



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Mayo 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
RM 88	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 Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Capacidad instalada del SIC registró en 2011 su menor aumento en cinco años. (Diario Financiero, 16/5/12)

Eosol Energy invertirá más de US\$615 millones para construcción de parque fotovoltaico en Tocopilla. (La Tercera, 15/5/12)

Aporte térmico al SIC duplica al hidro. (Pulso, 14/5/12)

Corte Suprema paraliza proyecto hidroeléctrico Río Cuervo en Aysén. (Emol, 11/5/12)

Colbún pone término anticipado a contrato con Consorcio Tecnimont-SES para construcción de central a carbón Santa María I en Coronel. (Colbún, 10/5/12)

Aprueban por unanimidad calificación ambiental de proyecto hidroeléctrico Río Cuervo. (Emol, 8/5/12)

Falla técnica deja fuera de operación por un mes a central de Gener. (El Mercurio, 8/5/12)

Estudio calcula que retraso de central Castilla costará US\$500 millones al sistema. (La Tercera, 7/5/12)

Hidroeléctrica que abastece a Santiago seguirá paralizada hasta fines de 2012. (El Mercurio, 7/5/12)

Gobierno envía al Congreso proyecto que agiliza procedimiento de concesiones eléctricas. (Emol, 3/5/12)

El 24 de Mayo se conocerán ganadores en licitación de transmisión del SIC. (Estrategia, 3/5/12)

Comunidades piden suspender proyecto de central Punta Alcalde. (Diario Financiero, 3/5/12)

Colbún anticipa que 2012 no será un año seco. (Estrategia, 27/4/12)

Apagón del lunes duplicó el costo marginal de energía en el año. (Diario Financiero, 26/4/12)

Aporte del gas al SING cae bajo el 10% por fin de contrato con BHP. (Pulso, 23/4/12)

Costo de energía para empresas llega en abril a nivel más alto desde 2008. (La Tercera, 20/4/12)

Informe del CDEC asegura que capacidad eólica máxima del SING es de 150 MW. (Diario Financiero, 17/4/12)

Editorial

Paralización del desarrollo eléctrico: amenazas y oportunidades

Pareciera ser que el rechazo en el país al desarrollo de los proyectos de generación (y también las dificultades en transmisión) se estuviera transformando en algo sistemático, lo que afectaría seriamente cualquier política de desarrollo de la matriz de abastecimiento eléctrico que se quiera implementar.

Llámeselo judicialización, politización, o asígnesele otro nombre, se evidencia una mayor dificultad, y mayor oposición al desarrollo de la infraestructura eléctrica, sea convencional o no convencional (hubo oposición en los últimos años a una central de geotermia, a una de biomasa y a una eólica), y se están encontrando los mecanismos judiciales para detener los procesos de construcción. Ejemplos no faltan: Barrancones (540 MW, carbón), Castilla (2.100 MW, carbón), Hidroaysén (2.750 MW, hidro), Cuervo (640 MW, hidro), Chiloé (112 MW, eólica), Achibueno (30+105 MW, hidro de pasada), Tatio (40 MW, geotérmica) y Pichidegua (35 MW, biomasa), por citar los que han llamado más la atención. Esto, en condiciones en que la demanda crece fuertemente y no hay suficiente capacidad instalada para abastecerla, requiriendo importantes inversiones.

Resulta fundamental entonces buscar mecanismos que permitan agilizar los procesos de evaluación y posterior construcción de nueva infraestructura. Que no entren en conflicto normativas nacionales con locales, que los procedimientos de evaluación sean técnicos y no políticos, que se encuentre los mecanismos para lograr una activa participación ciudadana, etc. No se trata de relajar normas, nuestro país decidió ser muy exigente con, por ejemplo, la generación térmica, con estrictos límites de emisión. Pero sí que los procesos de evaluación de esas exigencias otorguen, de ser positivas las evaluaciones, las certezas jurídicas de no ser impugnadas posteriormente.

Para salir de esta crisis se debe adecuar la legislación y normativas correspondientes de evaluación y aprobación (o rechazo si corresponde) de infraestructura eléctrica, que eviten los problemas que se están enfrentando. Es en esencia una responsabilidad del gobierno y del Congreso hacer esos ajustes. Un primer paso en esa dirección es la reciente propuesta legislativa del gobierno sobre concesiones eléctricas. Otra acción anunciada es la de hacer coherentes la normativa ambiental, las consultas ciudadanas y la ley indígena.

A continuación revisamos el estado actual del sistema, dadas las restricciones hídricas y algunos de los desarrollos recientes en términos de procesos de aprobación de infraestructura.

Estado actual del sistema

El mes de Abril fue muy complejo para el Sistema Interconectado Central (SIC), con un costo marginal alcanzando un valor promedio de 268 US\$/MWh en la barra Quillota 220 (Figura 1). Éste es el valor más alto que ha promediado el SIC desde el mes de Abril de 2008, el cual se explica por la disminución de 10,8% en el aporte conjunto de la generación hidráulica y eólica, la cual fue absorbida por generación térmica en base a GNL y diesel (Figura 2).

A final del mes de Abril fue anunciada la prórroga del decreto de racionamiento, decisión anticipada por la industria. Pese a que durante las últimas semanas se produjeron las primeras precipitaciones de la temporada en la zona central, según la Dirección Meteorológica de Chile se mantiene un déficit de precipitaciones de 60% en la cuenca de Santiago. Se prevé que el SIC se mantendrá en un estado ajustado por su dependencia de los ciclos hidrológicos, con una incertidumbre que se mantendrá en el corto plazo.

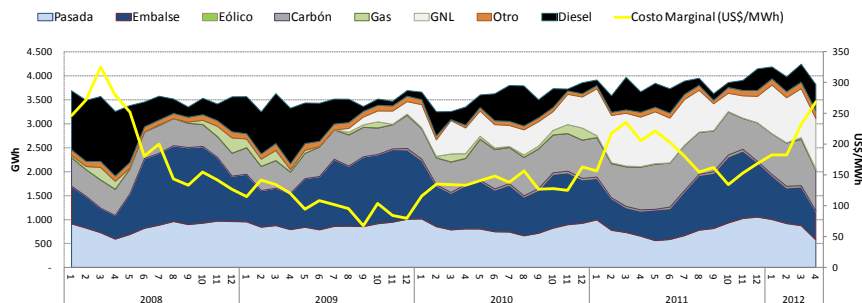


Figura 1: Generación mensual histórica en el SIC [GWh] (Fuente: CDEC-SIC, Systep)

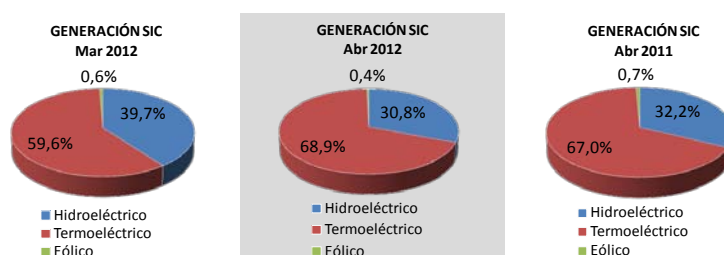


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC por tecnología (Fuente: CDEC-SIC, Systep)

Prórroga del decreto de racionamiento

El Decreto Supremo N°38 del Ministerio de Energía prorrogó el decreto de racionamiento en el SIC hasta el 30 de Agosto de 2012. Los argumentos tomados en consideración por las autoridades para decretar la prórroga del racionamiento coinciden con los planteamientos anteriores en cuanto a lo siguiente:

- Escasez de precipitaciones pese a la tendencia a la retirada del fenómeno de La Niña informada por la Dirección Meteorológica de Chile.
- Bajo nivel de los embalses.
- Retrasos en la entrada en operación de las centrales Santa María y Bocamina II.

Nueva ley de concesiones enviada al Congreso

Consciente de las dificultades en el desarrollo de infraestructura eléctrica, y en particular de las redes de transmisión, el Ministerio de Energía ingresó en Abril al Congreso un proyecto que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para mejorar el sistema de concesiones eléctricas, cuyos aspectos importantes se resumen a continuación.

El proyecto de las concesiones eléctricas se enmarca dentro de la Estrategia Nacional de Energía (ENE) y de la Carretera Eléctrica Pública, ambos programas del gobierno creados a partir de los planteamientos de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) y la Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria (CCTP). Cabe destacar que la CADE identificó el limitado desarrollo de la infraestructura de transmisión como una barrera para lograr mejores niveles de competencia en el sector de generación, y para el ingreso de mayores volúmenes de energías renovables no convencionales.

Los antecedentes que justifican el proyecto ingresado al poder legislativo radican en la importancia de las concesiones eléctricas, fundamentalmente para el transporte y distribución de energía. Se han detectado excesivos retrasos por la judicialización de la tramitación de los proyectos y la tardanza experimentada por la industria en la obtención de los permisos. Respecto a este punto, el proyecto de ley señala que los 120 días máximos de tramitación, en la práctica *“los proyectos han tardado (..) un promedio de 138 días desde el ingreso de su solicitud de concesión, en el caso de centrales de generación hidroeléctrica; 290 días en el caso de proyectos de transmisión eléctrica, y 554 días tratándose de proyectos de distribución eléctrica”*. De esta forma, el proyecto de ley tiene dentro de sus objetivos:

- Adecuar los plazos máximos de tramitación
- Reducir las vías de notificación para un trámite más expedito
- Actualizar los procedimientos a las nuevas tecnologías utilizando registros electrónicos
- División de la solicitud de concesión para proyectos de gran envergadura
- Explicitar las causas de rechazo de la concesión eléctrica, derivando las observaciones medioambientales o turísticas fuera del ámbito de la concesión
- Cambio de “comisión de hombres buenos” por “comisión tasadora”

Otro problema detectado por la autoridad es la subutilización de la concesión provisional como herramienta para el desarrollo de los proyectos. Ésta otorga un plazo máximo de dos años para la realización de estudios en la concesión, pero los requisitos para solicitarla no difieren en mayor medida de la concesión definitiva. Según el proyecto, esto ha provocado que *“en el caso de licitaciones para construcción y operación de líneas del sistema troncal, las propuestas se hagan sin estudios previos, con traspaso de la incertidumbre asociada al usuario final en la forma de un sobrecosto adicionado al valor de inversión ofertado”*. Se espera simplificar los requisitos de la concesión provisional y que ésta pueda servir para mejorar los estudios de impacto ambiental.

