrica Pirquenes. (La Segunda, 28/8/12)

GNL Quintero autoriza ampliación de su capacidad en 50%. (Diario Financiero, 28/8/12)

CGE Distribución inicia licitación pública para adjudicar bloque de suministro energía. (La Segunda, 27/8/12)

Baja déficit hídrico en zonas declaradas de catástrofe. (La Tercera, 27/8/12)

Ministra de Bienes Nacionales: "Presentaremos en cuatro meses más proyecto de ordenamiento territorial". (Pulso, 24/8/12)

Gobierno define plazos y esquema de licitación para carretera eléctrica. (La Tercera, 23/8/12)

Generación eólica de Coquimbo crecerá en 900 MW. (Estrategia, 23/8/12)

Editorial

Decisiones que van marcando el rumbo del desarrollo eléctrico en Chile

En el último mes han tenido lugar importantes eventos en relación al sector eléctrico, generando inquietud en diversos sectores de la sociedad. Destacan el envío al congreso del proyecto de ley Carretera Eléctrica Pública, el rechazo por la Corte Suprema a la construcción de la central Castilla (2.100 MW), el segundo mayor proyecto energético de Chile y la que sería la mayor central termoeléctrica de Latinoamérica, y el anuncio del gobierno de la mantención de la cuota de Energías Renovables No Convencionales.

Proyecto de Ley Carretera Eléctrica Pública

Este proyecto de ley, enviado el 30 de agosto al congreso con urgencia simple [1], no busca crear una carretera eléctrica pública que no existiese antes, sino más bien corregir las falencias que presentan los sistemas de transmisión existentes. Efectivamente, la Ley 19.940 de 2004 (Ley Corta I) buscó fortalecer el acceso abierto a los sistemas de transmisión, de modo que estos tuviesen capacidad suficiente para transportar la energía a los centros de consumo desde los puntos de generación existentes y aquellos proyectados a corto y mediano plazo. Para esto se estableció un sistema troncal planificado en forma centralizada y cooperativa, con participación de todos los agentes interesados, mediante el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), llevado a cabo cada 4 años y con revisiones anuales. Sin embargo, y según se menciona en el informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE) de noviembre 2011, si bien se acepta que "en la actual ley eléctrica, con las modificaciones introducidas por la Ley Corta I, existen las condiciones para que los sistemas de transmisión en Chile tengan las características de una carretera eléctrica pública, esto es, sistemas de acceso abierto para todos los generadores y consumidores participantes del mercado eléctrico", también se reconoce que "el sistema de transmisión del SIC ha mostrado congestiones e inseguridades que están poniendo en riesgo el suministro de la demanda y dificultando el desarrollo de nuevas centrales generadoras; esto amerita que se adopten acciones correctivas". Supuestamente, estas acciones correctivas se concretarían en el proyecto de ley Carretera Eléctrica.

Fundamentalmente, los temas que más interesa corregir del actual modelo de expansión de la transmisión son: el tiempo que demoran los nuevos proyectos en llevarse a cabo (se busca agilizar los procesos) y los horizontes de evaluación del ETT (tomar en cuenta períodos más largos y así contemplar una mayor cantidad de escenarios posibles de desarrollo eléctrico futuro, resultando redes con mayores holguras). Con estos dos objetivos se estaría asegurando un sistema troncal que se expanda con la debida anticipación, oportunidad y holgura.

Aunque el proyecto de ley mantiene el concepto central del ETT, introduce una mayor intervención del Estado en la gestión territorial para el desarrollo de la transmisión troncal. El Ministerio de Energía, cada vez que el ETT indique la necesidad de construir una nueva línea de transmisión troncal, licitará un Estudio de Faja Troncal (EFT) para determinar la franja territorial sobre la cual será construida, tomando en cuenta aspectos sociales, ecológicos y. Se creará un Comité Interministerial como contraparte técnica del consultor del EFT, que deberá aprobar el informe y someterlo al acuerdo del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. Finalmente, el Presidente de la República firmará el Decreto Supremo que otorgue la concesión e imponga las correspondientes servidumbres sobre el trazado fijado en el EFT. De esta forma se pretende asegurar que las líneas se construyan dentro de plazos acotados. El proyecto de ley de Carretera Eléctrica sigue el mismo procedimiento indemnizatorio actualmente vigente, pero incorpora perfeccionamientos similares a los contemplados en el proyecto de ley de concesiones eléctricas, actualmente en trámite en el Congreso Nacional [2].

Como se indicara, se mantiene el ETT como base de la formulación de la Carretera Eléctrica, pero en una planificación de la expansión del sistema troncal a más largo plazo, y distinguiendo líneas que tendrán carácter de utilidad pública a las cuáles se les aplicará el procedimiento de Carretera Eléctrica, y la franja territorial indicada. También se podrá aplicar este procedimiento a líneas hoy denominadas adicionales, pero que inyecten energía de polos de desarrollo de interés del país. Podría por ejemplo aplicarse a una línea transversal que recoja energía de muchas centrales minihidro de una cuenca, aprovechando las economías de escala que puedan existir en la coordinación de los distintos proyectos en su conexión al troncal. Podría aplicarse también a una línea longitudinal que permita recoger la energía de distintas centrales hidroeléctricas de Aysén e inyectarlas al mercado eléctrico. Ambas líneas, transversal y longitudinal, podrían incorporar holguras para acomodar futuros desarrollos de generación. El proyecto discrimina en la remuneración de las holguras que resultarán de esta expansión más ambiciosa, traspasando a la demanda el pago de estas holguras para las líneas adicionales, pero manteniendo el esquema de pago de la Ley Corta I para el sistema troncal. No es evidente la lógica utilizada para hacer esta diferenciación.

De aprobarse este proyecto en los términos formulados, su mayor efecto se debiera manifestar en el próximo ETT, a realizarse el 2014. El ETT del año 2010 definió los trazados para las líneas de transmisión a construirse a mediano plazo (con 6 líneas ya licitadas, de las cuales 2 están adjudicadas). Un beneficio deseable del nuevo proyecto será la reducción del tiempo de tramitación de los proyectos de expansión de la red de transmisión. Supuestamente la nueva ley, al otorgar concesión e imponer servidumbre eléctrica sobre las franjas determinadas en el EFT a favor del adjudicatario de la construcción y operación de una determinada línea eléctrica, debería lograr plazos más cortos de materialización de los proyectos de transmisión, desde su concepción hasta su puesta en servicio, tal que sea compatible con los tiempos de ejecución de los proyectos de generación o de grandes instalaciones de consumo.

Independiente de las ventajas para el país de agilizar los procesos de expansión de la transmisión, es claro que las mayores restricciones del sistema eléctrico chileno se presentan en lograr un desarrollo seguro, económico y sustentable de la generación. Es prioritario superar las incertidumbres y dificultades que están enfrentado todo tipo de inversiones en generación, sean estas hidroeléctricas, termoeléctricas (como la central Castilla, analizada a continuación), e incluso renovables no convencionales.

Rechazo a la construcción de la central Castilla

El otro evento que disparó una discusión de fondo del desarrollo eléctrico y la forma como se aborda los temas energéticos a nivel país fue el rechazo por parte de la Corte Suprema (CS) a la construcción de Castilla, proyecto de central termoeléctrica a carbón con una potencia de 2.100 MW, con 6 unidades a carbón y 2 diesel de respaldo.

El conflicto se inició en febrero de 2010 cuando la Seremi de Salud de Atacama, dentro del procedimiento de evaluación ambiental, calificó al Proyecto Castilla como “contaminante”, según las normas de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, lo cual hacía inviable el desarrollo del proyecto en ese lugar. Según el Plan Regulador de Copiapó, el sector donde se emplazaría el proyecto admite, como uso de suelo permitido, la instalación de industria e infraestructura energética cuya calificación sea a lo más “inofensiva” o “molesta”. Ante esto, el titular del proyecto solicitó la suspensión del procedimiento de evaluación ambiental e interpuso un recurso de reposición y jerárquico en contra del Informe Consolidado de Evaluación del proyecto. Luego de ser acogido el recurso extraordinario de revisión, en julio de 2010, la autoridad sanitaria modificó la calificación del proyecto de “contaminante” a “molesto”, con lo cual se aprobó la Resolución de Calificación Ambiental, autorizando la construcción de la central. Ante esta situación, en marzo de 2011 un grupo de opositores al proyecto interpuso un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta. Un año después dicha Corte falló en contra de la construcción de la central, obligando a anular la resolución emitida por el Servicio de Evaluación Ambiental. Central Castilla apeló ante la Corte Suprema, la cual finalmente rechazó la construcción de la central el pasado 28 de agosto, estableciendo que hubo ilegalidades en su aprobación inicial, en cuanto:

- Haber presentado el puerto y la central de forma separada a la evaluación ambiental.
- No haber sometido a estudio la conexión entre ambas partes.
- Que se haya cambiado la calificación de industria “contaminante” a “molesta”.

El fallo de la CS ha sido fuente de polémicas a nivel nacional, con grupos a través de la prensa apoyando el fallo y otros cuestionándolo, y de hecho planteándose abiertamente un conflicto entre el poder ejecutivo y el poder judicial. La crítica más importante se centró en un cuestionamiento de las capacidades técnicas de la CS, argumentando que ella se habría atribuido la calidad de experto técnico y gestor de política pública, realizando una evaluación directa y determinando la forma en que se debe realizar la evaluación ambiental de proyectos. Más aún, se afirmó que la CS estaría interfiriendo en el rol del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de calificar ambientalmente un proyecto, al no aceptar la calificación industrial de “molesta”. Además, se planteó que la CS estaría innovando en los procedimientos ambientales, al cuestionar el fraccionamiento del proyecto, lo cual no está prohibido, salvo cuando se utiliza como una manera de no ingresar alguna de las partes del proyecto al SEA, lo que no sería el caso. También se afirmó que el fallo debilitaba la institucionalidad ambiental y cambiaba las reglas del juego, creando incertidumbres para futuros inversionistas, al tener que someter proyectos de inversión a reglas no escritas, pues dentro de la misma CS existirían criterios muy distintos para abordar cada asunto.

Sin pronunciarse sobre la validez o no de estas críticas, es claro que los procesos judiciales recientes, vía recursos de protección contra aprobaciones ambientales, están impactando el desarrollo de la nueva institucionalidad ambiental, aún no del todo consolidada. La futura creación de los Tribunales Ambientales (TA) y de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), junto a la promulgación del nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, debieran ayudar, con sólidas bases técnicas, a resolver los conflictos ambientales, en rigor apoyando el accionar de la Corte Suprema, cuando le corresponda intervenir. Será central el fortalecer la nueva institucionalidad CS-TA-SMA, evitando que acciones legales paralelas busquen divorciar el planteamiento de controversias ambientales ante los TA de los recursos de protección ante la CS.

