

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Agosto 2012



Contenido

Editorial	2
SIC	8
Análisis General	9
Análisis Precio de Licitación	12
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	13
Estado de los Embalses	14
Análisis Precios de los Combustibles	15
Análisis Precios Spot	16
Análisis Precio Medio de Mercado	17
RM 88	17
Análisis Parque Generador	18
Resumen Empresas	20
SING	31
Análisis General	32
Análisis Precio de Licitación	35
Análisis Precios de los Combustibles	35
Análisis Precios Spot	36
Análisis Precio Medio de Mercado	37
Análisis Parque Generador	37
Resumen Empresas	36
ANEXOS	39
Índice Precios de Contrato	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Presidente Piñera da visto bueno a proyecto de carretera eléctrica. (El Mercurio, 22/8/12)

Endesa Chile y Tricahue ponen fin a disputa legal por contrato de suministro de eléctrica Pehuenche. (El Mercurio, 22/8/12)

Colbún inicia operación comercial de Santa María y mira próximos desarrollos. (Diario Financiero, 17/8/12)

Colbún ingresará en 2013 estudio ambiental para GNL. (La Tercera, 17/8/12)

Contraloría reabre sumario por tramitación de Campiche. (La Tercera, 4/8/12)

Costo marginal en el norte del SIC superó en julio hasta en 64% a la zona sur del sistema. (Diario Financiero, 3/8/12)

Bajan los costos marginales del SING en julio. (La Segunda, 1/8/12)

Endesa deberá presentar estudio de impacto ambiental para aumentar capacidad de Bocamina II. (SoyChile, 1/8/12)

Estudio estima en hasta US\$1.471 millones beneficios netos de interconexión SING-SIC. (Diario Financiero, 31/7/12)

Nuevamente declaran desierta licitación de suministro de CGE Distribución. (Diario Financiero, 31/7/12)

CNE: Unión SING-SIC aumentará competencia y bajará precio de la energía. (Estrategia, 27/7/12)

Editorial

Desarrollo del Sistema Interconectado del Norte Grande

Chile enfrenta una alta incertidumbre en el desarrollo de sus fuentes de generación eléctrica, que está reflejándose en altos costos de operación de sus grandes sistemas eléctricos. En esta editorial el análisis se focaliza en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con un estudio de su evolución futura y del rol que jugará el gas en su desarrollo.

Desarrollo histórico del SING

La expansión del SING ha estado intrínsecamente ligada al desarrollo de la industria minera en el Norte Grande, que requirió inicialmente de generación térmica a carbón para suministrar energía confiable a su creciente demanda. Un cambio importante en su desarrollo se produce en 1995, cuando se concretó el acuerdo de integración gasífero entre Chile y Argentina. A partir de 1999 se integró el gas natural a la matriz de generación del SING, a un precio muy atractivo. Se realizaron inversiones en gasoductos y centrales de ciclo combinado, desplazando generación de mayor costo, junto con una importante reducción de emisiones. Los cortes de gas desde Argentina a partir del año 2004, si bien no interrumpieron el abastecimiento eléctrico, impactaron de forma importante el costo de generación. Las centrales a gas mantuvieron su disponibilidad mediante el uso de combustibles alternativos (diesel), situación que coincidió con un alza histórica de los precios internacionales del petróleo. La matriz se readecuó, volviendo a la expansión vía centrales a carbón, e incorporando el gas natural licuado (GNL) para alimentar las centrales de gas existentes.

Proyección de la demanda

Más del 90% de la demanda del SING corresponde a grandes clientes, tanto mineros como aquellos que prestan servicios asociados a la minería. La tasa promedio anual de crecimiento de la demanda (Figura 1) en el periodo 1998-2011 fue del 6,2%, tasa que se mantendría a futuro según la Comisión Nacional de Energía (CNE), tal como reporta para el periodo 2012-2022 en la Fijación de Precio de Nudo de abril de 2012 para el SING.

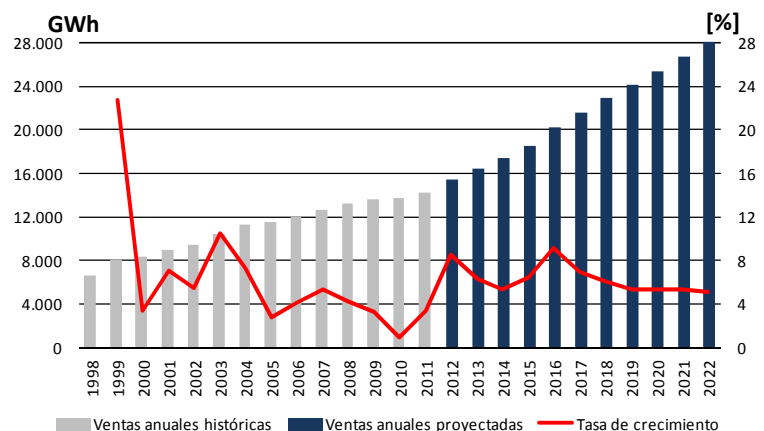


Figura 1: Ventas de energía SING (GWh) (Fuente: CNE, Systep)

La proyección de demanda en el SING exige un tratamiento especial, dada la importante contribución de los grandes clientes. Es necesario modelar explícitamente cada uno de los grandes consumos mineros, resultando en un comportamiento temporal escalonado de la demanda, dadas las características propias de los proyectos mineros.

Los nuevos proyectos mineros para los próximos 10 años equivaldrán a una demanda máxima de 1.581 MW adicionales (Tabla 1) (según información suministrada por los consumidores al CDEC-SING a febrero de 2012). Esta cifra refleja únicamente aquellos proyectos que han sido informados al operador a la fecha indicada, pudiendo crecer con nuevos desarrollos mineros y/o industriales a futuro.

Tabla 1: Demanda máxima de nuevos proyectos SING (MW) (Fuente: CDEC-SING, Systep)

Propietario	Proyecto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Codelco Chile - Division Codelco Norte	MH	-	93	93	93	93	93	93	93	93	93
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Expansión Fase III	-	-	-	-	-	190	355	355	355	355
	Expansión Puerto Patache Collahuasi	-	-	-	-	-	39	73	73	73	73
Compañía Minera Lomas Bayas	Compañía Minera Lomas Bayas	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Compañía Minera Zaldivar	Proyecto Sulfuros Primarios	-	-	-	110	110	110	110	110	220	220
Complejo Industrial Molynor S.A.	Planta	-	2	2	2	4	4	4	6	6	6
Grace S.A.	Mina Subterránea	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2
Industria Nacional de Cemento S.A.	Proyecto Horno 4 de Cal	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3
Minera Antucoya Limitada	Mina Antucoya	-	30	60	60	60	60	60	60	70	70
Minera Escondida Ltda.	Ogp1	-	-	104	146	151	152	155	155	155	155
	Proyecto Desaladora	-	-	52	69	204	204	200	200	202	202
Minera Meridian Limitada	Pampa Augusta Victoria+Campamento 2	-	0	1	-	-	-	-	-	-	-
Minera Quadra Chile Ltda.	SS/EE 110 kV Agua Salada Sierra Gorda	-	31	31	31	43	43	43	43	43	43
	SS/EE 220 kV Sierra Gorda	30	90	140	140	180	200	228	200	200	200
Minera Rayrock Ltda.	Sierra Medina	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3
Minera Spence S.A.	Proyecto Hipógeno	-	-	-	-	122	136	136	136	136	136
Sociedad GNL Mejillones S.A.	Estanque de GNL	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sociedad Química y Minera de Chile S.A.	Proyecto Degradación Térmica	-	10	10	20	20	20	20	20	20	20
Total		36	259	503	680	995	1.259	1.484	1.458	1.580	1.581

Si a esto se suma la demanda máxima proyectada de los consumidores existentes, se estima un consumo total aproximado de 3.053 MW en el SING para el año 2014, cifra que para el año 2016 y 2018 se incrementaría a 3.585 MW y 3.952 MW respectivamente. Este crecimiento de la demanda implicará un desafío importante no sólo para los generadores del SING, que deberán incorporar nuevas unidades eficientes para abastecer los nuevos consumos, sino que también para la demanda minera, que deberá identificar los mecanismos necesarios para lograr adecuados contratos de suministro para responder a sus necesidades.

Capacidad instalada de generación y proyecciones

El SING presenta un alto nivel de sobreinstalación, producto de la llegada del gas natural argentino y, junto con ella, de una competencia desmedida resultante entre grandes consorcios internacionales, que llevó a la instalación de grandes ciclos combinados. A julio de 2012, la capacidad instalada neta es de 3.942 MW (sin considerar la central Salta de 633 MW), mientras que la generación máxima bruta a la fecha es de 2.162 MW. Es importante destacar que cerca de un 40% de la capacidad instalada neta es en base a gas y otro 10% corresponde a centrales diesel que teóricamente sólo operan como respaldo. Cabe destacar que durante el 2011 entraron en operación las centrales Hornitos (170 MW) y Andina (169 MW) de E-CL, y la central Angamos (528 MW) perteneciente a AES Gener. Según la CNE se encuentran en construcción 21,6 MW, de los cuales 4,6 MW corresponden a proyectos Diesel y 17 MW corresponden al proyecto de cogeneración de Noracid.

El Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) registra en los últimos 6 años un número importante de proyectos de generación que podrían ser desarrollados a futuro. Se registran proyectos equivalentes a 6.997 MW, de los cuales 4.008 MW son proyectos aprobados y 2.289 MW son proyectos en calificación (Tabla 2).

Tabla 2: Proyectos de inversión en el SING por tipo de tecnología de 2007a 2012 (Fuente: SEA, Systep)

Tecnología	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	250	155
Solar	2.911	10.001
Geotermia	50	180
Eólico	1.592	3.373
TOTAL	6.997	17.851

Destaca una importante participación de proyectos solares, con un 41,6% de la capacidad total, seguido por proyectos a carbón y eólicos con un 25,3% y 22,8%, respectivamente.

Dentro del portafolio de proyectos de generación convencionales se destacan las centrales Mejillones N°4 y N°5 (750 MW brutos, carbón), Cochrane de AES Gener (532 MW brutos, carbón), Pacífico de Río Seco S.A.(350 MW brutos, carbón), Kelar de BHP Billiton (500 MW brutos, carbón, se estaría evaluando convertir este proyecto a GNL) y Patache de Central Patache S.A (110 MW brutos, carbón). Además, se evalúa la posible instalación de un terminal tipo Floating Storage and Regasification Unit (FRSU) por parte de GasAtacama, el que fue recientemente adjudicado a Golar LNG, donde la decisión final de construcción dependerá de que se logre la firma de contratos de suministro (PPA) con grandes clientes.

Existe una creciente preocupación por parte de las empresas mineras respecto a asegurar un suministro eléctrico seguro y a precios razonables en el largo plazo. Esto se ha traducido en que algunas de ellas busquen obtener los permisos ambientales necesarios para la construcción de una central, la que posteriormente sería licitada y operada por un tercero (aunque tampoco se descarta que finalmente sea desarrollada por la misma empresa minera en cuestión). En la actualidad, al ya mencionado proyecto Kelar de BHP Billiton se suma Codelco con los proyectos Salar (60 MW) y Eólica Calama (250 MW), entre otros.

En el ámbito regulado del SING, que no supera el 10% de la demanda total, se ha llevado a cabo una licitación de suministro, la que se adjudicó Edelnor con un precio de oferta de 89,99 US\$/MWh por un total de 2.300 GWh/año en el periodo 2012-2026. El precio indexado a julio del 2012 corresponde a 71,31 US\$/MWh, donde 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.

Situación de suministro y precios proyectados

La generación bruta de energía eléctrica en el SING alcanzó 15.889 GWh en el año 2011, siendo las empresas con mayor generación E-CL, Norgener (AES Gener), GasAtacama y Eléctrica Angamos (AES Gener), con una participación de 39,9%, 14,0%, 13,4% y 12,5% del total respectivamente, con lo que suman cerca del 80% del mercado de la energía. Desde el punto de vista de los combustibles el principal es el carbón, siendo su participación en el año 2011 de un 69,8% de la generación bruta del SING, seguido por el gas natural licuado con un 25,8%, el diesel con un 2,7%, el fuel-oil con un 1,2% y la hidráulica con un 0,4%. Se debe destacar que para el mes de julio de 2012 la participación del carbón presentó un valor promedio del 80%, siendo su valor máximo de 90,6% durante la semana del 6 al 12 de febrero de 2012.

La Figura 2 ilustra el comportamiento histórico de la generación según tipo de combustible en el SING, junto con el costo marginal promedio en la barra Crucero 220 kV. Se observa una creciente participación del carbón, explicado por la entrada reciente de centrales relevantes como Angamos, Hornitos y Andina, y por variaciones en la disponibilidad y precio del gas natural.

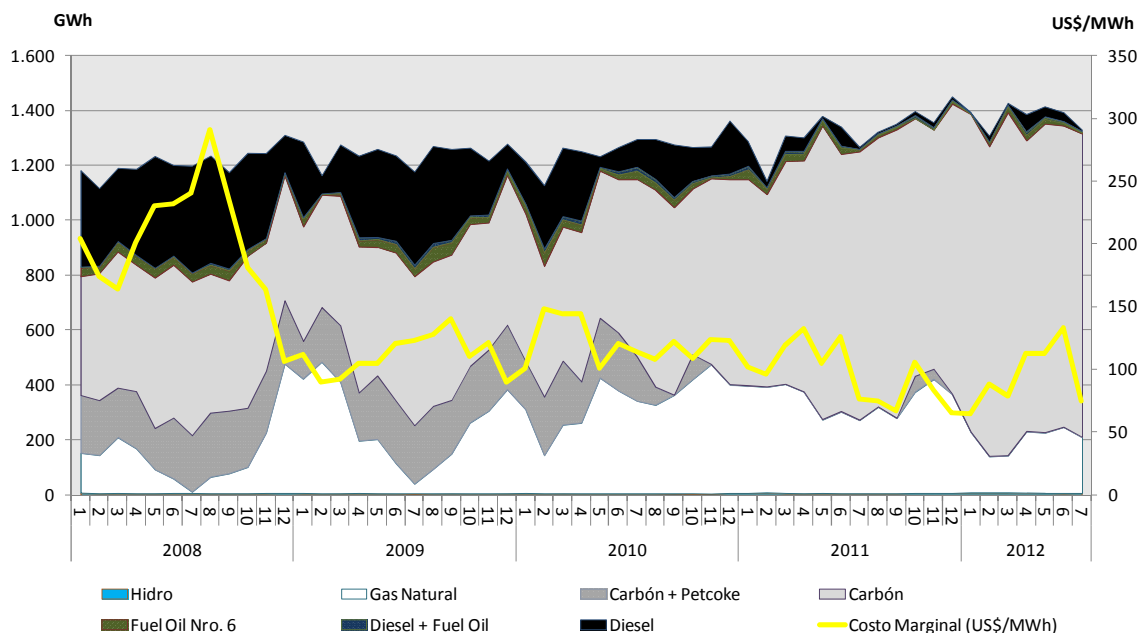


Figura 2: Generación por tecnología y costo marginal histórico SING (Fuente: CDEC-SING, Systep)

Desde el punto de vista del costo marginal, el valor promedio del año 2011 en la barra Crucero 220 kV fue de 95,8 US\$/MWh (46,3 \$/kWh). Este valor es similar al costo promedio marginal de lo que va corrido del año 2012 (95 US\$/MWh), con un valor máximo de 519,4 US\$/MWh y un mínimo de 36,7 US\$/MWh, con una desviación estándar de los promedios diarios de aproximadamente 71,2 US\$/MWh, siendo la variación de los costos de los combustibles, en particular del GNL, la que influye en forma importante en los costos marginales del sistema. En este sentido, durante los últimos años se ha observado una importante variación en la declaración de los precios del GNL que las centrales realizan al CDEC-SING. Por ejemplo, en lo que va corrido del año 2012, se observa un valor promedio de 10,8 US\$/MMBTU (considerando las centrales Atacama, Mejillones y Tocopilla), siendo el valor máximo de 24,8 US\$/MMBTU en las centrales Mejillones y Tocopilla y el mínimo de 0 US\$/MMBTU en estas mismas centrales. Por otra parte, el valor promedio del carbón ha sido de 108,2 US\$/Ton, con un máximo de 136,6 US\$/Ton en la central Angamos y un mínimo de 80,6 US\$/Ton en la central Mejillones. En el caso del diesel, el costo promedio ha sido de 875,9 US\$/m3, con un máximo de 944,6 US\$/m3 en la central Tarapacá y un mínimo de 763,8 US\$/m3 en la central Iquique.

El efecto del GNL en los precios

La expectativa futura de costos marginales del sistema necesariamente se debe analizar bajo un contexto de incertidumbre respecto al precio y la disponibilidad limitada del GNL. En este sentido, los altos precios del GNL deberían reducirse en la medida que se firmen nuevos contratos, tras la expiración de los actuales, y en un mercado internacional del GNL que debería ver incrementada su oferta, tras los recientes descubrimientos de reservas económicamente explotables de shale gas. De acuerdo a lo anterior, fuentes del mercado estiman que en el mediano plazo el GNL que llega al SING debería estar en el rango de 10 US\$/MMBTU a 13 US\$/MMBTU. Un segundo aspecto relevante para la operación del sistema es qué centrales contarán con GNL, pues no importaría que tan bajo sea su precio si tan solo una fracción de las centrales que pueden ocupar este combustible disponen de él. GasAtacama ha informado que, de mantenerse las condiciones actuales, no contará con gas al menos hasta el 2016, año en que entraría en operación un terminal propio de regasificación. Por otra parte, y de mantenerse sin modificación los contratos actuales, E-CL contaría a fines del 2012 con GNL para operar una parte de su capacidad en base a gas, siendo aún incierto lo que ocurrirá con el resto de la capacidad en base a este combustible.