Dentro de las modificaciones a destacar está la posibilidad de dividir la solicitud de concesión para proyectos de gran envergadura, separando los tramos ya tramitados con aquellos en conflicto y de esta forma acceder a la servidumbre que otorga la ley. Este podría significar un punto significativo para la tramitación de grandes proyectos de generación, que requieran extensos sistemas de transmisión. Por una parte se mantiene el legítimo derecho de los afectados, pero se separan de los tramos tramitados con éxito.

También el proyecto hace explícitas las alegaciones de carácter concesional, trasladando fuera del ámbito de la concesión eléctrica las causas medioambientales o turísticas. Actualmente ocurre que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) debe procesar estos requerimientos, lo que provoca retrasos en la concesión por motivos que, según el proyecto de ley, jurídicamente carecen de elementos para prosperar.

Finalmente, es destacable el cambio en el procedimiento para el acuerdo económico entre las partes involucradas, modificando la “comisión de hombres buenos” por una “comisión tasadora”. Haciendo uso de las nuevas herramientas computacionales, esta comisión será integrada por profesionales en un registro electrónico de acceso abierto y transparente. Además la autoridad podrá asignar más de una comisión para que practiquen el avalúo de las indemnizaciones. De esta forma se mejora el procedimiento de tasación, derivando las reclamaciones según el código de procedimiento civil.

Ahora habrá que esperar el paso por el Congreso para su promulgación. Ya han surgido críticas de grupos opositores por considerar que la iniciativa busca imponer procedimientos de rápida evaluación de proyectos y otorgamiento de concesiones, que de hecho están en la esencia del cambio.

El atraso de Central Cuervo

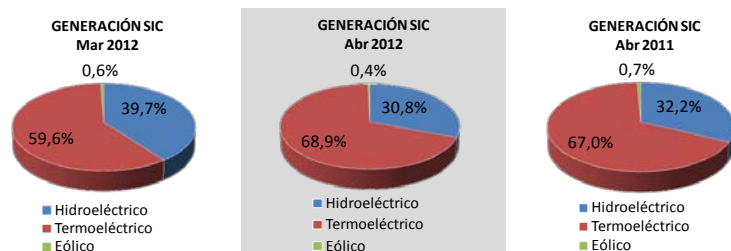
La aprobación ambiental y subsecuente paralización del proyecto de Central Cuervo es otro capítulo de las dificultades que enfrentan los desarrollos de infraestructura eléctrica en el país.

Central Cuervo es la primera de tres centrales hidroeléctricas, según lo indica Energía Austral, empresa matriz del proyecto, de propiedad de las australianas Origin Energy y Xstrata. Será una central hidroeléctrica con embalse, ubicada aproximadamente a 45 km al noroeste de Puerto Aysén, que aprovechará el potencial hidroeléctrico del río Cuervo, con una inversión de US\$733 millones. La empresa indica que la central generará una energía media anual de 3.750 GWh, lo que permitirá desplazar más de 1,4 millones de toneladas de dióxido de carbono del SIC al año.

El proyecto fue presentado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en agosto de 2009, con diversas rondas de observaciones y consultas de distintos servicios públicos y organizaciones ciudadanas, recibiendo el martes 8 de mayo del presente la aprobación unánime de la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén. Como medidas compensatorias se pidió a Energía Austral una rebaja en los costos de electricidad para la zona del 21% y la construcción de caminos turísticos.

Sin embargo, la aprobación duró poco. El viernes 11 de mayo la Tercera Sala de la Corte Suprema acogió un recurso de protección presentado por organizaciones ambientalistas en contra del SEIA de Aysén por la aprobación ambiental. El fallo determina el actuar ilegal del SEIA al aprobar el proyecto, *"desconociendo un Informe del Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin) que recomendaba no aprobar un estudio de suelo"*. Este revés parecía poner en duda la seriedad del estudio ambiental realizado, y parecía cuestionar la institucionalidad ambiental, donde la aprobación de un proyecto por ella no aseguraría nada. Finalmente, sería la Corte Suprema la que tendría la última palabra. El director nacional del SEIA, Ignacio Toro, puso paños fríos al caldeado ambiente y cuestionamiento planteado, al indicar que la decisión de la Corte Suprema de hecho establece un nuevo estándar en la aplicación de la evaluación ambiental de este tipo de construcciones. Esto, toda vez que el informe del Sernageomin, según Toro, era aplicable en una etapa posterior al SEIA del proyecto. Según Toro, citado en Emol, la Corte Suprema marca con su dictamen *"un nuevo estándar, distinto al que se venía aplicando en los últimos 20 años, al indicar que el estudio (de suelo) se debe hacer de manera previa a la calificación"*. Energía Austral declaró que acatará el fallo y realizará las acciones necesarias para cumplirlo, estimándose que los nuevos estudios comprenderán un período de entre seis y 12 meses, dependiendo de las condiciones climáticas.

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de abril de 2012 la generación de energía en el SIC disminuyó en un -10,0% respecto a marzo, con un alza de 4,2% respecto a abril de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

La generación hidroeléctrica presentó una baja de -30,3% respecto a marzo, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 4,0% dado principalmente por el aumento de la generación en base a diésel. Con lo anterior, el 30,8% de la energía consumida en el SIC durante el mes de abril de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, acentuándose la predominancia térmica observada durante la mayor parte del año 2011 y que ha caracterizado la generación en el 2012. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 14,86 GWh, correspondiente al 0,4% del total (3.822 GWh).

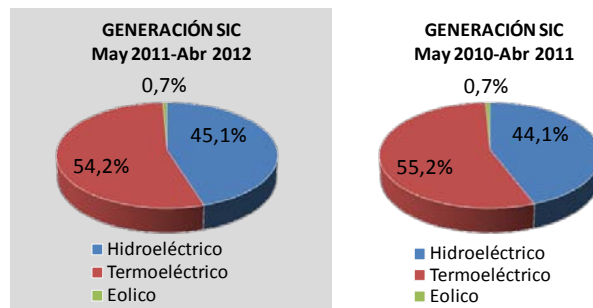
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -26,3% respecto a marzo, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -34,0% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un -49,2% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,46%), mientras que la generación diésel presenta un aumento en su producción de 44,7%. La generación a carbón, por su parte, se ve disminuida en un -11,9%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 3,3% respecto al mes anterior.

En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 6, que la generación GNL representa para el mes de abril de 2012 un 27,7% de la matriz de energías del SIC, frente al 14,2% que representa el diésel y el 22,2% del carbón.

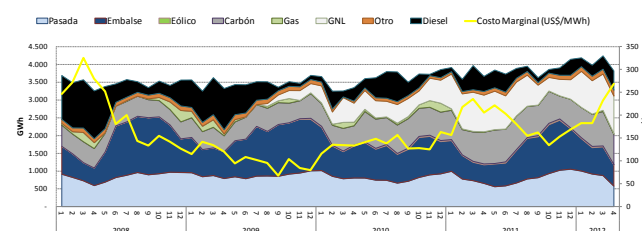
Los costos marginales del SIC durante el mes de abril llegaron a un valor promedio de 268 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 205 US\$/MWh de abril de 2011 representa un alza de 30,8%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 15,82%. Cabe destacar que los costos marginales observados durante el mes de abril de 2012 fueron los más altos desde igual mes del año 2008.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



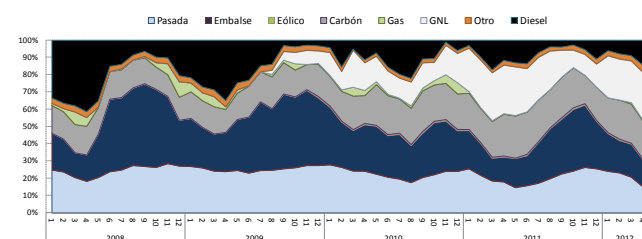
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Generación histórica SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

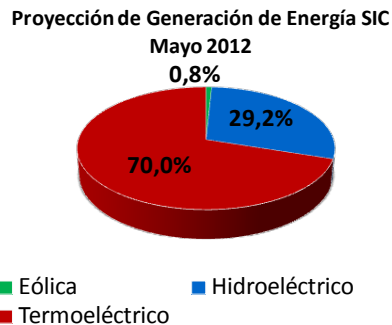
Figura 6: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

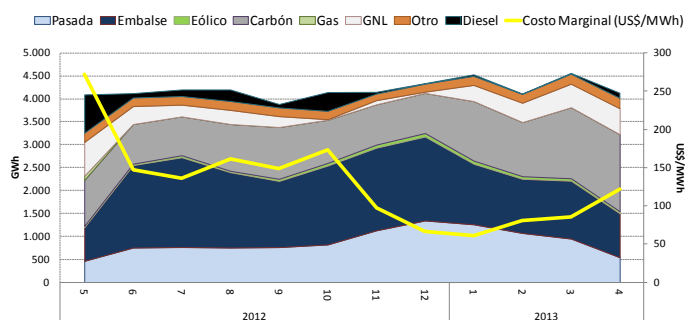
Nota: los datos de la generación de marzo de 2012 presentados en el Reporte de abril se construyeron en base a información publicada y que luego fue modificada por la fuente. Los datos informados en el presente Reporte corresponden a los últimos publicados por la fuente y por lo tanto no coinciden con el reporte anterior

Figura 7: Proyección de Generación de Energía mayo de 2012



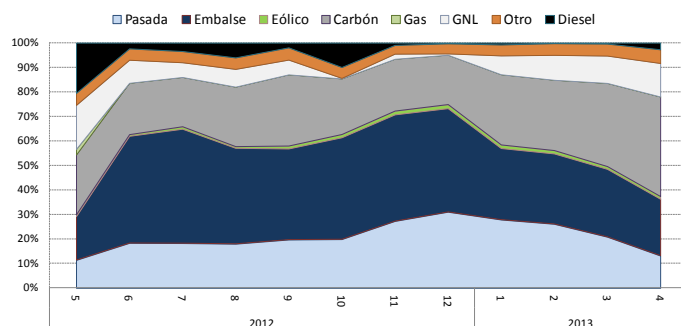
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de mayo de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 29,2% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que la vigencia del decreto de racionamiento de febrero de 2011 se ha extendido hasta agosto del presente año.

