



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Noviembre 2012

Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	9
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	28
Análisis General	29
Análisis Precio de Licitación	32
Análisis Precios de los Combustibles	32
Análisis Precios Spot	33
Análisis Precio Medio de Mercado	34
Análisis Parque Generador	34
Resumen Empresas	35
ANEXOS	36
Índice Precios de Contrato	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Aplazan reconexión central hidroeléctrica de pasada La Higuera. (Tinguiririca Energía, 12/11/12)

Endesa está a la espera de carretera eléctrica pública para avanzar en HidroAysén. (Emol, 12/11/12)

British Gas, el nuevo factor que complica a Enap. (La Tercera, 12/11/12)

Costo de suministrar contratos de Campanario llega a US\$ 95 millones. (Diario Financiero, 9/11/12)

Enap declara inaceptable anuncio de BG de reducir gas y evalúa escenarios legales. (El Mercurio, 9/11/12)

AES Gener culmina contratos de obras de construcción del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo. (AES Gener, 9/11/12)

Endesa confirma negociaciones con BG tras anuncio de reducción de suministro de gas. (Emol, 7/11/12)

BG informa a GNL Chile que no cumplirá con contratos de suministro de gas el próximo año. (El Mercurio, 7/11/12)

Eléctrica Guacolda obtiene US\$318 millones para la construcción de la Unidad 5. (Revista Electricidad, 26/10/12)

Se prorroga plazo para presentar ofertas en licitación de Nueva Línea 2X220 KV Crucero – Lagunas. (CDEC-SING, 25/10/12)

Editorial

Desafíos de la expansión del sistema de transmisión en el Sistema Interconectado del Norte Grande

El mes pasado System revisó en su editorial la adjudicación de dos significativos corredores de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central (SIC). Estos proyectos son la Nueva Línea Cardones – Polpaico 2x500kV y la Nueva Línea Charrúa – Ancoa 2x500kV. A estas buenas noticias para el SIC, hay que sumar la publicación el 31 de octubre por parte de la Dirección de Peajes (DP) del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) de la “Propuesta de expansión del sistema de transmisión del SING”, en la cual, se proponen las siguientes obras:

- Transmisión troncal:
 - Nueva línea Tarapacá - Lagunas 2X220 kV: tendido del primer circuito
 - Tendido del segundo circuito Crucero – Lagunas 2X220 kV
 - Refuerzo de línea Crucero – Encuentro 2X220 kV
 - Nueva subestación en el sector Crucero – Encuentro
 - Compensación Reactiva en la subestación Lagunas: 60 MVAR
- Transmisión adicional:
 - Nueva línea Chacaya-Mejillones-O'Higgins 1X220 kV
 - Nueva línea Tocopilla-Crucero 1X220 kV
 - Repotenciamiento Lagunas – Collahuasi 2x220 kV y nueva línea Lagunas – Collahuasi 2X220 kV
 - Nueva línea Encuentro – Collahuasi 1x220 kV
 - Nueva línea Tocopilla – Lagunas 2x220 kV

Es importante destacar que la revisión realizada por la DP del CDEC-SING sólo debe considerar las obras de transmisión troncal que determinara el Estudio de Transmisión Troncal. Debe determinar obras a iniciarse o realizarse en el periodo siguiente (2014-2018), o la no realización de obras definidas, para posibilitar el abastecimiento de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad vigentes. Resulta curioso destacar por ende que el CDEC-SING formule recomendaciones de obras de transmisión adicional. La DP justifica esto “...en atención a las características topológicas particulares del SING, resulta necesario un análisis amplio que abarque no sólo éstas instalaciones, sino además aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión Adicional que operan en forma enmallada o en paralelo a las instalaciones troncales, imponiendo condiciones operacionales a las mismas.”

Efectivamente, a diferencia del SIC, en el SING, el sistema de transmisión adicional toma un papel preponderante en ese sistema, debido a que varias de estas instalaciones “adicionales” se enmallan, transformándose varias veces en una alternativa válida al sistema de transmisión troncal. Esta realidad, mencionada por la DP, se evidencia además al observar que de los 5.150 km de líneas de 220 kV en el SING, un 78% tenga la calificación de sistema de transmisión adicional, sólo un 15% sea de transmisión troncal y un 7% pertenezca al segmento de la subtransmisión.

Para destacar la importancia del sistema adicional en el SING, cabe mencionar que tanto el proyecto de Interconexión SING-SIC de la CNE^[1] como un estudio de impacto ambiental aprobado recientemente para una interconexión SING -SIC de GDF Suez^[2], consideran como alternativas de conexión en el SING a cuatro subestaciones, de las cuales tres son instalaciones adicionales: El Cobre 220 kV, Chacaya 220 kV y Mejillones 220 kV.

[1] “Análisis Técnico y Económico de una interconexión SING-SIC” CNE, marzo 2012

Otro ejemplo de la importancia de los sistemas de transmisión adicionales se vio reflejado en una falla que sacó de servicio el pasado 6 de septiembre a una línea adicional (línea 220 kV Chacaya-Mejillones de 1,3 km), falla que provocó posteriormente un desprendimiento de carga de 351 MW, equivalentes a un 20% de la demanda del SING en el momento de dicha falla. Este problema ya había sido observado por la DP en junio de 2011^[3], indicando que "...se observa que en términos de regulación de tensión, la zona presenta deficiencias ante la falla particular de la Línea 220 kV Chacaya - Mejillones. Esta condición se produce al quedar operando en forma radial las líneas desde la S/E Domeyko hasta la S/E Mejillones."

La línea recién mencionada se encuentra en el golfo de Mejillones, el cual hoy en día cuenta con una capacidad de generación instalada de 2.219 MW, que representa el 48% de la capacidad instalada en el SING. Se espera que este porcentaje aumente con la entrada en servicio de nuevas centrales proyectadas. Por ende, esta bahía se constituye en el corazón de la generación de energía del SING, en una condición donde la mayoría de las instalaciones están calificadas como adicionales. Esta situación es preocupante, toda vez que la DP sólo puede recomendar expansión o *upgrades* de instalaciones adicionales de forma referencial, aunque beneficien a la totalidad de los usuarios del sistema.

Toda esa capacidad instalada de generación en Mejillones de 2.219 MW está a una distancia en torno a 8 km de la subestación troncal más cercana (Atacama 220). Sin embargo, solo 780 MW están conectados directamente a esa barra troncal, y corresponde a una central que no está inyectando generación por problemas de suministro de gas.

Cabe destacar que la futura entrada en servicio de dos nuevas centrales a carbón en Mejillones, en vez de considerar conectarse al sistema troncal en las cercanías (subestación Atacama), define una línea de 70 MMUS^[4], paralela durante el total de su trazado con el sistema de transmisión troncal. Si bien esta línea permitirá conectar estas nuevas centrales, le resta aun más protagonismo a un sistema de transmisión integrado, que podría ser el "corredor" por el cual se transporte la energía en el sistema. Por diversas razones, no se estaría produciendo un crecimiento ordenado de las inversiones en transmisión.

En el sur del SING el sistema es principalmente enmallado (Figura 1), existiendo además del sistema troncal otros 3 caminos validos para ir desde Mejillones a la subestación Crucero (Chacaya - Crucero, Angamos-Laberinto-Crucero y Chacaya - El Cobre - Encuentro). Esta telaraña de líneas adicionales del SING, se originó debido a que cada demandante de energía, por lo general en la cordillera, trazaba su respectiva línea adicional hacia un polo de generación, por ejemplo Mejillones. Esta situación aún se mantiene, ya que como se mencionara anteriormente, debido a la reglamentación existente, no existen incentivos para un crecimiento ordenado en las instalaciones de transmisión adicionales.

En otro ámbito si se observa los costos marginales nodales del SING de los últimos 12 meses (Tabla 1), se identifica importantes diferencias entre las subestaciones Atacama 220 y Chacaya 220, las cuales están a menos de 1 km de distancia, pero no están conectadas eléctricamente de forma directa (diferencias de hasta 6,7 US/MWh). Similar situación ocurre con la subestación Angamos que está a menos de 7 km de la subestación Atacama.

Ameritaría revisar la definición del sistema de transmisión troncal y de sistemas adicionales del SING por parte de la autoridad. Hay que recordar que el artículo 74 del DFL 4 indica que "una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema". Cabe recordar que ese mismo artículo indica que "las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Energía". Sería importante revisar esta determinación y la factibilidad de transformar algunas líneas adicionales en troncales, debida consideración de próximas revisiones del ETT y del próximo ETT 2014. Podría argumentarse que no hay precedentes en este sentido y que la ley, con su definición específica de instalaciones troncales, se constituye en una camisa de fuerza para que la autoridad pueda resolver el problema. Habría que preguntarse si ese artículo 74 no deja un espacio de acción a la autoridad para avanzar en una acción holística que fortalezca el sistema de transmisión del SING.

[2] "Sistema de transmisión de 500 kV Mejillones-Cardones." Desarrollado por GDF Suez y aprobado en junio del 2012, http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipa1.php?modo=ficha&id_expediente=5782555

[3] "Informe de expansión sistema de transmisión troncal del SING", Dirección de peajes del CDEC-SING, junio 2011

[4] "Línea de Alta Tensión S/E Chacaya - S/E Crucero" Desarrollado por E-CL y en calificación, http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipa1.php?id_expediente=6934187&idExpediente=6934187&modo=ficha

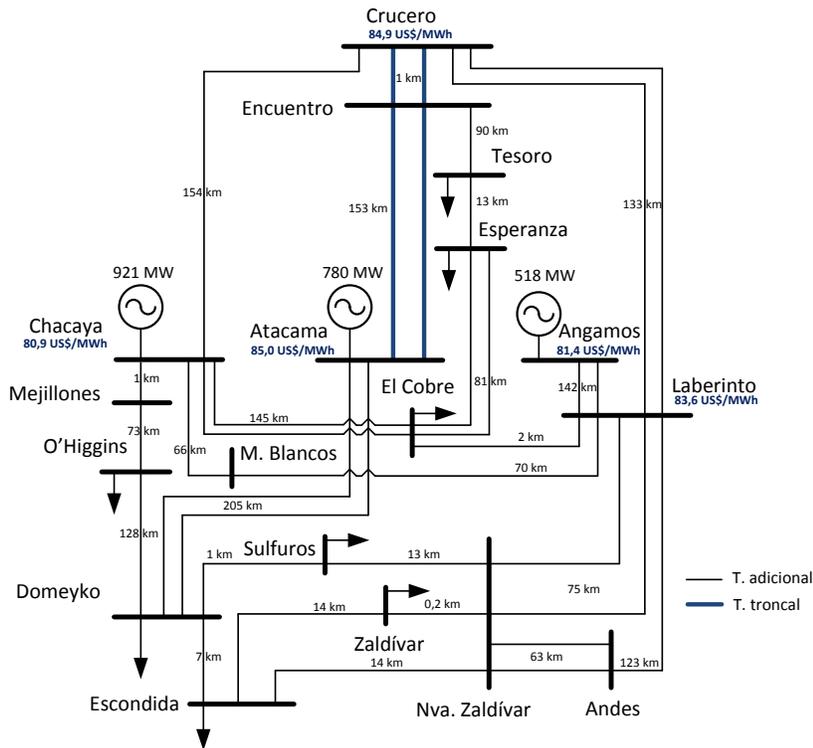


Figura 1: Representación del sistema de transmisión del SING, al sur de la S/E Crucero 220 kV

