



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Diciembre 2012

Contenido

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

Noticias

CGE definirá hoy la venta de su filial de generación. Recibió cinco ofertas. (Pulso, 21/12/12)

Gobierno: restricción en transmisión mantendrá alto costo de energía hasta 2016. (La Tercera, 18/12/12)

Punta Alcalde podría ser el primer proyecto en ir al Tribunal Ambiental. (Diario Financiero, 12/12/12)

Corte de Apelaciones de Concepción rechaza recurso en contra de Bocamina II. (Diario Financiero, 12/12/12)

GNL Mejillones proyecta triplicar su capacidad a 2016 entregando gas para producir hasta 1.500 MW. (La Segunda, 11/12/12)

Costo de Alto Maipo sube hasta US\$1.600 millones y obras comenzarán en 2013. (Diario Financiero, 11/12/12)

CGE-D adjudica a AES Gener 15% de un bloque de energía. (Diario Financiero, 11/12/12)

CDEC-SIC y la interconexión: "Un consultor debería hacer un estudio más profundo". (Diario Financiero, 11/12/12)

Se modifica Decreto que fija Plan de Expansión de Obras Nuevas del SING. (CDEC-SING, 10/12/12)

81% de avance tiene la central Angostura, la única gran hidroeléctrica en obras desde Ralco. (El Mercurio, 10/12/12)

Pacific Hydro logra acuerdo con bancos por Chacayes. (El Mercurio, 06/12/12)

Comité de Ministros definirá en enero futuro de las centrales de HidroAysén. (La Tercera, 05/12/12)

Punta Alcalde iniciará construcción en 2014 y entrará al sistema el 2018. (El Mercurio, 05/12/12)

MPX pone fin a su proyecto en Castilla y en próximos meses definirán continuidad en Chile. (Diario Financiero, 05/12/12)

Generación de ERNC este año llegó a 2.300 mw por hora, creciendo 75% respecto a 2011. (Diario Financiero, 05/12/12)

Comité de Ministros aprobó el proyecto termoeléctrico Punta Alcalde. (Diario Financiero, 03/12/12)

Editorial

Desarrollo de Generación Solar en el Sistema Interconectado del Norte Grande

En Chile y el mundo el desarrollo de la energía solar se encuentra en fuerte crecimiento. La gran baja en los costos de inversión de las tecnologías fotovoltaicas, así como las legislaciones y políticas para promover este tipo de energías, han impulsado el desarrollo de numerosos proyectos de generación eléctrica en base a paneles solares fotovoltaicos en los últimos años. En particular, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), han ingresado 45 proyectos de generación solar al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que totalizan cerca de 3.800 MW de capacidad instalada. Por otra parte, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING) inició este año el *Plan de Integración ERNC al SING*, el cual tiene como propósito prepararse en el desarrollo de herramientas y competencias para abordar de manera segura y eficiente la incorporación de ERNC al sistema eléctrico. Como resultado de este plan, el CDEC-SING ha realizado el estudio *Efectos Técnico-Económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING*, en el cual se evalúa la capacidad y restricciones del SING para gestionar la generación eléctrica con fuentes renovables de característica variable en condiciones normales de operación.

Potencial Solar y Demanda en el SING

Chile, por sus condiciones de radiación solar, particularmente en el norte del país, tiene una de las mejores condiciones para el desarrollo de la energía solar, junto con Australia y extensas zonas de África [1]. Sin embargo, la radiación solar está disponible sólo durante el día, aproximadamente entre las 7am y 7pm. En cambio, la demanda es en general mayor durante la noche y menor durante la tarde. En efecto, en la Figura 1 se muestran los perfiles horarios de la demanda y la radiación solar en el SING. Con respecto a la periodicidad anual de la radiación solar, se observa que ésta disminuye en los meses de invierno, aumentando en los meses de verano (ver Figura 2).

La demanda máxima en el SING fue igual a 2.392 MW en el 2012 y se proyecta un crecimiento hasta 4.153 MW para el año 2023. Para responder a ese crecimiento, se ha formulado diversas tecnologías de generación, que según su presentación al SEIA, se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1: Proyectos en el SEIA para el SING (Fuente SEIA).

Tecnología	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Solar	3803	46%
Fuel Oil	216	3%
Carbón	1770	21%
Diesel	122	1%
Eólico	1732	21%
Geotermia	50	1%
Gas Natural	540	6%
Diesel-GNL	85	1%
TOTAL	8318	100%

[1] http://www.3tier.com/static/ttcms/us/images/support/maps/3tier_solar_irradiance.pdf

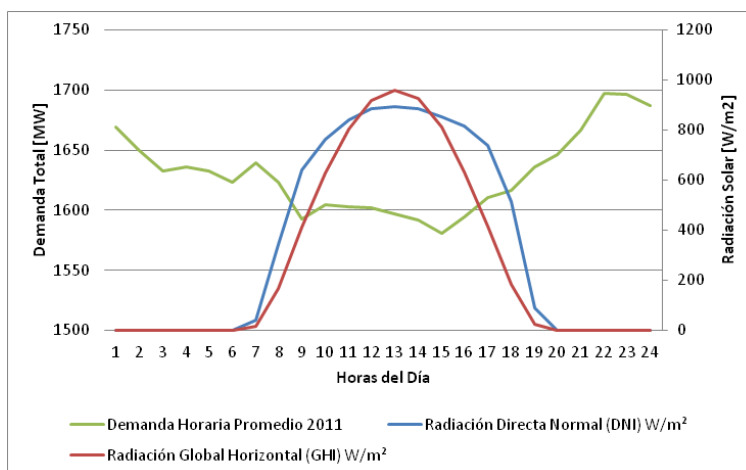


Figura 1: Perfil Solar y Demanda horaria (Fuente: CDEC-SING)

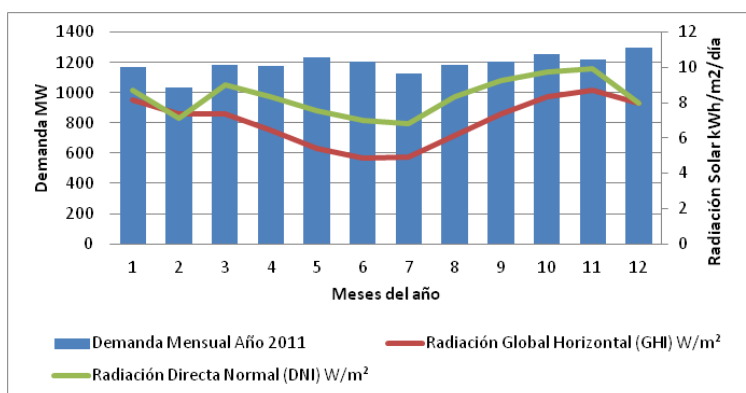


Figura 2: Perfil Solar y Demanda máxima mensual (Fuente: CDEC-SING)

Se observa que la energía solar corresponde a más de un 45% de los proyectos que se encuentran actualmente en el SEIA. Además de los proyectos que se encuentran en la SEIA, durante el mes en curso destaca el anuncio hecho por el Ministro de Energía Jorge Bunster para la licitación de una planta de concentración solar, otra tecnología, de 50 MW [2].

La mayor parte del consumo en el SING está asociado a la actividad minera, y estas compañías han puesto en operación y llamado a licitación para la construcción de distintas plantas solares, ya sea en sus instalaciones o para interconectarse al SING. A la fecha, existen los siguientes desarrollados por empresas mineras:

Tabla 2: Proyectos solares desarrollados por empresas mineras

Proyecto	Compañía	Potencia [MW]	Costo [MM USD]	Ubicación	Estado
Planta Solar	Antofagasta Minerals	7	14	Mina El Tesoro	En operación
Planta Fotovoltaica	CODELCO	1	3,5	Chuquicamata – RT	En operación
Planta Solar Térmica	CODELCO	22	60	Minera Gaby	En construcción
Planta Fotovoltaica	Collahuasi	25	-	Pozo Almonte	En construcción
Planta Solar Térmica	CODELCO	4	-	Chuquicamata	En estudio
Planta Fotovoltaica	CODELCO	2	-	Chuquicamata – RT	En estudio
Planta Solar	BHP y Fundación Chile	34	95	-	Tramitación ambiental

Disminución de Costos de la Tecnología Solar

El costo de la generación de energía mediante el uso del sol se ha reducido en forma importante, así lo indican estudios como los de IRENA y ASI [3], el primero identifica el costo de la energía solar en un rango entre los 160 USD/MWh y los 60 USD/MWh para el 2025, entre un escenario de referencia y uno avanzado; mientras que el estudio de la ASI deja el costo en el mismo rango para un escenario optimista (DNI 2600) y un escenario pesimista (DNI 2000).

La fuente energética predominante para la generación eléctrica en SING hoy es el carbón, cuya participación durante el 2011 fue de un 69,8%, seguido por el GNL con un 25,8%. En el mediano plazo se espera la incorporación de nuevas centrales de generación en base a carbón, las cuales ya han iniciado la tramitación ambiental y, en algunos casos, se encuentran aprobadas (por ejemplo Cochrane, Patache, Pacífico e Infraestructura Mejillones). Aunque en el largo plazo existen incertidumbres respecto de qué tecnología térmica, carbón o gas, va a liderar la expansión de la generación, un desarrollo a carbón implicaría un precio spot más bajo que frente a un desarrollo en base a gas. Según algunas proyecciones, el costo de desarrollo de la energía solar se acercaría al precio spot proyectado.

Dificultades de Integración de ERNC

El informe Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING para el *Plan de Integración de ERNC en el SING*, tiene por objetivo evaluar las capacidades y restricciones del SING para gestionar la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables de característica variable bajo condiciones normales de operación.

La metodología que utiliza dicho estudio consta de 3 etapas:

- Determinar la reserva de generación para control secundario de frecuencia-teórico disponible en el SING.
- A partir de las mediciones existentes de viento y radiación [4], evaluar el comportamiento en distintos escenarios de penetración, desde 150 MW a 750MW de capacidad instalada.
- Simular el pre-despacho y respuesta en frecuencia ante las variaciones que presentan los recursos renovables como el viento y solar, a partir de los escenarios definidos.

Los resultados muestran que de las tecnologías estudiadas, la solar es más estable que la eólica. Efectivamente, en el norte la generación fotovoltaica posee un perfil diario estable durante el año, mientras que la generación eólica presenta alta variabilidad en los perfiles diarios dentro del mes.

La variabilidad en la disponibilidad del recurso eólico lo limitaría hasta un máximo en el SING de 300 MW de capacidad instalada. En cambio, al ser más estable el perfil diario de la energía fotovoltaica, sería posible gestionar hasta 450 MW. Esta limitación a las ERNC se debe a que no existe suficiente reserva y/o control necesario sobre ella, frente a una baja en la generación de ERNC.