La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Generación de Energía

Para el mes de abril de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 4,2% respecto del mismo mes de 2011, con una disminución de -10,0% respecto a marzo. Este análisis no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 49.356 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 7,0%.

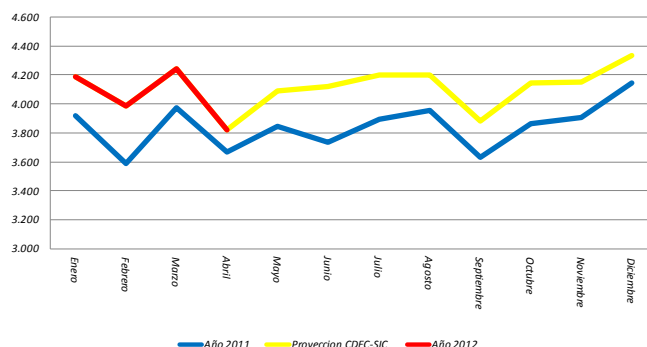
La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de diciembre de 2011 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 octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

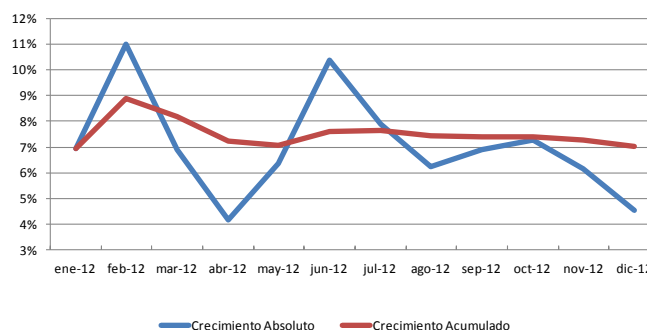
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de abril de 2010.

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



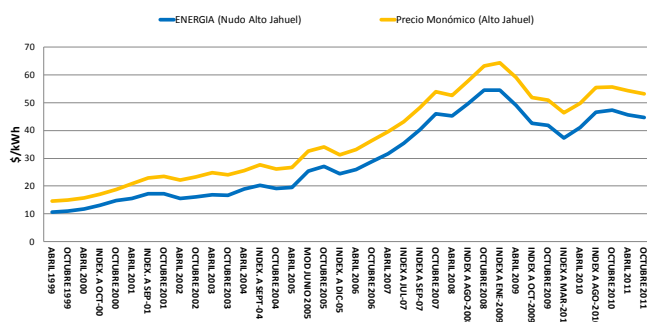
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 1° 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 158° 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.

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 abril de 2012 es de 81,10 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa un aumento de 0,30% respecto del valor indexado al mes de marzo de 2012 (80,86 US\$/MWh).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	87,1	5.419
Campanario	99,9	1.750
Colbún	87,4	6.782
Endesa	69,5	12.825
Guacolda	81,1	900
EMELDA	164,1	200
EPSA	164,1	75
Monte Redondo	143,7	275
Precio Medio de Licitación		81,10

* 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 abril 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota)	Energía Contratada GWh/año
		US\$/MWh	US\$/MWh	
Chilectra	65,42	83,98	71,31	12.000
Chilquinta	87,54	80,31	80,31	2.567
EMEL	88,63	80,31	80,31	2.007
CGE	111,16	85,30	80,31	7.220
SAESA	79,30	79,14	80,31	4.432

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 abril 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 76,49 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa un aumento de 0,09% respecto del mes anterior (76,42 US\$/MWh).

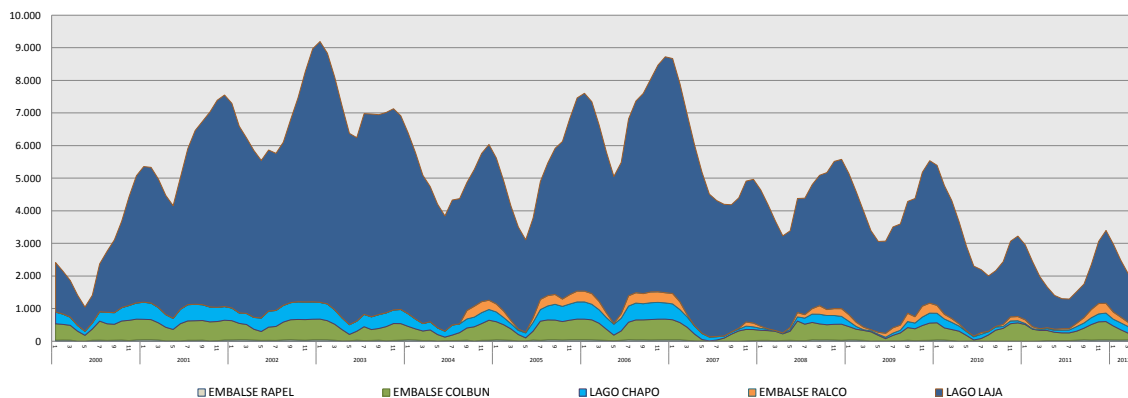
Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de abril de 2012, alcanzó los 1.546 GWh, lo que representa una disminución de -26,4% respecto al mes anterior, y una disminución de -6,8% 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 acumulada al mes de abril de 2012 fue un -7,3% menor que la acumulada a igual mes del año 2011. En este sentido, se debe notar que los embalses aún se mantienen en niveles bastante bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26 y modificación DS38), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

Nota: datos de abril aproximados, podrían variar ligeramente en próximo reporte.

Figura 13: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, Systep

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

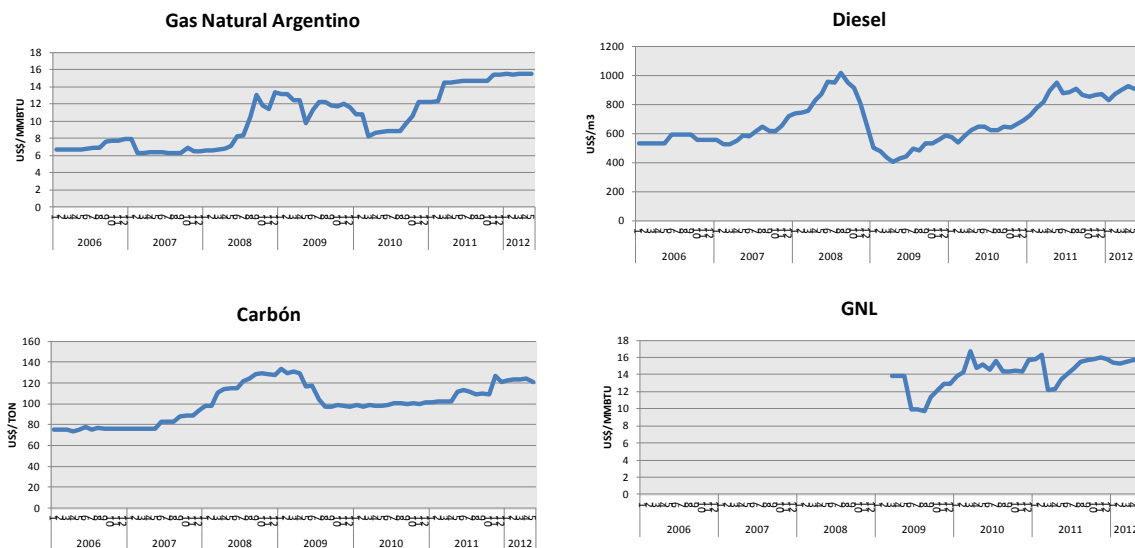
		Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011
EMBALSE	COLBUN	207	144	306
% de la capacidad máxima		32%	22%	47%
EMBALSE	RAPEL	42	42	23
% de la capacidad máxima		83%	83%	44%
LAGUNA	LA INVERNADA	23	4	0
% de la capacidad máxima		18%	3%	0%
LAGO	LAJA	1.493	1.155	1.247
% de la capacidad máxima		19%	14%	16%
LAGO	CHAPO	204	128	56
% de la capacidad máxima		36%	22%	10%
EMBALSE	RALCO	131	74	28
% de la capacidad máxima		36%	21%	8%

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 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot durante el 2011 y lo que va del 2012.

Los costos marginales del SIC para el mes de abril de 2012 presentan un aumento de 15,82% respecto a los registrados en el mes de marzo, con un alza de 30,8% respecto a lo observado en abril de 2011. Este costo marginal mensual representa el más alto observado desde abril de 2008.