Tabla 1: Costos marginales SING 2011-2012

US\$/MWh	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	Promedio
Crucero 220	84.3	65.5	64.0	87.8	78.6	112.3	112.9	132.7	74.3	67.5	71.6	69.2	84.9
Laberinto 220	83.4	64.0	63.1	85.4	76.5	111.2	111.6	130.8	73.2	67.3	70.7	68.6	83.6
Atacama 220	83.5	64.3	63.7	87.9	78.8	112.1	113.4	133.2	74.8	68.3	72.1	69.7	85.0
Chacaya 220	80.4	61.6	60.9	81.9	73.7	107.5	107.8	126.5	71.1	65.6	68.2	67.2	80.9
Angamos 220	81.6	62.7	61.6	83.1	74.2	108.5	108.7	127.2	71.3	65.4	68.9	66.3	81.4

Mientras en el SIC el sistema de transmisión troncal es la columna vertebral del sistema, no es el caso para el SING, donde el sistema de transmisión adicional cumple con ese calificativo. A pesar que este sistema "adicional" es el eje de la operación del SING, la DP del CDEC-SING, debido a limitantes regulatorias, no puede actuar sobre el, y solo puede decidir y licitar obras que cumplan con la troncalidad. Se pierden oportunidades de actuar sobre obras, hoy adicionales, que puedan aumentar la seguridad y suficiencia del sistema. Son valorables las propuestas de la DP del CDEC-SING de expansión de obras de transmisión adicional, aunque sean indicativas. La DP realiza una evaluación referencial, mostrando los ahorros en costos de operación y falla del sistema, relacionados a cada obra adicional recomendada. La DP busca una expansión más armónica del sistema, reconociendo que una parte importante de este crecimiento queda en manos de la iniciativa de privados, y debido a la envergadura de las inversiones, estas pueden quedar relegadas indefinidamente.

SIC Sistema Interconectado Central

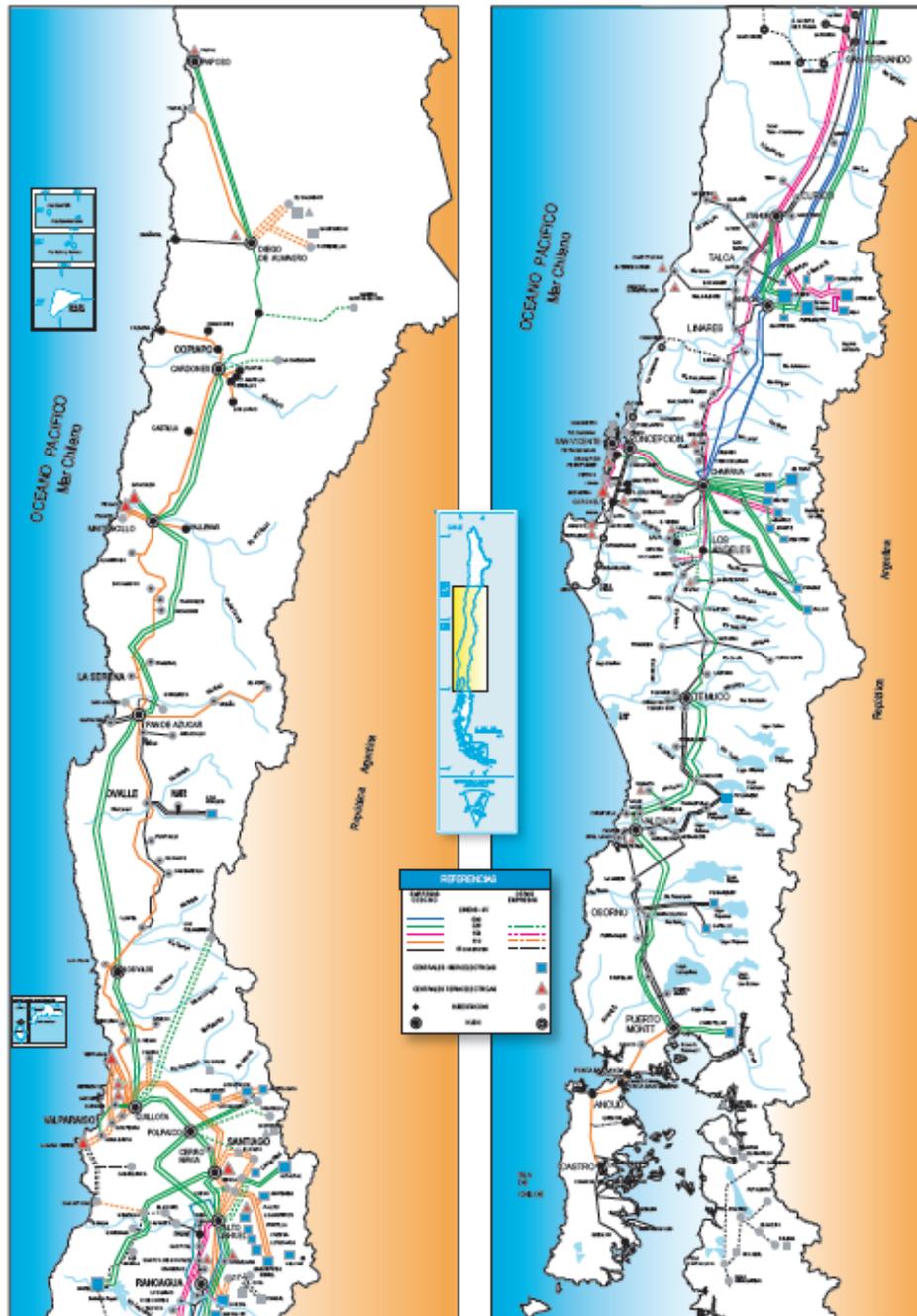


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de octubre de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 8,6% respecto a septiembre, con un alza de 6,9% respecto a octubre de 2011.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 8,9% respecto de septiembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un -8,6%. Con lo anterior, el 40,5% de la energía generada en el SIC durante el mes de octubre de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 33,0 GWh, correspondiente al 0,8% del total (4.128 GWh).

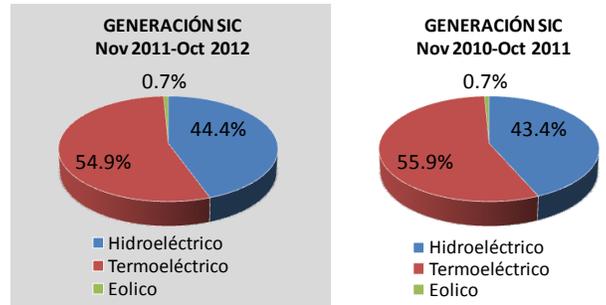
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 7,0% respecto a septiembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 11,2% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural aumentó en un 91,5%, mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 80,4%. La generación a carbón, por su parte, se ve disminuida en un -3,3%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 14,0% respecto al mes anterior.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 5, que la generación GNL representa para el mes de septiembre de 2012 un 20,2% de la matriz de energías del SIC, frente al 6,0% que representa el diesel y el 27,4% del carbón.

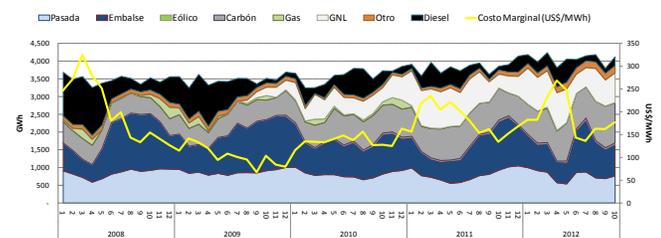
Los costos marginales del SIC durante el mes de octubre llegaron a un valor promedio de 177 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 134 US\$/MWh de octubre de 2011 representa un aumento de 31,8%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un alza de 9,1%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



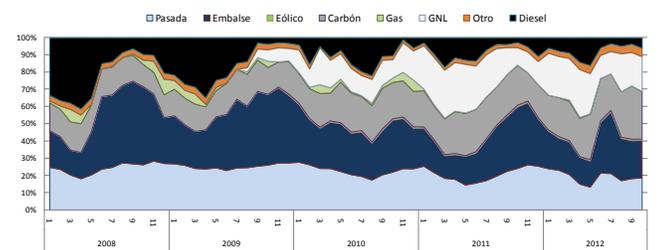
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 4: Generación histórica SIC



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

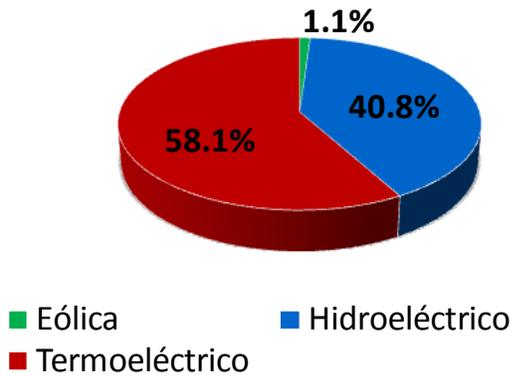
Figura 5: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 6: Proyección de Generación de Energía octubre de 2012