Pero el problema central de desarrollo energético que enfrenta el país, ejemplificado en el proyecto Castilla, en rigor no es judicial, no es técnico, no es económico; es social y político. Entendiendo que hay que fortalecer la nueva institucionalidad ambiental, la solución a la conflictividad en el desarrollo de la infraestructura energética pasa por crear mecanismos efectivos de participación ciudadana (hoy toda preocupación social se canaliza a través de los estudios de evaluación ambiental), instrumentos de información y educación a la ciudadanía de las alternativas energéticas y sus costos e impactos, y, por último, esquemas de participación en los beneficios. Es necesario que las regiones y las comunidades locales puedan compartir algo de la mayor riqueza que se logra en la metrópoli y en la industria y la minería con estos recursos. Son grandes los desafíos, sobre todo si para abordarlos se necesita superar diálogos de sordos, y lograr un acuerdo político transversal.

Cuota de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Aunque el Presidente Sebastián Piñera al inicio de su gestión manifestara su aspiración que la matriz eléctrica tuviera un 20% de ERNC al 2020, según informaciones recientes de prensa, el gobierno habría descartado esta meta. La información indica que el Ministro de Energía, Jorge Bunster, expuso a los integrantes de la Comisión de Energía y Minería del Senado que habrían dificultades técnicas y restricciones económicas para alcanzar esa meta. Las restricciones técnicas ya han sido evidenciadas por los operadores de los sistemas, que advierten de las dificultades de responder a grandes y rápidas fluctuaciones en el suministro eléctrico, características de energías renovables como la eólica. Se mantendría por ende la meta de la legislación actual de un 10% al 2024. Independiente de lo anterior, el Ministro propuso a los parlamentarios introducir una serie de incentivos para desarrollar las ERNC en el país. Una de las alternativas en consideración es la de realizar licitaciones públicas de bloques de energía sólo para las ERNC. Cabe destacar que ya hay un proyecto de ley, impulsado por un grupo de senadores, que establece como meta el 20% al 2020.

Mientras algunos celebraron la medida, organizaciones ambientalistas la rechazaron, toda vez que ven a las ERNC como un mecanismo de "descarbonizar" la matriz eléctrica. Similares críticas fueron formuladas por asociaciones de empresas de energías renovables, que afirman que con el 20/20 se habrían generado enormes expectativas de empresas internacionales por venir a Chile a desarrollar proyectos, contando hoy con más de 8.000 MW de iniciativas ERNC tanto aprobadas como en evaluación.

Está por verse si esta discusión se polariza políticamente o se logra llegar a un acuerdo entre el poder ejecutivo y el poder legislativo de como incentivar y desarrollar las ERNC. La CADE propuso modificar el porcentaje de la ley ERNC para llegar al 15% el 2024.

[1] <http://www.camara.cl/pley/pdfpley.aspx?prmID=8766&prmTIPO=INICIATIVA>

[2] <http://www.camara.cl/pley/pdfpley.aspx?prmID=8460&prmTIPO=INICIATIVA>

SIC Sistema Interconectado Central

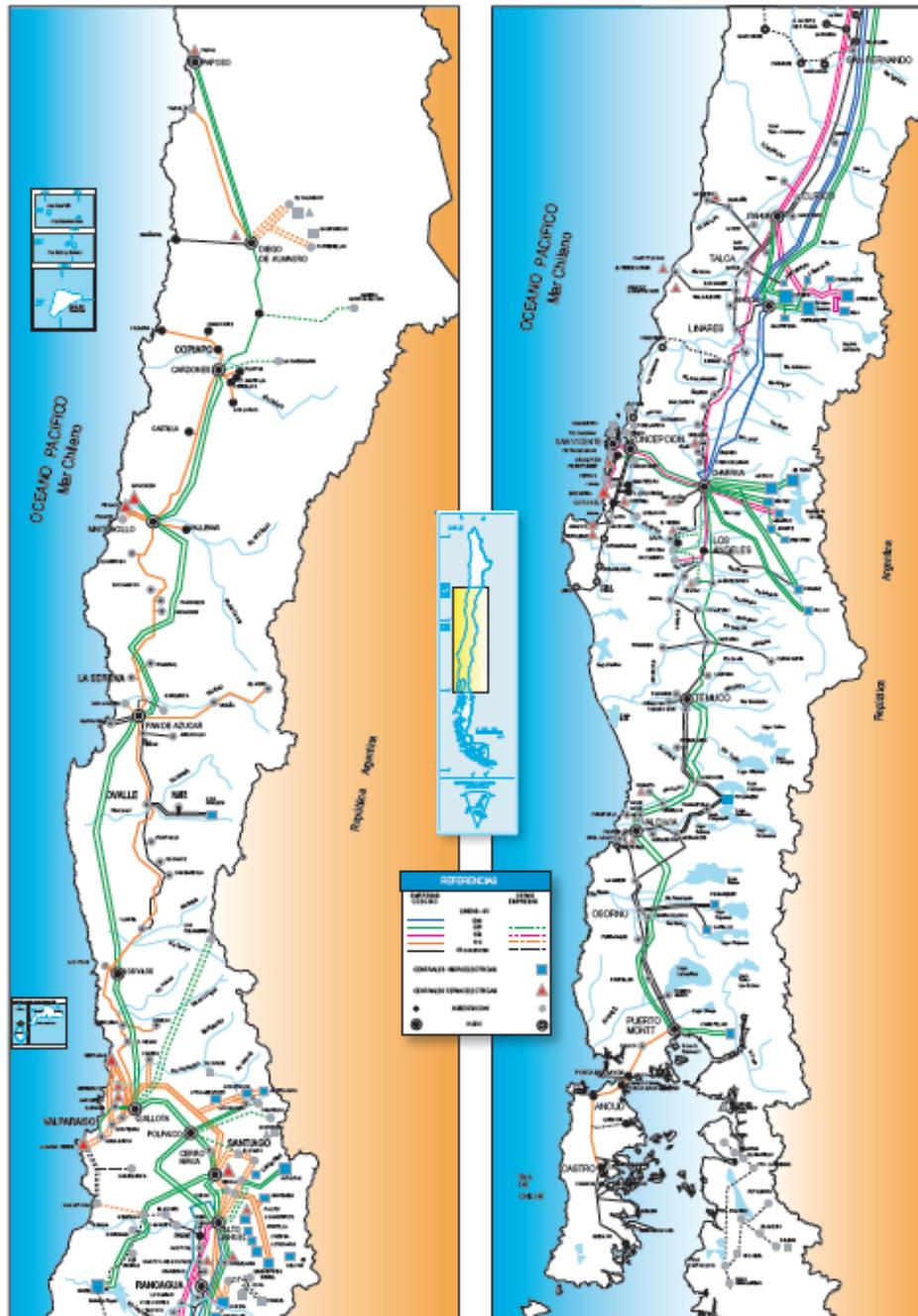
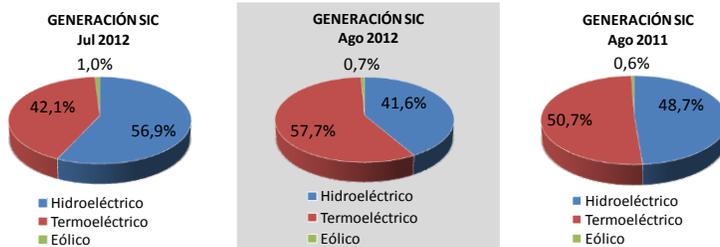


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de agosto de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 0,8% respecto a julio, con un alza de 6,0% respecto a agosto de 2011.

La generación hidroeléctrica presentó una baja de -26,3% respecto de julio, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 38,0%. Con lo anterior, el 41,6% de la energía generada en el SIC durante el mes de agosto de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, dándose nuevamente una predominancia térmica al contrario de lo observado durante los últimos dos meses anteriores. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 30,1 GWh, correspondiente al 0,7% del total (4.188 GWh).

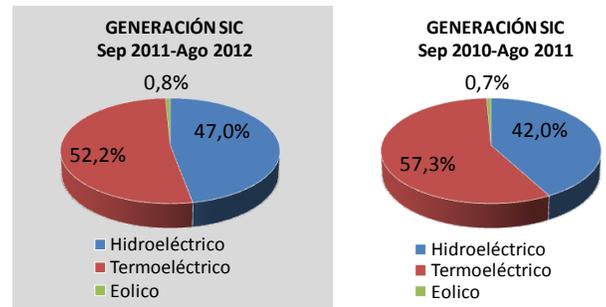
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -30,8% respecto a julio, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -18,8% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural se mantuvo en cero, mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 45,0%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 25,8%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 71,3% respecto al mes anterior.

En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 4, que la generación GNL representa para el mes de julio de 2012 un 21,9% de la matriz de energías del SIC, frente al 4,9% que representa el diesel y el 26,4% del carbón.

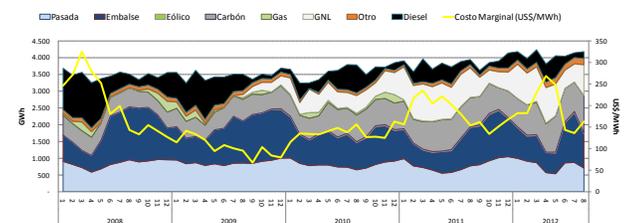
Los costos marginales del SIC durante el mes de agosto llegaron a un valor promedio de 163 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 154 US\$/MWh de agosto de 2011 representa un aumento de 6,0%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un alza de 20,1%.

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



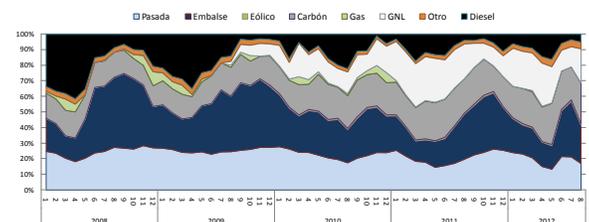
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 3: Generación histórica SIC



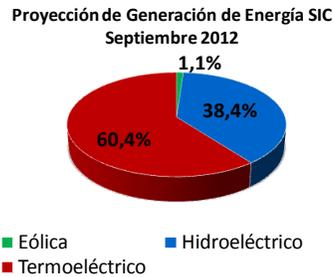
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



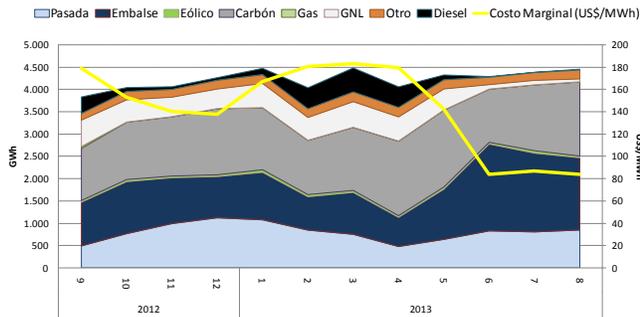
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Proyección de Generación de Energía junio de 2012



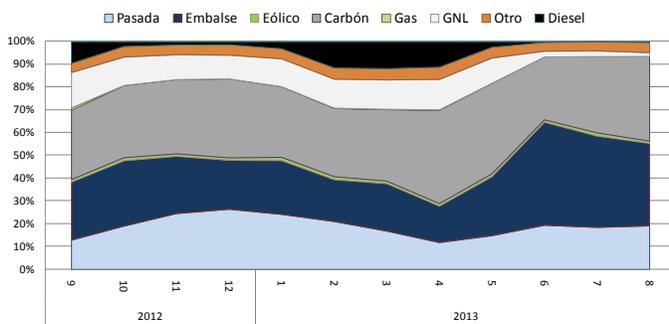
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



Fuente: CDEC-SIC, programa de operación a 12 meses.