En la Tabla 5 y Figura 15 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	
Junio	181	108	148	203	
Julio	200	102	138	181	
Agosto	143	96	157	154	
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

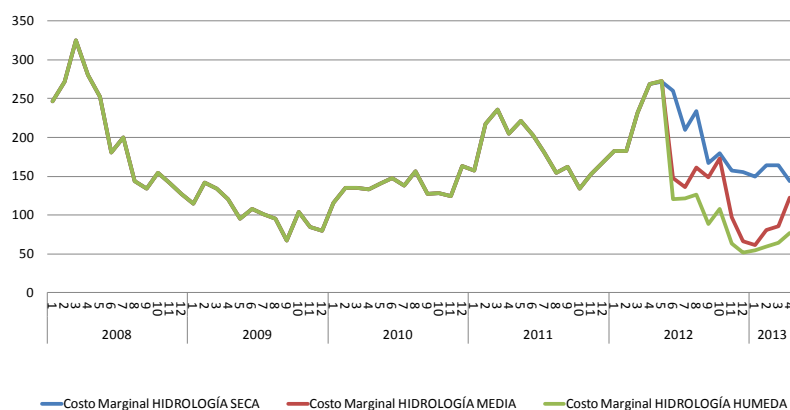
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2012	5	272,0	272,2	272,2
-	6	259,8	147,2	120,5
-	7	209,8	136,3	121,7
-	8	233,5	161,6	126,5
-	9	167,1	148,5	88,8
-	10	179,7	172,9	108,2
-	11	157,7	97,2	63,6
-	12	155,3	66,1	51,7
2013	1	149,7	61,3	55,0
-	2	163,8	80,4	59,6
-	3	164,4	85,6	64,6
-	4	144,0	122,0	76,7

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

Figura 15: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



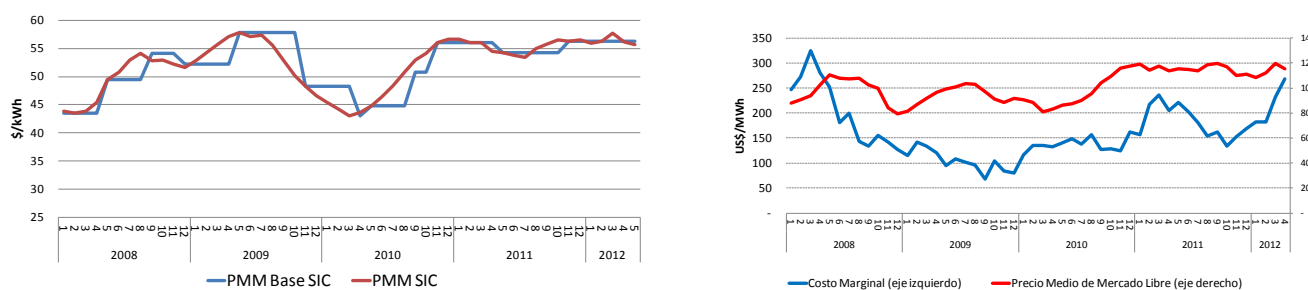
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 02 de Mayo de 2012 es de 55,67 \$/kWh, lo que representa una baja de -1,03% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56,25 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systep

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 6 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre mayo de 2012 y marzo de 2013.

En total se espera la incorporación de 1.259 MW de potencia. Las fechas de ingreso de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa se esperan para los meses de julio y agosto del presente año, respectivamente. En tanto, la entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013.

Se destacan los atrasos de un mes en la fechas de ingreso esperadas de las centrales Viñales, Rucatayo, Laja I y Energía Pacífico.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de diciembre de 2011, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Rapel (U-4 por 76 MW): 15 días en mayo.
- Quintero (U-1 por 145 MW): 3 días en mayo.
- Nueva Renca (371 MW): 30 días en junio.
- Guacolda (U-4 por 139 MW): 21 días en julio-agosto.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	jun-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	jun-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	sep-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	oct-12	13
Térmica Tradicional				
Santa María	Colbún	Carbón	jul-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	ago-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	jun-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	jun-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		nov-12	99
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.259

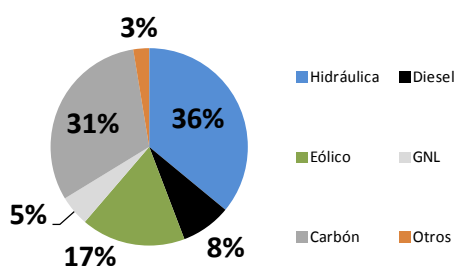
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Hidráulica	6.344	8.999
Diesel	1.446	1.092
Eólico	3.016	6.501
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	457	1.288
TOTAL	17.633	28.438
Aprobado	14.741	22.243
En Calificación	2.892	6.196
TOTAL	17.633	28.438

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



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 17.633 MW (2.892 MW en calificación), con una inversión de 28.438 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación del Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo (640 MW) en la XI región, no obstante la Corte Suprema acogió un recurso de protección en contra del SEIA de Aysén por la aprobación del Informe Consolidado del Estudio.

También destacan las aprobaciones de los proyectos en base a energía eólica Ampliación y Modificación Parque Eólico Arrayán (13,8 MW) y Parque Eólico La Cebada (48,3 MW), ambos en la IV región, y el Parque Eólico Raki (9 MW) en la VIII región. También destaca la no calificación del Parque Eólico Pacífico (40 MW), y la presentación de los proyectos Central Hidroeléctrica Chanleufú (8 MW) y el Parque Eólico Cateao (100 MW), todos estos ubicados en la X región.

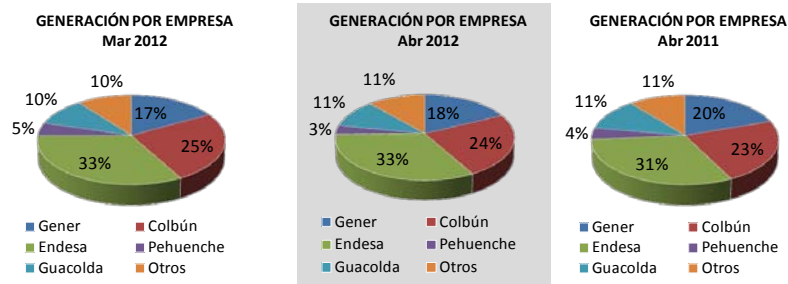
En la Tabla 8 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

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
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	Aprobado	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

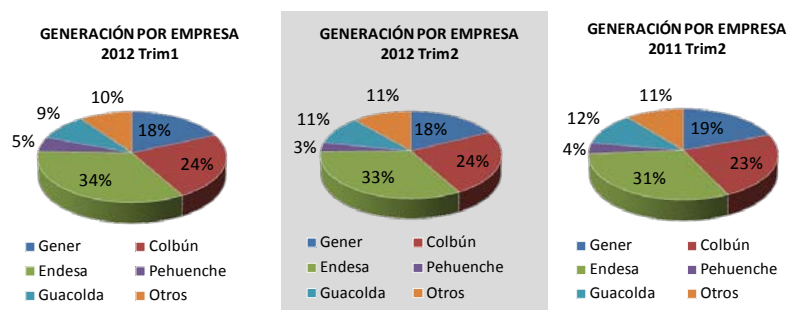
Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



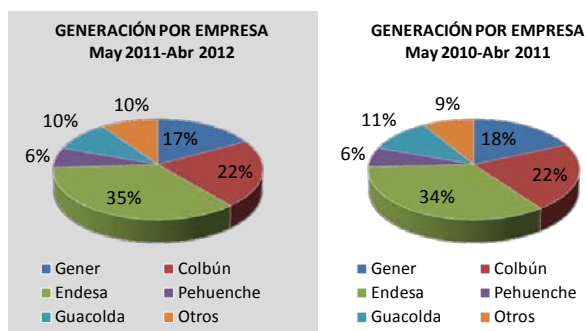
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes abril de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 33% de la producción total de energía, seguido de Colbún (24%), Gener (18%), Guacolda (11%) y Pehuenche (3%).

En un análisis por empresa se observa que todas disminuyeron su producción respecto del mes anterior son: Pehuenche (-33,8%), Colbún (-13,7%), Endesa (-10,4%), Guacolda (-5,9%) y Gener (-5,3%). El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo

En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

ENDESA

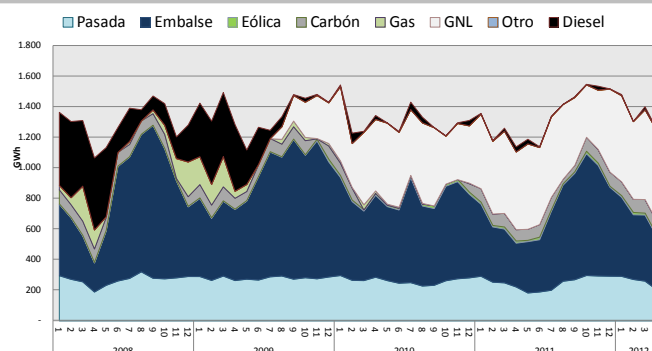
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -19,1% respecto al mes de marzo, y un aumento de 21,8% en relación a abril de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -21,6% respecto a marzo, con una disminución de -8,2% respecto a abril de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -0,1% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 1,2% respecto a marzo, con un aumento del 16,9% respecto a abril de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

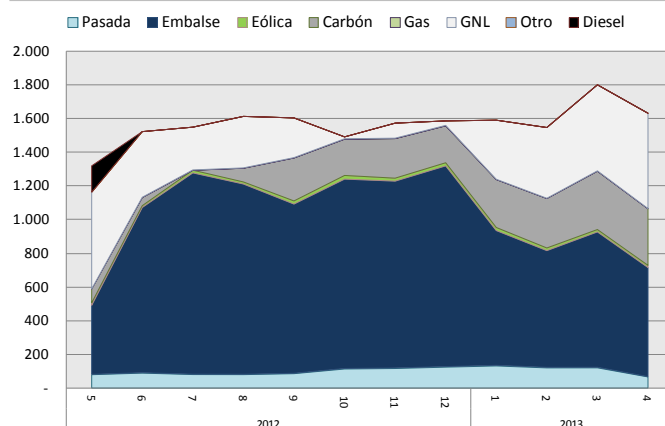
En la Figura 22 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	260	204	222	-21,6%	-8,2%
Embalse	433	350	287	-19,1%	21,8%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	587	594	508	1,2%	16,9%
Carbón	91	91	76	-0,1%	19,8%
Diésel	19	9	33	-53,0%	-73,3%
Eólico	11	7	12	-40,0%	-44,0%
Total	1.401	1.255	1.139	-10,4%	10,2%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.010	3.057	-1,5%
Embalse	6.342	5.949	6,6%
Gas	4	31	-88,4%
GNL	6.046	5.551	8,9%
Carbón	958	389	146,3%
Diésel	103	192	-46,3%
Eolico	129	153	-15,7%
Total	16.592	15.321	8,3%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	822	204	594	-65,7%	-75,2%
Embalse	1.373	350	967	-63,8%	-74,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	1.659	594	1.570	-62,2%	-64,2%
Carbón	272	91	235	-61,3%	-66,4%
Diésel	26	9	68	-87,0%	-65,8%
Eólico	35	7	34	-79,8%	-80,6%
Total	4.187	1.255	3.468	-63,8%	-70,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