**Proyección de Generación de Energía SIC
Noviembre 2012**



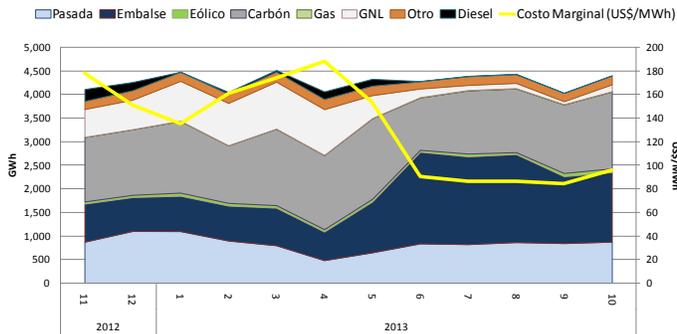
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de octubre de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 40,8% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

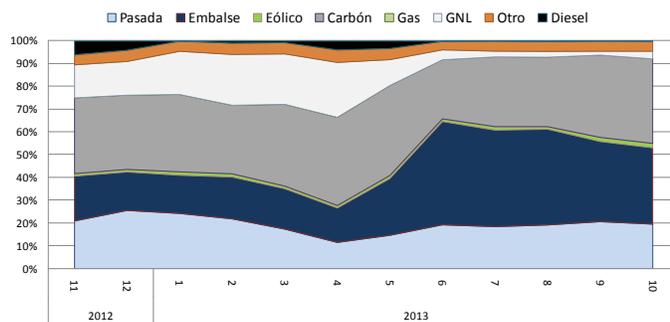
La Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

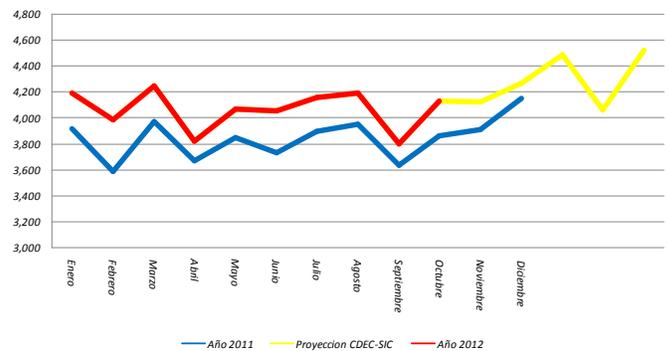
Generación de Energía

Durante el mes de octubre de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 6,9% respecto del mismo mes de 2011, con una baja de 8,6% respecto a septiembre.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 49.017 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,3%.

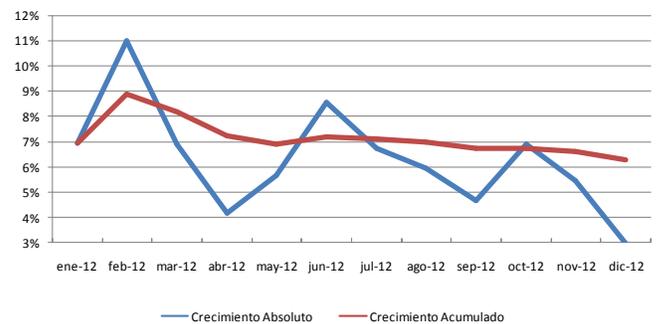
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



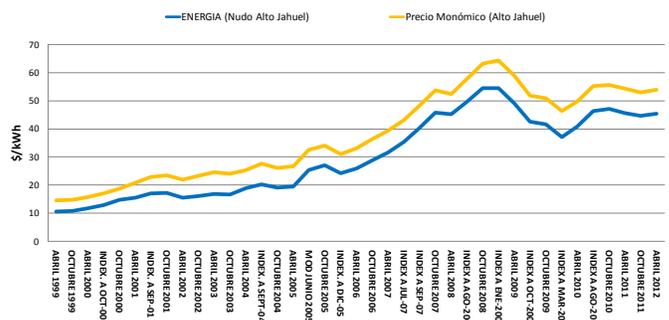
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Precio de Nudo de Corto Plazo

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

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

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systepl

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

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

La Tabla 2 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 octubre de 2012 es de 76,83 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa un aumento de 0,33% respecto del valor indexado al mes de septiembre de 2012 (76,58 US\$/MWh).

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a octubre 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	82,2	5.419
Campanario	103,0	900
Colbún	84,6	6.782
Endesa	68,0	13.133
Guacolda	74,7	900
EMELDA	100,5	200
EPSA	103,8	75
Monte Redondo	98,1	275
Precio Medio de Licitación		76,83

* 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 3 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 3: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a octubre 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado (Barra	Precio Medio Reajustado (Barra	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	de Suministro)	de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	67,40	76,79	71,98	12.000
Chilquinta	89,11	82,55	80,86	2.567
EMEL	78,40	80,860	80,86	2.007
CGE	102,63	85,82	80,86	7.220
SAESA	90,89	96,19	80,86	3.890

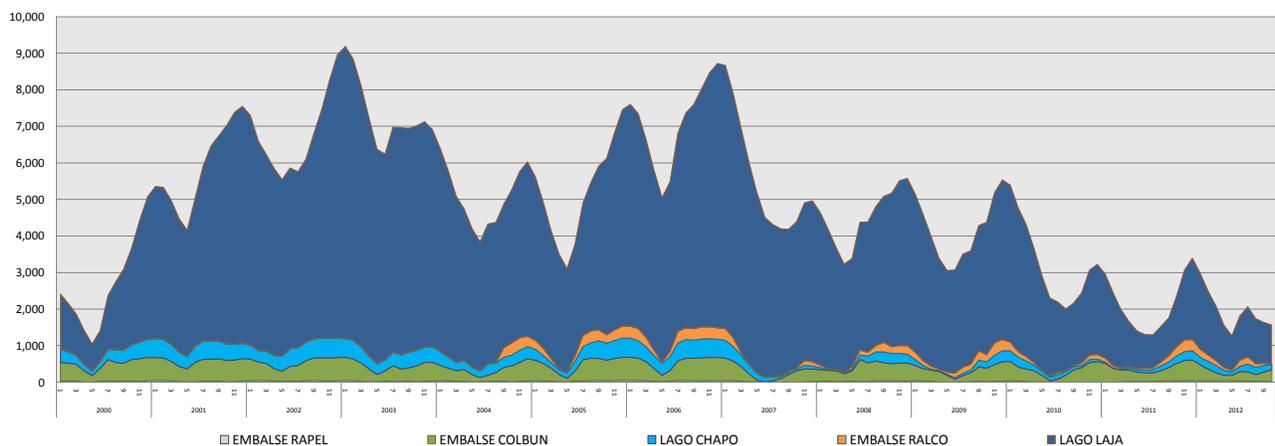
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a octubre de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 77,01 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de octubre de 2012, alcanzó los 1.569 GWh, lo que representa una disminución de -4,6% respecto al mes anterior, y una baja de -33,9% respecto de igual mes de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía promedio acumulada durante el mes de octubre de 2012 fue un -22,4% menor que la acumulada a igual mes del año 2011, representando el nivel actual el 13% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que la energía total almacenada en los embalses aún se mantienen bajo lo normal.

Figura 12: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, Systep

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

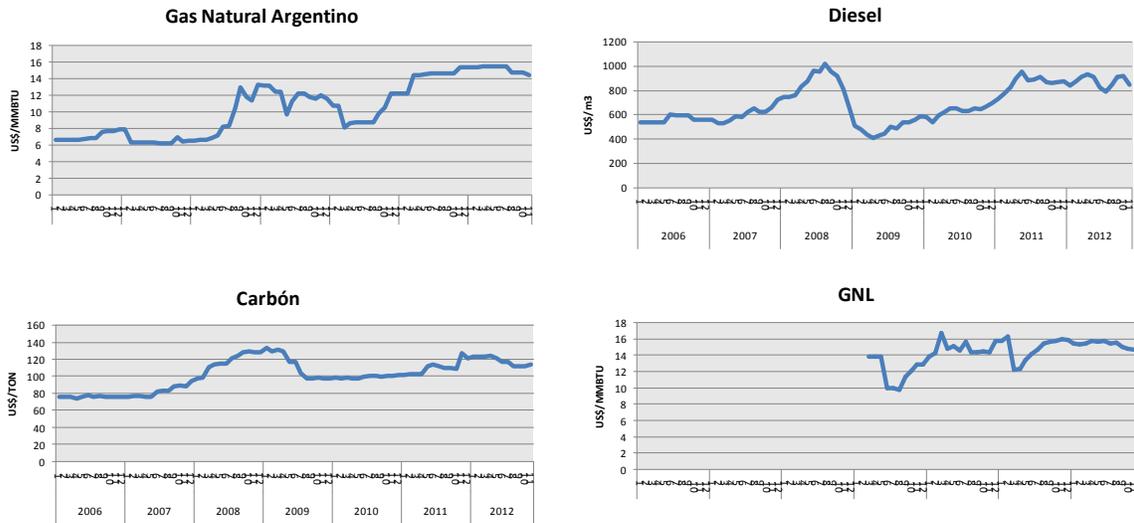
		Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011
EMBALSE COLBUN		253	319	474
	% de la capacidad máxima	39%	49%	73%
EMBALSE RAPEL		23	16	37
	% de la capacidad máxima	46%	32%	73%
LAGUNA LA INVERNADA		7	4	23
	% de la capacidad máxima	5%	3%	17%
LAGO LAJA		1.125	1.071	1.379
	% de la capacidad máxima	14%	13%	17%
LAGO CHAPO		184	139	210
	% de la capacidad máxima	32%	24%	37%
EMBALSE RALCO		52	20	250
	% de la capacidad máxima	14%	6%	69%

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 13.

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

Los costos marginales del SIC para el mes de octubre de 2012 presentan un alza de 9,1% respecto a los registrados en el mes de septiembre, con un alza de 31,8% respecto a lo observado en octubre de 2011.