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



Fuente: CDEC-SIC, programa de operación a 12 meses.

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de septiembre de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 38,4% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

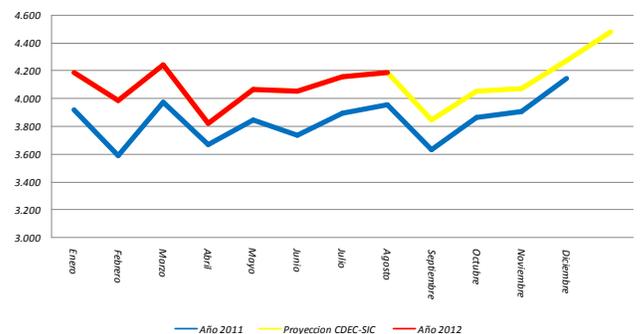
Generación de Energía

Durante el mes de agosto de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 6,0% respecto del mismo mes de 2011, con un aumento de 0,8% respecto a julio.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 48.937 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,1%.

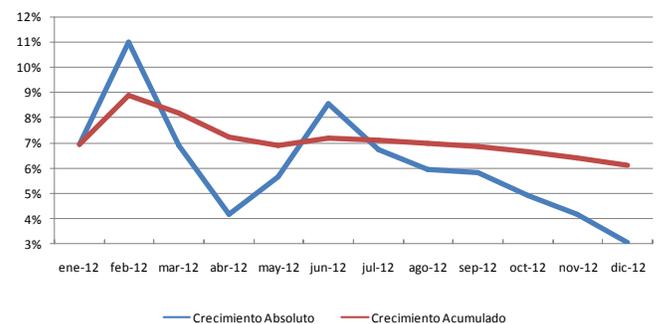
La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



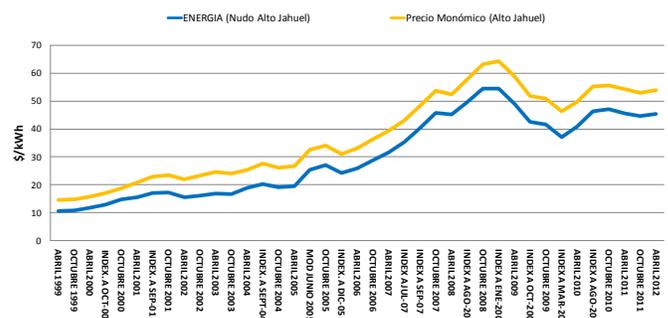
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 27 de julio de 2012 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2012.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,398 \$/kWh y 4.842,52 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,02 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1,7% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2011.

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Syste

Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley N°20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato, con un máximo de 15 años.

El artículo 158º indica que los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión. El artículo indica adicionalmente que dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios.
- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado.
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente.

No obstante lo anterior, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un periodo de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que el precio de los contratos de la tercera licitación se indexó según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. Los precios vigentes dejan de estar indexados al costo de suministro de corto plazo, indexándose a CPI y precios de combustibles según lo establecido en los respectivos contratos, a partir del mes de enero de 2012 para algunos contratos, y a partir del mes de junio de 2012 para los restantes. Por lo tanto, al día de hoy los precios indexados de los contratos de suministro firmados por las empresas distribuidoras con posterioridad a la Ley 20.018 están indexados únicamente a precios de combustibles y CPI.

La Tabla 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a agosto de 2012 es de 76,81 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -1,37% respecto del valor indexado al mes de julio de 2012 (77,88 US\$/MWh).

Nota: debido a que a la fecha de publicación del presente Reporte no se encuentran disponibles todos los índices necesarios para la indexación de los precios de licitación, para el cálculo de los precios aquí indicados se ha supuesto que el Petróleo Diesel no presenta variación en el mes de agosto.

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a agosto 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	82,8	5.419
Campanario	100,5	1.750
Colbún	83,5	6.782
Endesa	66,6	12.825
Guacolda	75,5	900
EMELDA	100,0	200
EPSA	103,3	75
Monte Redondo	97,6	275
Precio Medio de Licitación		76,81

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

De manera de dar cuenta a lo establecido en los Artículos 157° y 158°, la Comisión Nacional de Energía hace oficial durante el mes de diciembre de 2009 el documento “Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Promedio”, a través del cual se define la metodología utilizada para obtener los valores definitivos de Precio de Nudo para clientes regulados.

En particular, el artículo 157° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 2 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrar a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a agosto 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado (Barra	Precio Medio Reajustado (Barra	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	de Suministro)	de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	63,85	78,37	68,26	12.000
Chilquinta	87,24	76,87	76,87	2.567
EMEL	79,98	76,87	76,87	2.007
CGE	102,07	81,61	76,87	7.220
SAESA	74,38	75,81	76,87	4.432

Nota: debido a que a la fecha de publicación del presente Reporte no se encuentran disponibles todos los índices necesarios para la indexación de los precios de licitación, para el cálculo de los precios aquí indicados se ha supuesto que el Petróleo Diesel no presenta variación en el mes de agosto.

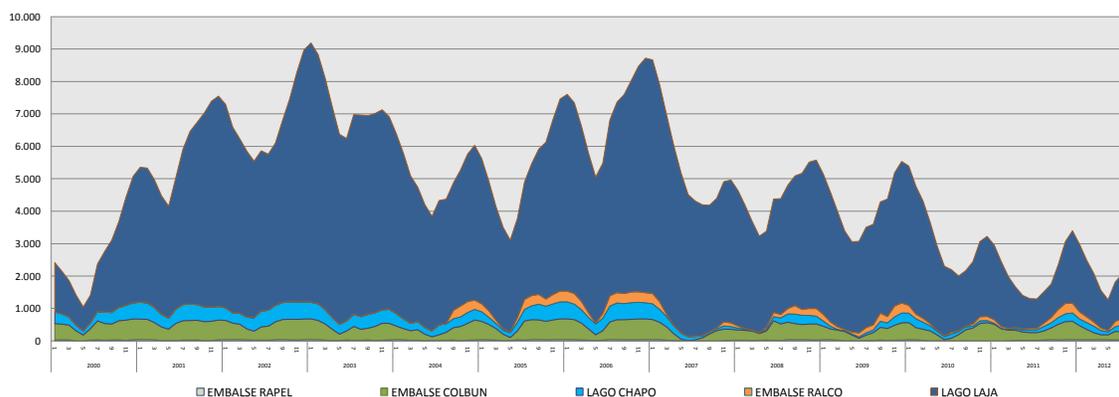
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a agosto de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 73,21 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -1,28% respecto del mes anterior (74,16 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de agosto de 2012, alcanzó los 1.743 GWh, lo que representa una disminución de -16,2% respecto al mes anterior, y un aumento de 14,5% respecto de igual mes de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía promedio acumulada durante el mes de agosto de 2012 fue un 27,5% mayor que la acumulada a igual mes del año 2011, no obstante este nivel representa el 15% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que lo niveles de los embalses si bien se ha recuperado respecto del año anterior, la energía total almacenada en ellos aún se mantienen bajo lo normal.

Figura 11: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

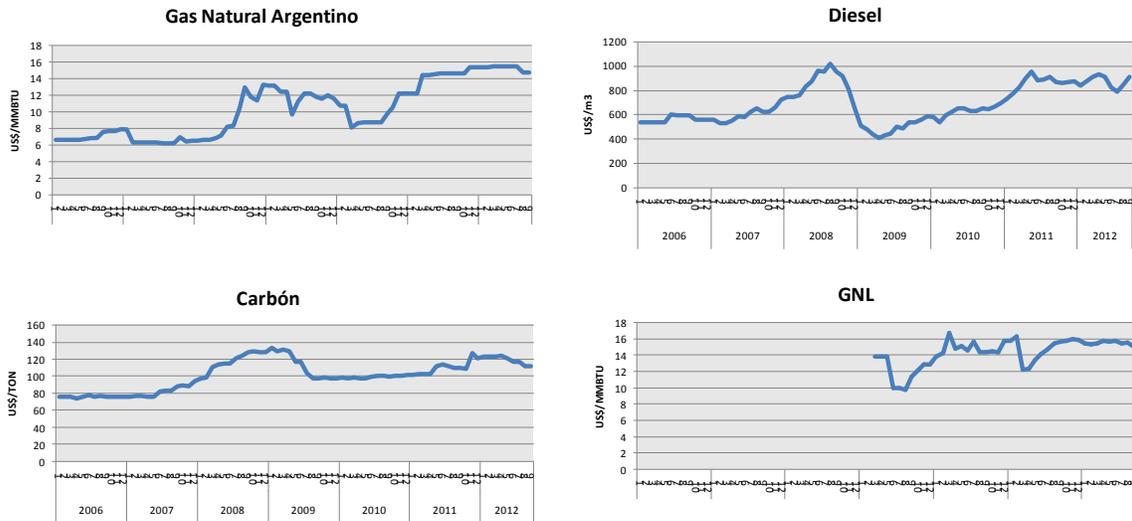
		Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011
EMBALSE	COLBUN	245	178	273
	% de la capacidad máxima	38%	28%	42%
EMBALSE	RAPEL	33	28	34
	% de la capacidad máxima	64%	56%	66%
LAGUNA	LA INVERNADA	15	3	4
	% de la capacidad máxima	12%	2%	3%
LAGO	LAJA	1.374	1.236	969
	% de la capacidad máxima	17%	15%	12%
LAGO	CHAPO	217	199	142
	% de la capacidad máxima	38%	35%	25%
EMBALSE	RALCO	194	99	100
	% de la capacidad máxima	54%	27%	28%

Fuente: CNE, SysteP

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 12.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario de sequía que enfrentó la zona centro-sur durante los últimos dos años, se ha atenuado tras las precipitaciones acontecidas a mediados del presente año, lo cual se vio reflejado en menores precios del mercado spot. No obstante lo anterior, en el último mes la baja en las precipitaciones derivó en una generación predominantemente térmica, lo cual impulsó al alza los costos marginales.

Los costos marginales del SIC para el mes de agosto de 2012 presentan un alza de 20,1% respecto a los registrados en el mes de junio, con un alza de 6,0% respecto a lo observado en agosto de 2011.