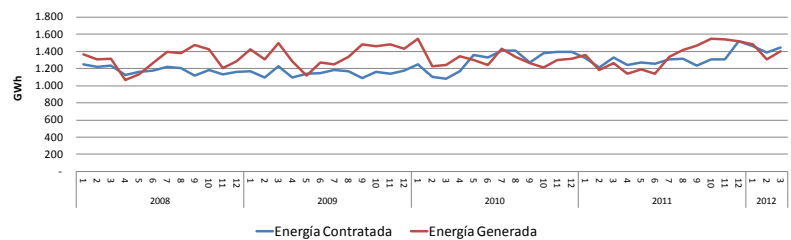
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante marzo de 2011 fue de 1.401 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.446 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

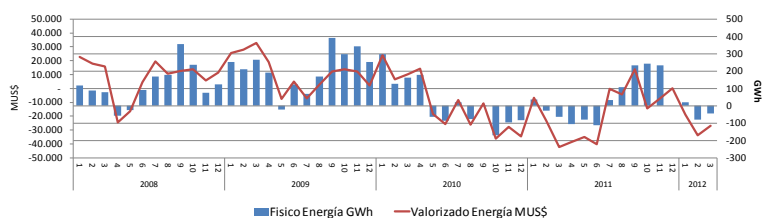
En la Figura 23 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -44,5 GWh, las que son valorizadas en -26,76 MMUS\$. En la Figura 24 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, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -37,5% respecto a marzo, con una disminución de -10,4% en relación a abril del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de -10,6% respecto al mes de marzo, con una disminución de -18,5% en relación a abril de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 16,6% respecto al mes de marzo.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo

En la Figura 26 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	135	84	94	-37,5%	-10,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	14	0	0	-100,0%	0,0%
GNL	201	235	199	16,6%	18,2%
Carbón	354	317	388	-10,6%	-18,5%
Diesel	3	33	35	1183,7%	-5,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	8	9	-2,4%	-1,3%
Total	716	677	725	-5,3%	-6,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.194	1.308	-8,7%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	564	-97,3%
GNL	1.813	792	128,8%
Carbón	4.528	4.422	2,4%
Diesel	413	1.032	-60,0%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	98	2,0%
Total	8.063	8.217	-1,9%

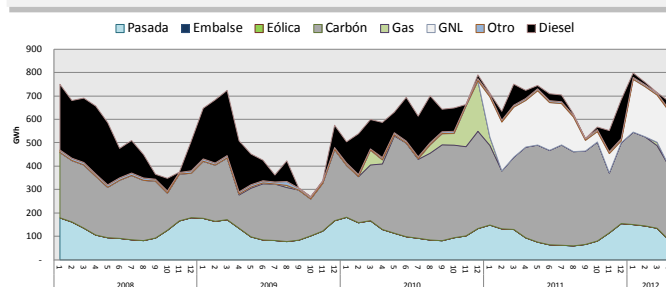
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	431	84	234	-64,0%	-80,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	14	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	640	235	634	-62,9%	-63,3%
Carbón	1.131	317	1.209	-73,8%	-72,0%
Diesel	32	33	79	-57,8%	3,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	8	26	-67,2%	-67,9%
Total	2.275	677	2.181	-68,9%	-70,2%

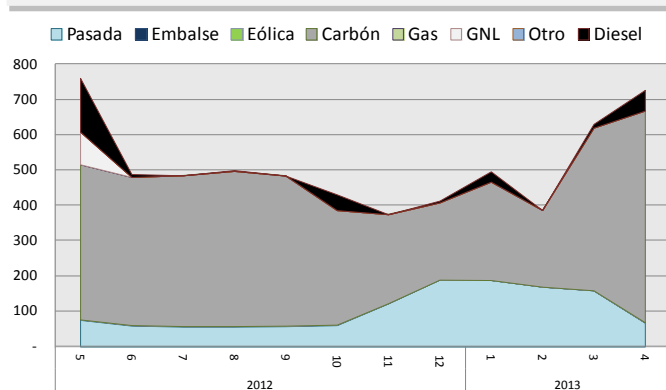
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

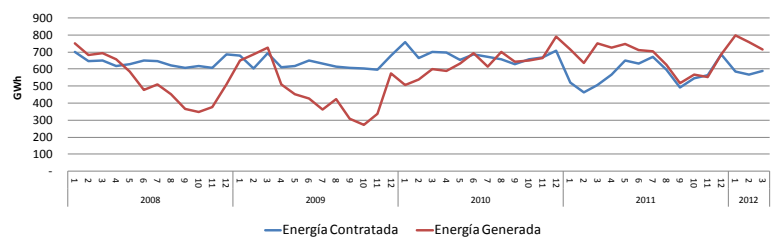
La generación real de energía para Gener durante marzo de 2011 fue de 716 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 590 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

En la Figura 27 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

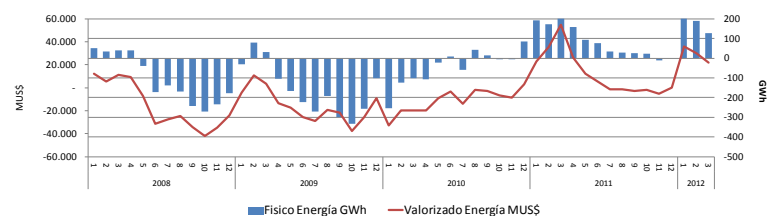
Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 126,1 GWh, las que son valorizadas en 21,88 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

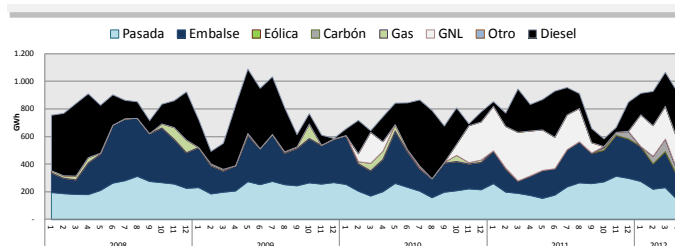
Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -35,9% respecto al mes de marzo, con un aumento de 19,7% en relación a abril de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -38,6% respecto a marzo, con una disminución de -18,9% respecto a abril de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 39,0% respecto a marzo, con un aumento de 78,6% respecto a abril de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 3 GWh respecto a marzo.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

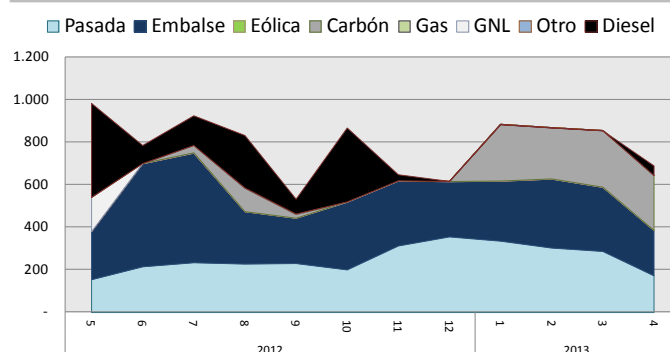
En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	231	142	175	-38,6%	-18,9%
Embalse	261	168	140	-35,9%	19,7%
Gas	0	0	1	0,0%	-100,0%
GNL	237	230	326	-3,0%	-29,6%
Carbón	91	39	0	-57,3%	0,0%
Diesel	247	343	192	39,0%	78,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.067	921	835	-13,7%	10,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.849	2.532	12,5%
Embalse	2.859	2.373	20,5%
Gas	9	155	-94,1%
GNL	2.016	1.945	3,7%
Carbón	280	0	0,0%
Diesel	2.259	2.717	-16,9%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.273	9.722	5,7%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	728	142	506	-72,0%	-80,5%
Embalse	698	168	534	-68,6%	-76,0%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	690	230	849	-73,0%	-66,7%
Carbón	145	39	0	0,0%	-73,3%
Diesel	650	343	746	-54,0%	-47,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.911	921	2.637	-65,1%	-68,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

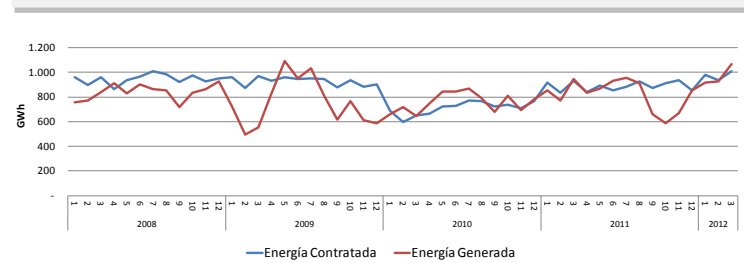
La generación real de energía para Colbún durante marzo de 2011 fue de 1.067 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.008 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

En la Figura 31 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

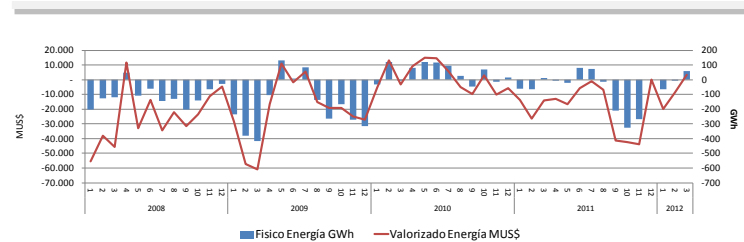
Durante el mes de marzo de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 58,5 GWh, las que son valorizadas en 3,48 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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.