En la Tabla 6 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 5: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	182
Marzo	325	134	135	236	232
Abril	280	121	133	205	268
Mayo	252	95	141	221	249
Junio	181	108	148	203	144
Julio	200	102	138	181	136
Agosto	143	96	157	154	163
Septiembre	134	68	127	162	162
Octubre	155	104	128	134	177
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

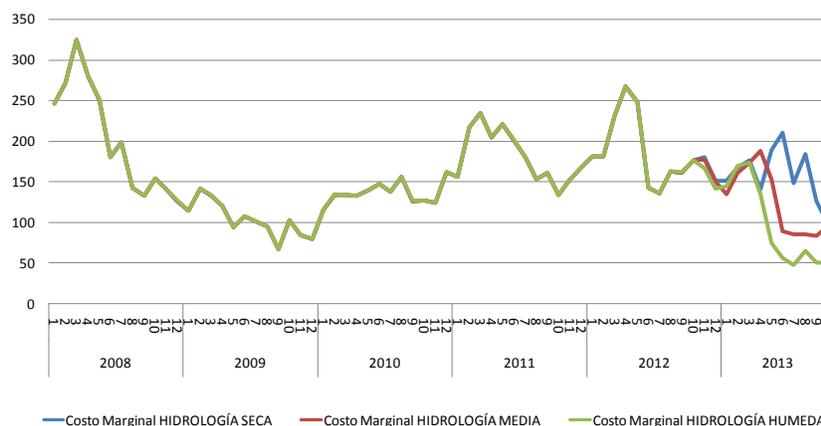
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 6: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	11	181,0	178,2	167,0
-	12	151,7	151,0	141,9
2013	1	151,6	135,4	145,2
-	2	168,2	161,3	170,0
-	3	177,0	174,4	174,2
-	4	141,0	188,5	135,4
-	5	189,2	153,6	75,2
-	6	210,9	90,3	56,7
-	7	149,2	86,2	48,2
-	8	185,1	86,2	65,4
-	9	126,6	84,2	50,7
-	10	99,8	96,0	51,4

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

Figura 14: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



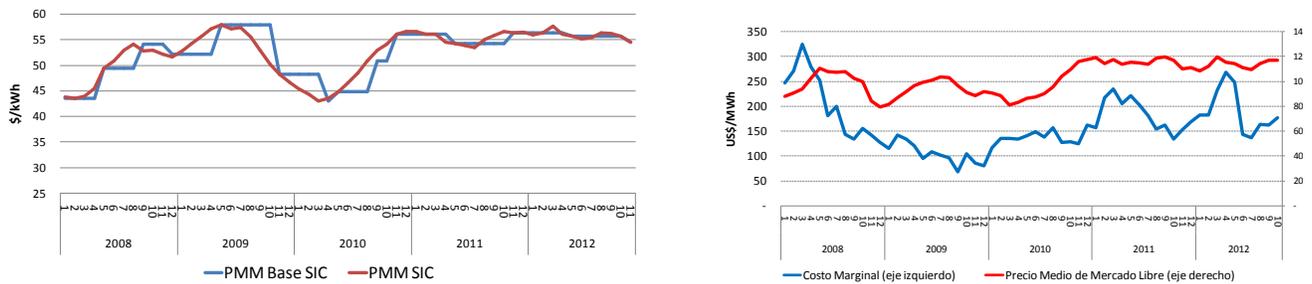
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 05 de noviembre de 2012 es de 54,49 \$/kWh, lo que representa igual valor al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Abril 2012 (54,49 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para los próximos dos años.

En total se espera la incorporación de 1.045 MW de potencia. La entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destacan los atrasos de 1 mes en las puestas en servicio de las centrales Talinay Oriente, Rucatayo, Energía Pacífico y Providencia.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 5 de noviembre de 2012, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Taltal (U-2 por 120 MW): 7 días en noviembre.
- Nehuenco (U-2 por 390 MW): 10 días en noviembre-diciembre.
- Rapel (U-5 por 76 MW): 3 días en noviembre-diciembre.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 10 días en diciembre.
- Rapel (U-4 por 76 MW): 6 días en diciembre.
- Guacolda (U-2 por 152 MW): 7 días en diciembre.
- Nehuenco (U-2 por 383 MW): 10 días en diciembre.
- Rapel (U-3 por 76 MW): 3 días en diciembre.
- Rapel (U-1 por 76 MW): 3 días en enero.
- Rapel (U-2 por 76 MW): 3 días en enero.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	dic-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	dic-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	dic-12	40
Pulelfu	Capullo	Pasada	abr-13	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	dic-12	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
Térmica Tradicional				
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	dic-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	nov-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		dic-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.045

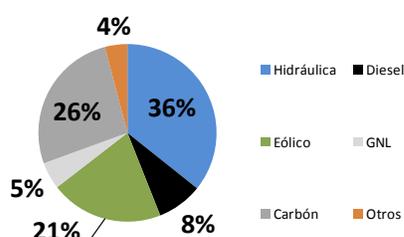
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.384	9.102
Diesel	1.476	1.122
Eólico	3.664	7.849
GNL	879	527
Carbón	4.730	8.447
Otros	731	1.940
TOTAL	17.865	28.987
Aprobado	14.950	23.529
En Calificación	2.915	5.458
TOTAL	17.865	28.987

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.865 MW (2.915 MW en calificación), con una inversión de 28.987 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación de los proyectos Parque Eólico Cabo Leones II (204 MW – III región), Proyecto PV Salvador (40 MW – III región), Planta Fotovoltaica Denersol III (30 MW – III región), Sistema de Generación de Energía Eléctrica (1,82 MW – V región) y el Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua (20 MW – VIII región). También, ingresaron al SEIA el proyecto Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales en Unidad N° 2 Central de Energía Renovable (22 MW – IX región), Central Hidroeléctrica Río Chanleufú (6 MW – X región) y Parque Eólico Pichihué (117,5 MW – X región).

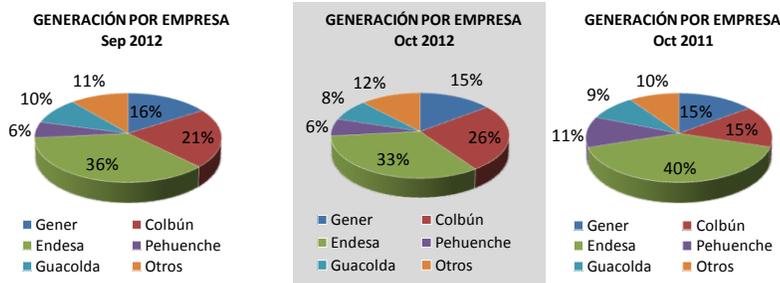
En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



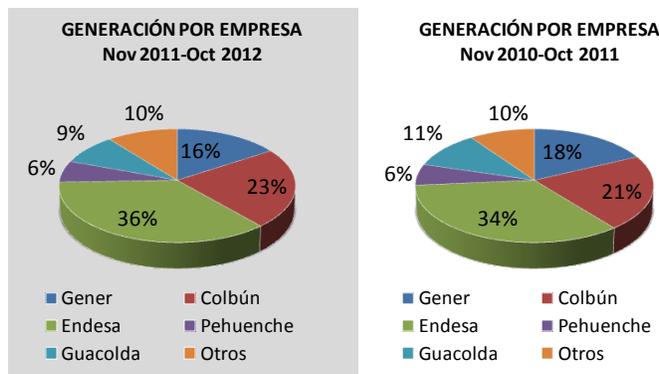
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Resumen Empresas

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

Al mes octubre de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 33% de la producción total de energía, seguido de Colbún (26%), Gener (16%), Guacolda (8%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún, Gener y Pehuenche aumentaron su producción en un 29,2%, 0,1% y 22,5%, respectivamente; mientras que Endesa y Guacolda disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un -0,2% y -9,1%, respectivamente.

En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

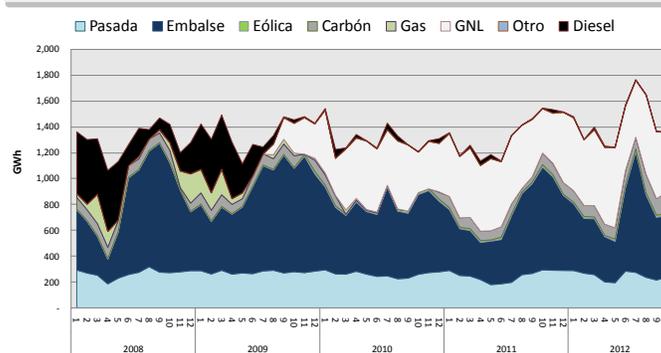
ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de octubre de 2012 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -1,7% respecto al mes de septiembre, y una caída de -40,0% en relación a octubre de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 10% respecto a septiembre, con una disminución de -19,2% respecto a septiembre de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 26,2% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una disminución de un -10,5% respecto a septiembre, con un aumento del 35,4% respecto a octubre de 2011.

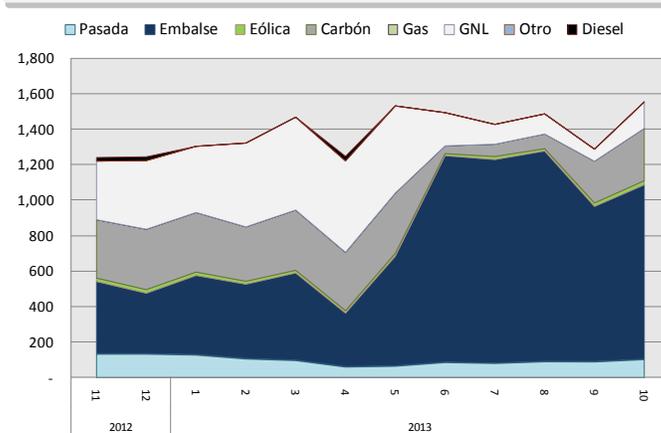
En la Figura 21 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	218	240	297	10,0%	-19,2%
Embalse	485	477	796	-1,7%	-40,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	518	464	342	-10,5%	35,4%
Carbón	131	166	94	26,6%	77,4%
Diésel	0	3	2	66580,0%	36,9%
Eólico	14	14	17	-1,7%	-15,7%
Total	1.367	1.365	1.548	-0,2%	-11,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 11: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.071	2.971	3,4%
Embalse	6.529	5.969	9,4%
Gas	4	6	-39,3%
GNL	6.337	5.614	12,9%
Carbón	1.298	801	62,1%
Diésel	71	141	-50,0%
Eólico	149	140	6,4%
Total	17.458	15.642	11,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	734	240	883	-72,8%	-67,3%
Embalse	2.059	477	2.100	-77,3%	-76,8%
Gas	0	0	4	-100,0%	0,0%
GNL	1.571	464	1.272	-63,6%	-70,5%
Carbón	375	166	277	-39,9%	-55,6%
Diésel	1	3	28	-88,1%	127,3%
Eólico	43	14	37	-62,5%	-68,0%
Total	4.784	1.365	4.601	-70,3%	-71,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

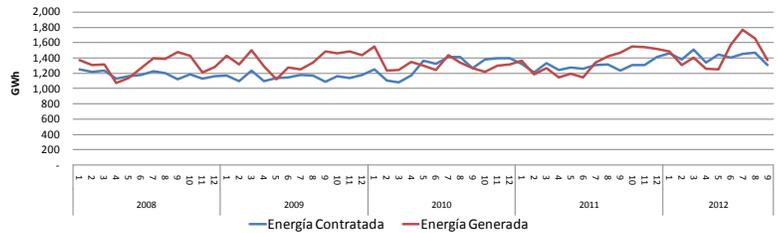
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante septiembre de 2012 fue de 1.357 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.306 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 22 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 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

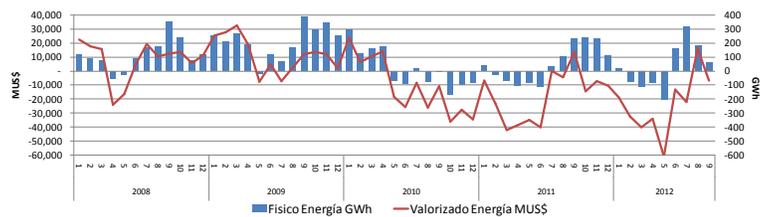


Fuente: CDEC-SIC, Systemp

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 61,4 GWh, las que son valorizadas en -6,6 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systemp

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de octubre de 2012 la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 14% respecto a septiembre, con una caída de -3,4% en relación a octubre del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de -1,9% respecto al mes de septiembre, con una disminución de -3,4% en relación a octubre de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -36,4% respecto al mes de septiembre.