Existe un gran abanico de posibles combinaciones respecto al futuro precio y disponibilidad del GNL, las cuales tendrían directa incidencia en el CMg del sistema. Así, entre los años 2013-2015 y ante un crecimiento explosivo de la demanda y con la actual de disponibilidad de GNL, el costo marginal promedio podría llegar incluso a estar en rangos del orden de 190 US\$/MWh. En el periodo 2015-2017 y ante la entrada de algunos proyectos convencionales de generación en etapas avanzadas de desarrollo, junto con una mayor disponibilidad del GNL, se podría observar una disminución del costo marginal promedio, el que estaría en rangos de 105 US\$/MWh. Finalmente, para el periodo comprendido desde el año 2018 en adelante, y tras la entrada de todos los nuevos proyectos de generación y con una mayor disponibilidad de GNL para todas las unidades del SING (a precios de 11 US\$/MMBTU), el costo marginal promedio estaría en rangos en torno a los 85 US\$/MWh.

GNL como alternativa al carbón

Dado el alto crecimiento esperado de la demanda, resultaría razonable contar con una alternativa de combustible, como el GNL, para mitigar en parte los riesgos e incertidumbres en la operación económica futura del SING. Mantener una apuesta por una única fuente de energía, como podría ser el carbón, es riesgoso, como se demostrara cuando nos hicimos altamente dependientes del gas. En este sentido, la llegada del GNL al SING tras la entrada del terminal de GNL Mejillones permitió un aumento en la diversidad y seguridad energética, existiendo a nivel internacional múltiples proveedores de este combustible. El terminal Mejillones inició sus operaciones en abril de 2010, firmando contratos hasta septiembre de 2012 con las empresas Minera Escondida de BHP Billiton, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Compañía Minera el Abra y la División Codelco Norte. A partir de octubre de 2012 el terminal GNL Mejillones operará como un terminal de acceso abierto para ofertar la capacidad adicional de regasificación y almacenaje a terceros.

El creciente rechazo que están enfrentando las centrales a carbón podría representar una oportunidad para alternativas a gas, siempre que existan consumidores dispuestos a firmar contratos y viabilizar con ello estas alternativas. De acuerdo a lo indicado previamente, habría suficientes nuevos proyectos mineros que requerirán suministro. El GNL brinda además una mayor diversificación de proveedores y ventajas tales como la reducción de la huella de carbono, reducción de la contaminación local y una mejor respuesta dinámica ante contingencias, logrando un mejor margen operativo del sistema y mayor seguridad. Se mencionó el proyecto de GasAtacama de desarrollar un terminal flotante, pero para su construcción se requiere que en forma previa se firmen contratos de suministro con grandes consumidores por más de 500 MW. Otra opción para aumentar la disponibilidad de GNL consiste en incrementar la capacidad de gasificación de GNL Mejillones a 11 MMm³/día, lo cual significaría un incremento de 1.100 MW adicionales de capacidad equivalente.

Estarían dadas las condiciones necesarias para que el GNL pueda llegar a ser una alternativa frente al carbón, aunque quedarían por dilucidar interrogantes no menores, y que pueden definir las condiciones de esta competencia: ¿Será posible materializar proyectos a carbón en el mediano o largo plazo, o el rechazo social impedirá que esta alternativa sea instalada masivamente? ¿Enfrentaría este mismo rechazo una nueva central a GNL? ¿Cuál será la disponibilidad de GNL para las centrales existentes? ¿A qué precio llegará el GNL en el largo plazo a Chile, y en particular al SING?. Respecto a esta última interrogante, es relevante indicar lo que ocurre actualmente en mercados internacionales tales como Estados Unidos, Asia o Europa, con un importante desacople entre sus precios. Efectivamente, durante el 2012 el valor de referencia del Henry Hub (EEUU) ha estado en torno a los 2,5 US\$/MMBTU, mientras que los valores de referencia en los mercados de Alemania y Japón se encuentran en torno a los 12,0 y 16,0 US/MMBTU, respectivamente [1]. En la medida que los productores de Estados Unidos logren permisos de exportación, estos precios deberían tender a confluir a un valor intermedio, lo que influirá en el precio final del GNL para el mercado chileno.

Un rol central tendrá el gas no convencional o shale gas, que ha sido el causante del aumento explosivo de las reservas de gas en Estados Unidos, con la consecuente caída del precio en el mercado interno de ese país. Según cifras de la Energy Information Administration (EIA), no sólo Estados Unidos posee importantes reservas de shale gas, sino que países como China, Rusia, Argentina, Australia y México también contarían con reservas significativas de este combustible. Sin embargo, aún en los mejores escenarios, la explotación comercial de la mayoría de las reservas recuperables de shale gas demorarían al menos una década. Además, no sólo se tienen que mejorar ciertos aspectos tecnológicos, como el mecanismo de fracturación del terreno o el uso excesivo de agua, sino que también superar obstáculos políticos.

Energías renovables

La generación renovable no convencional (ERNC) en el SING es limitada, correspondiendo en la actualidad únicamente a tres centrales minihidráulicas. En el año 2011, su participación fue sólo de 16,6 GWh, quedando un déficit de 150,4 GWh de ERNC bajo la actual normativa (Ley 20.257). Se debe recordar sin embargo que bajo el actual marco legal, el requerimiento ERNC puede ser acreditado con centrales tanto del SING como del SIC.

Si bien existe una gran expectativa y potencial respecto al potencial aporte de las energías renovables en este sistema, particularmente en energía solar, es incierto el financiamiento de gran parte de los proyectos reportados en el SEA. Un reciente estudio realizado por el CDEC-SING titulado "Plan Integración ERNC al SING" estableció que el potencial de proyectos ERNC equivalen a 5.790 MW, donde las plantas solares (con tecnologías de concentrador solar y fotovoltaica) participan con un 75%, correspondiendo el restante 25% a centrales eólicas [2].

Es un gran desafío el viabilizar la integración de las ERNC al SING, no sólo en el ámbito económico sino que también en el técnico. De hecho, el estudio titulado "Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica en el SING" realizado por el CDEC-SING muestra que con una penetración de 150 MW eólicos ya se presentan limitaciones para el control de la frecuencia. Esto hace que se requieran mayores niveles de reserva (el estudio considera restricciones vigentes de mínimo 70 MW de reserva primaria y 30 MW de reserva en giro), con el consecuente incremento en el costo de operación del sistema [3]. Sin duda este incremento no sería explicado únicamente por la inclusión de energías renovables, sino que también por el ingreso de unidades térmicas de mayor capacidad. Por ejemplo, el ingreso de una unidad térmica de 350 MW también implicaría el aumento del requerimiento de reserva para mantener los estándares de seguridad con los que actualmente se opera el sistema.