Sin perjuicio de lo anterior, para lograr mayores niveles de inserción de ERNC, el estudio concluye que se requeriría contar con herramientas de control automático de generación. Actualmente sólo se cuenta con reservas que no son lo suficientemente rápidas, requiriéndose mayor reserva fría en unidades que sean capaces de aportar energía en minutos. La situación actual podría dejar al SING en una condición vulnerable que podría mantenerse por 1 a 3 horas, que es lo que tardan las turbinas a gas de ciclo combinado en comenzar a generar.

[2] <http://www.ift-energy.cl/noticias-ift/12-dic-licitacion-proyecto-concentracion-solar.php>

[3] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf,
http://www.austriliansolarinstitute.com.au/SiteFiles/austriliansolarinstitute.com.au/CSP_AUST_Final_May2012.pdf

[4] http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=5054

Conclusiones

En la SEIA existen proyectos de generación eléctrica para el SING en base a tecnologías solares que suman una capacidad instalada de 3803 MW. La industria minera ha jugado un rol importante en estimular su incorporación a través de la licitación de proyectos con esa tecnología, así como recientemente el gobierno. De acuerdo a las tendencias y proyecciones de los costos de inversión en energía solar y los precios spot del SING, la energía solar podría hacerse competitiva en el mediano plazo. Su gran restricción, una realidad que se manifiesta a nivel mundial, es la inexistencia de formas económicas de almacenar energía, que no le permitirían reemplazar a la generación térmica en el SING, por sólo estar presente en horas de sol.

Otro aspecto importante que restringe su mayor participación en el SING son las limitaciones técnicas que presenta ese sistema eléctrico para integrar ERNCs variables, y que, de acuerdo a un estudio realizado por el CDEC-SING, no está actualmente preparado para soportar la entrada de más de 450 MW de generación solar.

SIC

Sistema Interconectado Central

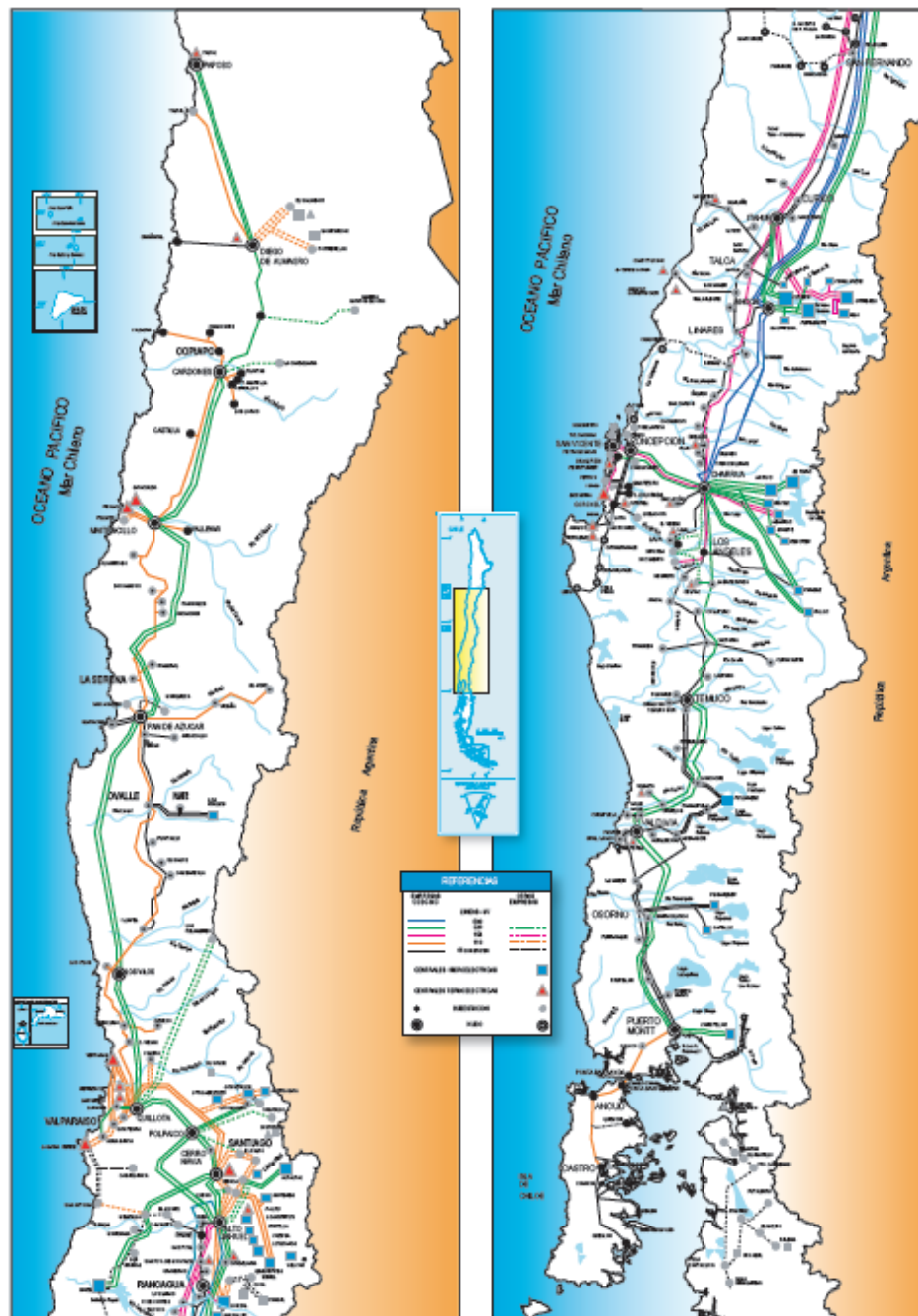
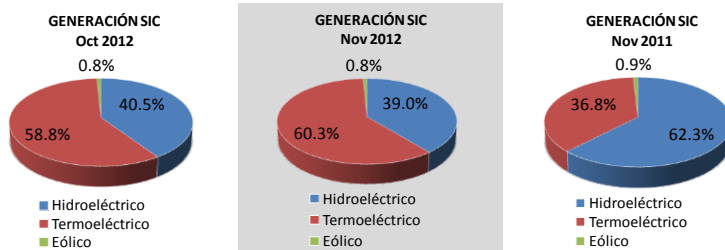


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de noviembre de 2012 la generación de energía en el SIC varió en un -2,0% respecto a septiembre, con un alza de 3,5% respecto a octubre de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

La generación hidroeléctrica presentó una variación de -5,6% respecto de octubre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 0,5%. Con lo anterior, el 39,0% 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 30,6 GWh, correspondiente al 0,8% del total (4.045 GWh).

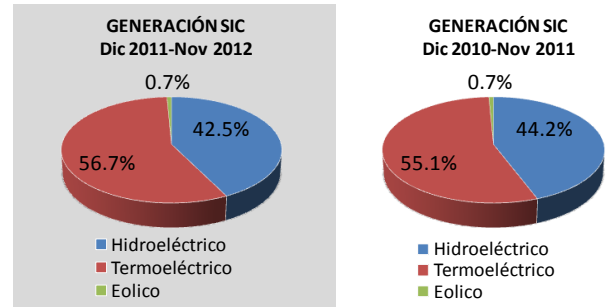
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un -25,3% respecto a septiembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 17,3% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural varió en un -81,3%, mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 47,3%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 5,6%, mientras que la generación a GNL presentó una variación de -17,3% respecto al mes anterior.

En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 6, que la generación GNL representa para el mes de noviembre de 2012 un 17,1% de la matriz de energías del SIC, frente al 9,1% que representa el diesel y el 29,6% del carbón.

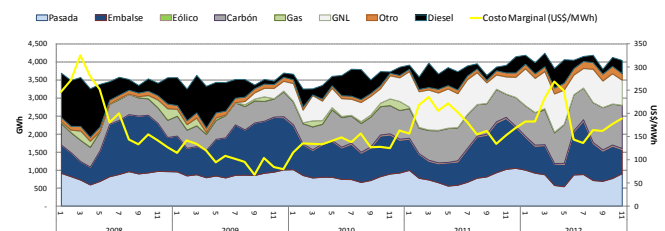
Los costos marginales del SIC durante el mes de noviembre llegaron a un valor promedio de 189 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 152 US\$/MWh de noviembre de 2011 representa un aumento de 23,7%, mientras que si se compara con el mes de octubre se observa un alza de 6,6%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



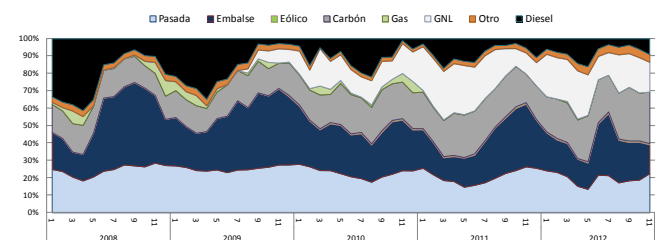
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Generación histórica SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

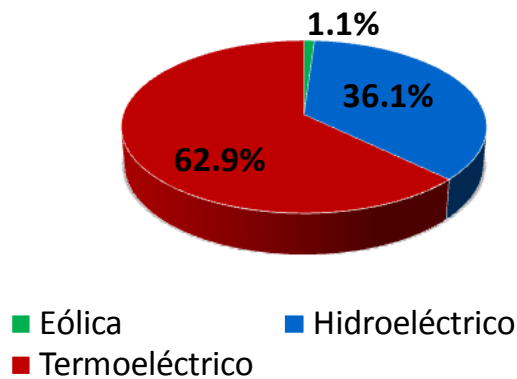
Figura 6: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

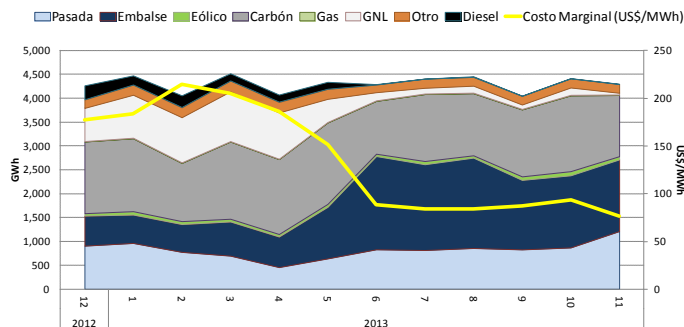
Figura 7: Proyección de Generación de Energía octubre de 2012

Proyección de Generación de Energía SIC Diciembre 2012



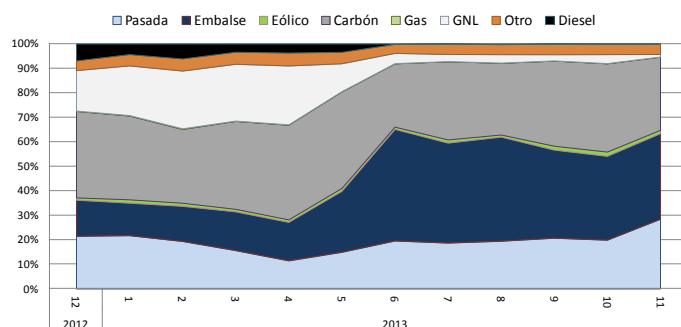
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de diciembre de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 36,1% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

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

Generación de Energía

Durante el mes de noviembre de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 3,5% respecto del mismo mes de 2011, con una variación de -2,0% respecto a octubre. Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 48.935 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,1%.