En la Tabla 5 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 4: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	182
Marzo	325	134	135	236	232
Abril	280	121	133	205	268
Mayo	252	95	141	221	249
Junio	181	108	148	203	144
Julio	200	102	138	181	136
Agosto	143	96	157	154	163
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

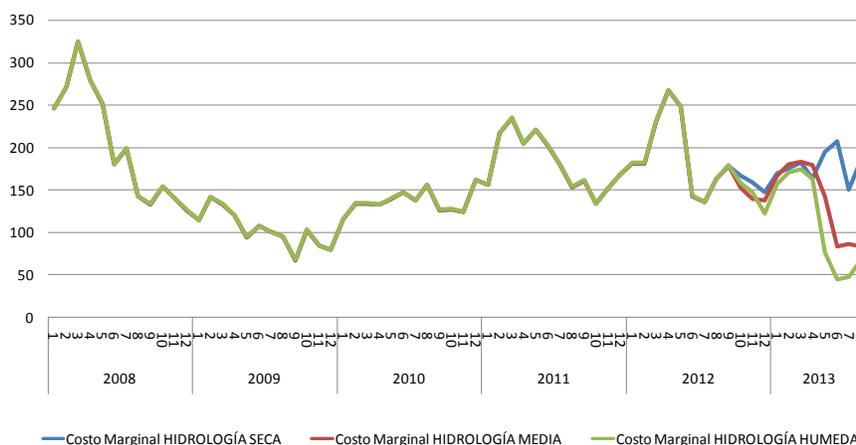
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 5: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	9	179,5	179,5	179,5
-	10	167,9	153,2	158,7
-	11	159,6	140,5	147,6
-	12	148,5	138,2	122,2
2013	1	170,0	167,6	157,8
-	2	176,0	181,1	170,5
-	3	183,1	183,4	175,4
-	4	164,6	179,8	163,1
-	5	195,6	143,2	77,3
-	6	207,9	84,1	44,9
-	7	150,9	87,2	47,5
-	8	186,5	84,3	67,9

Fuente: CDEC-SIC (programa de operación a 12 meses), SysteP

Figura 13: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



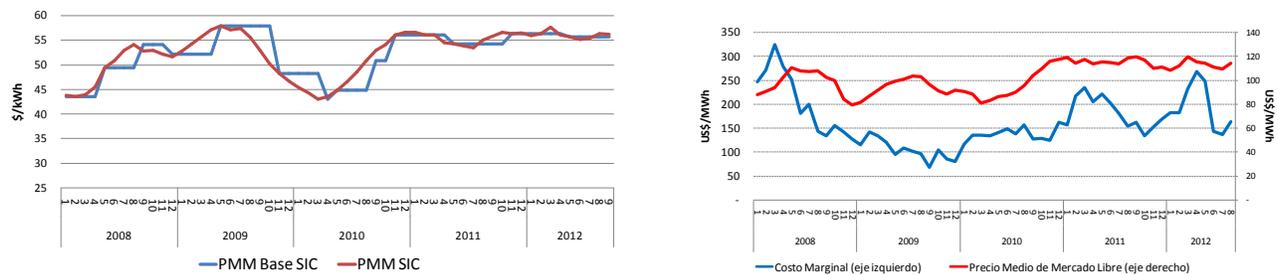
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina con los precios medios de los contratos, tanto con clientes libres como regulados, informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. Este precio se utiliza como señal de indexación del precio de nudo de corto plazo de la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del 03 de Septiembre de 2012 es de 56,21 \$/kWh, lo que representa un alza de 0,96% respecto al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Abril 2012 (55,67 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 6 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para los próximos dos años.

En total se espera la incorporación de 1.387 MW de potencia. Las fechas de ingreso de la central a carbón Bocamina II de Endesa se espera para el mes de octubre del presente año, no obstante ya se encuentra realizando pruebas. En tanto, la entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013. Durante el mes de agosto se inició la operación comercial de la central a carbón Santa María de Colbún.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destacan los atrasos en la fechas de ingreso esperadas de las centrales Bocamina II, Viñales, Rucatayo, Laja I y Energía Pacífico.

Unidades en Mantenimiento

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 4 de septiembre de 2012, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- San Isidro (U-1 por 381 MW): 21 días en septiembre.
- Guacolda (U-3 por 152 MW): 35 días en septiembre-octubre.
- El Toro (U-1 por 112 MW): 5 días en octubre.
- Bocamina (por 119 MW): 57 días en octubre-noviembre.
- Santa María (por 342 MW): 9 días en octubre.
- Rapel (U-3 por 76 MW): 3 días en octubre.
- El Toro (U-3 por 112 MW): 5 días en octubre.
- El Toro (U-4 por 112): 5 días en octubre.
- Nehuenco (U-2 por 383 MW): 9 días en octubre.
- San Isidro (U-2 por 406 MW): 35 días en noviembre-diciembre.
- Guacolda (U-4 por 152 MW): 36 días en noviembre-diciembre.
- Rapel (U-1 y U-2 por 152 MW): 12 días en noviembre.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 7 días en noviembre.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	oct-12	60
Laja I	IPR GDF Suez	Pasada	dic-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	dic-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	oct-12	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
Térmica Tradicional				
Bocamina 2	Endesa	Carbón	oct-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	oct-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	oct-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		nov-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.387

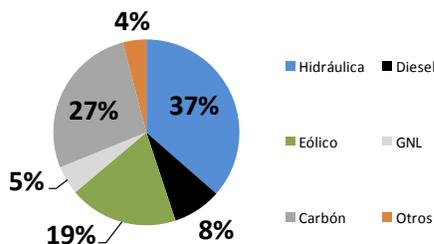
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Hidráulica	6.372	9.065
Diesel	1.476	1.122
Eólico	3.306	7.109
GNL	879	527
Carbón	4.730	8.447
Otros	709	1.895
TOTAL	17.473	28.165
Aprobado	14.338	22.014
En Calificación	3.135	6.152
TOTAL	17.473	28.165

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.473 MW (3.135 MW en calificación), con una inversión de 28.165 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación del proyecto Hidroeléctrica de Pasada Collil (6,2 MW) en la X región y la no admisión de la Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón (11 MW) en la IX región.

También destaca la presentación de los proyectos Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo (8 MW) en VII región, Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar (11,5 MW) en la VIII y la Central Andes Generación en base a diesel (30 MW) en la III región.

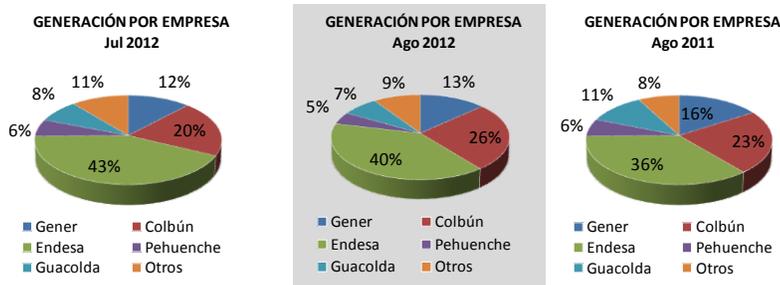
En la Tabla 8 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Resumen Empresas

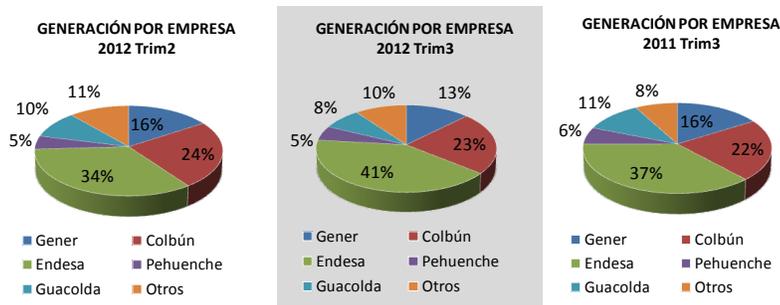
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 85% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Guacolda y Pehuenche.

Al mes agosto de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 39% de la producción total de energía, seguido de Colbún (26%), Gener (13%), Guacolda (7%) y Pehuenche (5%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún y Gener aumentaron su producción en un 29,6% y 11,2%, respectivamente; mientras que Endesa, Guacolda y Pehuenche disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un -6,5%, -9,1% y -24,9%, respectivamente.

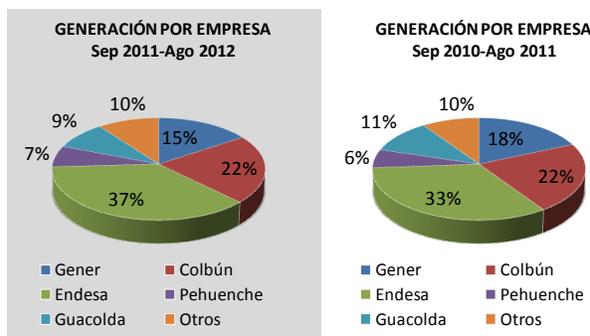
En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

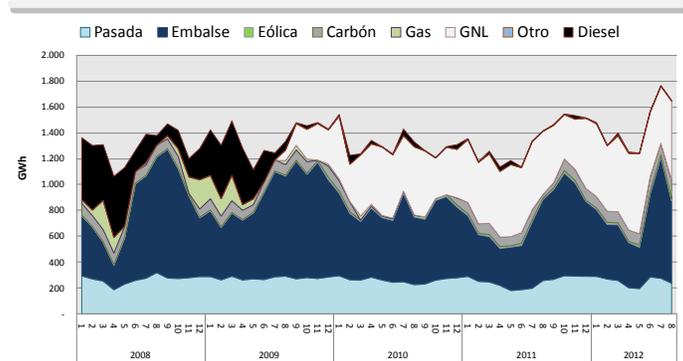
ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de agosto de 2012 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -31,9% respecto al mes de julio, y un aumento de 1,5% en relación a agosto de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -13,8% respecto a julio, con una disminución de -7,8% respecto a agosto de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 57,0% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 39,3% respecto a julio, con un aumento del 25,4% respecto a agosto de 2011.