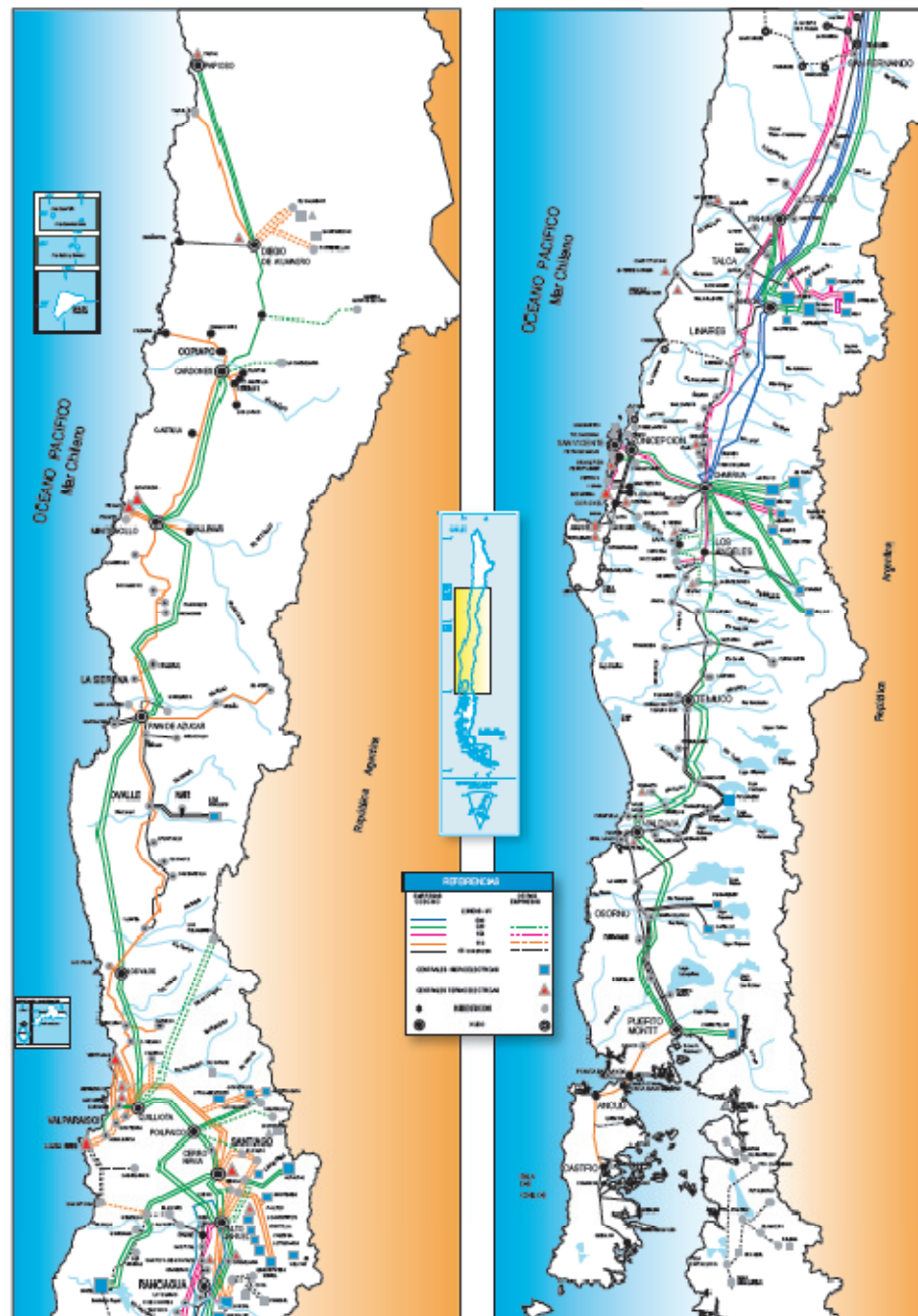
El hecho de que los proyectos térmicos presenten tiempos de construcción mayores, y que a la vez enfrenten un rechazo creciente para su ejecución, abre una ventana de oportunidades a las centrales ERNC. Primero se deberá resolver los desafíos técnicos que supone su conexión al SING, de manera de garantizar una operación segura y confiable del sistema.

[1] http://www.economist.com/sites/default/files/20120714_natural_gas.pdf

[2] http://cdec2.cdec-ing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_cdec_sing.sp_pag_x_menu?p_id=5054&p_id=5054#

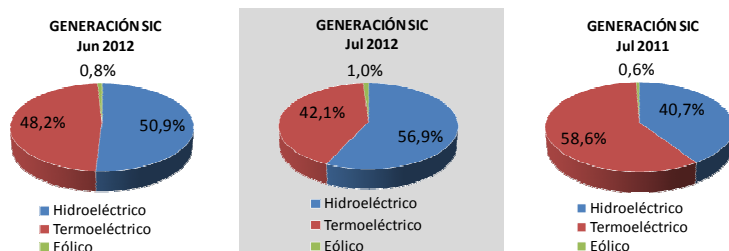
[3] http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cont_cdec_sing.sp_pag_x_menu?p_id=5054&p_id=5054#

SIC
Sistema Interconectado Central



Fuente: CDEC-SIC

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de julio de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 2,6% respecto a junio, con un alza de 6,8% respecto a julio de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 15% respecto de junio, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un -10%. Con lo anterior, el 56,9% de la energía consumida en el SIC durante el mes de julio de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, revirtiéndose de esta manera la predominancia térmica observada durante los últimos dos años. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 39,96 GWh, correspondiente al 1% del total (4.155 GWh).

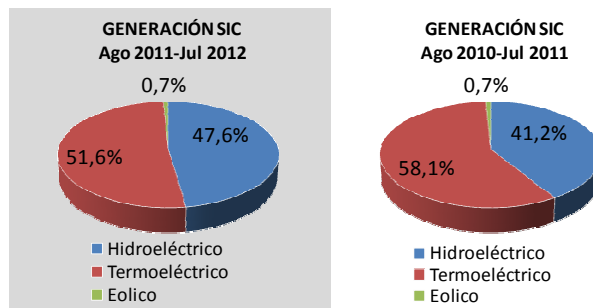
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 24% respecto a junio, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 1,3% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural se mantuvo en cero, mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de -40%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 5,5%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de -9% 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 julio de 2012 un 13% de la matriz de energías del SIC, frente al 3,4% que representa el diesel y el 21,2% del carbón.

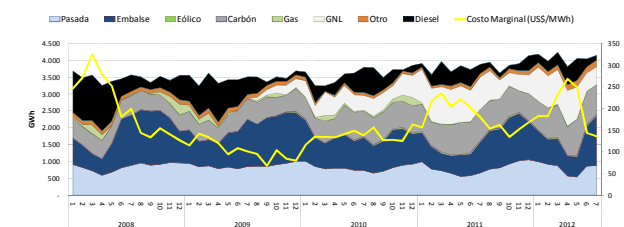
Los costos marginales del SIC durante el mes de julio llegaron a un valor promedio de 136 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 181 US\$/MWh de julio de 2011 representa una baja de -24,8%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa una baja de -5,1%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



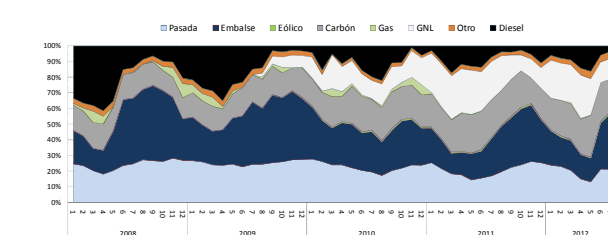
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Generación histórica SIC



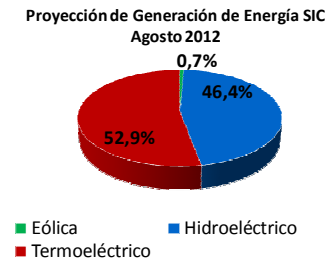
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



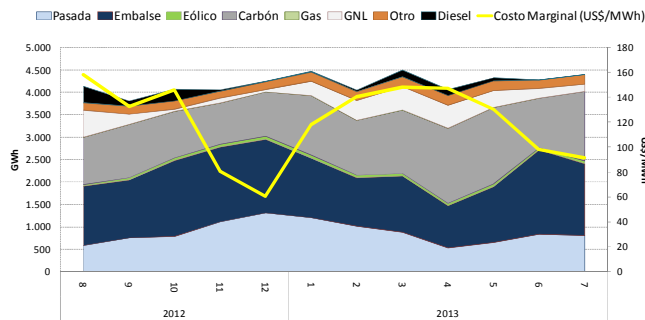
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Proyección de Generación de Energía junio de 2012



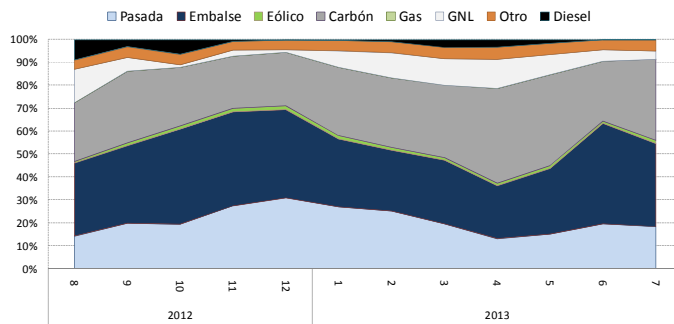
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 agosto de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 46,4% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que la vigencia del decreto de racionamiento de febrero de 2011 se ha extendido hasta agosto del presente año.

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

Generación de Energía

Durante el mes de julio de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 6,8% respecto del mismo mes de 2011, con un aumento de 2,6% respecto a junio. Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 48.838 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 5,91%.

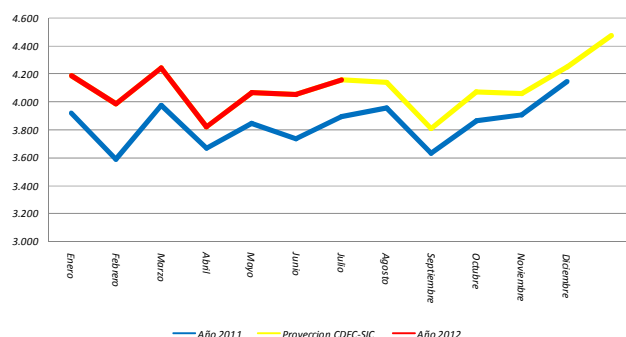
La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

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.