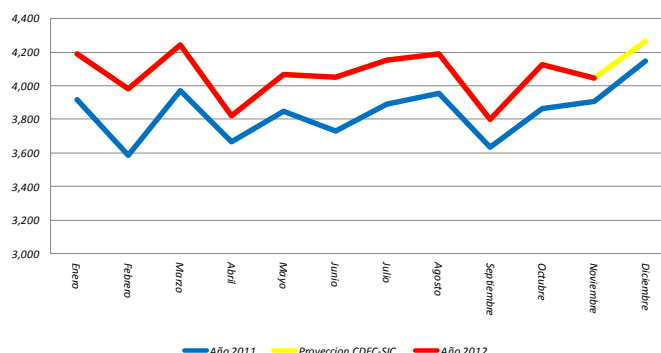
La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

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

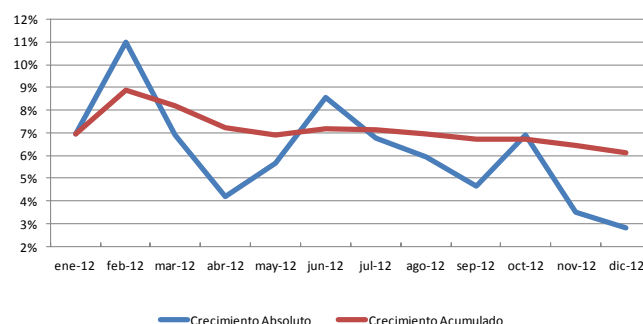
Los valores definidos por la autoridad son: 45,398 \$/kWh y 4.842,52 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,02 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1,7% respecto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

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



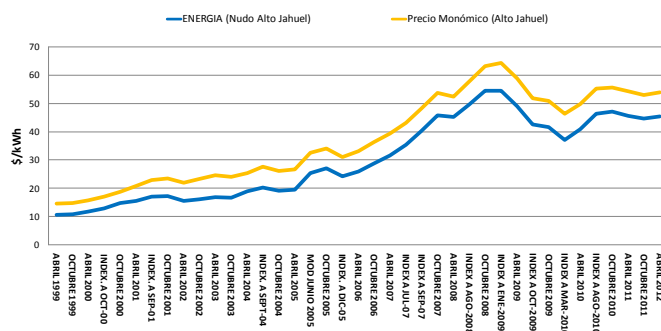
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 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 3 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 noviembre de 2012 es de 77,51 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa un aumento de 0,88% respecto del valor indexado al mes de septiembre de 2012 (76,83 US\$/MWh).

Tabla 3: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a noviembre 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	83,4	5.419
Campanario	103,2	900
Colbún	85,0	6.782
Endesa	68,6	13.133
Guacolda	76,2	900
EMELDA	100,8	200
EPSA	104,0	75
Monte Redondo	98,3	275
Precio Medio de Licitación		77,51

* 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 4 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 4: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a noviembre 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación (Barra de Suministro) US\$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro) US\$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota) US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,34	73,76	72,61	12.000
Chilquinta	87,95	81,57	81,57	2.567
EMEL	80,77	81,574	81,57	2.007
CGE	103,05	86,56	81,57	7.220
SAESA	74,62	79,97	81,57	3.890

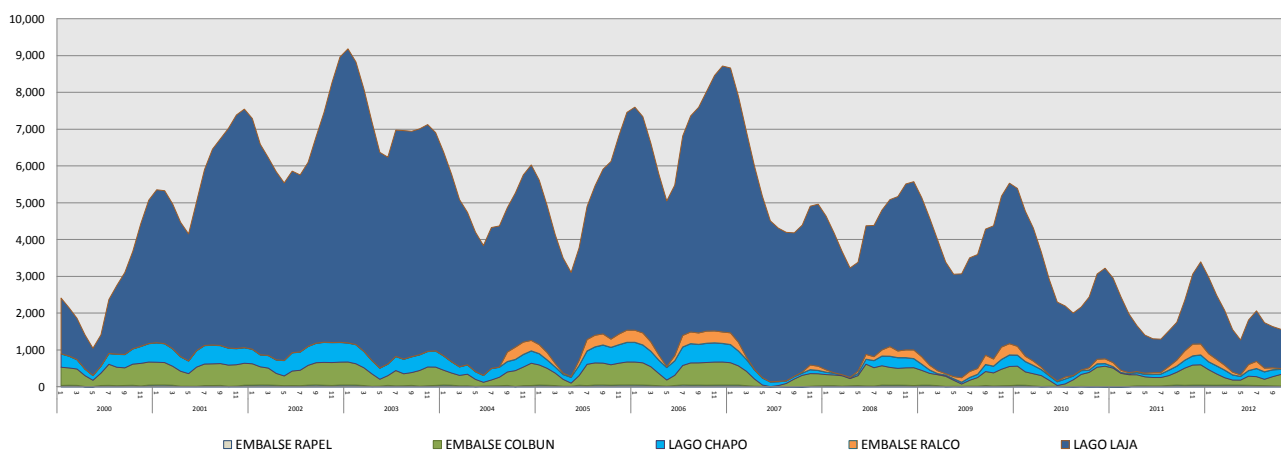
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a noviembre de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 77,69 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa un aumento de 0,88% con respecto al mes anterior (77,01 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de noviembre de 2012, alcanzó los 1.484 GWh, lo que representa una variación de -5,4% respecto al mes anterior, y una variación de -52,7% 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 noviembre de 2012 fue un -47,6% menor que la acumulada a igual mes del año 2011, representando el nivel actual el 12% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que la energía total almacenada en los embalses aún se mantienen bastante bajo lo normal.

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



Fuente: CNE, Systep

Tabla 5: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

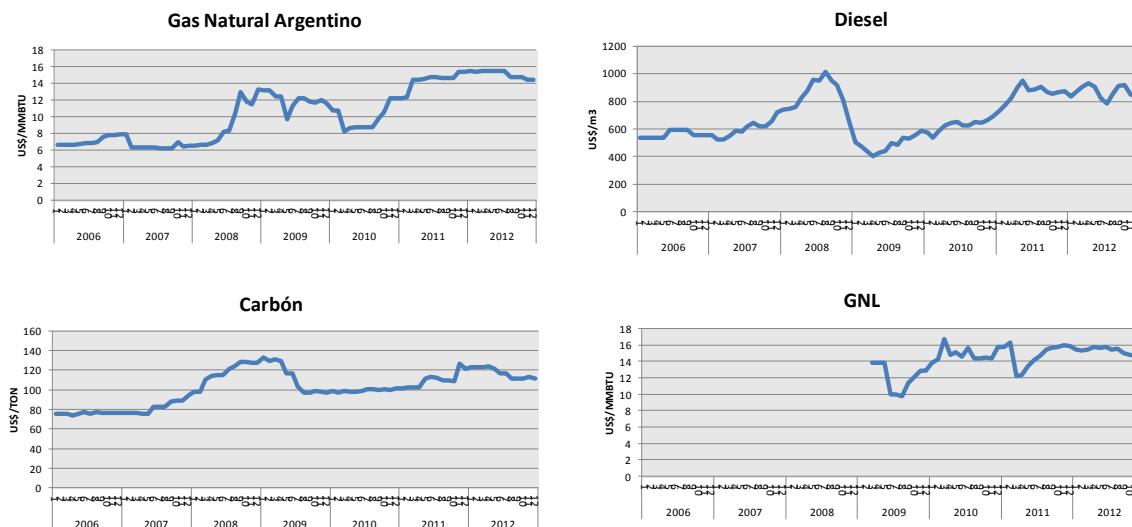
		Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011
EMBALSE	COLBUN	319	344	552
% de la capacidad máxima		49%	53%	85%
EMBALSE	RAPEL	16	26	42
% de la capacidad máxima		32%	51%	83%
LAGUNA	LA INVERNADA	4	12	75
% de la capacidad máxima		3%	9%	57%
LAGO	LAJA	1.071	999	1.906
% de la capacidad máxima		13%	12%	24%
LAGO	CHAPO	139	98	245
% de la capacidad máxima		24%	17%	43%
EMBALSE	RALCO	20	6	318
% de la capacidad máxima		6%	2%	88%

Fuente: CNE, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Posterior a los meses de invierno, la escasez de precipitaciones y los bajos niveles de los deshielos han empujado al alza los costos marginales en los últimos meses.

Los costos marginales promedio de noviembre de 2012 presentan un alza de 6,6% respecto a los registrados en el mes de octubre, con un alza de 23,7% respecto a lo observado en noviembre de 2011.

En la Tabla 7 y Figura 15 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 6: 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	189
Diciembre	127	80	163	168	

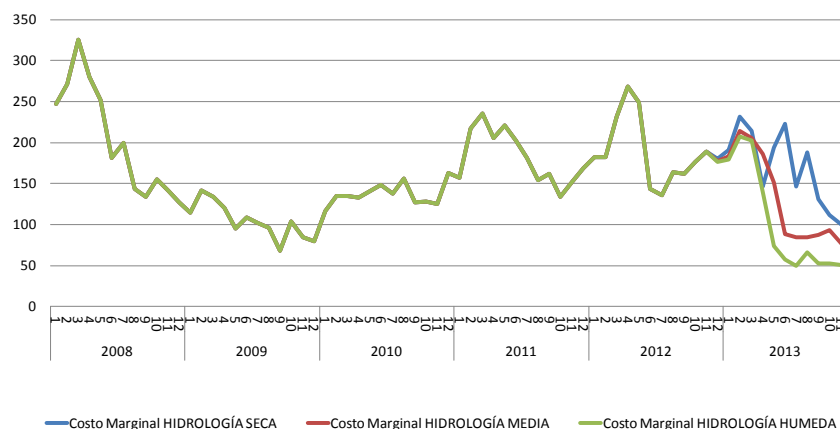
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2012	12	180,4	177,4	176,1
2013	1	191,3	183,4	178,8
-	2	231,3	214,5	207,0
-	3	214,3	205,4	202,5
-	4	146,3	185,9	139,7
-	5	193,4	151,5	74,0
-	6	222,7	88,4	57,4
-	7	146,6	84,1	50,0
-	8	187,6	84,3	65,8
-	9	131,3	87,2	52,2
-	10	112,0	93,4	52,0
-	11	99,7	76,6	50,8

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

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



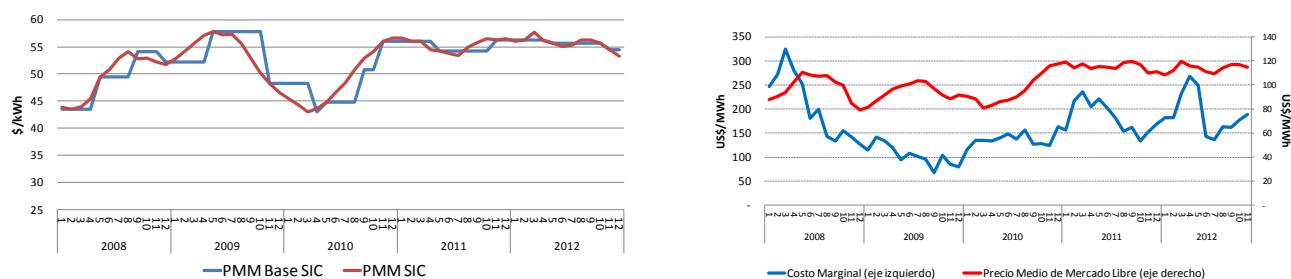
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 03 de Diciembre de 2012 es de 53,32 \$/kWh, lo que representa una variación de -2,14% con respecto al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Octubre 2012 (54,49 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systep

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 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, Providencia y Viñales; además del atraso de 3 meses de la central San Andrés.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de noviembre de 2012, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses (enero a marzo).