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

En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	68	78	80	14,0%	-3,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	113	72	44	-36,4%	63,5%
Carbón	417	409	424	-1,9%	-3,4%
Diesel	0	40	11	44158,4%	265,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	5	4	9	-5,2%	-48,4%
Total	603	604	568	0,1%	6,3%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 14: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.200	1.150	4,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	424	-96,5%
GNL	1.439	1.640	-12,3%
Carbón	4.383	4.564	-4,0%
Diesel	521	278	87,6%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	93	97	-3,8%
Total	7.652	8.153	-6,2%

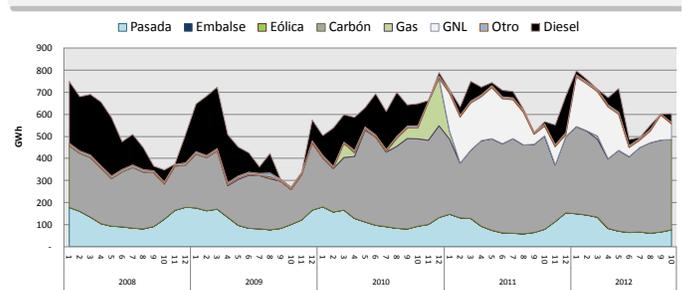
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	199	78	351	-77,8%	-60,9%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	198	72	134	-46,2%	-63,7%
Carbón	1.211	409	1.026	-60,1%	-66,2%
Diesel	23	40	268	-84,9%	74,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	20	4	26	-82,7%	-77,8%
Total	1.652	604	1.806	-66,6%	-63,4%

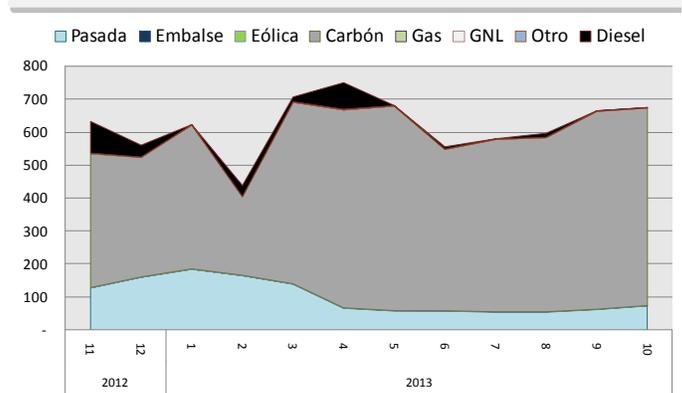
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

GENER

Generación Histórica vs Contratos

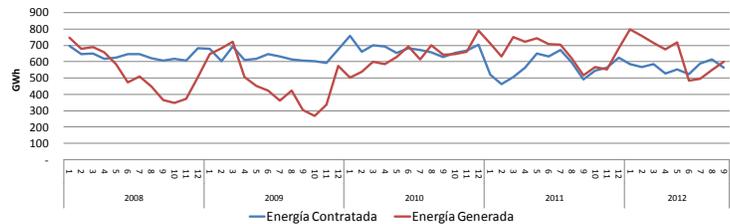
La generación real de energía para Gener durante septiembre de 2012 fue de 603,3,2 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 566,3 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 26 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

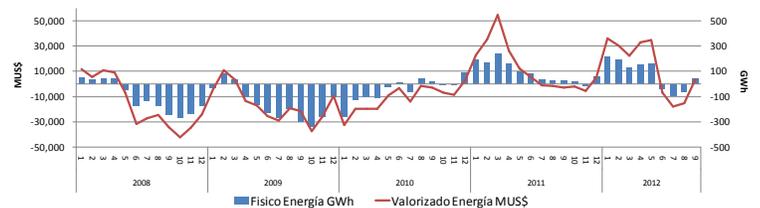
Durante el mes de septiembre de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a 37,3 GWh, las que son valorizadas en 3,8 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de octubre de 2012 la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 18,3% respecto al mes de septiembre, con una disminución de -6,2% en relación a octubre de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 1,5% respecto a septiembre, con una disminución de -31% respecto a octubre de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 38,3% respecto a septiembre, con un aumento de 142% respecto a octubre de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal aumentaron su producción en un 197% con respecto al mes anterior.

En la Figura 29 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	185	188	273	1,5%	-31,0%
Embalse	182	215	229	18,3%	-6,2%
Gas	0	0	8	0,0%	-100,0%
GNL	100	298	1	197,3%	44142,3%
Carbón	255	223	19	-12,6%	1041,8%
Diesel	97	135	55	38,3%	142,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	819	1.059	586	29,2%	80,7%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.757	2.630	4,8%
Embalse	2.906	2.427	19,8%
Gas	1	41	-97,5%
GNL	1.796	2.945	-39,0%
Carbón	1.431	20	6902,9%
Diesel	2.247	1.741	29,1%
Eólico	0	0	0,0%
Total	11.138	9.804	13,6%

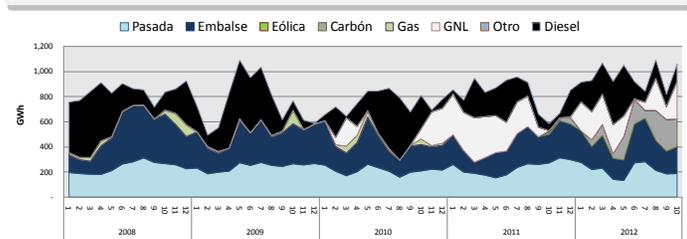
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	681	188	885	-78,7%	-72,4%
Embalse	769	215	811	-73,5%	-72,1%
Gas	0	0	9	-100,0%	0,0%
GNL	415	298	4	7807,5%	-28,1%
Carbón	560	223	95	134,2%	-60,2%
Diesel	331	135	302	-55,4%	-59,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.755	1.059	2.106	-49,7%	-61,6%

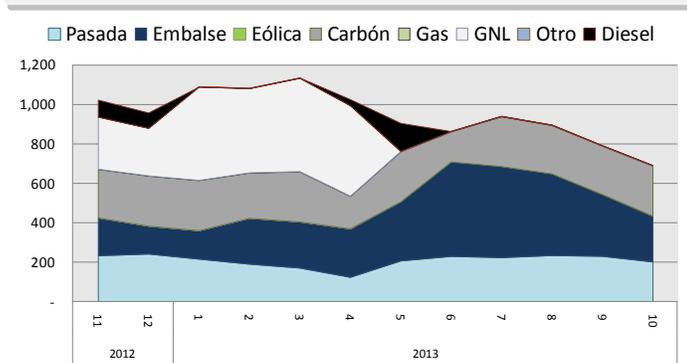
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

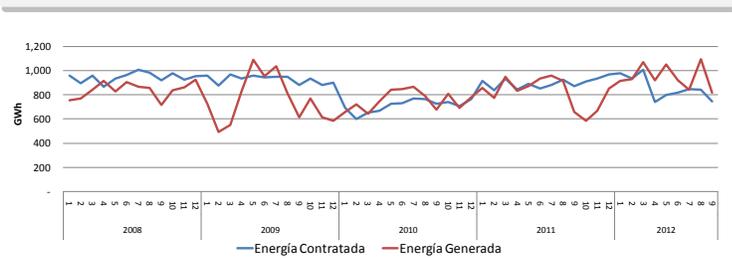
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante septiembre de 2012 fue de 819,3 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 745,6 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 30 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

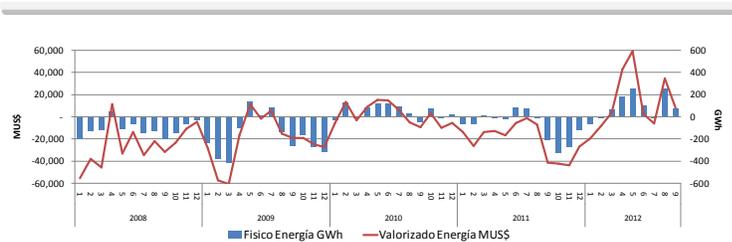


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 73,6 GWh, las que son valorizadas en 7,9 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Syste

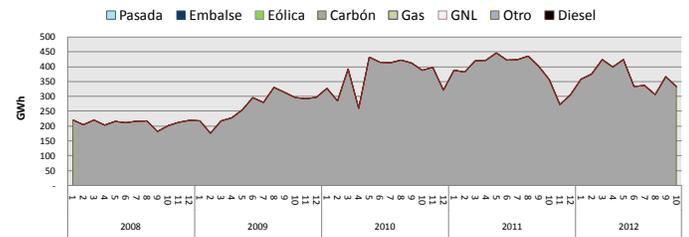
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de octubre de 2012, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de -9,1% respecto al mes de septiembre, con una disminución de -6,6% en relación a octubre de 2011.