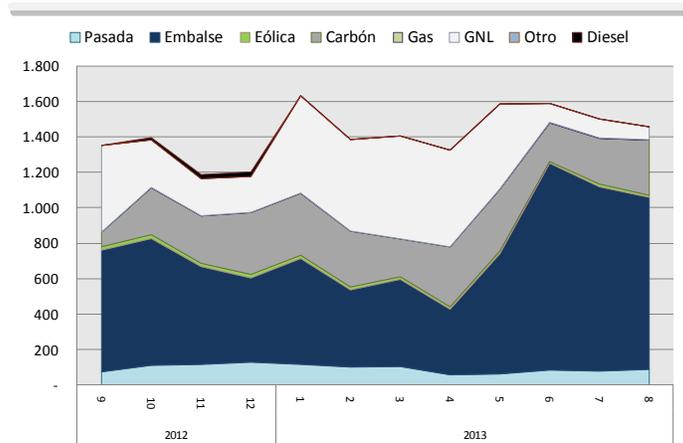
En la Figura 20 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	277	239	259	-13,8%	-7,8%
Embalse	936	637	628	-31,9%	1,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	440	613	489	39,3%	25,4%
Carbón	95	149	32	57,0%	372,1%
Diésel	1	0	0	-79,4%	0,0%
Eólico	17	13	9	-23,8%	47,1%
Total	1.766	1.651	1.416	-6,5%	16,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 10: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.179	2.900	9,6%
Embalse	7.057	5.598	26,1%
Gas	4	7	-48,5%
GNL	6.141	5.653	8,6%
Carbón	1.138	663	71,6%
Diésel	73	137	-46,6%
Eólico	147	146	1,0%
Total	17.740	15.105	17,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	688	516	729	-29,2%	-25,0%
Embalse	1.315	1.573	1.839	-14,5%	19,6%
Gas	0	0	0	-100,0%	0,0%
GNL	1.713	1.053	1.459	-27,8%	-38,5%
Carbón	302	244	159	53,1%	-19,3%
Diésel	14	1	6	-74,9%	-89,8%
Eólico	36	29	28	3,1%	-18,2%
Total	4.069	3.417	4.220	-19,0%	-16,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

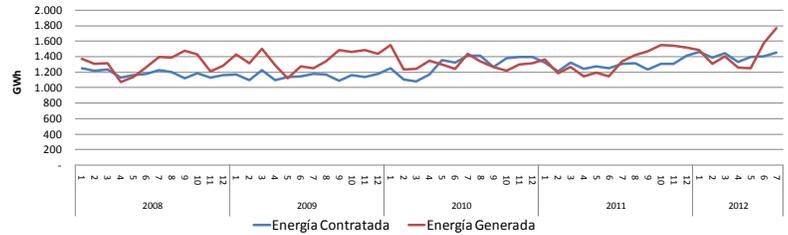
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante julio de 2012 fue de 1.766 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.452 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

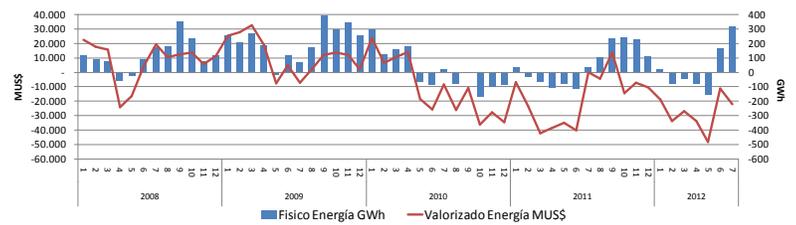
En la Figura 21 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 314,1 GWh, las que son valorizadas en -22,1 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de agosto de 2012 la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -8,1% respecto a julio, con un aumento de 5,1% en relación a agosto del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 7,1% respecto al mes de julio, con un aumento de 1,7% en relación a agosto de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 58,6% respecto al mes de julio.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas).

En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	68	63	60	-8,1%	5,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	33	52	147	58,6%	-64,6%
Carbón	383	411	404	7,1%	1,7%
Diesel	5	19	6	311,4%	197,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	7	8	7	8,5%	9,4%
Total	496	552	624	11,2%	-11,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 13: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.201	1.180	1,8%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	522	-97,1%
GNL	1.344	1.551	-13,4%
Carbón	4.380	4.548	-3,7%
Diesel	492	463	6,3%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	97	3,0%
Total	7.531	8.360	-9,9%

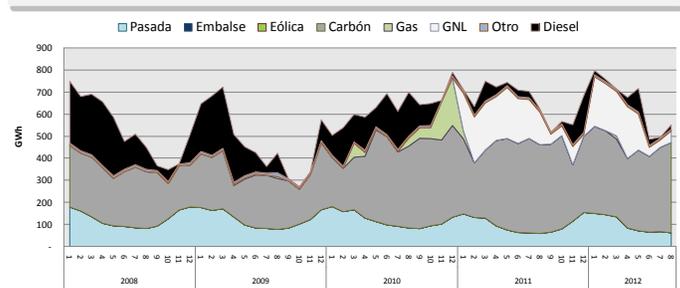
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	222	131	188	-30,3%	-41,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	439	85	369	-76,9%	-80,6%
Carbón	1.028	794	1.233	-35,6%	-22,8%
Diesel	168	23	35	-34,7%	-86,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	25	15	23	-32,4%	-38,4%
Total	1.883	1.049	1.848	-43,3%	-44,3%

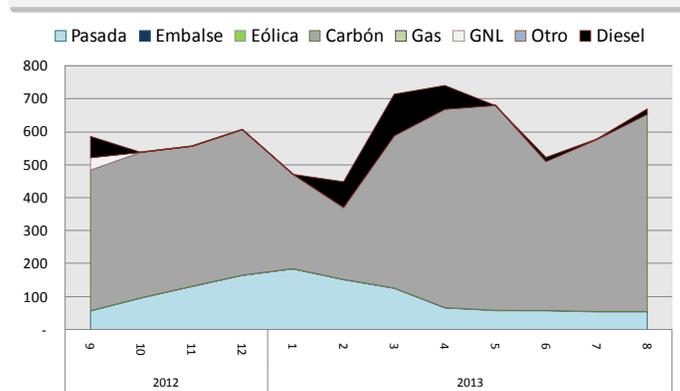
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

GENER

Generación Histórica vs Contratos

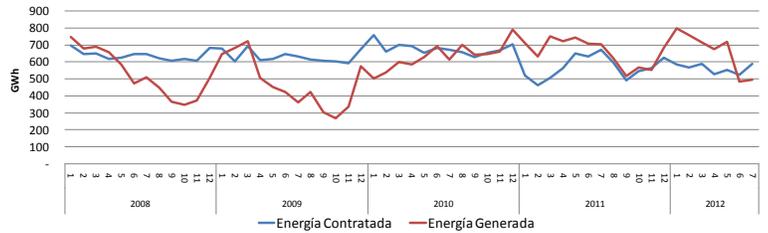
La generación real de energía para Gener durante julio de 2012 fue de 496,5 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 590,1 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 25 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Transferencias de Energía

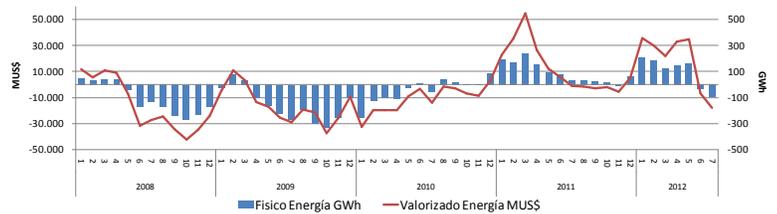
Durante el mes de julio de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a -93,7 GWh, las que son valorizadas en -17,8 MUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de agosto de 2012 la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -31,1% respecto al mes de julio, con una disminución de -19,6% en relación a agosto de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -24,6% respecto a julio, con una disminución de -19,9% respecto a agosto de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 71,5% respecto a julio, con un aumento de 36,4% respecto a agosto de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal aumentaron su producción en un 303,1% con respecto al mes anterior.

En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	283	213	266	-24,6%	-19,9%
Embalse	348	239	298	-31,1%	-19,6%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	62	252	242	303,1%	4,1%
Carbón	64	241	0	275,7%	0,0%
Diesel	86	147	108	71,5%	36,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	843	1.093	914	29,6%	19,6%

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 16: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.917	2.505	16,5%
Embalse	2.960	2.400	23,3%
Gas	9	82	-88,9%
GNL	1.474	2.949	-50,0%
Carbón	974	0	0,0%
Diesel	2.174	2.110	3,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.507	10.046	4,6%

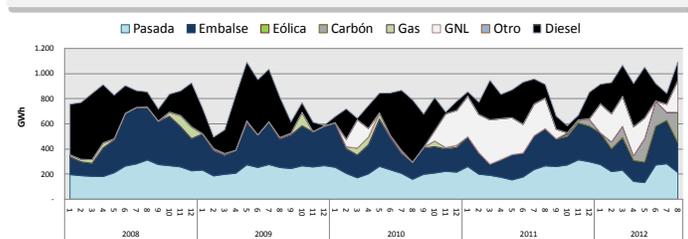
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	547	496	763	-35,0%	-9,4%
Embalse	643	587	789	-25,6%	-8,7%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	391	314	570	-44,9%	-19,6%
Carbón	428	305	1	32732,8%	-28,7%
Diesel	885	233	409	-43,0%	-73,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.893	1.935	2.532	-23,6%	-33,1%

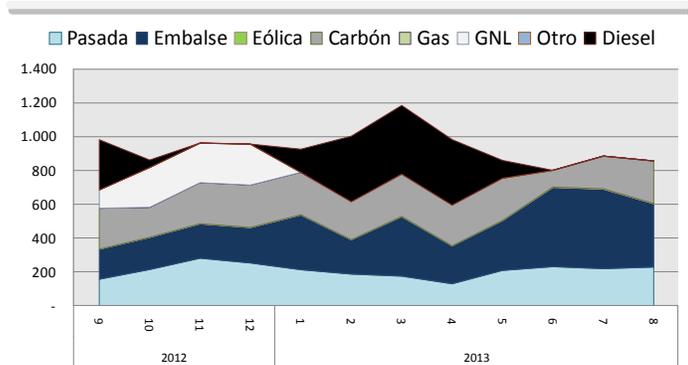
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

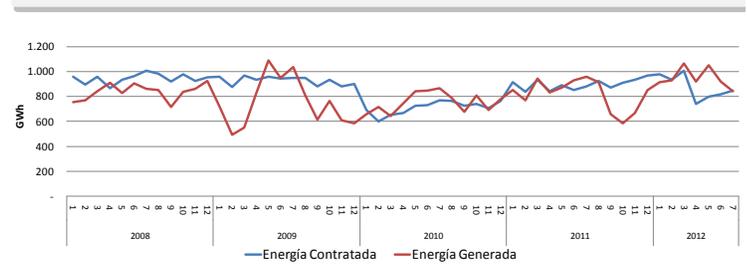
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante julio de 2012 fue de 842,8 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 850,0 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 29 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

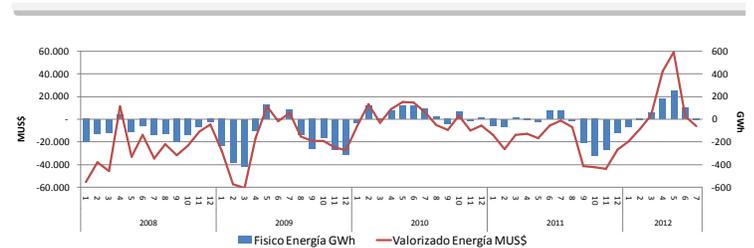


Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -7,2 GWh, las que son valorizadas en -5,9 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

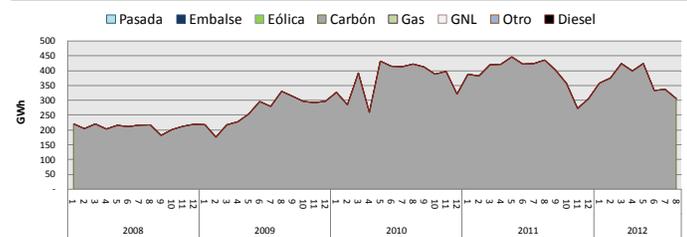
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de agosto de 2012, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de -9,1% respecto al mes de julio, con una disminución de -29,8% en relación a agosto de 2011.