- Ralco (U-1 por 120 MW): 7 días en enero.
- Bocamina (por 390 MW): 25 días en enero-febrero.
- Pangue (U-2 por 76 MW): 14 días en febrero.
- Pangue (U-1 por 120 MW): 5 días en febrero.
- Colbún (U-1 por 76 MW): 13 días en febrero-marzo.
- Machicura (U-1 por 152 MW): 13 días en febrero-marzo.
- Nueva Renca (por 383 MW): 35 días en febrero-marzo.
- Colbún (U-1 por 76 MW): 13 días en marzo.
- Machicura (U-1 por 76 MW): 13 días en marzo.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas			
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	ene-13 60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	dic-12 34
San Andrés	HydroChile	Pasada	mar-13 40
Pulelfu	Capullo	Pasada	abr-13 9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	ene-13 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	Biogás/Cog.	ene-13 17
Viñales	Arauco	Cogeneración	ene-13 32
Eólicas			
Talinay Oriente	Vestas		ene-13 99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14 115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)			1.045

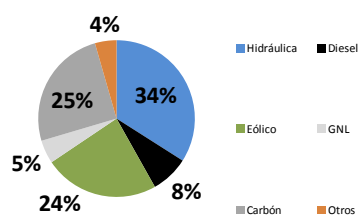
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.404	9.148
Diesel	1.476	1.122
Eólico	4.470	9.299
GNL	911	542
Carbón	4.730	8.447
Otros	839	2.220
TOTAL	18.830	30.778
Aprobado	15.087	23.929
En Calificación	3.743	6.849
TOTAL	18.830	30.778

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: 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 18.830 MW (3.743 MW en calificación), con una inversión de 30.778 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación de los proyectos Parque Eólico Punta Sierra (108 MW – IV región), Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso (21,8 MW – VI región) y Central de Cogeneración Coelemu (7 MW – VIII región). También, ingresaron al SEIA los proyectos de centrales hidroeléctricas de pasada El Rincón (11 MW – IX región) y Añihuerraqui (9 MW – IX región); los proyectos de generación eólica Parque Eólico Talinay II (500 MW – IV región) y Parque Eólico Tolpán (306 MW – IX región); los proyectos de generación solar Proyecto GENPAC Fotovoltaico (14 MW – III región) y Parque Fotovoltaico Llano de Llampos (93,7 MW – III región); y el proyecto Central de respaldo Rodelillo (32 MW – V región) en base a gas natural.

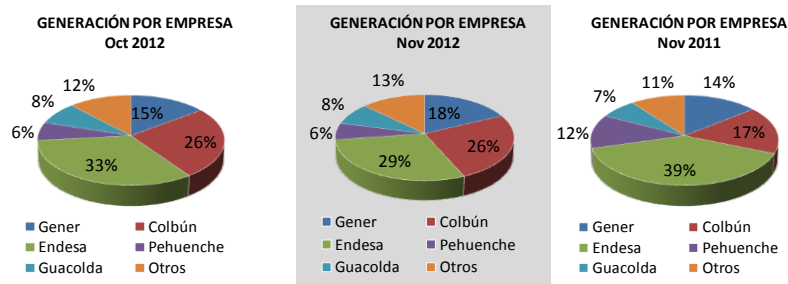
En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 10: 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
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	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
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX

Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

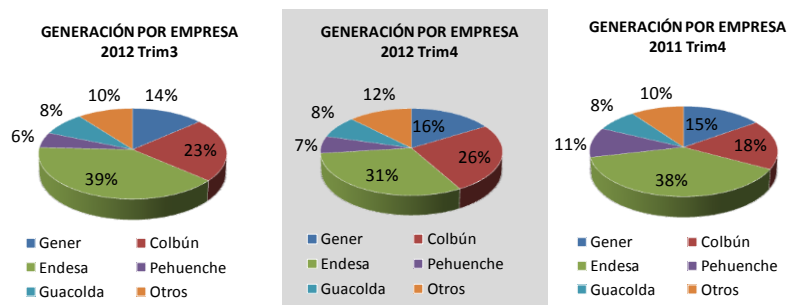
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 85% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Guacolda y Pehuenche.

Al mes noviembre de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 29% de la producción total de energía, seguido de Colbún (26%), Gener (18%), Guacolda (8%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún, Gener aumentó en un 19,6% mientras que Endesa, Colbún, Guacolda y Pehuenche disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un 12,9%, 2,6%, 0,4% y 6,3%, respectivamente. Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

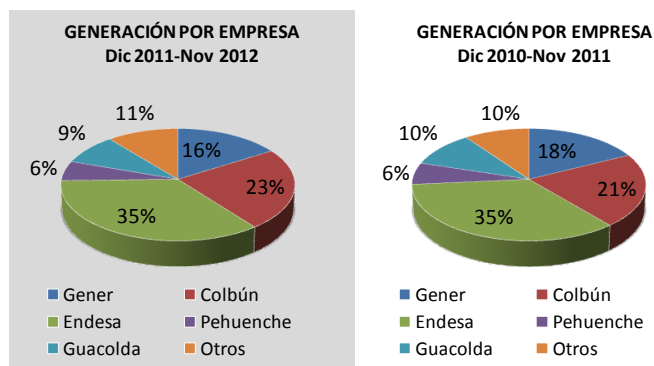
En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ENDESA

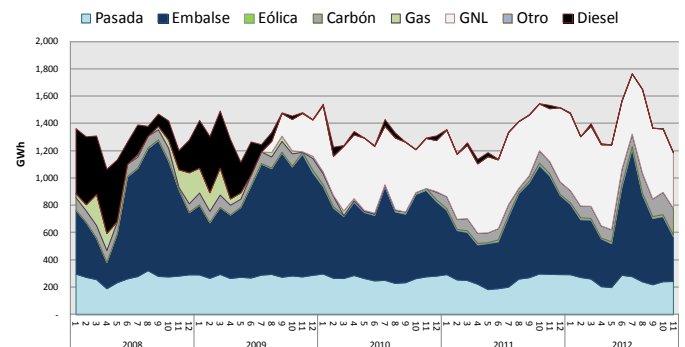
Analizando por fuente de generación, durante el mes de noviembre de 2012 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -31,4% respecto al mes de octubre, y una disminución de -54,7% en relación a noviembre de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 0,8% respecto a octubre, con una disminución de -17,7% respecto a noviembre 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 baja de un -12,3% respecto a octubre, con un aumento del 5,0% respecto a noviembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

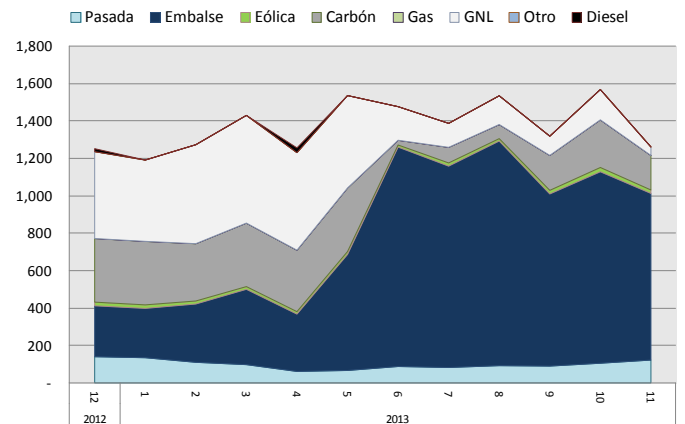
En la Figura 22 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	240	242	294	0,8%	-17,7%
Embalse	477	327	723	-31,4%	-54,7%
Gas	0	0	3	0,0%	-100,0%
GNL	464	407	387	-12,3%	5,0%
Carbón	166	198	89	19,1%	122,9%
Diésel	3	1	25	-67,8%	-95,7%
Eólico	14	13	15	-6,0%	-10,4%
Total	1.365	1.188	1.535	-12,9%	-22,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.019	2.989	1,0%
Embalse	6.134	6.057	1,3%
Gas	0	9	-94,6%
GNL	6.356	5.635	12,8%
Carbón	1.407	890	58,2%
Diesel	46	163	-71,4%
Eolico	147	139	5,8%
Total	17.111	15.881	7,7%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	734	482	883	-45,4%	-34,4%
Embalse	2.059	805	2.100	-61,7%	-60,9%
Gas	0	0	4	-100,0%	0,0%
GNL	1.571	870	1.272	-31,6%	-44,6%
Carbón	375	364	277	31,6%	-2,8%
Diesel	1	4	28	-84,3%	200,5%
Eólico	43	27	37	-27,2%	-37,9%
Total	4.784	2.552	4.601	-44,5%	-46,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

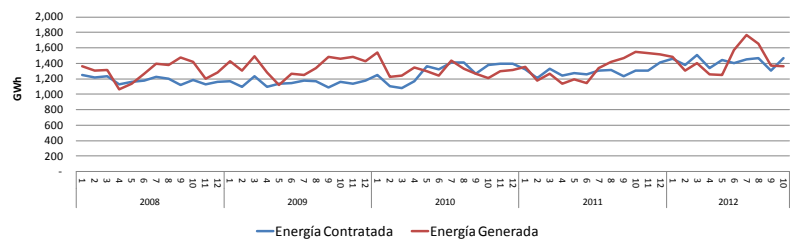
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante octubre de 2012 fue de 1.365 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.466 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

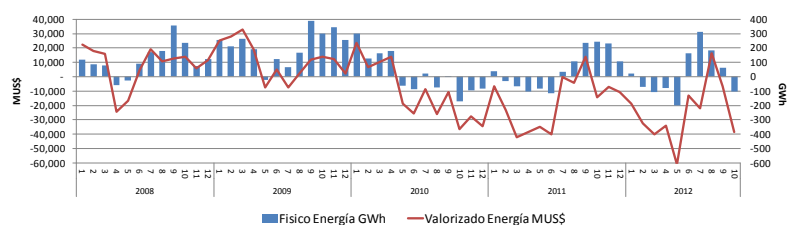
En la Figura 23 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepp

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepp

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -101,4 GWh, las que son valorizadas en -38,6 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de noviembre de 2012 la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 57,9% respecto a octubre, con un aumento de -6,4% en relación a noviembre del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 2,0% respecto al mes de octubre, con un aumento de 68,2% en relación a noviembre de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -88,3% respecto al mes de octubre.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

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

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	78	123	115	57,9%	6,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	1	0,0%	-100,0%
GNL	72	8	82	-88,3%	-89,8%
Carbón	409	418	256	2,0%	62,8%
Diesel	40	170	90	319,5%	88,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	4	4	8	-11,0%	-49,8%
Total	604	723	553	19,6%	30,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.208	1.163	3,9%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	14	252	-94,4%
GNL	1.365	1.723	-20,7%
Carbón	4.544	4.438	2,4%
Diesel	601	368	63,4%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	89	99	-10,3%
Total	7.821	8.042	-2,7%

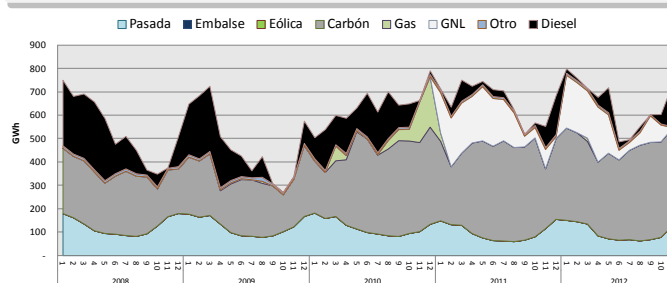
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	199	200	351	-42,9%	0,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	198	80	134	-39,9%	-59,5%
Carbón	1.211	827	1.026	-19,4%	-31,7%
Diesel	23	210	268	-21,5%	805,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	20	8	26	-67,3%	-58,1%
Total	1.652	1.327	1.806	-26,6%	-19,7%

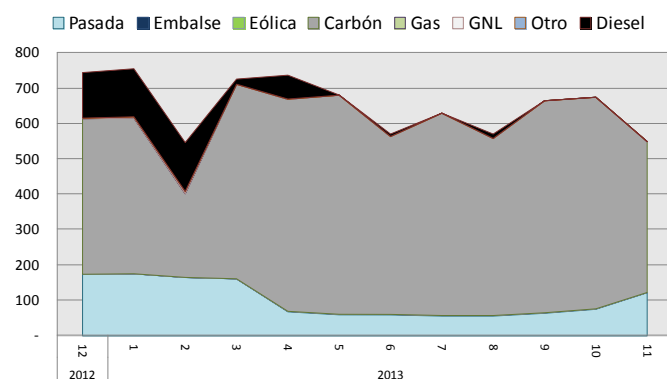
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

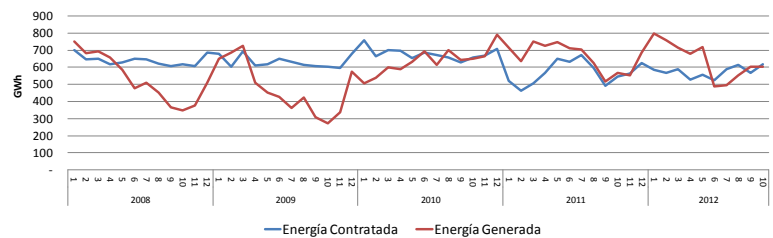
La generación real de energía para Gener durante octubre de 2012 fue de 604,0 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 617,0 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 27 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Transferencias de Energía

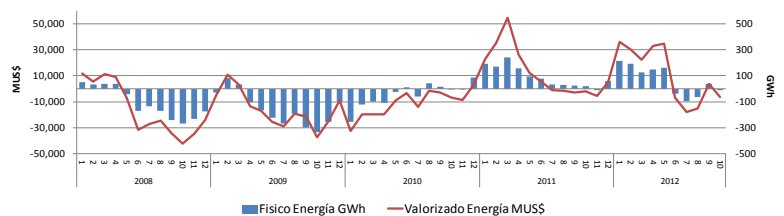
Durante el mes de octubre de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a -12,9 GWh, las que son valorizadas en -6,4 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de noviembre de 2012 la producción de las centrales de embalse exhibe una variación de -23,2% respecto al mes de octubre, con una disminución de -44,3% en relación a noviembre de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 20,7% respecto a octubre, con una disminución de -27,6% respecto a noviembre de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de -13,2% respecto a octubre, las centrales que utilizan GNL como combustible principal variaron su producción en un -7,8% con respecto al mes anterior.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

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

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	188	227	314	20,7%	-27,6%
Embalse	215	165	296	-23,2%	-44,3%
Gas	0	0	1	0,0%	-100,0%
GNL	298	275	0	-7,8%	0,0%
Carbón	223	247	22	11,1%	1044,8%
Diesel	135	117	36	-13,2%	227,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.059	1.031	669	-2,6%	54,3%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.670	2.722	-1,9%
Embalse	2.775	2.542	9,2%
Gas	0	33	-100,0%
GNL	2.071	2.676	-22,6%
Carbón	1.656	42	3839,6%
Diesel	2.328	1.763	32,1%
Eólico	0	0	0,0%
Total	11.501	9.778	17,6%

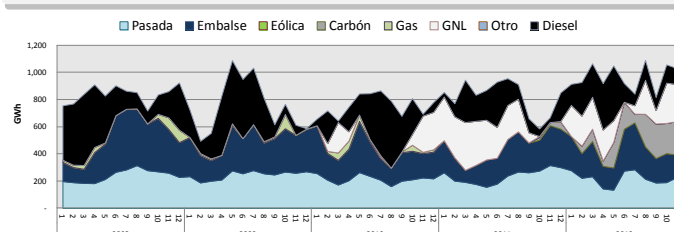
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	681	415	885	-53,1%	-39,0%
Embalse	769	380	811	-53,2%	-50,6%
Gas	0	0	9	-100,0%	0,0%
GNL	415	573	4	15095,3%	38,2%
Carbón	560	470	95	394,5%	-16,0%
Diesel	331	252	302	-16,7%	-23,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.755	2.090	2.106	-0,8%	-24,1%

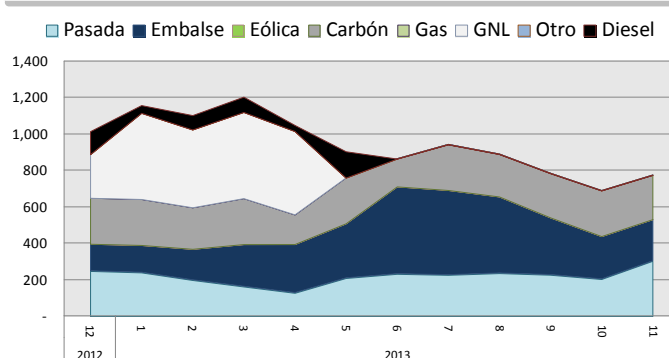
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

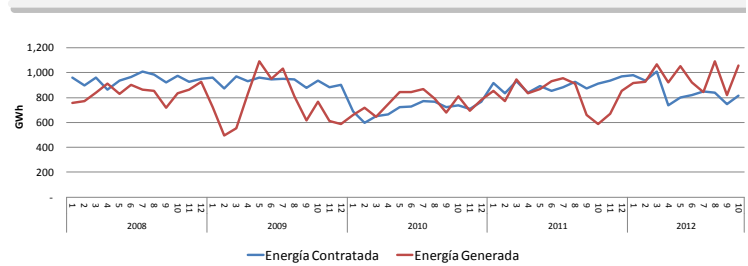
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante octubre de 2012 fue de 1058,6 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 813,2 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

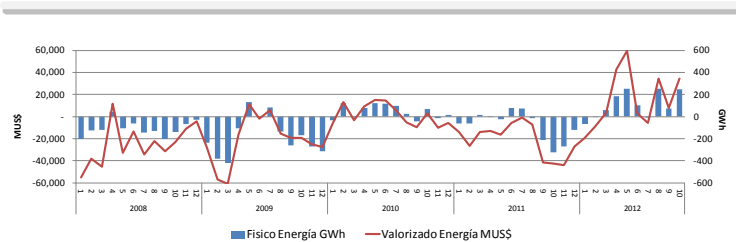


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 245,4 GWh, las que son valorizadas en 34,5 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

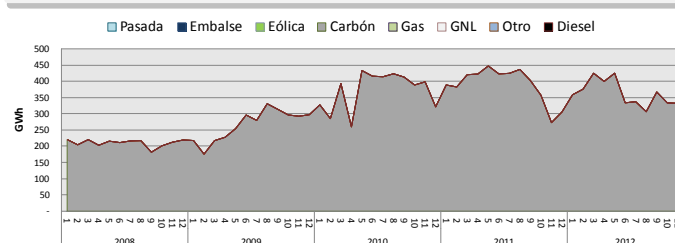
GUACOLDA

Durante el mes de noviembre de 2012, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de -0,4% respecto al mes de octubre, con un aumento de 21,8% en relación a noviembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

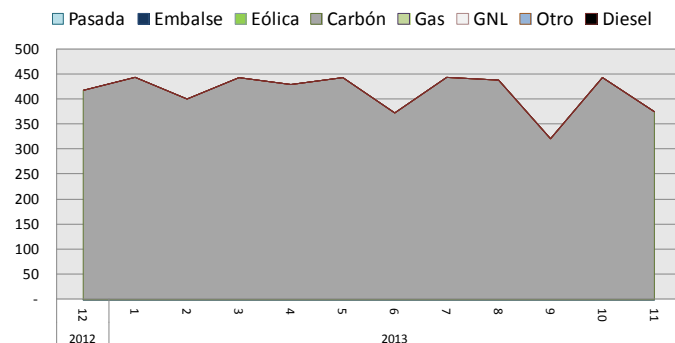
En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 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	334	333	273	-0,4%	21,8%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	334	333	273	-0,4%	21,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011	Var. Últimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.310	4.709	-8,5%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.310	4.709	-8,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: 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	667	938	-28,8%	-34,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.013	667	938	-28,8%	-34,1%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

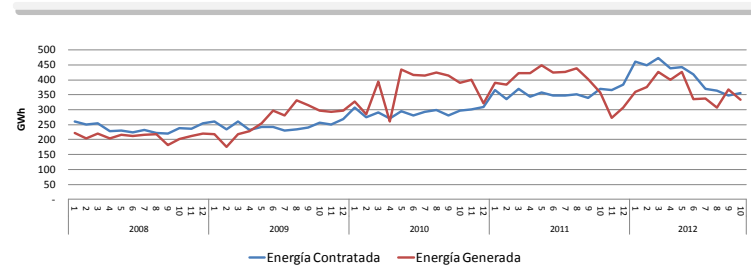
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante octubre de 2012 fue de 334,3 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 355,8 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