En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Guacolda (GWh)



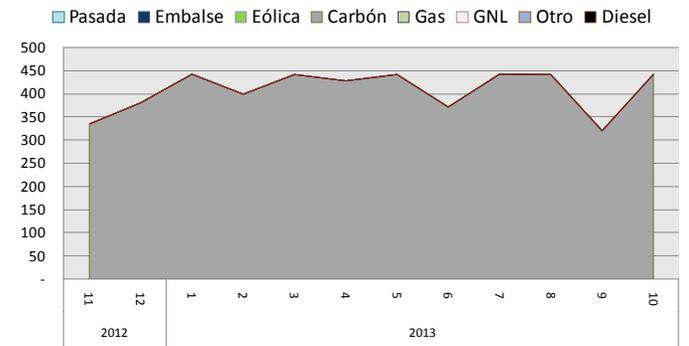
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 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	368	334	358	-9,1%	-6,6%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	368	334	358	-9,1%	-6,6%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 33: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 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	4.250	4.835	-12,1%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.250	4.835	-12,1%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	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	1.013	334	938	-64,3%	-67,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.013	334	938	-64,3%	-67,0%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

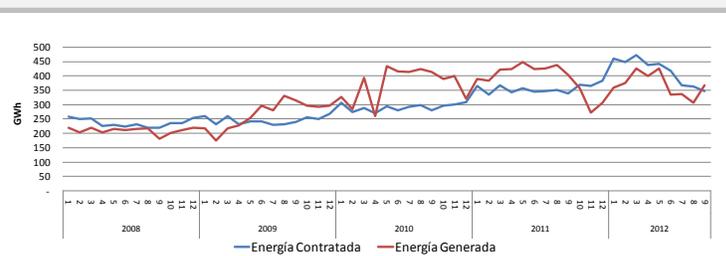
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante septiembre de 2012 fue de 367,9 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 347,9 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 34 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 34: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

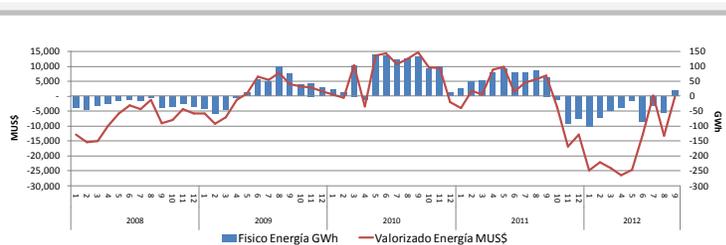


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 20 GWh, las que son valorizadas en -0,3 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 35: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

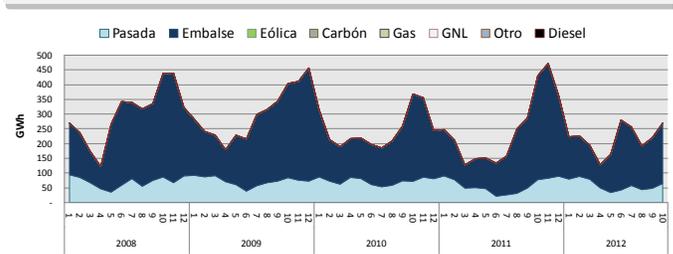
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de octubre de 2012, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 19,5% respecto al mes de septiembre, con una disminución de -42,1% en relación a octubre de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un aumento de 32,7% respecto a septiembre, con una baja de -16,7 en relación a octubre de 2011.

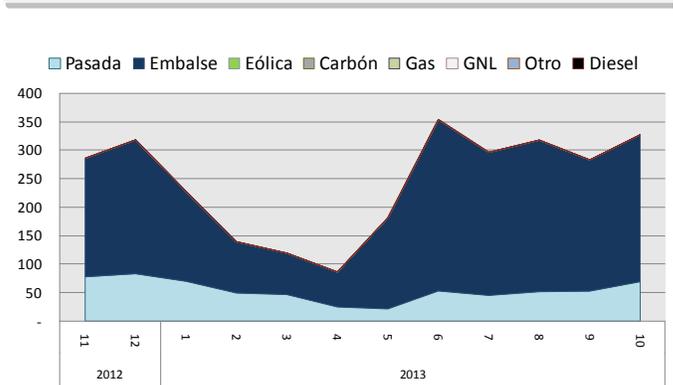
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 36: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 37: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	50	66	79	32,7%	-16,7%
Embalse	171	204	352	19,5%	-42,1%
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	221	270	432	22,5%	-37,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 23: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	777	704	10,3%
Embalse	2.223	2.051	8,4%
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	2.999	2.756	8,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	154	66	254	-74,1%	-57,2%
Embalse	517	204	1.016	-79,9%	-60,5%
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	671	270	1.270	-78,7%	-59,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

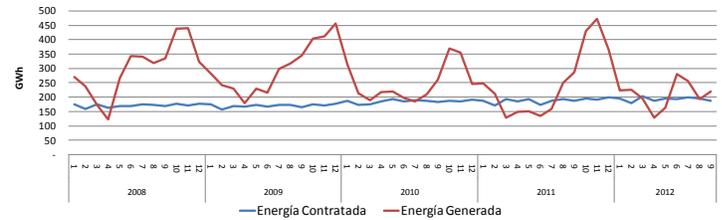
La generación real de energía para Pehuenche durante septiembre de 2012 fue de 220,6 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 188,4 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 38 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

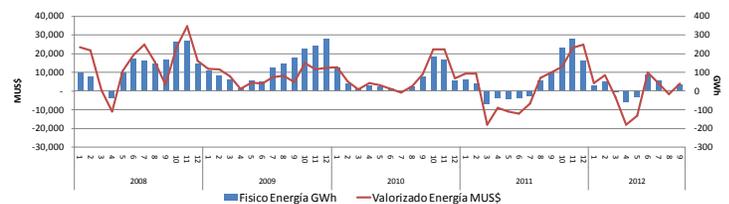
Durante el mes de agosto de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 32,2 GWh, las que son valorizadas en -3,8 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 38: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 39: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

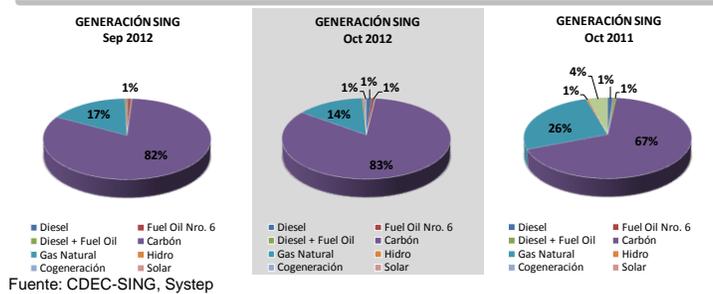
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 40: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de octubre de 2012 la generación de energía en el SING aumentó en un 4,3% respecto a septiembre, con un aumento de 2,8% respecto a octubre de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 362,7% con respecto a septiembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 5,9%. La generación con gas natural disminuyó en un 11,5% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. Durante el mes de septiembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 69 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 41: Generación histórica SING (GWh)

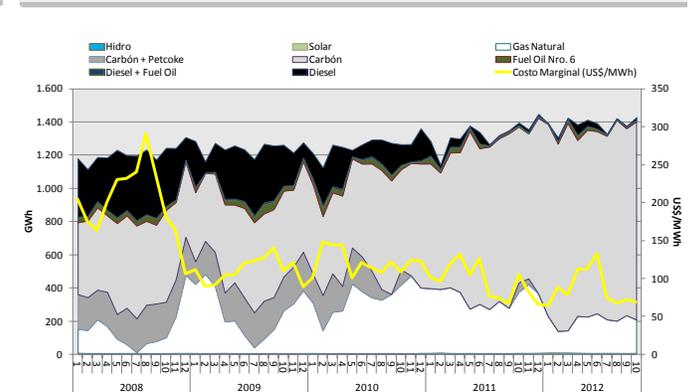


Figura 42: Generación histórica SING (%)

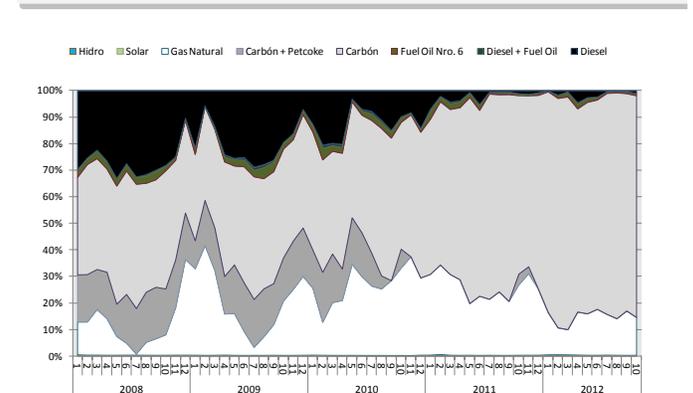
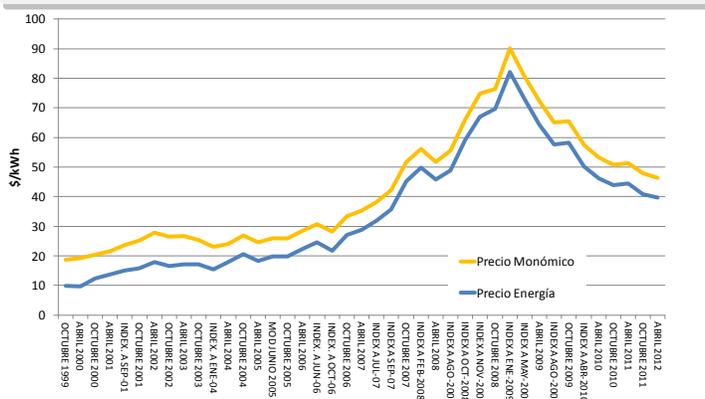
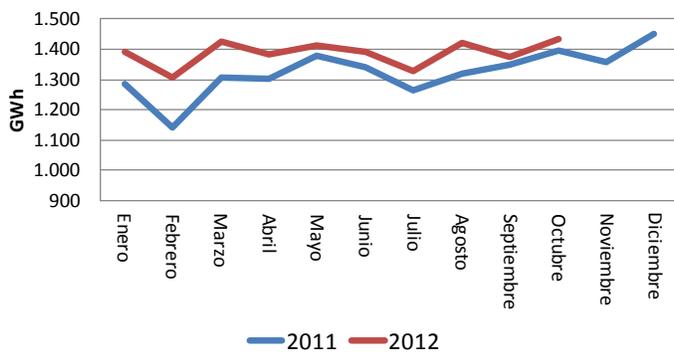


Figura 43: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 44: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

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

Generación de Energía

En el mes de octubre, la generación real del sistema fue de 1.435 GWh. Esto representa un aumento de 2,8% con respecto al mismo mes de 2011.