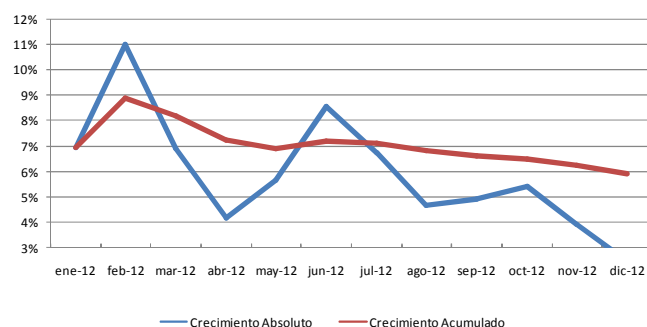
Los valores definidos por la autoridad son: 45,398 \$/kWh y 4.842,52 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,02 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1,7% respecto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

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



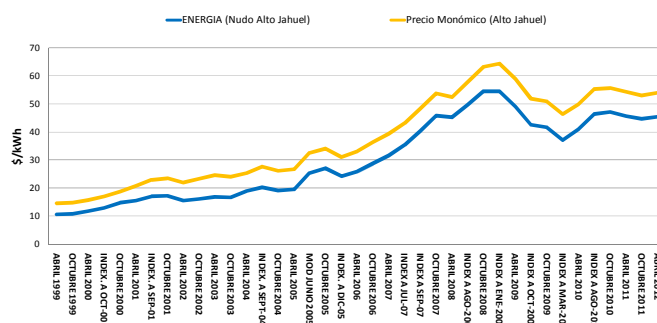
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 julio de 2012 es de 77,88 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -0,12% respecto del valor indexado al mes de junio de 2012 (77,98 US\$/MWh).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	85,3	5.419
Campanario	100,4	1.750
Colbún	84,9	6.782
Endesa	67,0	12.825
Guacolda	78,7	900
EMELDA	99,9	200
EPSA	103,1	75
Monte Redondo	97,5	275
Precio Medio de Licitación		77,88

* 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 julio 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota)	Energía Contratada GWh/año
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	
Chilectra	64,59	79,52	69,14	12.000
Chilquinta	87,59	77,87	77,87	2.567
EMEL	84,74	77,87	77,87	2.007
CGE	102,43	82,64	77,87	7.220
SAESA	76,21	76,77	77,87	4.432

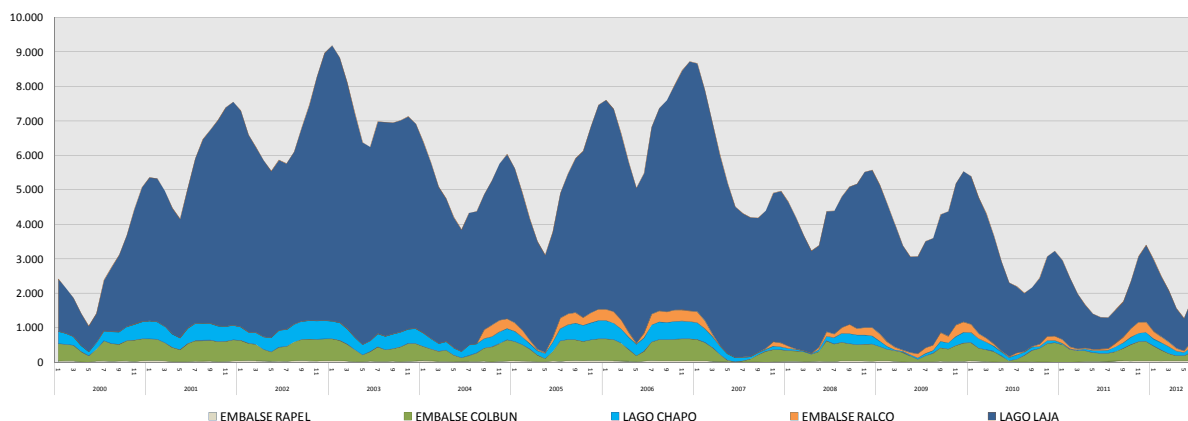
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a julio de 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 74,16 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -0,16% respecto del mes anterior (74,28 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de julio de 2012, alcanzó los 2.079 GWh, lo que representa un aumento de 13,6% respecto al mes anterior, y un aumento de 61% 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 julio de 2012 fue un 52% mayor que la acumulada a igual mes del año 2011, no obstante este nivel representa el 17% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que los niveles de los embalses si bien se recuperaron en el mes de junio, la energía total almacenada en ellos aún se mantienen bajo lo normal.

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



Fuente: CNE, Systep

Tabla 5: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

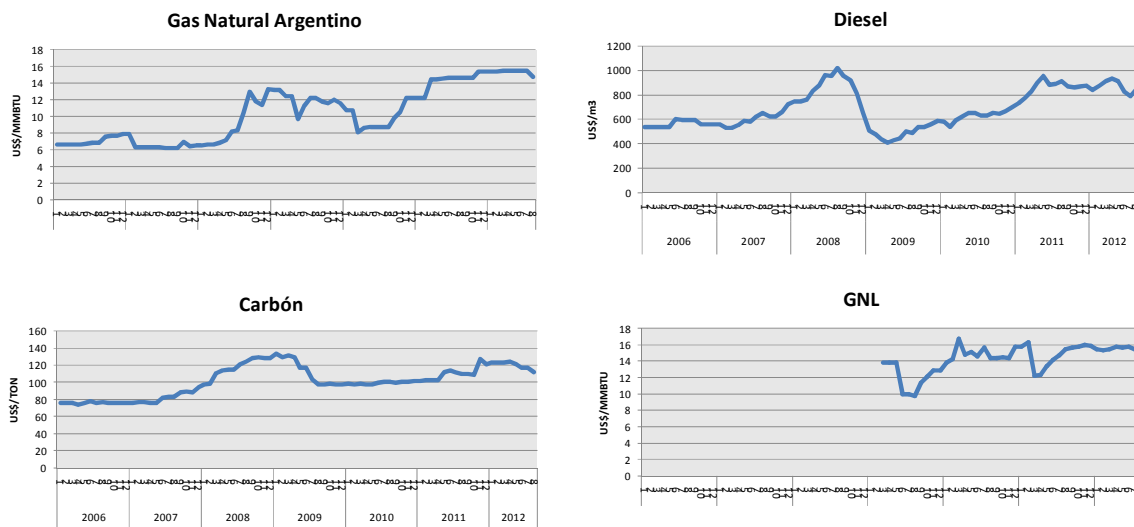
		Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011
EMBALSE	COLBUN	254	245	233
% de la capacidad máxima		39%	38%	36%
EMBALSE	RAPEL	37	33	21
% de la capacidad máxima		73%	64%	42%
LAGUNA	LA INVERNADA	17	15	0
% de la capacidad máxima		13%	12%	0%
LAGO	LAJA	1.212	1.374	904
% de la capacidad máxima		15%	17%	11%
LAGO	CHAPO	148	217	91
% de la capacidad máxima		26%	38%	16%
EMBALSE	RALCO	162	194	42
% de la capacidad máxima		45%	54%	12%

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)

El complejo escenario de sequía que enfrentó la zona centro-sur durante los últimos dos años, se ha atenuado considerablemente tras las precipitaciones acontecidas en los últimos dos meses, lo cual se ha visto reflejado en los precios del mercado spot.