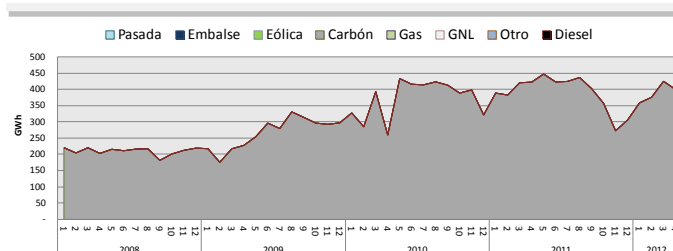
GUACOLDA

Durante el mes de abril, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de -5,9% respecto al mes de marzo, con una disminución de -5,4% en relación a abril de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

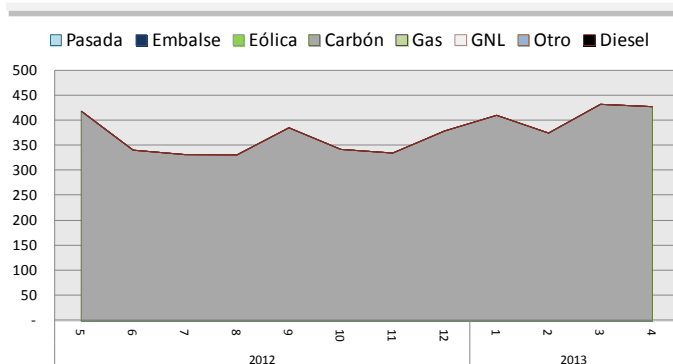
En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Mar 2012	Abr 2012	Abr 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	426	401	423	-5,9%	-5,4%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	426	401	423	-5,9%	-5,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 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	4.639	4.833	-4,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.639	4.833	-4,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	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	1.162	401	1.295	-69,1%	-65,5%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.162	401	1.295	-69,1%	-65,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

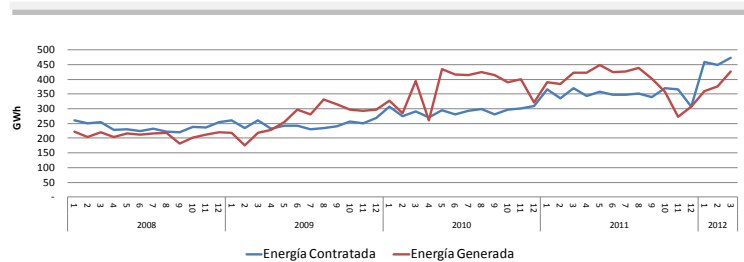
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante marzo de 2011 fue de 426 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 473 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 35 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

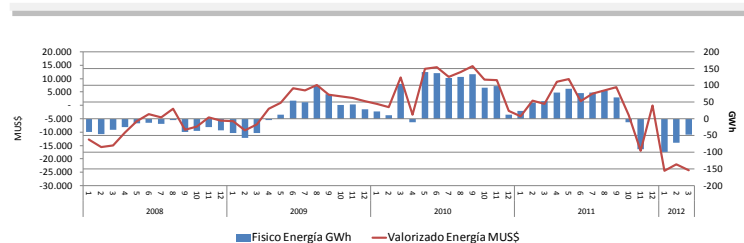


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -47,0 GWh, las que son valorizadas en -24,23 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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.

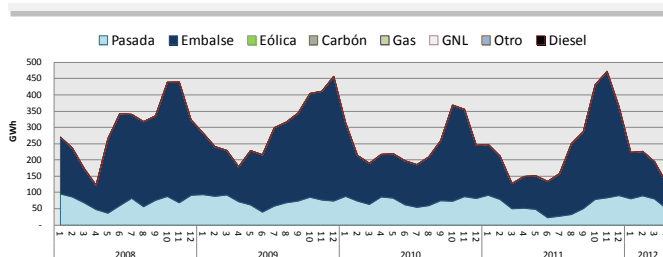
PEHUENCHE

Durante el mes de abril, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -31,7% respecto al mes de marzo, con una disminución de -19,8% en relación a abril de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de -36,6% respecto a marzo, con una disminución de -2,1% en relación a abril de 2011.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

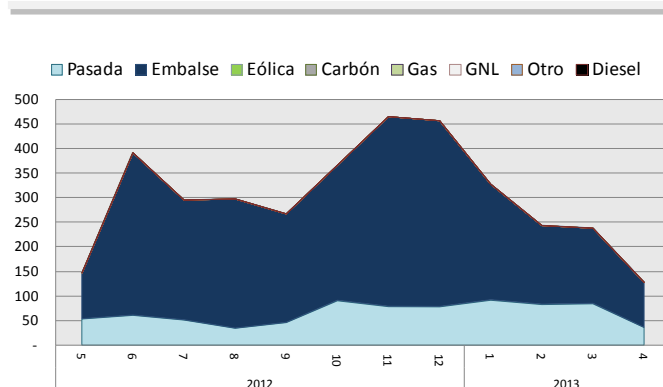
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	80	51	52	-36,6%	-2,1%
Embalse	115	78	98	-31,7%	-19,8%
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	195	129	150	-33,8%	-13,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	739	852	-13,3%
Embalse	2.290	1.932	18,5%
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	3.029	2.784	8,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	252	51	123	-58,7%	-79,7%
Embalse	394	78	313	-75,0%	-80,1%
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	646	129	436	-70,4%	-80,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

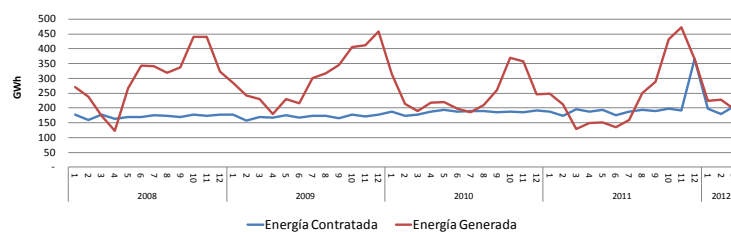
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante marzo de 2011 fue de 195 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 205 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

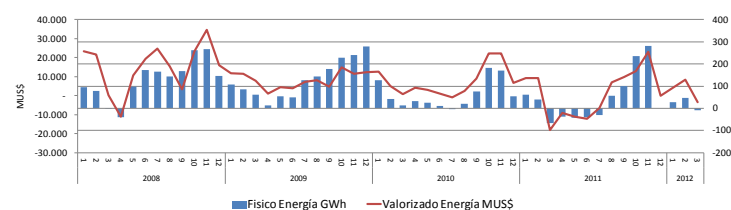
En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



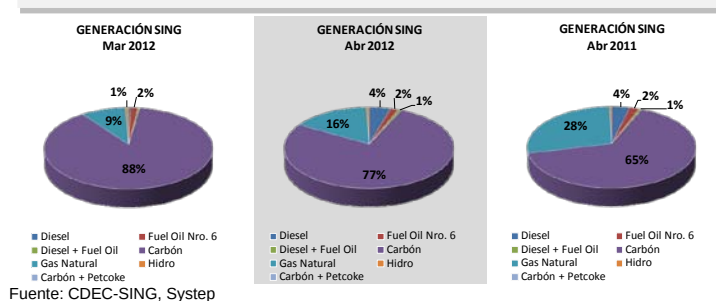
Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -9,7 GWh, las que son valorizadas en -3,45 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

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.

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de abril de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 2,9% respecto a marzo, con un aumento de 6,5% respecto a abril de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 912,1% con respecto a marzo, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 15,2%. La generación con gas natural aumentó en un 66,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 42 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 abril del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 112 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 42,9% respecto al mes anterior.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

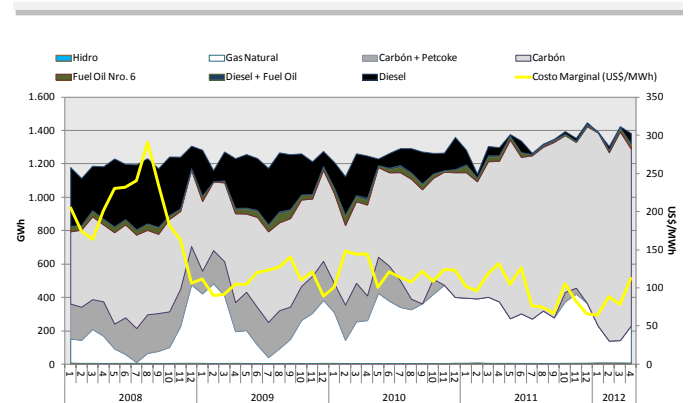


Figura 43: Generación histórica SING (%)

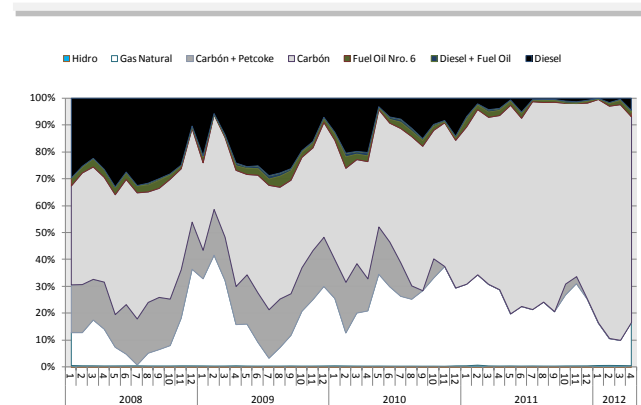
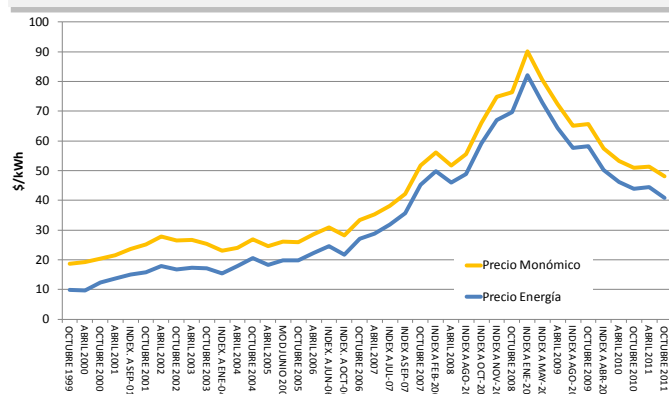
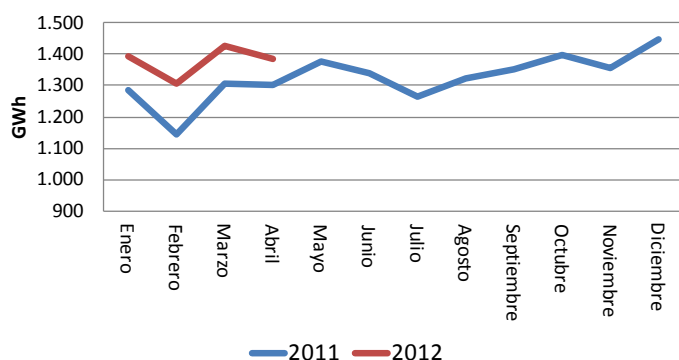


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 31 de diciembre 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 octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 40,887 \$/kWh y 4.451,54 \$/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 47,99 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 5,66% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2011.