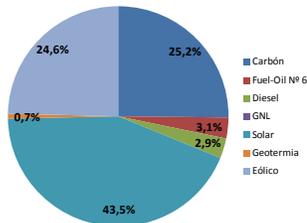
La generación acumulada a octubre del año 2012 es de 13.876 GWh, lo que comparado con los 13.085 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 6,1%.

Tabla 25: 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	0	0
Solar	3.058	10.386
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
TOTAL	7.033	18.426
Aprobado	5.703	15.294
En Calificación	1.330	3.132
TOTAL	7.033	18.426

Fuente: SEIA, Syste

Figura 45: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pacifico	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
Parque Eólico Ckani	Empresa AM edícola Alto Loa S.p.a.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A.	220	572	10-02-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Fotovoltaico Tocopiña	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Cruceiro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	440	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Eólico Calama A	E-CL S.A.	108	240	22-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tai	Parque Eólico Tal Tai S.A.	99	203	25-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	207	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 Salar	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	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Parque Eólico Calama B	E-CL S.A.	75	165	10-09-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico María Elena	Generación Solar S.p.a.	72	171	16-08-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Parque Eólico Andes Wind Parks	Andes Wind Parks S.A.	65	180	23-08-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	ARAUCARIA SOLAR SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabry	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	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
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	11-07-2012	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	105,25	25-06-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	03-07-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	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 Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Proyecto Solar Sky 2	Solar Sky 2 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Solar Sky 1	Solar Sky 1 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Usya	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación I Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación I Limitada	15,0	45	01-10-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iflani 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	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Parque Solar Fotovoltaico Aguas Blancas I	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	AGUAS BLANCAS SOLAR 1	7,7	13	30-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

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 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de noviembre de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 7.033 MW (1.330 MW en calificación), con una inversión de 18.426 MMUS\$.

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 27). 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 27: Precios de Licitación (precios indexados a octubre de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Oct-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	77,08	2012

Precios de combustibles

En la Figura 46 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 46: Valores informados por las Empresas

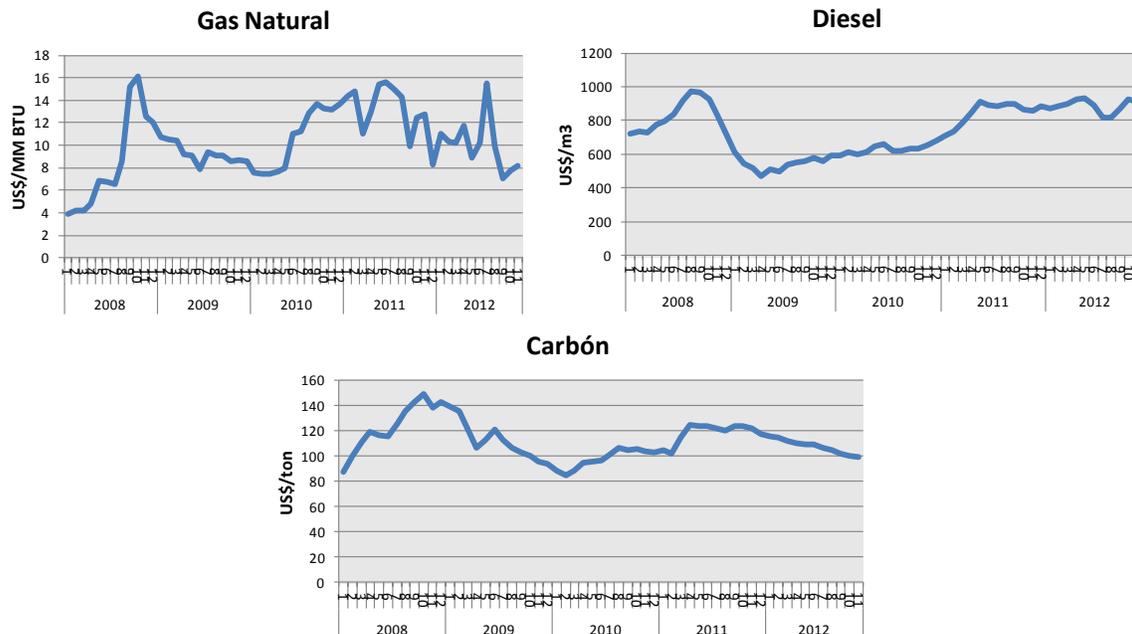


Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	204	112	101	102	65
Febrero	174	90	148	96	88
Marzo	164	92	144	119	78
Abril	201	105	144	132	112
Mayo	230	105	101	104	112
Junio	232	120	121	126	133
Julio	241	123	114	76	75
Agosto	291	127	108	74	68
Septiembre	236	140	122	67	72
Octubre	181	110	109	106	69
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Systeem

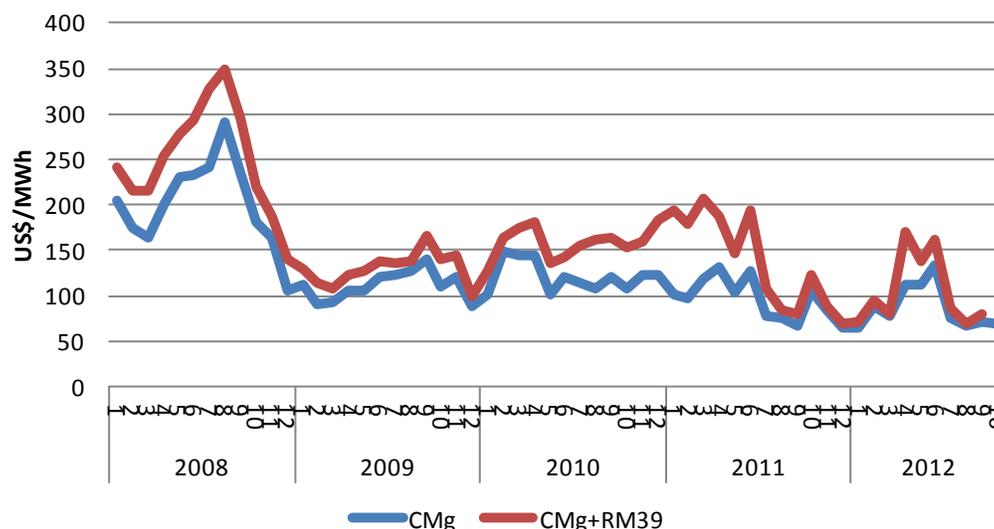
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

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 octubre, el costo marginal fue de 69 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 34,5% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 3,7% respecto al mes de septiembre de 2012.

La Figura 47 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 septiembre de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de septiembre. 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 septiembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero fue de 7,1 US\$/MWh.

Figura 47: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systeem

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 5 de noviembre de 2012 es de 56,849 \$/kWh, equivalente al Precio Medio Base (56,849 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2012.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

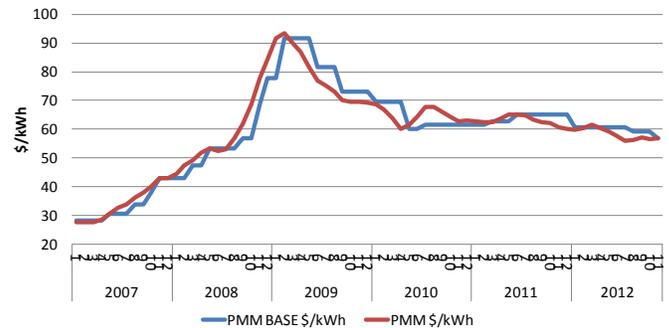
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantención

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

- CTA1 (Andina): 165 MW en diciembre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en noviembre.
- CTM3 (Tocopilla): 251 MW en noviembre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en noviembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en noviembre y diciembre.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en diciembre.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en enero.

Figura 48: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeep

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de octubre de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 52% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 23% y 12%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, AES Gener y Celta aumentaron su producción en un 42,7%, 28,4% y 13,5%, respectivamente, en relación a agosto de 2012. Por su parte Norgener y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 10,2% y 4,3%, respectivamente. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en septiembre de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se da en Norgener, el cual cambió su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 49: Energía generada por empresa, mensual

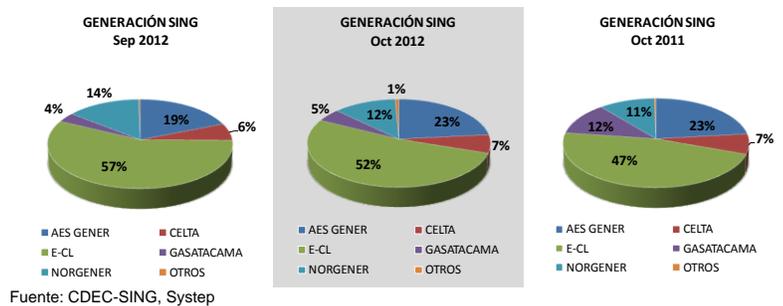
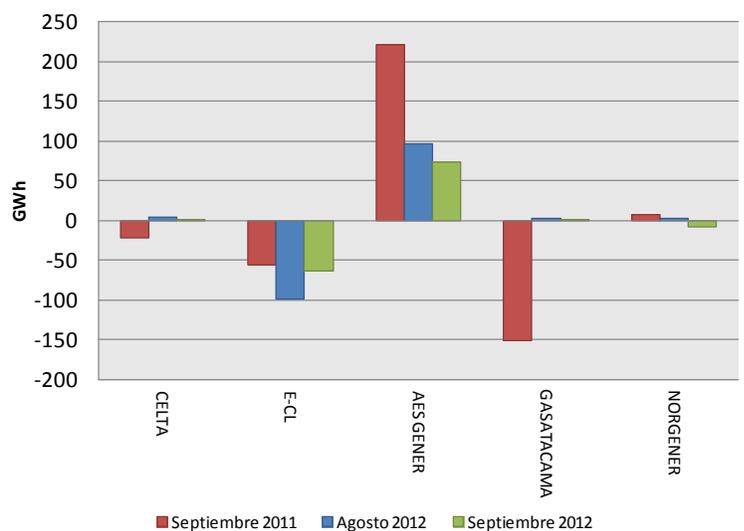