Los costos marginales del SIC para el mes de julio de 2012 presentan una baja de -5,1% respecto a los registrados en el mes de junio, con una baja de -25% respecto a lo observado en julio 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	
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

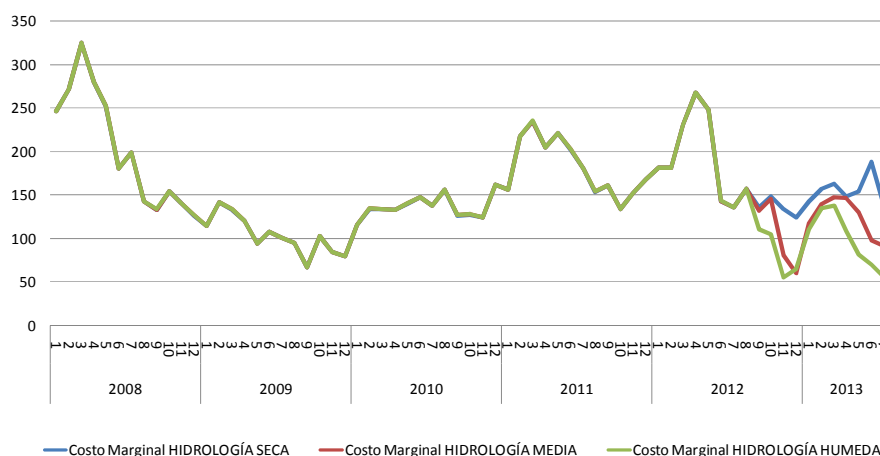
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2012	8	157,9	157,9	157,9
-	9	136,9	132,7	111,1
-	10	149,3	145,8	105,0
-	11	134,1	80,6	56,0
-	12	125,2	60,6	65,1
2013	1	143,0	118,0	110,6
-	2	157,3	140,3	134,8
-	3	163,9	148,2	137,7
-	4	149,2	147,0	109,2
-	5	154,4	130,2	82,1
-	6	188,6	98,1	69,9
-	7	137,9	91,6	55,8

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

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



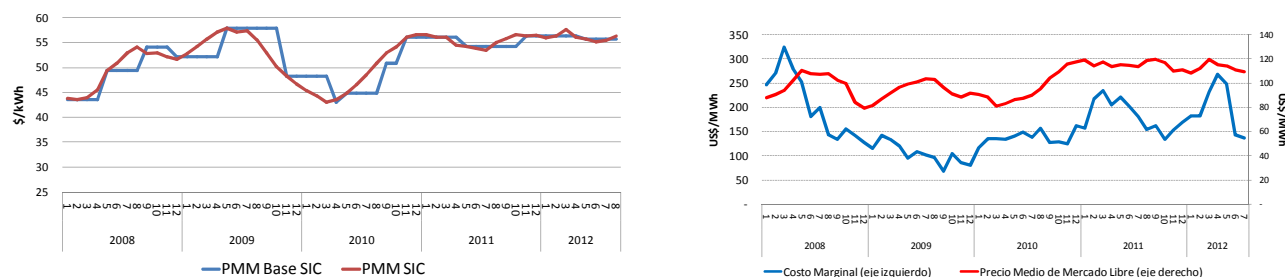
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 01 de agosto de 2012 es de 56,27 \$/kWh, lo que representa un alza de 1,1% respecto al precio definido en la fijación de abril 2012 (55,67 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Syste

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

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

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 1 de agosto de 2012, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

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

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	sep-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	sep-12	34
San Andrés	HydroChile	Pasada	dic-12	40
Puleffu	Capullo	Pasada	dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	oct-12	13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13	40
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13	316
Térmica Tradicional				
Bocamina 2	Endesa	Carbón	sep-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	sep-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	sep-12	32
Eólicas				
Tallinay Oriente	Vestas		nov-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.387

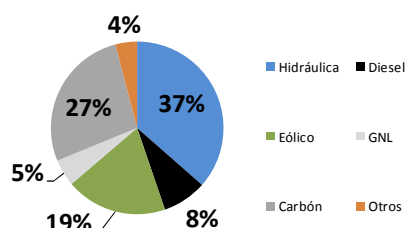
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Hidráulica	6.363	9.054
Diesel	1.446	1.092
Eólico	3.306	7.109
GNL	879	527
Carbón	4.730	8.447
Otros	709	1.895
TOTAL	17.435	28.124
Aprobado	14.331	22.001
En Calificación	3.103	6.123
TOTAL	17.435	28.124

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 17.435 MW (3.103 MW en calificación), con una inversión de 28.124 MUS\$.

Se destaca este mes el rechazo del proyecto Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad (20 MW) en la VIII región.

También destaca la presentación de los proyectos Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar (90 MW) en la III región, la Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras (66 MW) en la IV región, la Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón (11 MW) en la IX región, la Ampliación Central Hidroeléctrica de pasada La Arena (3 MW) en la X región, y la Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu (6,7 MW) en la XIV región.

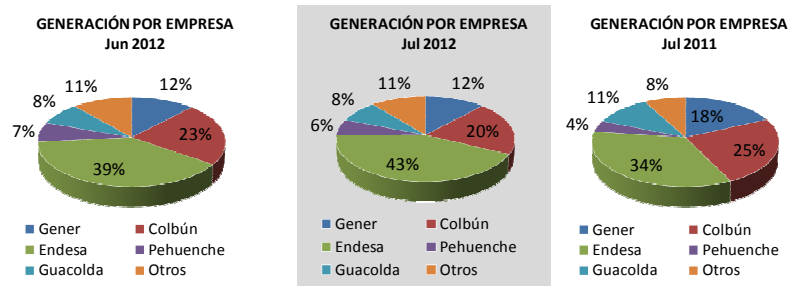
En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

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
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

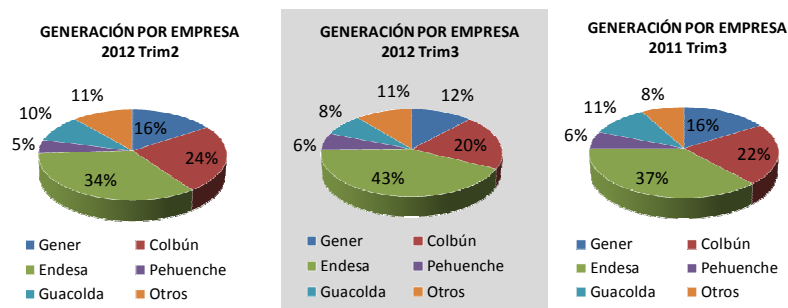
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 85% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes julio de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 43% de la producción total de energía, seguido de Colbún (20%), Gener (12%), Guacolda (8%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa, Gener y Guacolda aumentaron su producción en un 12,4%, 2,0% y 1,0%, respectivamente, mientras que Colbún y Pehuenche disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un -8,5% y -8,3%. Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

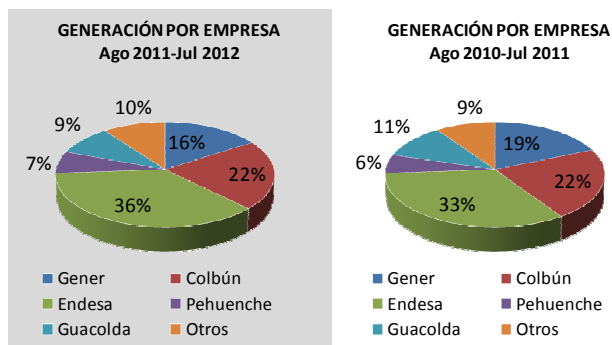
En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

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

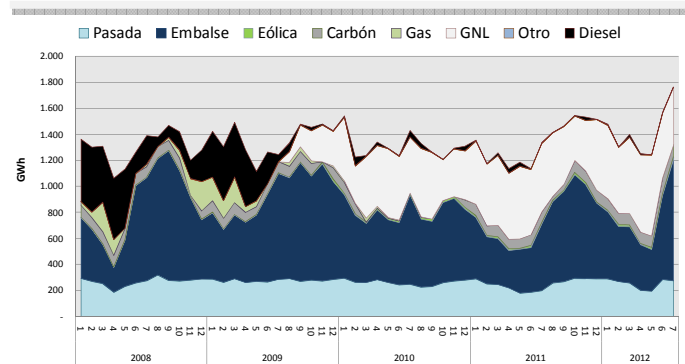
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 45% respecto al mes de junio, y un aumento de 82% en relación a julio de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -3,4% respecto a junio, con un aumento de 38% respecto a julio de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -21% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de un -11,6% respecto a junio, con una baja del -16% respecto a julio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

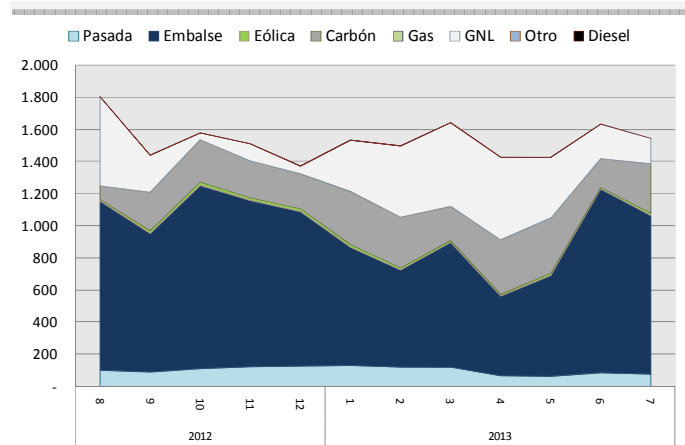
En la Figura 22 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	287	277	200	-3,4%	38,4%
Embalse	645	936	516	45,2%	81,5%
Gas	0	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	498	440	527	-11,6%	-16,4%
Carbón	120	95	84	-21,1%	13,2%
Diésel	5	1	2	-76,2%	-40,6%
Eólico	14	17	10	15,1%	73,7%
Total	1.569	1.766	1.338	12,5%	32,0%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.200	2.869	11,5%
Embalse	7.048	5.494	28,3%
Gas	4	13	-72,6%
GNL	6.017	5.691	5,7%
Carbón	1.021	632	61,6%
Diesel	73	174	-57,9%
Eolico	143	149	-4,0%
Total	17.505	15.021	16,5%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	688	277	729	-61,9%	-59,7%
Embalse	1.315	936	1.839	-49,1%	-28,9%
Gas	0	0	0	-100,0%	0,0%
GNL	1.713	440	1.459	-69,8%	-74,3%
Carbón	302	95	159	-40,4%	-68,6%
Diesel	14	1	6	-79,2%	-91,6%
Eólico	36	17	28	-41,5%	-53,6%
Total	4.069	1.766	4.220	-58,2%	-56,6%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