Generación de Energía

En el mes de abril, la generación real del sistema fue de 1.385 GWh. Esto representa un aumento de 6,5% con respecto al mismo mes del 2011.

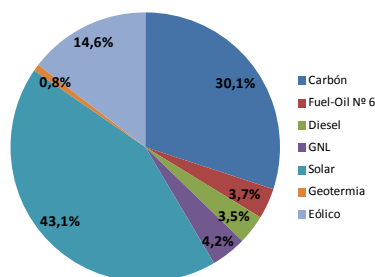
La generación acumulada a abril del año 2012 es de 5.509 GWh, lo que comparado con los 5.034 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 9,4%.

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	2.539	8.872
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	5.889	15.346
Aprobado	3.779	8.491
En Calificación	2.110	6.855
TOTAL	5.889	15.346

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



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 marzo de 2012, considerando aquéllos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 5.889 MW (2.110 MW en calificación), con una inversión de 15.346 MMUS\$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación del proyecto fotovoltaico Planta Solar Fotovoltaico Lagunas (I Región), por 50 MW e inversión de 150 MMUS\$, y la aprobación de la Central Geotérmica Cerro Pabellón (II Región), de 50 MW e inversión por 180 MMUS\$.

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 Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberóica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pácdico	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	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica Alto Loa S.p.A.	240	520	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A.	220	572	10-02-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotonex de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Fotonex de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Crucero 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	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruce 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	En Calificación	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
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	24-11-2008	Aprobado	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 FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Saler	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coya	SOLVENTUS CHILE Spa	80	320	30-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	En Calificación	Solar	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	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Lagunas	INTERVENTO S.A.	50	150,0	16-04-2012	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 Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parícuta	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	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 II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Calama Solar 2	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	SOLVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 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	Joni Ifaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	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 ZOFRI	ENORCHILES S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

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 abril de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Abr-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	79,74	2012

Precios de combustibles

En la Figura 47 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 47: Valores informados por las Empresas

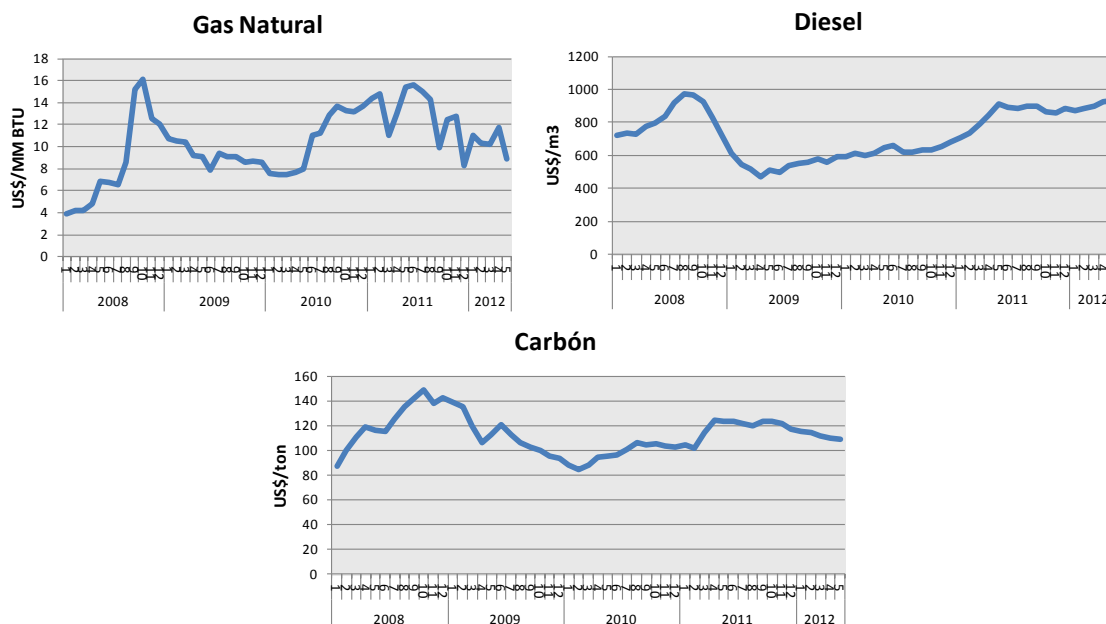


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	-
Junio	232	120	121	126	-
Julio	241	123	114	76	-
Agosto	291	127	108	74	-
Septiembre	236	140	122	67	-
Octubre	181	110	109	106	-
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

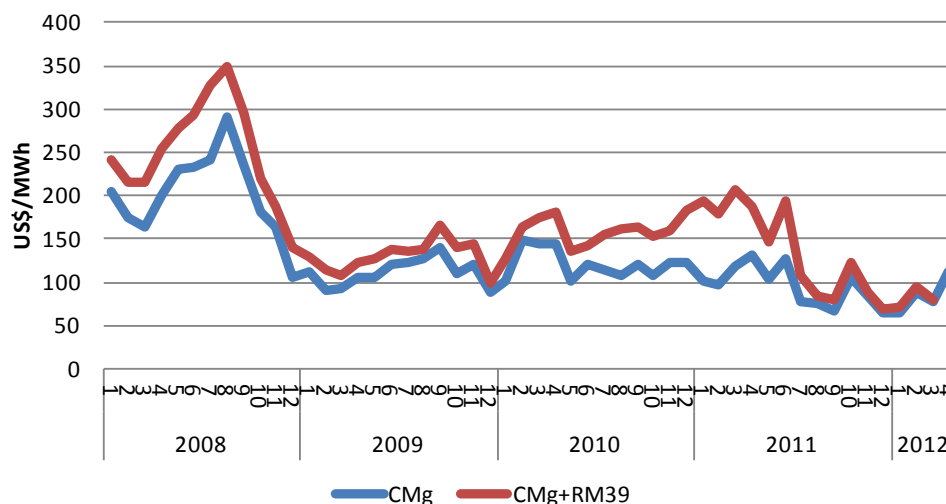
Valores Históricos

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 abril, el costo marginal fue de 112 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 14,9% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 42,9% respecto al mes de marzo de 2012.

En los últimos meses se observa una disminución en los costos marginales, debido principalmente a la entrada en operación comercial de nuevas centrales a carbón.

La Figura 48 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 marzo de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de marzo. 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 marzo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 0,74 US\$/MWh.

Figura 48: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de mayo de 2012 es de 59,141 \$/kWh, que representa una disminución de 2,34% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

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.

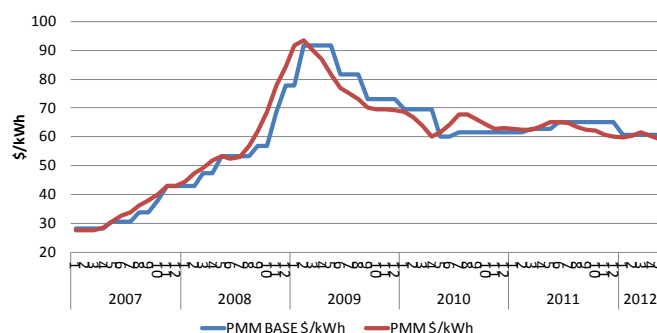
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL; 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 Mantención

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

- CTA1 (Andina): 165 MW en mayo y junio.
- ANG1 (Angamos): 270 MW en mayo y junio.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en mayo y julio.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en julio.
- CTM2 (Tocopilla): 175 MW en julio.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio y julio.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo y junio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio y julio.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en mayo.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en junio y julio.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Syste

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras			
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max. Net
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 abril de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 62% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 17% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama y E-CL aumentaron su producción en un 119,5% y 6,3%, respectivamente, en relación a marzo de 2012. Por su parte Celta, AES Gener y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 99,3%, 26,6% y 3,0%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en marzo de 2011. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en Celta y Norgener, las cuales cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

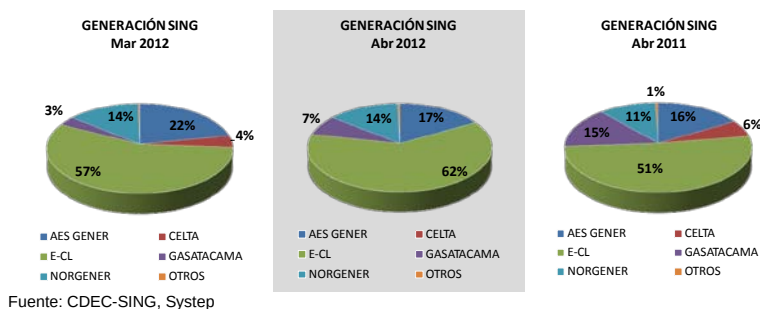
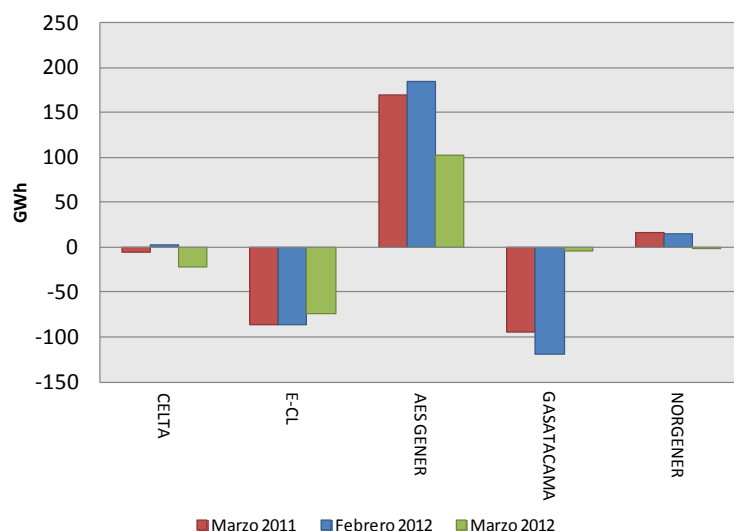


Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

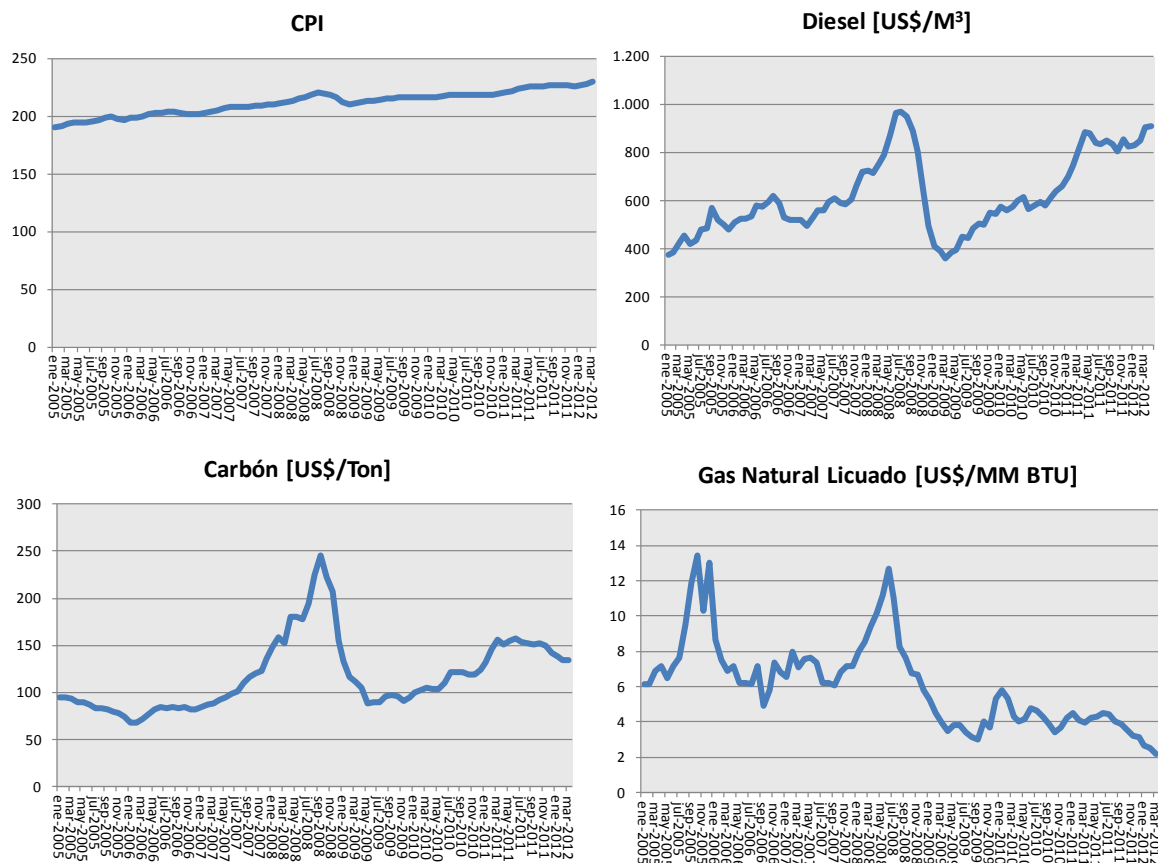


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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 abril de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Abr-12 Barra Suministro	Indexado Abr-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	88,1	87,4	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	87,6	86,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	87,9	87,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,0	89,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,5	89,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	90,0	90,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	91,0	91,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,6	91,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,4	92,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	92,7	92,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,4	98,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,6	98,6	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	116,8	116,8	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	104,0	104,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,1	70,7	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	109,0	101,8	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,5	97,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,6	98,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	92,7	91,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,1	121,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	88,5	91,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	90,2	92,7	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,2	62,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,8	62,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,5	62,2	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	175,8	164,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	175,8	164,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	175,8	164,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	175,8	164,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	175,8	164,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,8	58,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,3	65,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	106,7	99,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	58,1	57,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,4	57,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,4	58,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,4	57,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	107,1	107,1	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,6	63,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,8	55,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,4	54,2	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,4	54,2	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	175,8	164,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	175,8	164,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	175,8	164,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	175,8	164,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	175,8	164,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	81,7	81,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,6	108,0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	175,8	164,1	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	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	EMELDA	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 abril, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -0,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -30,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,9% en relación a los últimos 12 meses.

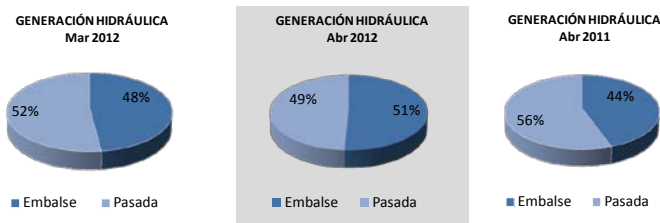
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 13,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -26,3% en comparación al mes pasado, y de un 12,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -11,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -34,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,4% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

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

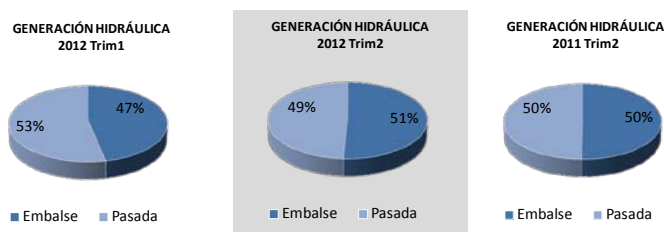
	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011
Embalse	809	596	525
Pasada	878	579	657
Total	1.687	1.176	1.182



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

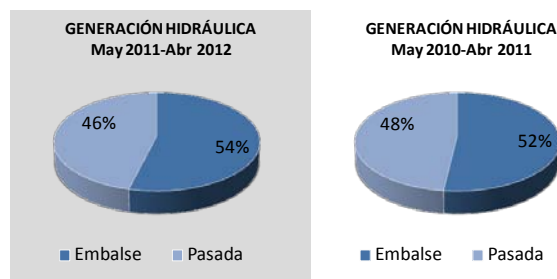
	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2
Embalse	2.466	596	1.814
Pasada	2.804	579	1.806
Total	5.270	1.176	3.620



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

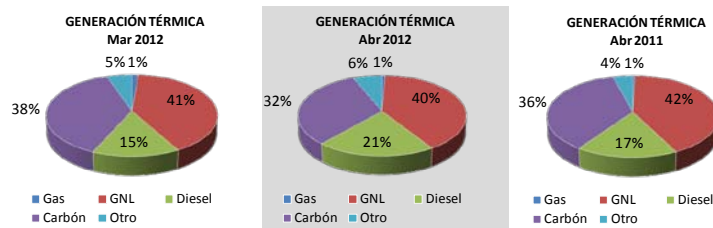
	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011
Embalse	11.491	10.254
Pasada	9.819	9.496
Total	21.311	19.750



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

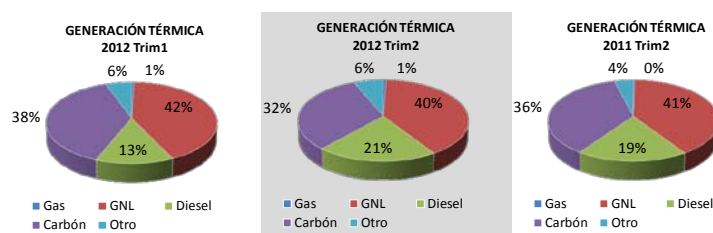
	Mar 2012	Abr 2012	Abr 2011
Gas	35	18	11
GNL	1.025	1.058	1.033
Diesel	376	543	425
Carbón	962	847	888
Otro	134	165	103
Total	2.531	2.632	2.459



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

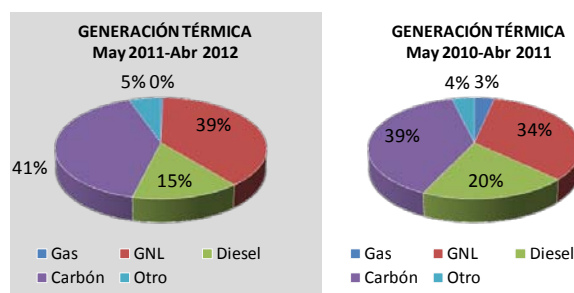
	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2
Gas	37	18	24
GNL	2.988	1.058	3.053
Diesel	935	543	1.430
Carbón	2.710	847	2.739
Otro	388	165	305
Total	7.058	2.632	7.551



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	May 2011-Abr 2012	May 2010-Abr 2011
Gas	96	834
GNL	9.875	8.288
Diesel	3.810	5.006
Carbón	10.405	9.644
Otro	1.388	940
Total	25.574	24.711



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de abril, muestra una variación de un 7,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 4,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,5% 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 67,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un -49,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -88,5% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 2,5% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 3,3% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 27,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 44,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -23,9% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de -4,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -11,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,9% 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 60,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 23,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 47,7% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de abril tuvo un día menos que el mes de marzo.

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
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	Aprobado	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
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	Solar	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberéolica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	En Calificación	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 Chile	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
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
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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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
Parque Eólico Cateao	Eólica Cateao Sp.A.	100,0	224,0	16-04-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	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 Eólico 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 Vallenar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
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	En Calificación	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
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUElEolico	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	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé 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 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	Hidroenersur 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
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184,0	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
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 eolico 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
Ampliacion 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 Picoiquén	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 Cariafquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río 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	En Calificación	Eólico	Base	VI
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	Biogas	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
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
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28,0	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	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 Chanleufú	Central Hidroeléctrica Chanleufú	8,0	10,0	09-05-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
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
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	En Calificación	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 Southphacific	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	Electrica 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 Pacifico 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
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	En Calificación	Diesel	Base	V

Fuente: SEIA, Systep

Systep 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.