Figura 50: Transferencias de energía por empresa, mensual

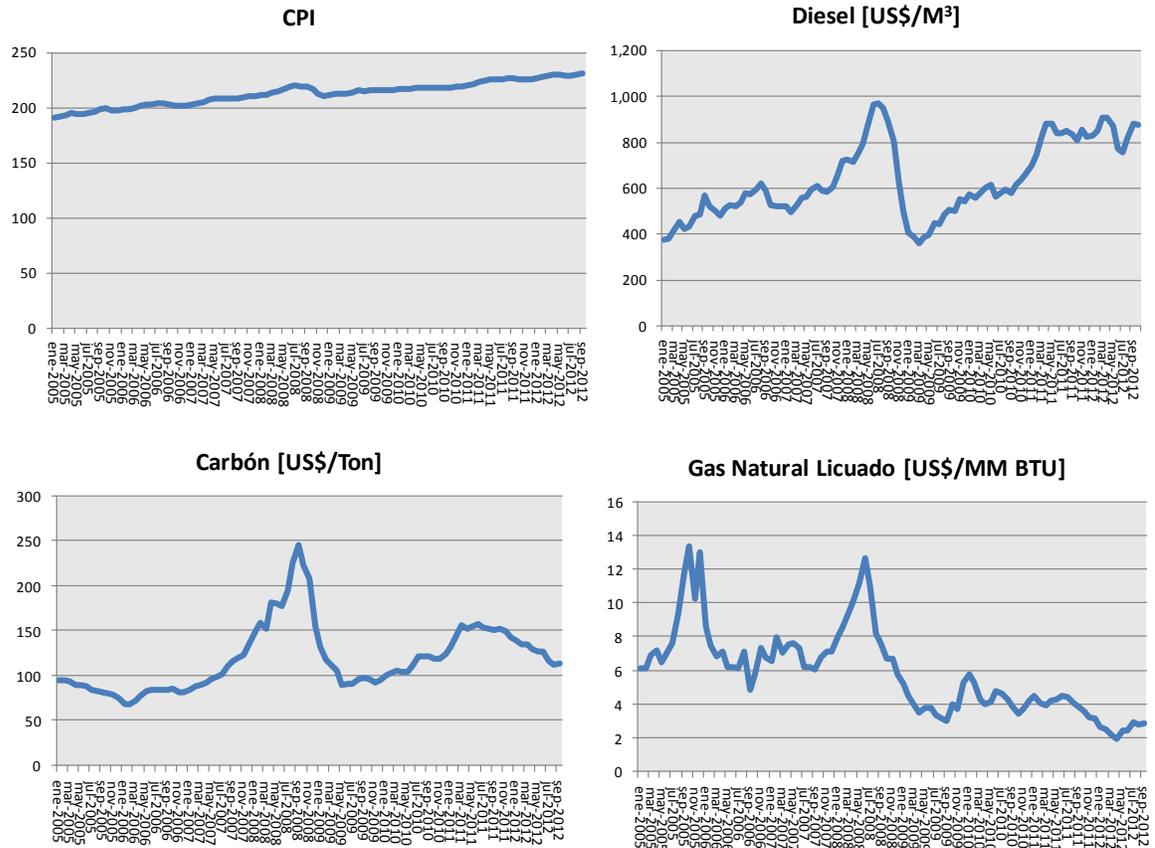


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

ANEXOS

Índice Precios de Contrato

Figura I-I: Índice Precios de Contrato



Fuente:

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

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

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

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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro	Año de Término Suministro	Proceso
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Oct-12 Barra Suministro	Indexado Oct-12 Barra Quillota			
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	80,6	79,9	2010	2020	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	80,1	79,5	2010	2022	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	80,4	80,4	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,9	89,9	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	90,5	90,5	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	91,0	91,0	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	92,1	92,1	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	92,6	92,6	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	93,1	93,1	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	93,4	93,4	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	93,7	93,7	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	99,5	99,5	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	99,7	99,7	2010	2023	2008-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	98,3	98,3	2010	2024	2006-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	87,6	87,6	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	73,1	71,6	2011	2023	2006-2
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	110,2	103,0	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	84,3	83,2	2010	2021	2006-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,5	122,8	2010	2023	2008-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	80,5	82,7	2010	2019	2006-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	82,0	84,3	2010	2019	2006-1
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	65,0	63,7	2011	2021	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,6	63,3	2011	2023	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	64,3	63,0	2011	2025	2006-2
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	103,7	96,8	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,7	96,8	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	105,7	98,7	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	109,0	101,8	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	113,2	105,7	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	57,5	56,8	2010	2021	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	64,8	64,0	2010	2013	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	107,9	100,8	2010	2024	2008-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	56,8	56,4	2010	2020	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	57,2	56,7	2010	2022	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	57,1	57,1	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	56,1	56,1	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	108,2	108,2	2010	2023	2008-1
Endesa	EMEL	876,5	876,5	55,6	62,2	62,2	2010	2019	2006-1
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	52,6	54,1	2010	2019	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,4	52,3	2011	2021	2006-2
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,4	52,3	2011	2025	2006-2
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,7	96,8	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	104,8	97,8	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	105,3	98,3	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	107,4	100,3	2010	2010	2008-1
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	111,1	103,8	2010	2010	2008-1
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	75,3	74,7	2010	2020	2006-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	116,9	109,2	2010	2023	2008-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	98,2	91,7	2010	2010	2008-1
Endesa	Saesa	Alto Jahuel 220	308	129,45	131,3	127,2	2012	2012	2012-1

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	CPI	Fórmula de Indexación						
					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	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de octubre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -27,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,9% en comparación al mes de septiembre, y de un 9,2% en relación a los últimos 12 meses.

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

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011
Embalse	838	896	1.377
Pasada	696	773	934
Total	1.533	1.670	2.311



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

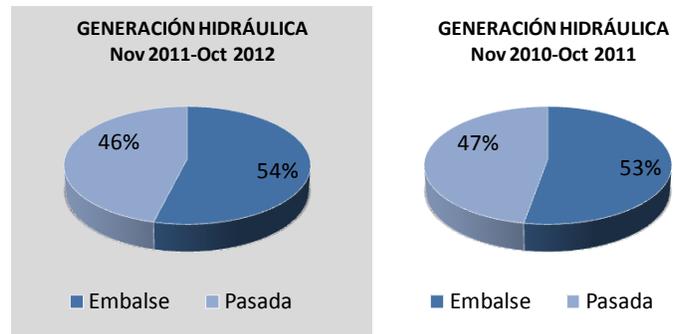
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Embalse	3.344	896	3.926
Pasada	2.296	773	3.019
Total	5.640	1.670	6.945



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

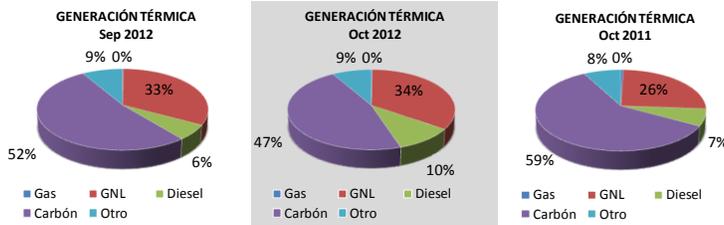
	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011
Embalse	11.658	10.447
Pasada	9.955	9.341
Total	21.613	19.788



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Sep 2012	Oct 2012	Oct 2011
Gas	3	5	9
GNL	731	834	387
Diesel	138	249	104
Carbón	1.171	1.133	895
Otro	190	204	119
Total	2.234	2.425	1.513



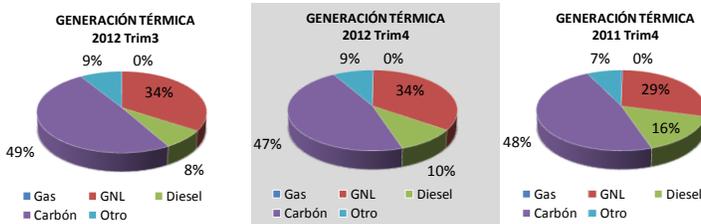
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de octubre, muestra una variación de un 60,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,6% en comparación al mes de septiembre, y de un 4,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

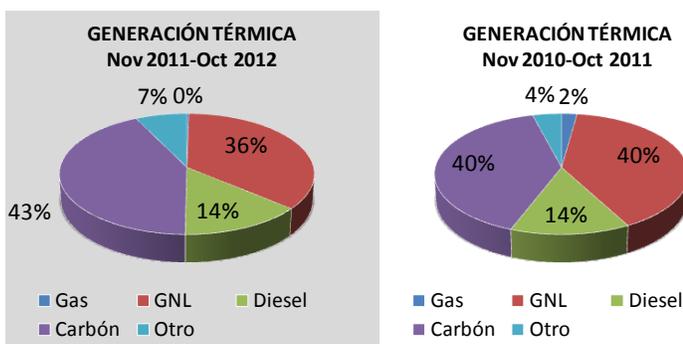
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Gas	3	5	14
GNL	2.184	834	1.410
Diesel	484	249	761
Carbón	3.159	1.133	2.336
Otro	571	204	356
Total	6.400	2.425	4.877



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Nov 2011-Oct 2012	Nov 2010-Oct 2011
Gas	75	556
GNL	9.572	10.200
Diesel	3.756	3.506
Carbón	11.362	10.221
Otro	1.937	1.044
Total	26.703	25.526



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Sarco	AM Eolica Sarco SpA	240,0	500,0	01-10-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberélica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberélica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155,0	384,0	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Pichihué	Andes Mainstream SpA	117,5	240,0	05-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	13-05-2011	Aprobado	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
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	187,0	17-07-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	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
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	66,0	150,0	24-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-2011	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	Aprobado	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-Laja	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	Aprobado	Solar	Base	III
Central Andes Generación	Andes Generación S.p.A.	30,0	30,0	27-08-2012	En Calificación	Diesel	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensurs S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales en Unidad N° 2 Central de Energía Renovable	COMASA S.A.	22,0	45,0	23-10-2012	En Calificación	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	Aprobado	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	Aprobado	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
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A.	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV

ANEXO IV

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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	Trans Antartic Energia S.A.	6,7	16,0	20-07-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colliñ	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Río Chanleufú	Central Hidroeléctrica Chanleufú	6,0	18,0	13-11-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
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
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	Andes Power SpA	6,0	19,0	04-10-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
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"	Hydroaustral 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	Hydroaustral 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	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroensur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	Aprobado	Diesel	Base	V

Fuente: SEIA, Syste

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Director

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Director

pmiquel@systep.cl

Rodrigo Jiménez

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@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.

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