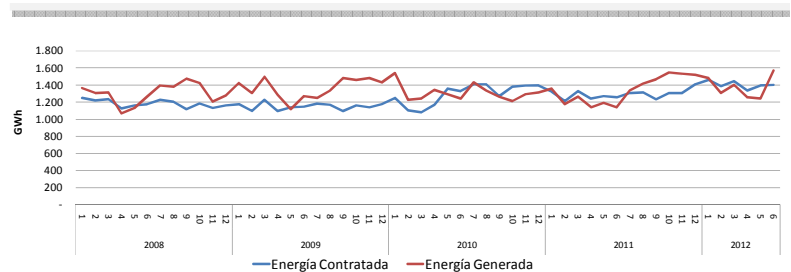
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante junio de 2012 fue de 1.569 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.404 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

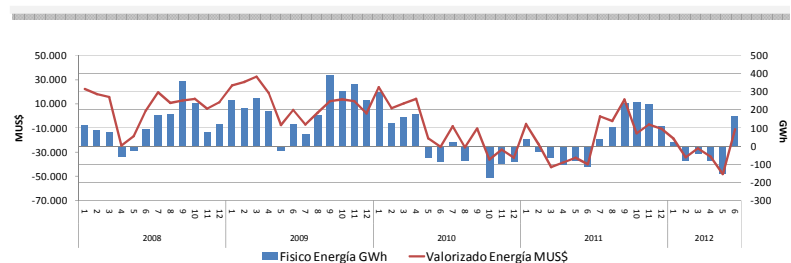
En la Figura 23 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 164,6 GWh, las que son valorizadas en -11,0 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

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

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 3,6% respecto a junio, con un aumento de 9,4% en relación a julio del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 11,3% respecto al mes de junio, con una disminución de -10,7% en relación a julio de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -19% respecto al mes de junio.

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 julio tuvo un día más que el mes de junio.

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)

	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	66	68	62	3,6%	9,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	41	33	176	-19,4%	-81,3%
Carbón	345	383	430	11,3%	-10,7%
Diesel	28	5	29	-83,7%	-84,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	7	8	-6,6%	-7,9%
Total	487	496	705	2,0%	-29,6%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.198	1.205	-0,6%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	558	-97,3%
GNL	1.439	1.404	2,5%
Carbón	4.373	4.516	-3,2%
Diesel	479	656	-27,0%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	99	98	1,3%
Total	7.604	8.437	-9,9%

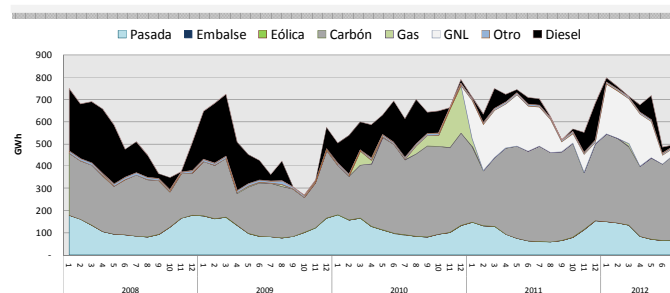
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	222	68	188	-63,7%	-69,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	439	33	369	-91,1%	-92,5%
Carbón	1.028	383	1.233	-68,9%	-62,7%
Diesel	168	5	35	-87,2%	-97,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	25	7	23	-67,6%	-70,5%
Total	1.883	496	1.848	-73,1%	-73,6%

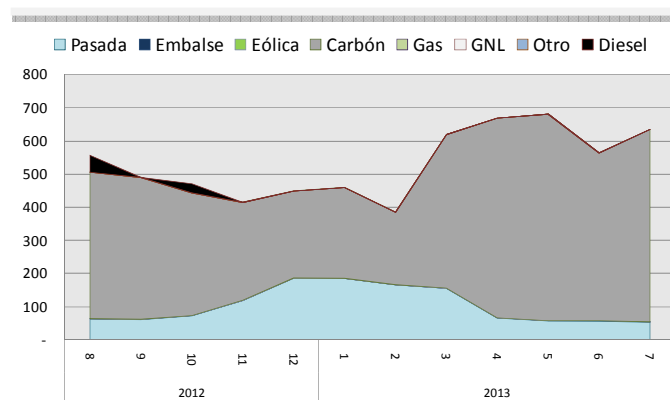
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

GENER

Generación Histórica vs Contratos

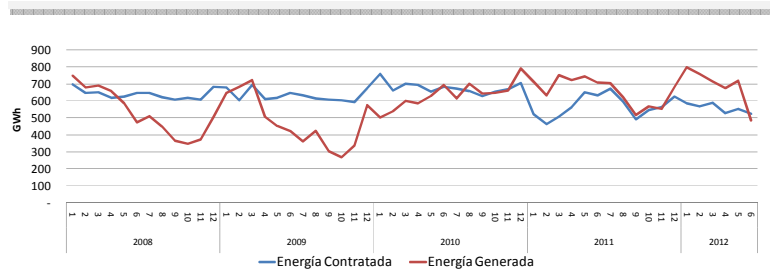
La generación real de energía para Gener durante junio de 2012 fue de 487 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 524 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot dado su carácter de deficitario.

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

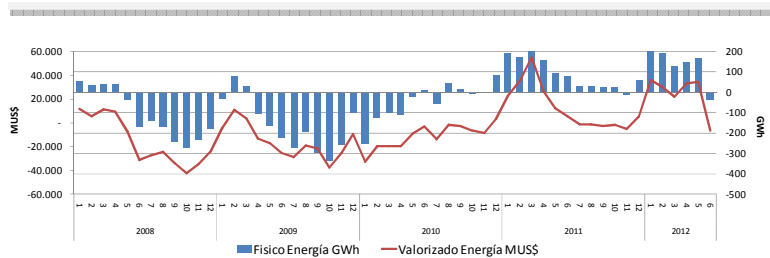
Durante el mes de junio de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a -38 GWh, las que son valorizadas en -6,8 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

COLBÚN

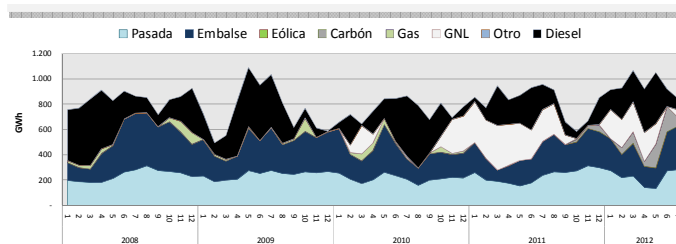
Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 11,9% respecto al mes de junio, con un aumento de 28,5% en relación a julio de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 3,66% respecto a junio, con un aumento de 19,5% respecto a julio de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de -37,5% respecto a junio, con una disminución de -56,6% respecto a julio de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal generaron durante julio 62 GWh, mientras que en el mes de junio su generación fue nula.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

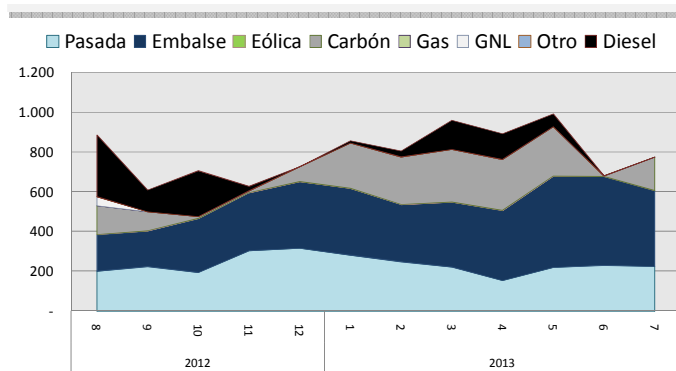
En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	273	283	237	3,6%	19,5%
Embalse	311	348	271	11,9%	28,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	62	252	567744,5%	-75,2%
Carbón	200	64	0	-67,9%	0,0%
Diesel	138	86	198	-37,5%	-56,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	921	843	957	-8,5%	-12,0%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.969	2.397	23,9%
Embalse	3.018	2.240	34,7%
Gas	9	82	-88,9%
GNL	1.464	2.707	-45,9%
Carbón	733	0	0,0%
Diesel	2.134	2.497	-14,5%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.328	9.923	4,1%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	547	283	763	-63,0%	-48,4%
Embalse	643	348	789	-55,9%	-45,9%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	391	62	570	-89,0%	-84,0%
Carbón	428	64	1	6802,3%	-85,0%
Diesel	885	86	409	-79,0%	-90,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.893	843	2.532	-66,7%	-70,9%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