En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



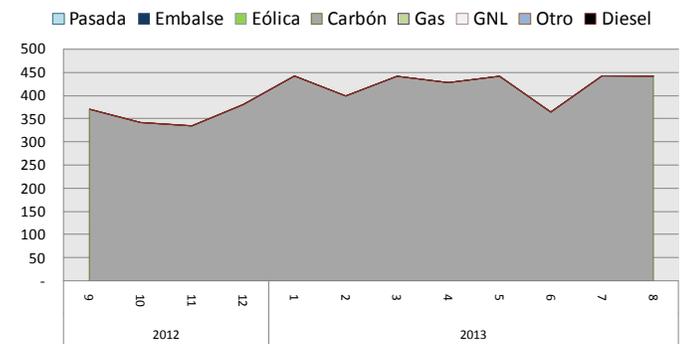
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	338	307	438	-9,1%	-29,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	338	307	438	-9,1%	-29,8%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 19: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.309	4.878	-11,7%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.309	4.878	-11,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.161	645	1.266	-49,1%	-44,4%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.161	645	1.266	-49,1%	-44,4%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

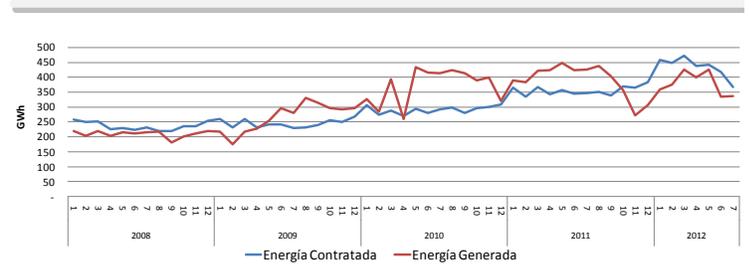
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante julio de 2012 fue de 337,9 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 368,9 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 33 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

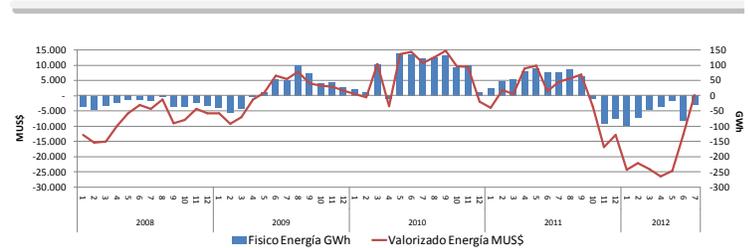


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -31,0 GWh, las que son valorizadas en 0,2 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

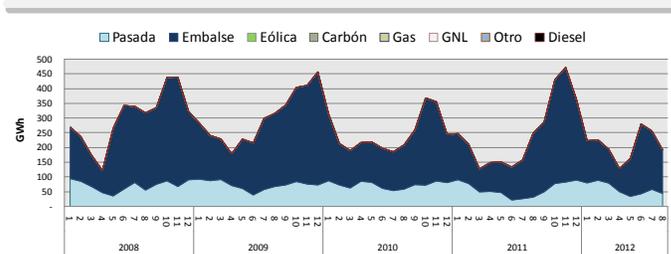
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de agosto de 2012, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -25,2% respecto al mes de julio, con una disminución de -32,1% en relación a agosto de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de -23,8% respecto a julio, con un aumento de 38,2% en relación a agosto de 2011.

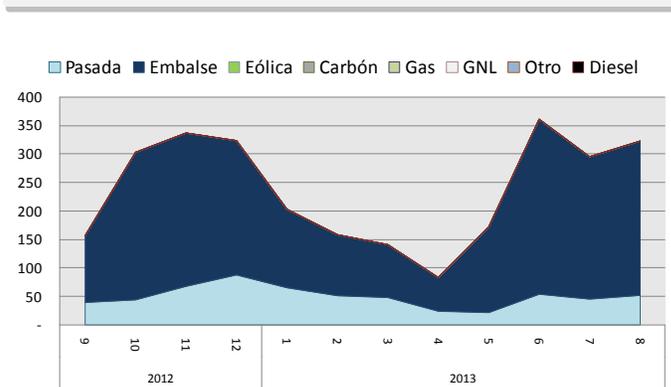
En la Figura 36 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	59	45	33	-23,8%	38,2%
Embalse	198	148	218	-25,2%	-32,1%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	257	193	251	-24,9%	-22,9%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 22: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	791	723	9,4%
Embalse	2.437	1.942	25,5%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.228	2.666	21,1%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	130	104	111	-5,7%	-19,8%
Embalse	444	346	586	-40,9%	-22,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	574	451	697	-35,4%	-21,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

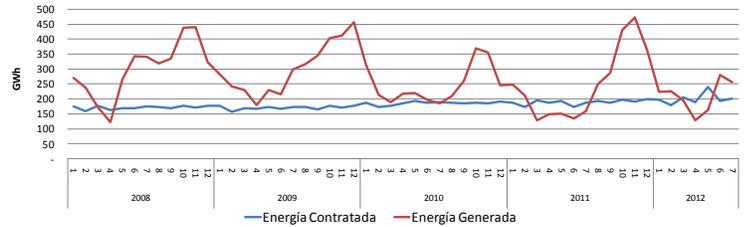
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante julio de 2012 fue de 257,4 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 200,8 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 37 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

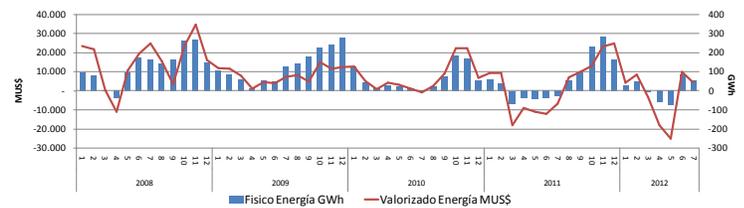


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de julio de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 56,5 GWh, las que son valorizadas en 4,2 MMUS\$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Syste

⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

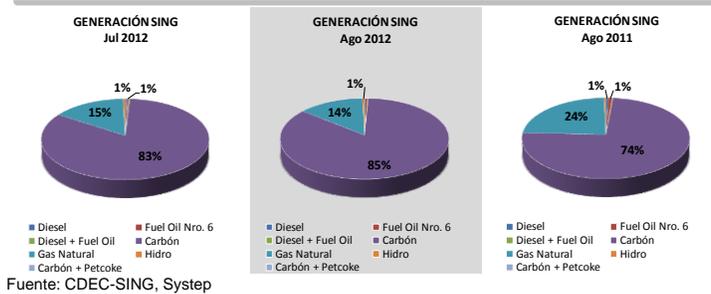
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de agosto de 2012 la generación de energía en el SING aumentó en un 7,1% respecto a julio, con un aumento de 7,7% respecto a agosto de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 44,4% con respecto a julio, mientras que la generación a carbón aumentó en un 9,4%. La generación con gas natural disminuyó en un 3,9% respecto al mes pasado.

En la Figura 40 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de agosto del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 68 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)

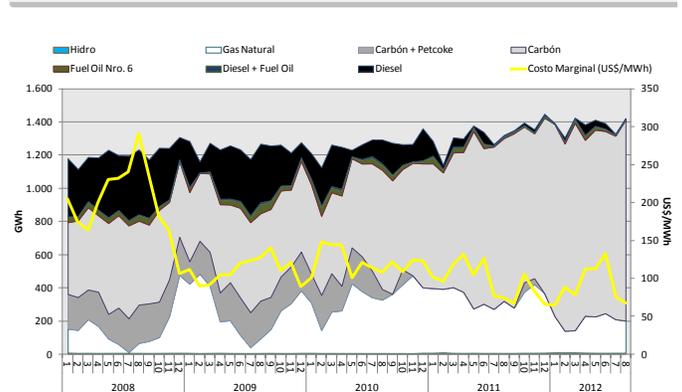


Figura 41: Generación histórica SING (%)

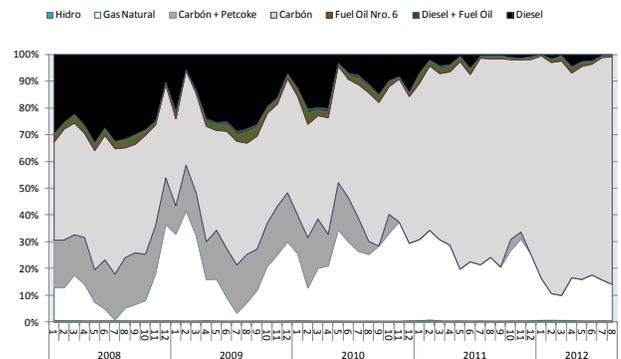
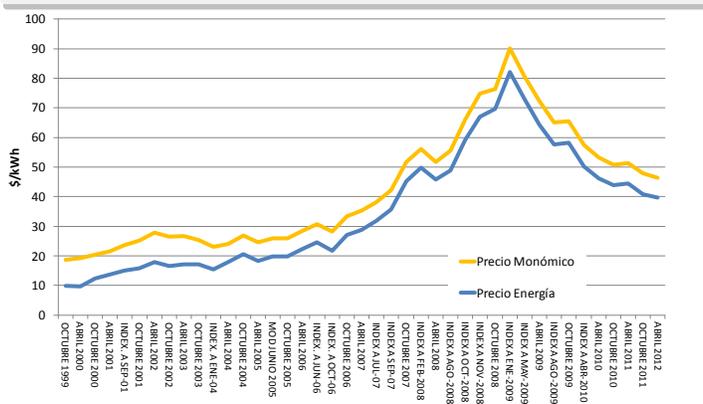
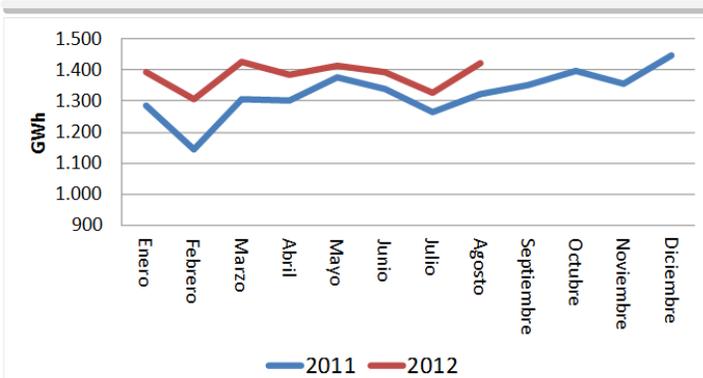


Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 27 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SING, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2012.

Los valores definidos por la autoridad son: 39,665 \$/kWh y 4.170,82 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 46,32 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 3,48% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2011.

Generación de Energía

En el mes de agosto, la generación real del sistema fue de 1.422 GWh. Esto representa un aumento de 7,7% con respecto al mismo mes de 2011.