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

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

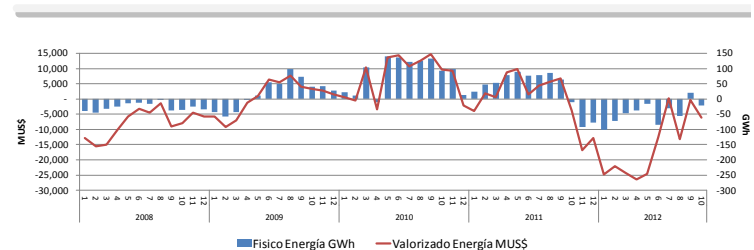


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -21,5 GWh, las que son valorizadas en -6,2 MMUS\$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

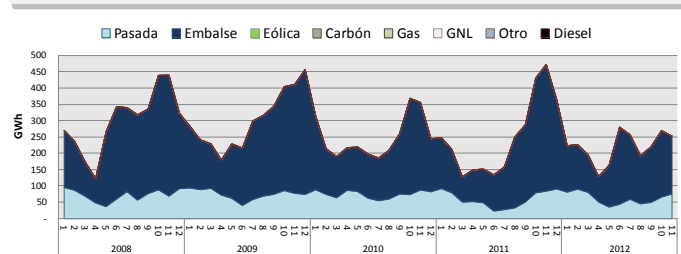
PEHUENCHE

Durante el mes de noviembre de 2012, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -13,1% respecto al mes de octubre, con una disminución de -54,4% en relación a noviembre de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 14,9% respecto a septiembre, con una baja de -9,9% en relación a noviembre de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

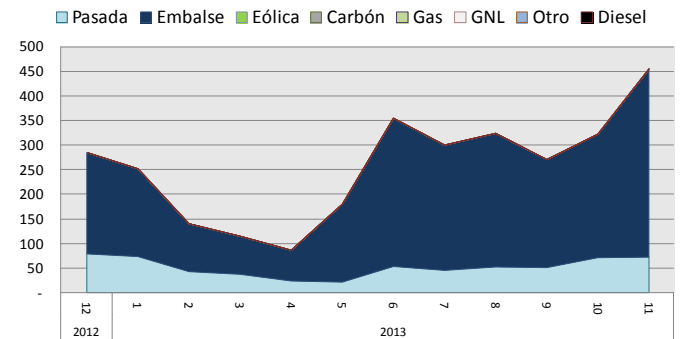
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	66	76	84	14,9%	-9,9%
Embalse	204	177	389	-13,1%	-54,4%
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	270	253	473	-6,3%	-46,5%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 24: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	768	701	9,6%
Embalse	2.011	2.171	-7,4%
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	2.779	2.872	-3,2%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	154	142	254	-44,3%	-8,0%
Embalse	517	382	1.016	-62,4%	-26,2%
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	523	1.270	-58,8%	-22,0%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

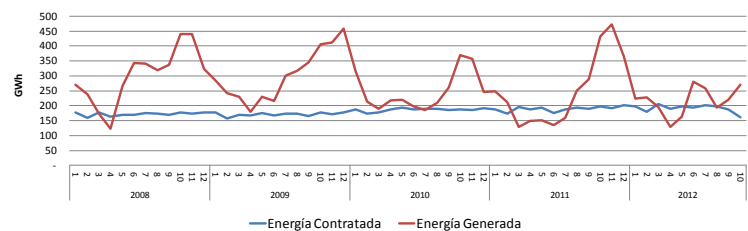
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante octubre de 2012 fue de 270,1 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 160,4 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

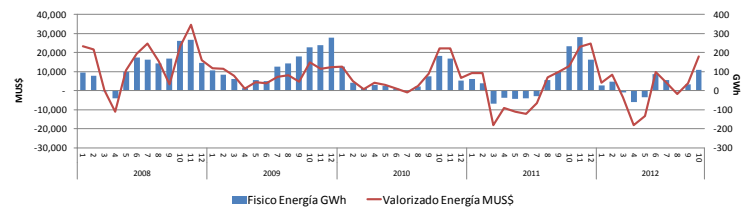
En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



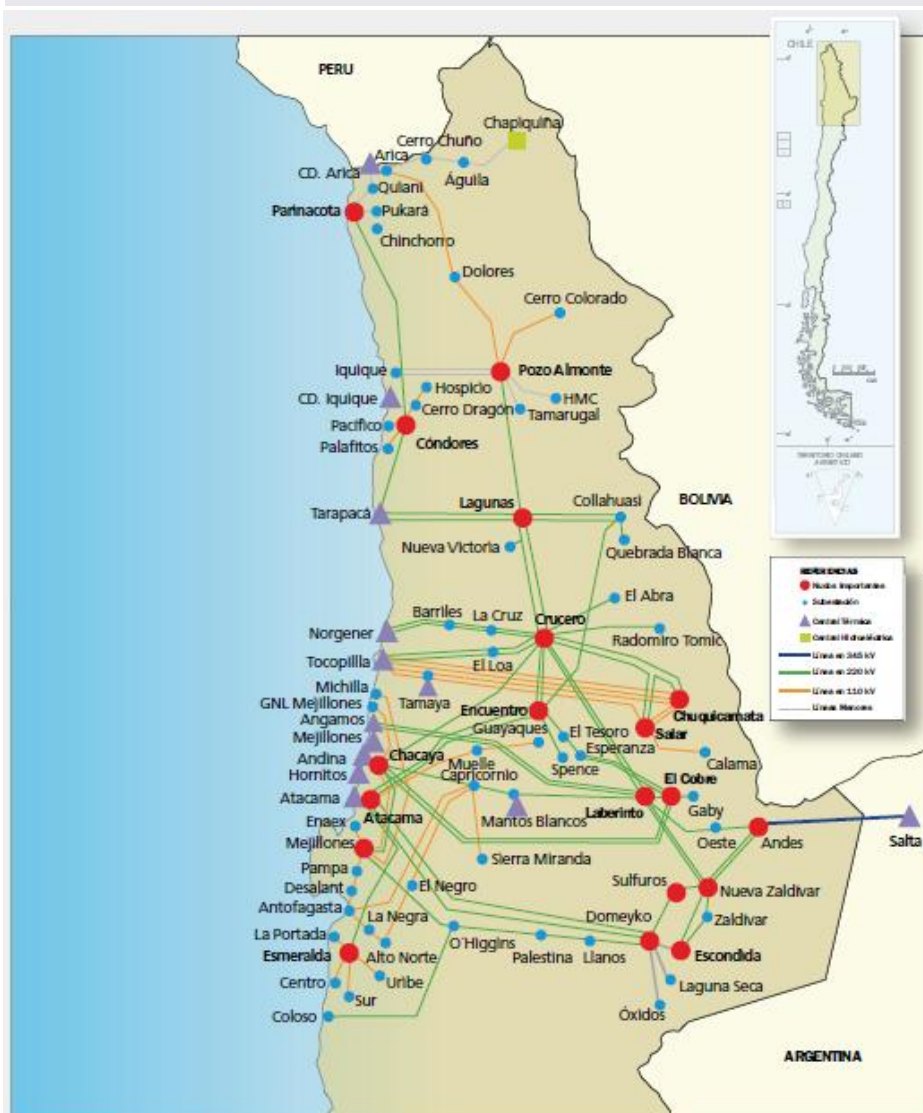
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 109,8 GWh, las que son valorizadas en 17,9 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

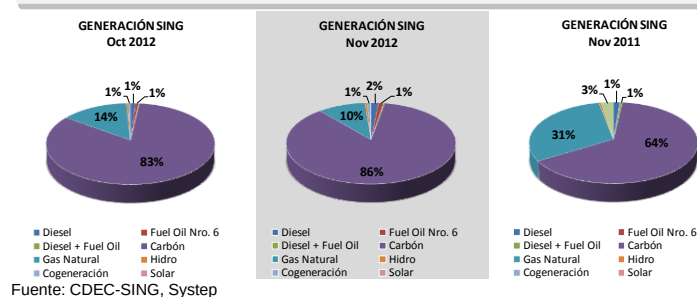
⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

SING Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de noviembre de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 2,6% respecto a octubre, con un aumento de 3,1% respecto a noviembre de 2011.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 43,0% con respecto a octubre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 0,7%. La generación con gas natural disminuyó en un 31,5% respecto al mes pasado.

En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. Durante el mes de octubre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 81 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

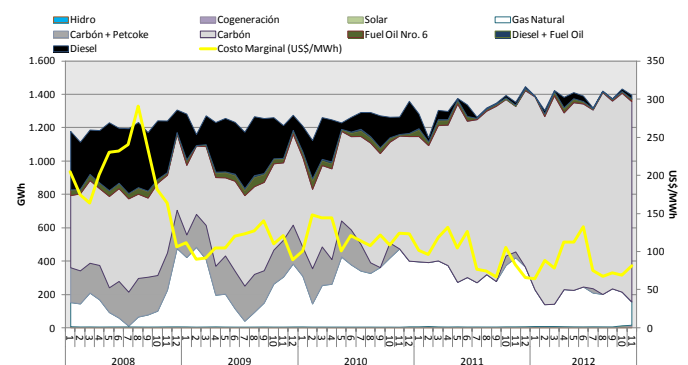


Figura 43: Generación histórica SING (%)

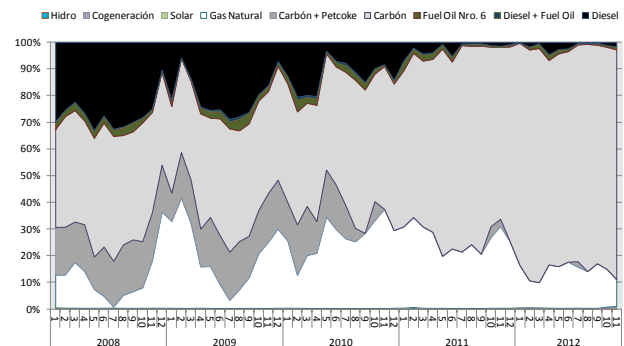
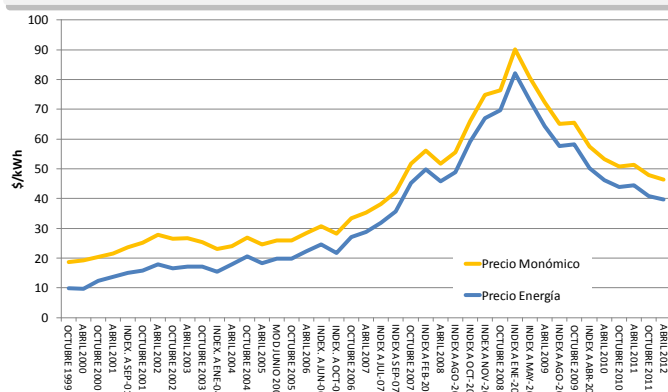
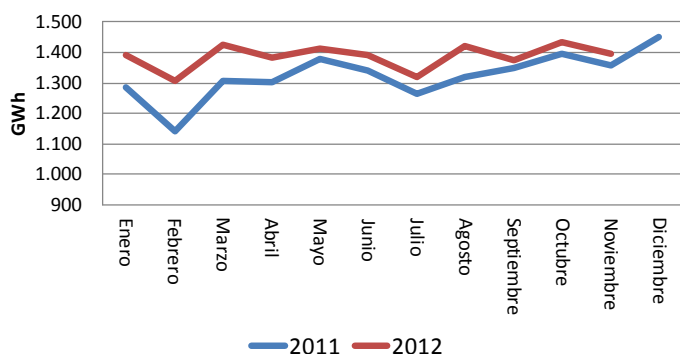


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día 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 noviembre, la generación real del sistema fue de 1.398 GWh. Esto representa un aumento de 3,1% con respecto al mismo mes de 2011.