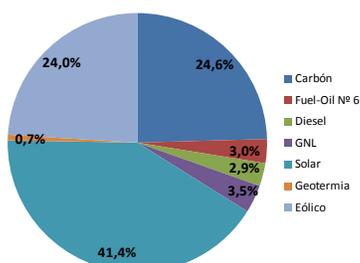
La generación acumulada a agosto del año 2012 es de 11.065 GWh, lo que comparado con los 10.338 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 7,0%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	250	155
Solar	2.983	10.172
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
TOTAL	7.209	18.367
Aprobado	5.146	13.664
En Calificación	2.063	4.703
TOTAL	7.209	18.367

Fuente: SEIA, Systep

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberrola Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codeico Chile, División Codeico Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Illapa	ILAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Clani	Empresa AM edícola Alto Loa S.p.A.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A.	220	572	10-02-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Fotovoltaico Tocopiella	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Cruco Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruco Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruco Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Eólico Calama A	E-CL S.A.	108	240	22-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	29-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	203	25-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar PV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codeico Chile, División Codeico Norte	85	65	10-06-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coyá	SOLVENTES CHILE Spa	80	180,0	30-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Parque Eólico Calama B	E-CL S.A.	75	165	10-09-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico María Elena	Generación Solar S.p.A.	72	171	16-08-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Andes Wind Parks	Andes Wind Parks S.A.	65	180	23-08-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	20-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	ARAUCARIA SOLAR SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabý	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Pinarcoata	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	35	85	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	11-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	105,25	25-06-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTES CHILE Spa	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Ujina	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación I Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Itaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	8	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad DOPRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrogeneros Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquellas que superen los 3 MW de capacidad instalada. En el último tiempo, este tipo de estudio ha adquirido una gran relevancia ante la comunidad por la preocupación que genera la instalación de grandes centrales cerca de lugares urbanos o de ecosistemas sin intervención humana.

En la Tabla 25 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de septiembre de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 7.209 MW (2.063 MW en calificación), con una inversión de 18.367 MMUS\$.

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley N°20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes regulados del SING, en el cual las empresas generadoras ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 26). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 26: Precios de Licitación (precios indexados a agosto de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Ago-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	71,19	2012

Nota: debido a que a la fecha de publicación del presente Reporte no se encuentran disponibles todos los índices necesarios para la indexación de los precios de licitación, para el cálculo de los precios aquí indicados se ha supuesto que el Petróleo Diesel no presenta variación en el mes de agosto.

Precios de combustibles

En la Figura 45 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 45: Valores informados por las Empresas

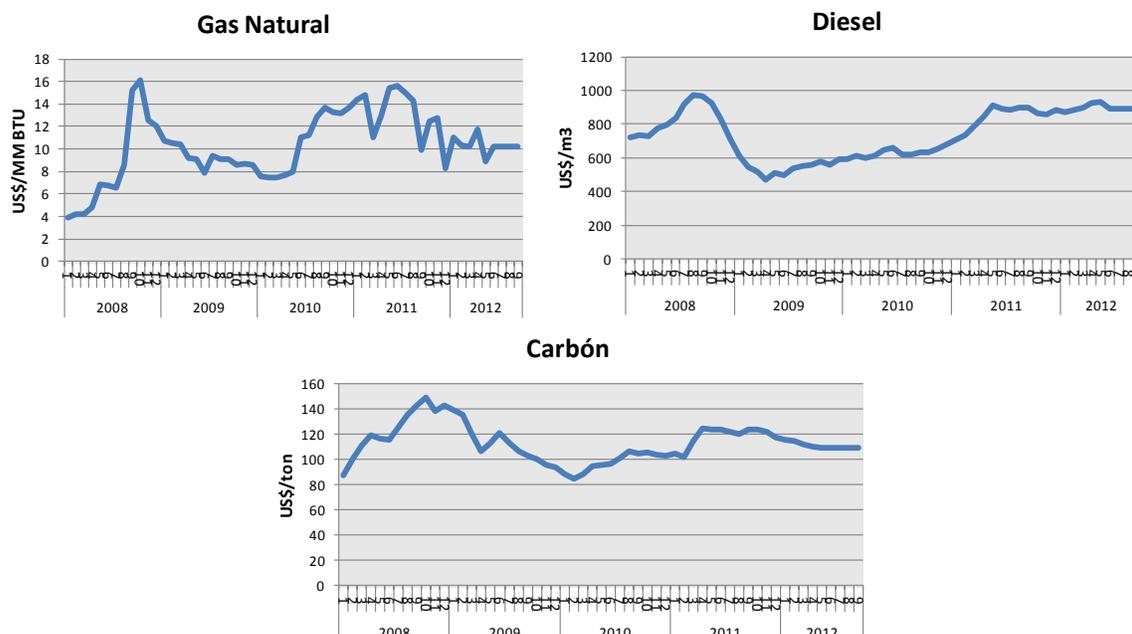


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	204	112	101	102	65
Febrero	174	90	148	96	88
Marzo	164	92	144	119	78
Abril	201	105	144	132	112
Mayo	230	105	101	104	112
Junio	232	120	121	126	133
Julio	241	123	114	76	75
Agosto	291	127	108	74	68
Septiembre	236	140	122	67	-
Octubre	181	110	109	106	-
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Syste

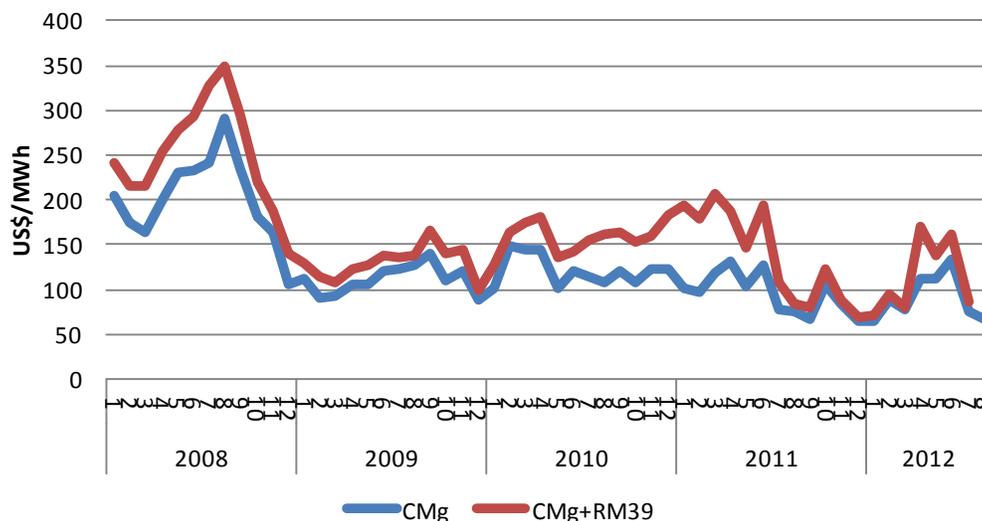
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de agosto, el costo marginal fue de 68 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 9,3% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 9,8% respecto al mes de julio de 2012.

La Figura 46 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de julio de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de julio. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de julio, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 10,8 US\$/MWh.

Figura 46: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 3 de septiembre de 2012 es de 57,191 \$/kWh, que representa una disminución de 3,30% respecto al Precio Medio Base (59,141 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2012.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

A la fecha no existen centrales en construcción, puesto que todas las centrales consideradas como en construcción en el último estudio de fijación de Precios de Nudo ya iniciaron su operación comercial.

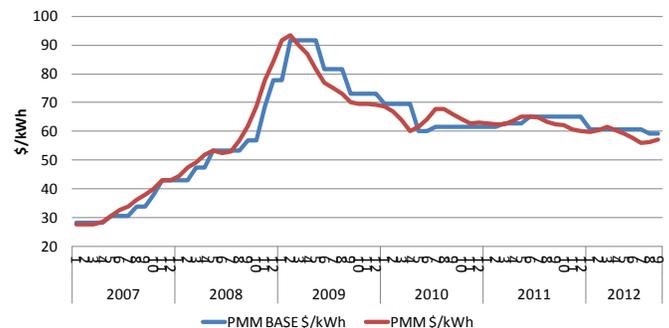
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL; y la entrada en octubre de la Central Termoeléctrica Angamos II (230 MW), filial de AES Gener. Todas estas centrales operan con carbón como combustible.

Unidades en Mantenición

Se informa el mantenimiento programado de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- TG11 (Salta): 208 MW en septiembre.
- CTA1 (Andina): 165 MW en noviembre.
- ANG2 (Angamos): 270 MW en octubre.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en septiembre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en noviembre.
- CTM1 (Tocopilla): 166 MW en octubre.
- CTM3 (Tocopilla): 251 MW en noviembre.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en septiembre y octubre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en septiembre.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en septiembre.
- TV2C (Atacama): 135 MW en septiembre.
- CTH1 (Hornitos): 165 MW en septiembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
Actualmente no existen centrales en construcción				
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				-

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 5 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta y Norgener. Desde el mes de abril de 2011 la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos, mientras que desde el mes de agosto de 2011 la generación de E-CL incluye la producción de las Centrales Térmicas Andina y Hornitos. Adicionalmente, a partir de enero de 2012, E-CL incluye en su estadística la producción de Electroandina.

Al mes de agosto de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 55% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 21% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, GasAtacama y Norgener aumentaron su producción en un 23,8%, 19,6% y 19,4%, respectivamente, en relación a julio de 2012. Por su parte Celta y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 1,6% y 0,2%, respectivamente. En la Figura 48 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 49 se presentan las transferencias de energía de las empresas en julio de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en Celta y Norgener; la primera cambió su condición de deficitaria a excedentaria, mientras que la segunda cambió su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual

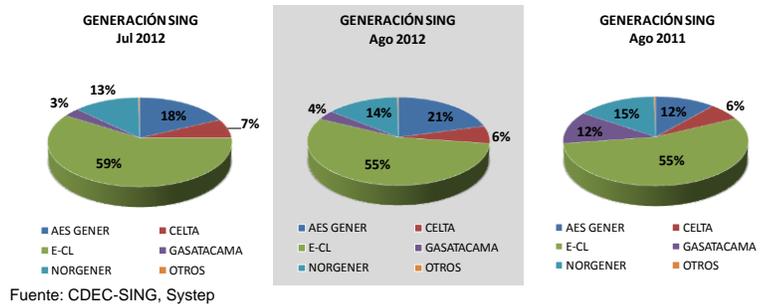
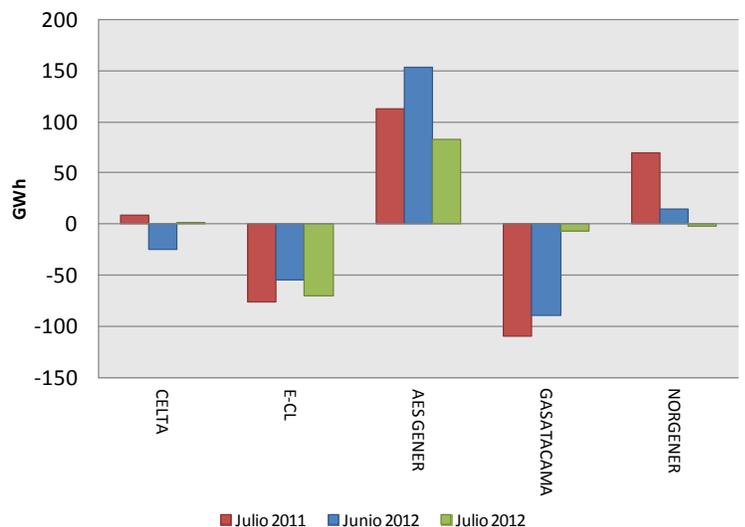


Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual

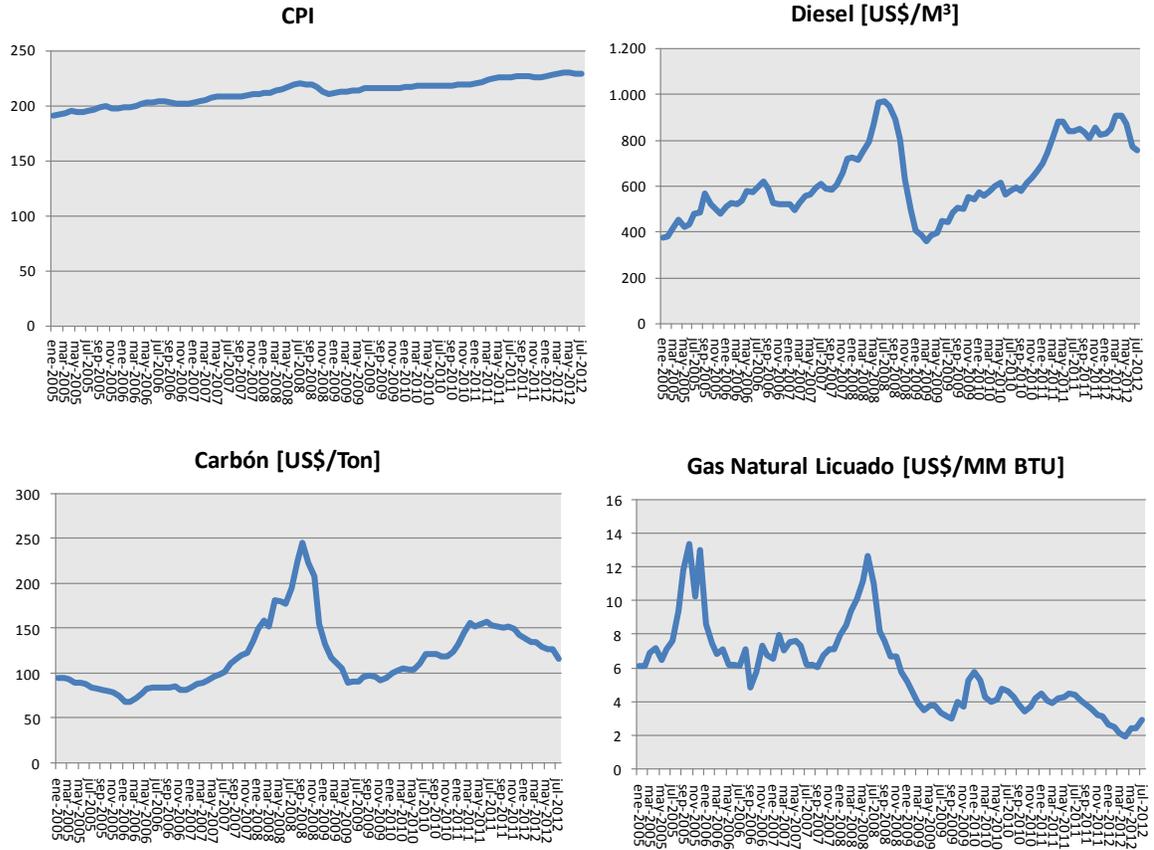


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

ANEXOS

Índice Precios de Contrato

Figura I-I: Índice Precios de Contrato



Fuente:

CPI (www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/Publicacion_Indices_Feb-12.xls)

Petróleo diésel grado B (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Carbón térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Figura II-I: Precios de Indexación a agosto de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ago-12 Barra Suministro	Indexado Ago-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	81,6	80,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	81,2	80,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	81,5	81,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,5	89,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	90,0	90,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	90,6	90,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	91,6	91,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,7	92,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	93,0	93,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	93,3	93,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	99,0	99,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	99,2	99,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	101,1	101,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	90,0	90,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,9	71,4	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	109,7	102,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	101,1	98,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	101,2	98,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	82,2	81,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,9	122,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	78,5	80,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	80,0	82,2	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,7	63,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,3	63,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	64,0	62,7	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	103,2	96,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,2	96,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	105,2	98,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	108,5	101,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	112,7	105,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	57,8	57,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,1	64,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	107,4	100,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,1	56,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	57,5	57,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	57,4	57,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	56,4	56,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	107,7	107,7	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	62,5	62,5	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	52,9	54,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,4	52,3	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,2	96,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	104,3	97,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	104,8	97,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	106,9	99,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	110,6	103,3	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	76,2	75,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	116,4	108,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	97,7	91,3	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

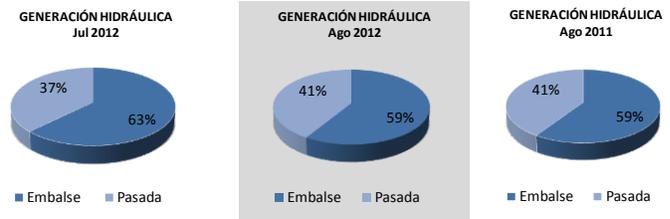
La generación en el SIC en el mes de agosto, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -9,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -26,3% en comparación al mes de julio, y de un 19,0% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -10,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un -30,8% en comparación al mes de julio, y de un 25,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -8,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -18,8% en comparación al mes de julio, y de un 12,1% en relación a los últimos 12 meses.

Figura III-I: Análisis Hidro-Generación, mensual (GWh)

	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011
Embalse	1.482	1.025	1.144
Pasada	883	717	782
Total	2.365	1.742	1.925



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-II: Análisis Hidro-Generación, trimestral (GWh)

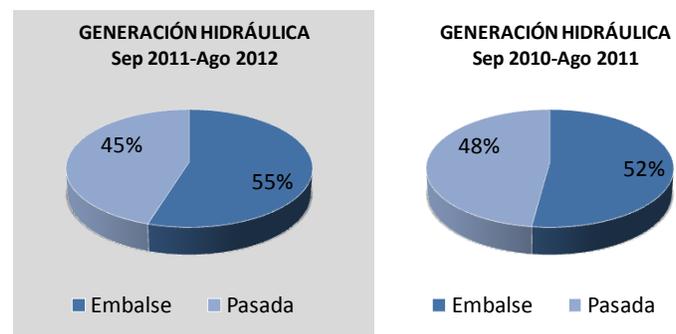
	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3
Embalse	2.402	2.507	3.214
Pasada	1.997	1.600	2.268
Total	4.399	4.107	5.482



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

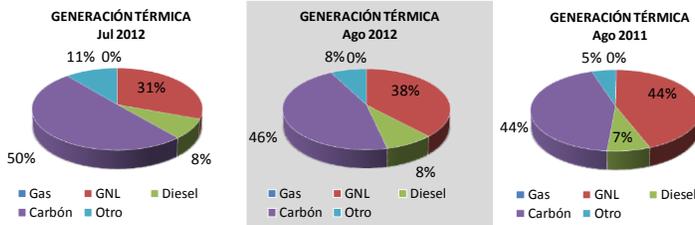
	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011
Embalse	12.454	9.941
Pasada	10.238	9.131
Total	22.692	19.072



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-IV: Análisis Termo-Generación, mensual (GWh)

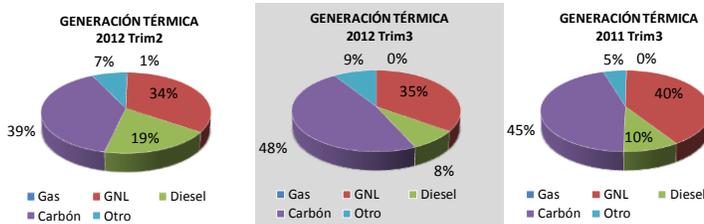
	Jul 2012	Ago 2012	Ago 2011
Gas	0	0	4
GNL	536	917	878
Diesel	141	204	148
Carbón	880	1.107	873
Otro	193	187	101
Total	1.750	2.416	2.004



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

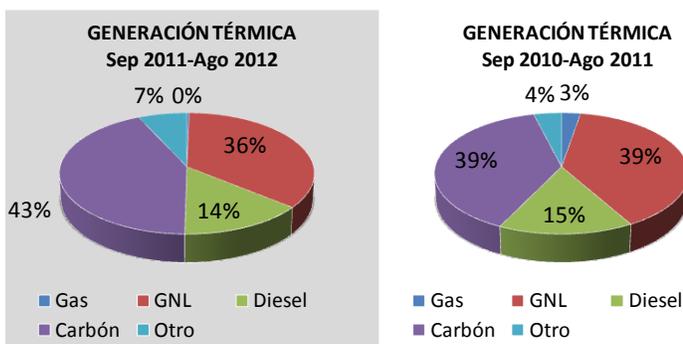
	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3
Gas	25	0	14
GNL	2.543	1.453	2.398
Diesel	1.431	345	565
Carbón	2.919	1.988	2.659
Otro	538	380	278
Total	7.456	4.166	5.915



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)

	Sep 2011-Ago 2012	Sep 2010-Ago 2011
Gas	82	694
GNL	8.959	10.153
Diesel	3.613	4.031
Carbón	10.801	10.089
Otro	1.732	1.024
Total	25.186	25.991



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de agosto, muestra una variación de un 20,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 38,0% en comparación al mes de julio, y de un -3,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -100,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,0% en comparación al mes de julio, y de un -88,2% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 4,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 71,3% en comparación al mes de julio, y de un -11,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 38,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 45,0% en comparación al mes de julio, y de un -10,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 26,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 25,8% en comparación al mes de julio, y de un 7,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 84,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -3,3% en comparación al mes de julio, y de un 69,2% en relación a los últimos 12 meses.

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberéolica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberéolica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155,0	384,0	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104,0	230,0	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	187,0	17-07-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallendar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	66,0	150,0	24-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-2011	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUeEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloié S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Central Andes Generación	Andes Generación S.p.A.	30,0	30,0	27-08-2012	En Calificación	Diesel	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensurs S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	VI
Central El Canelo San José .	ENERGIA COYANCO S.A.	16,0	50,0	29-06-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15,0	27,0	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	23,4	21-09-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangui	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo .	Antartic Generación S.A.	8,0	11,5	31-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	Trans Antartic Energía S.A.	6,7	16,0	20-07-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Collil	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5,0	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	En Calificación	Diesel	Base	V

Fuente: SEIA, Systep

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

©Systep Ingeniería y Diseños desarrolla este reporte mensual del sector eléctrico de Chile en base a información de carácter público.

El presente documento es para fines informativos únicamente, por los que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep Ingeniería y Diseños de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones.

La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por Systep Ingeniería y Diseños, los que pueden o no estar sujetos a discusión.

Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep Ingeniería y Diseños.