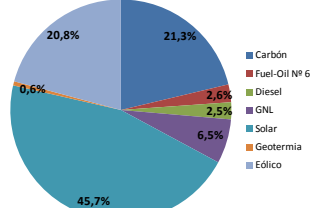
La generación acumulada a noviembre del año 2012 es de 15.266 GWh, lo que comparado con los 14.440 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 5,7%.

Tabla 26: 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	540	400
Solar	3.803	14.380
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
TOTAL	8.318	22.820
Aprobado	6.494	17.023
En Calificación	1.825	5.797
TOTAL	8.318	22.820

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDENOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central a Gas Natural Ciclo Combinado Kellar	Kellar S.A.	540	400	20-11-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Planta Termosolar María Elena	Iberdrola Solar Atacama S.A.	400	3290	10-12-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberdrola Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Central Termoeléctrica Pacifico	Rio 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 edifica 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 Tocopilla	FOSSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Cruzero Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruzero Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	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 Cruzero 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
Parque Solar Azapa	Andes Mainstream SpA	104	210	26-11-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Central Bariles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Sewind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	283	25-05-2012	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Fotovoltaico Wilika	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A.	98	196,0	27-11-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Huatacondo	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A.	98	196,0	22-11-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Complejo Solar IV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salmar	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	Aprobado	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
Proyecto Solar Fotovoltaico Lagunas	INTERVENTO S.A.	45	102,6	05-12-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujuna	Compañía Minera Dofra Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	II
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Sewind 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	EDENOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
La Trana 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	25-06-2012	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	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 Salmar de Husco	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 Uyu	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generation 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar I	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar II	Arica Solar Generation 1 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 Haki 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	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Parque Solar Fotovoltaico Aguas Blancas I	AGUAS BLANCAS SOLAR 1	7,7	13	30-10-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENOVICHE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

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 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de diciembre de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 8.318 MW (1.825 MW en calificación), con una inversión de 22.820 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 28). 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 28: Precios de Licitación (precios indexados a noviembre de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Nov-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	78,58	2012

Precios de combustibles

En la Figura 47 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 47: Valores informados por las Empresas

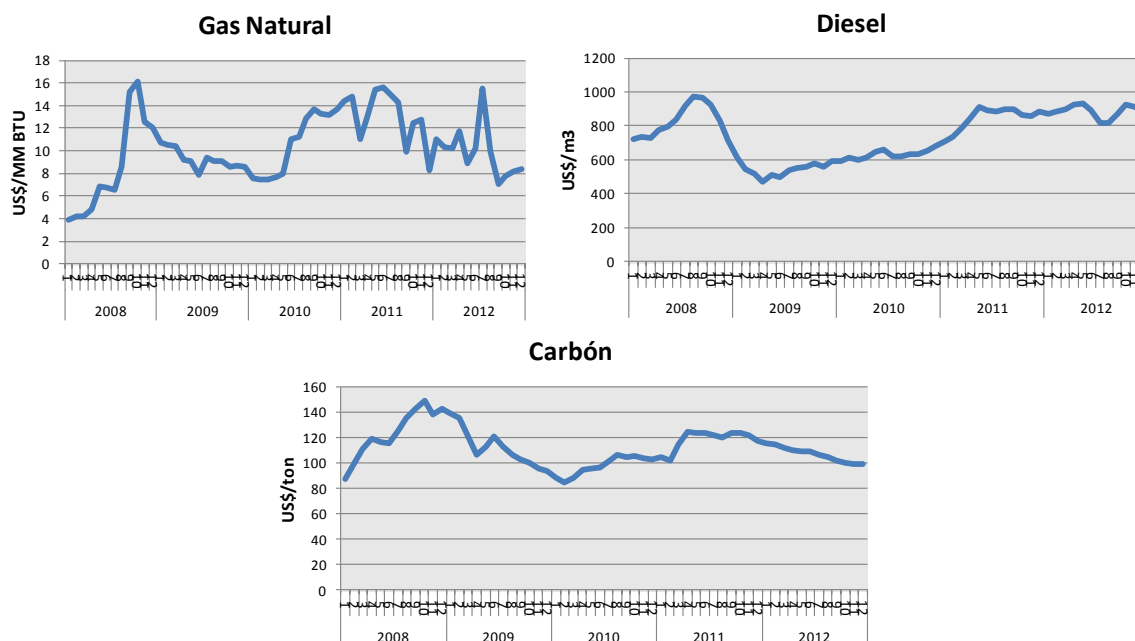


Tabla 29: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	81
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

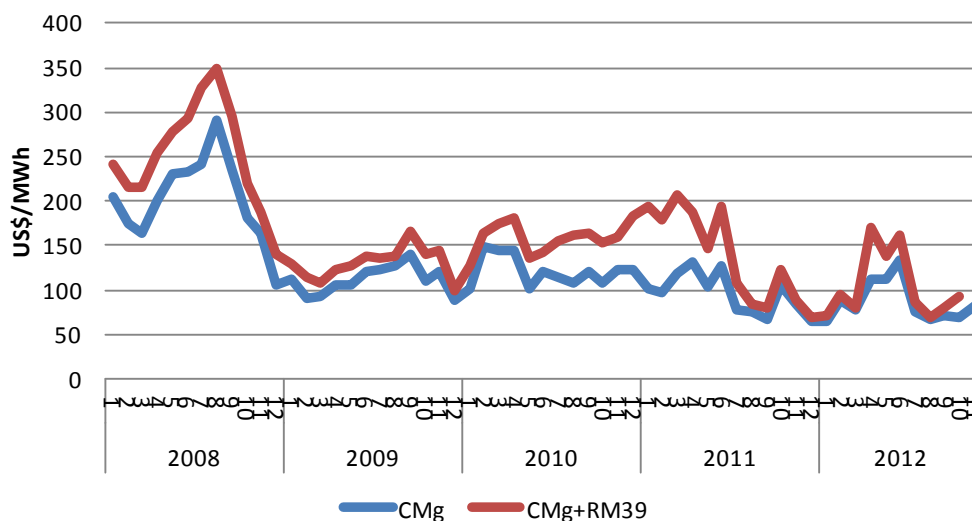
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de noviembre, el costo marginal fue de 81 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 22,8% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 17,7% respecto al mes de octubre de 2012.

La Figura 48 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de octubre de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de octubre. 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 octubre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero fue de 22,7 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 3 de diciembre de 2012 es de 54,735 \$/kWh, que representa una disminución de 3,72% respecto 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.

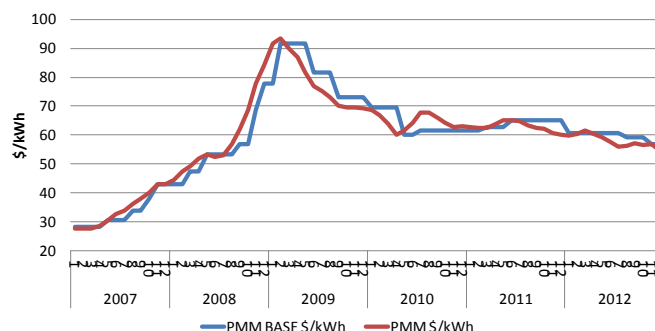
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL; 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.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en diciembre.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en diciembre.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en diciembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en diciembre y febrero.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en enero.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras			
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max. 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 noviembre de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 54% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 25% y 13%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Norgener, AES Gener y E-CL aumentaron su producción en un 6,8%, 4,3% y 0,3%, respectivamente, en relación a octubre de 2012. Por su parte GasAtacama y Celta vieron para el mismo período disminuida su producción en un 71,2% y 21,2%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en octubre de 2012.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

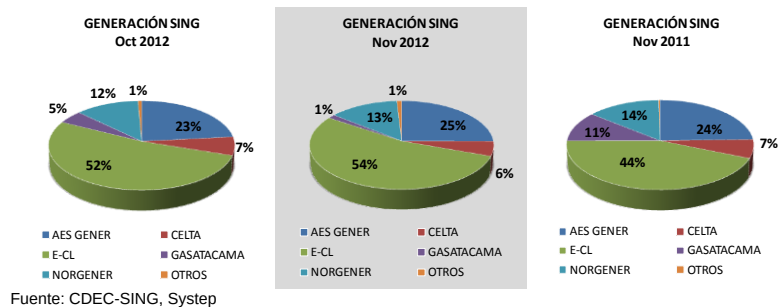
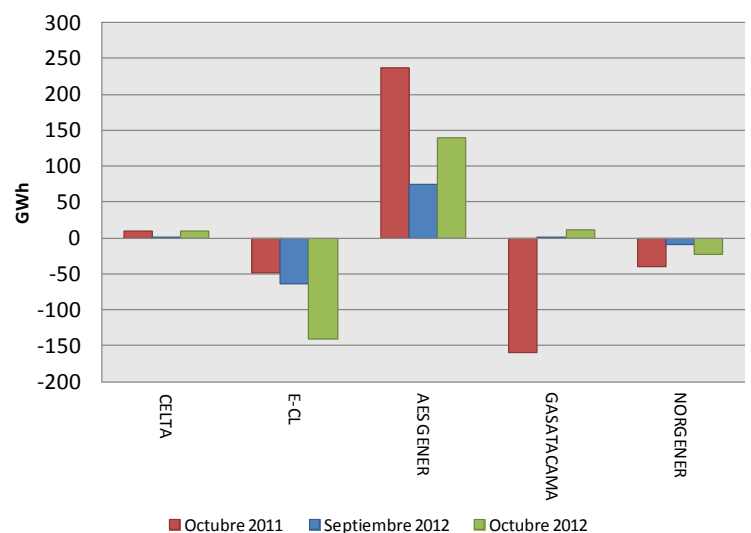


Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

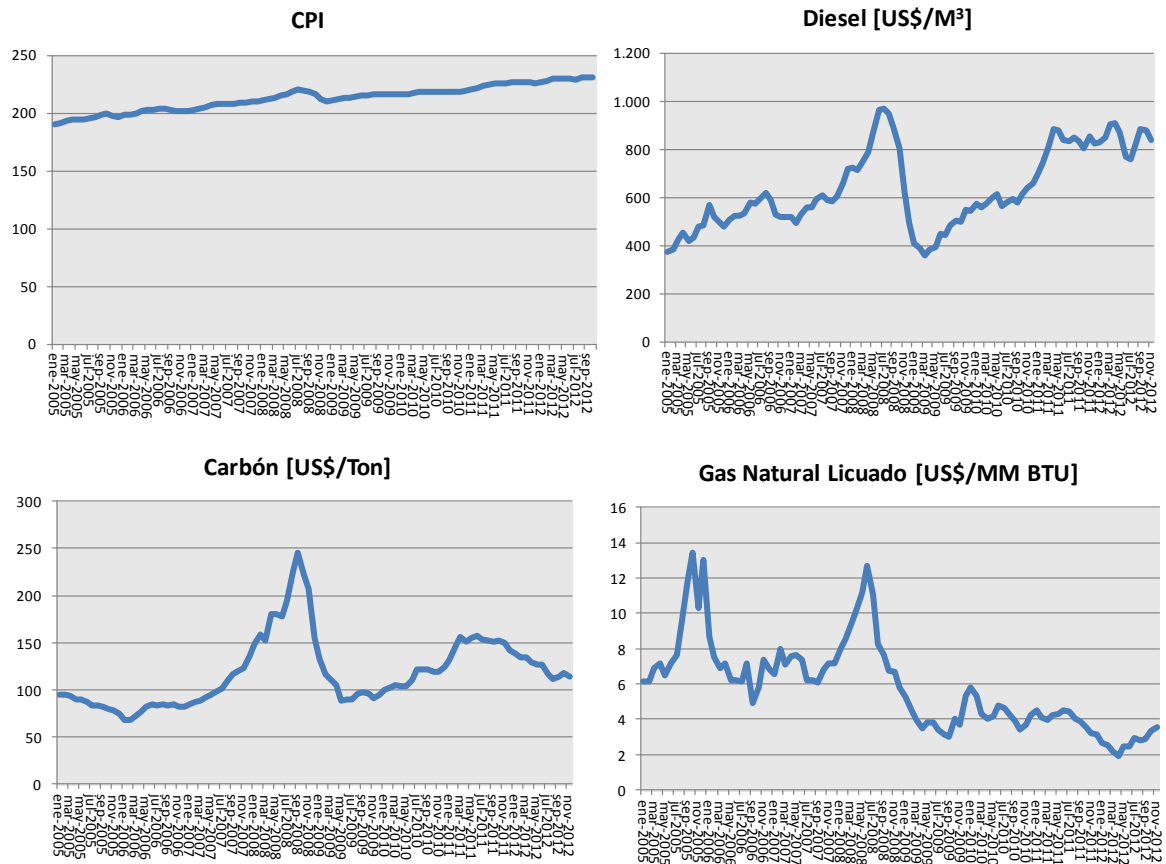


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

ANEXOS

Índice 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
			GW/h/año	Adjudicado	Indexado Nov-12 Barra Suministro	Indexado Nov-12 Barra Quillota			
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	82,3	81,6	2010	2020	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	81,8	81,2	2010	2022	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	82,1	82,1	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	90,1	90,1	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	90,7	90,7	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	91,2	91,2	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	92,3	92,3	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	92,8	92,8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	93,3	93,3	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	93,6	93,6	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	94,0	94,0	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	99,7	99,7	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	99,9	99,9	2010	2023	2008-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	101,9	101,9	2010	2024	2006-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	90,7	90,7	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	73,2	71,7	2011	2023	2006-2
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	110,5	103,2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	84,9	83,8	2010	2021	2006-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010	2023	2008-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	81,1	83,3	2010	2019	2006-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	82,6	84,9	2010	2019	2006-1
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	65,1	63,8	2011	2021	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,7	63,4	2011	2023	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	64,4	63,1	2011	2025	2006-2
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	103,9	97,1	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,9	97,1	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	106,0	99,0	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	109,2	102,0	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	113,5	106,0	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,5	57,8	2010	2021	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	66,0	65,2	2010	2013	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	108,2	101,0	2010	2024	2008-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	58,0	57,5	2010	2020	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,3	57,8	2010	2022	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,2	58,2	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,2	57,2	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	108,5	108,5	2010	2023	2008-1
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,3	63,3	2010	2019	2006-1
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,6	55,1	2010	2019	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,6	52,5	2011	2021	2006-2
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,6	52,5	2011	2025	2006-2
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,9	97,1	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	105,0	98,1	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	105,5	98,5	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	107,6	100,5	2010	2010	2008-1
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	111,4	104,0	2010	2010	2008-1
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	76,8	76,2	2010	2020	2006-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	117,2	109,4	2010	2023	2008-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	98,4	91,9	2010	2010	2008-1
Endesa	Saesa	Alto Jahuel 220	308	129,45	130,5	126,4	2012	2012	2012-1

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

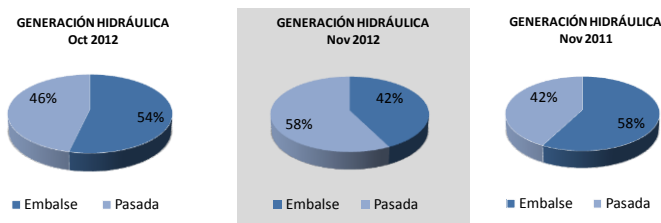
Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de noviembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -35,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,6% en comparación al mes de octubre, y de un 2,5% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de noviembre tuvo un día menos que el mes de octubre.

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

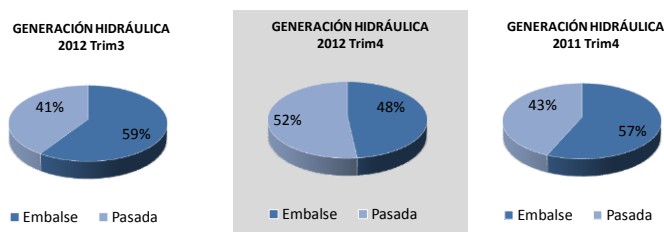
	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011
Embalse	896	670	1.408
Pasada	773	907	1.028
Total	1.670	1.577	2.436



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

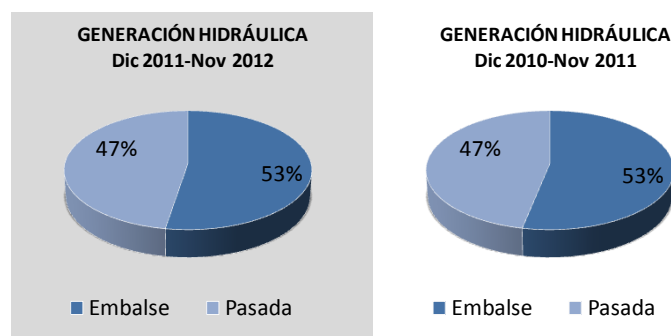
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Embalse	3.344	1.566	3.926
Pasada	2.296	1.680	3.019
Total	5.640	3.246	6.945



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

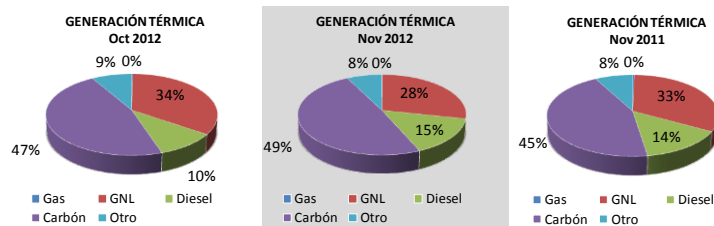
	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011
Embalse	10.920	10.771
Pasada	9.835	9.472
Total	20.754	20.243



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Oct 2012	Nov 2012	Nov 2011
Gas	5	1	5
GNL	834	690	469
Diesel	249	367	208
Carbón	1.133	1.196	640
Otro	204	184	114
Total	2.425	2.437	1.436



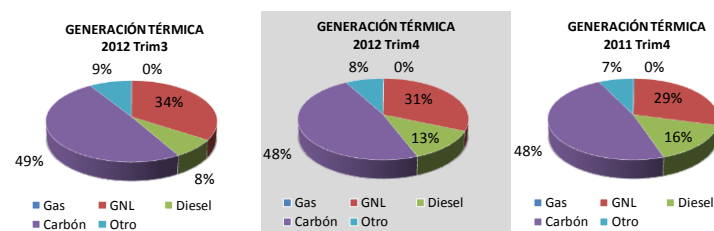
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de noviembre, muestra una variación de un 69,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,5% en comparación al mes de octubre, y de un 9,7% en relación a los últimos 12 meses.

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

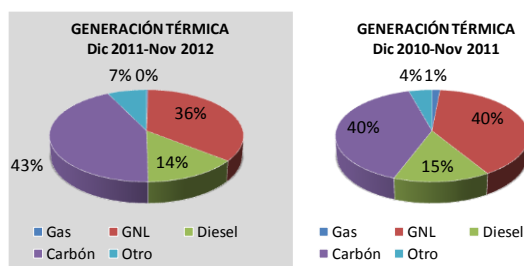
	2012 Trim3	2012 Trim4	2011 Trim4
Gas	3	6	14
GNL	2.184	1.524	1.410
Diesel	484	616	761
Carbón	3.159	2.329	2.336
Otro	571	388	356
Total	6.400	4.863	4.877



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Dic 2011-Nov 2012	Dic 2010-Nov 2011
Gas	71	374
GNL	9.792	10.034
Diesel	3.915	3.675
Carbón	11.918	10.080
Otro	2.007	1.087
Total	27.704	25.250



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 Termoelectrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoelectrica 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
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	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
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX
Central Termoelectrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrica 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	Ibereco 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	Ibereco 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	Hidroeléctrica 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 Termoelectrica 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	Aprobado	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

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
Parque Fotovoltaico Llano de Llampos	Inversiones y servicios Sunedison Chile limitada	93,7	241,0	16-11-2012	En Calificación	Solar	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 Pirqueños	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	Aprobado	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUeEólico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de respaldo Rodelillo	TERRA GAS SPA	32,0	15,0	04-12-2012	En Calificación	Gas Natural	Base	V
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	Hidroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales en Unidad Nº 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	Aprobado	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 eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilaquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopirén	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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	Biogas	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Proyecto GENPAC Fotovoltaico	Sociedad Generadora del Pacífico S.A.	14,0	38,9	16-11-2012	En Calificación	Solar	Base	III
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 de Pasada El Rincón	Ingeniería y Construcción Madrid Limitada	11,0	24,0	10-12-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangui	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica Añihuerraqui	GTD Negocios S.A.	9,0	22,0	29-11-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo	Antarctic 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-Bío 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	Aprobado	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	Trans Antartic Energía S.A.	6,7	16,0	20-07-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colli	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"	Hidroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5,0	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMC O S.A.	TEHMC O S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	Aprobado	Diesel	Base	V

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

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