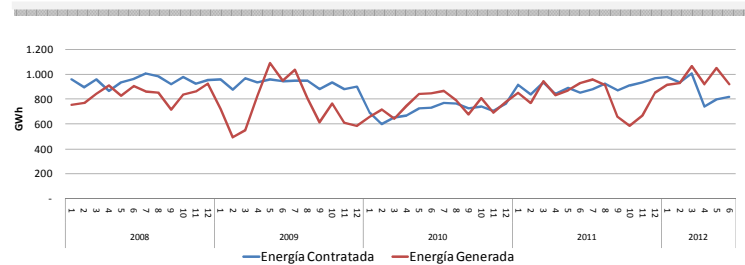
La generación real de energía para Colbún durante junio de 2012 fue de 920 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 820 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

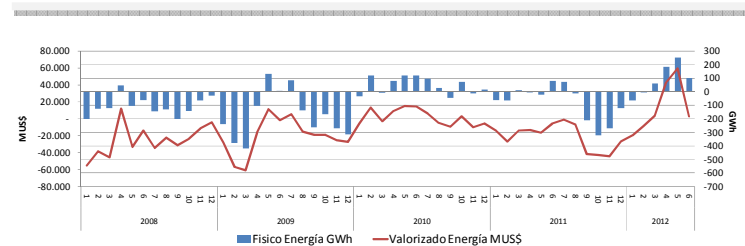
Durante el mes de junio de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 100,6 GWh, las que son valorizadas en 2,85 MMUS\$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

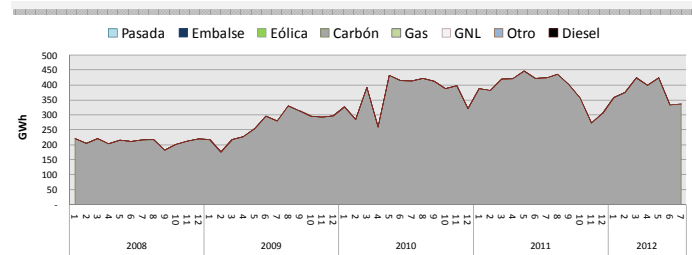
GUACOLDA

Durante el mes de julio, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 1,0% respecto al mes de junio, con una disminución de -20,6% en relación a julio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

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, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Jun 2012	Jul 2012	Jul 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	335	338	426	1,0%	-20,6%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	335	338	426	1,0%	-20,6%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.439	4.864	-8,7%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.439	4.864	-8,7%

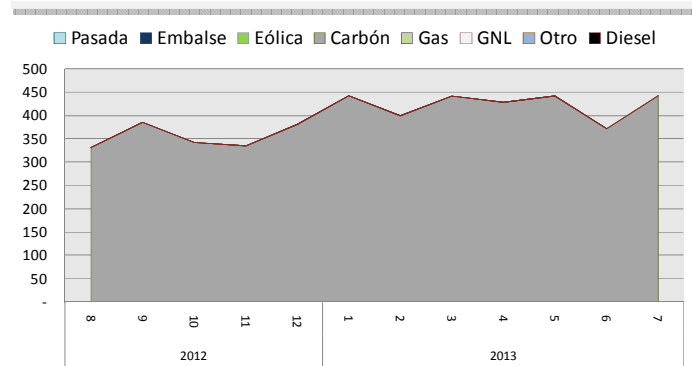
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 22: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.161	338	1.266	-73,3%	-70,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.161	338	1.266	-73,3%	-70,9%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

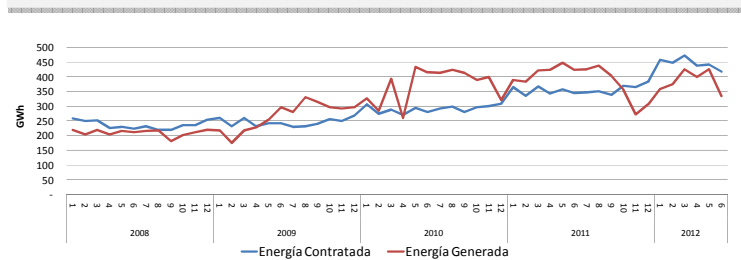
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante junio de 2012 fue de 335 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 419 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)

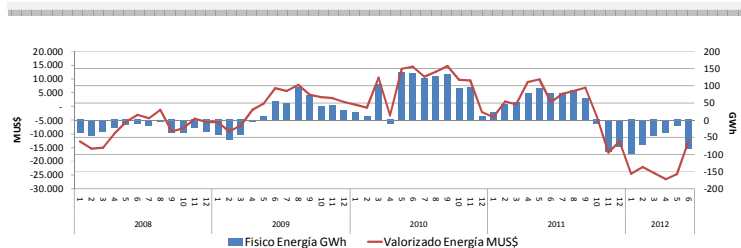


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -84,0 GWh, las que son valorizadas en -12,6 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.

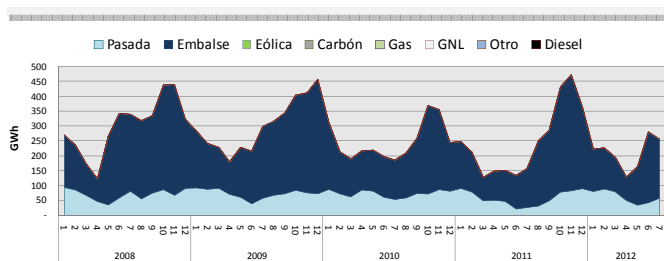
PEHUENCHE

Durante el mes de julio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -16,3% respecto al mes de junio, con un aumento de 51,1% en relación a julio de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 34,9% respecto a junio, con un aumento de 115,9% en relación a julio de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

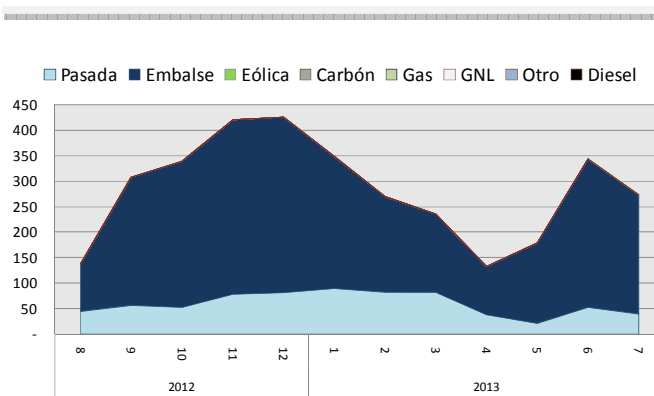
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	44	59	27	34,9%	115,9%
Embalse	237	198	131	-16,3%	51,1%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	281	257	159	-8,3%	62,3%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	778	751	3,7%
Embalse	2.507	1.874	33,8%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.285	2.625	25,2%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	130	59	111	-46,5%	-54,5%
Embalse	444	198	586	-66,2%	-55,3%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	574	257	697	-63,1%	-55,2%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

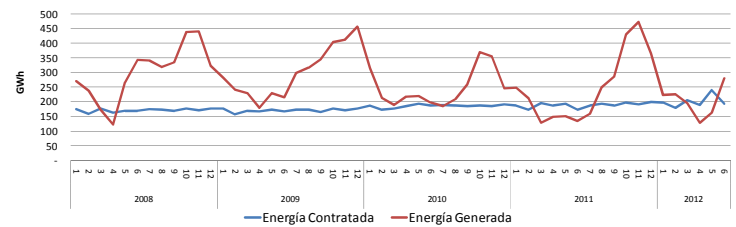
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante junio de 2012 fue de 281 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 193 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

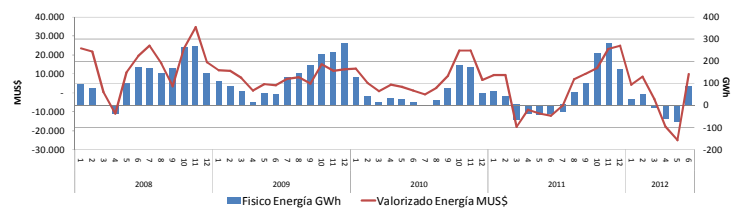
En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 86,7 GWh, las que son valorizadas en 9,9 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

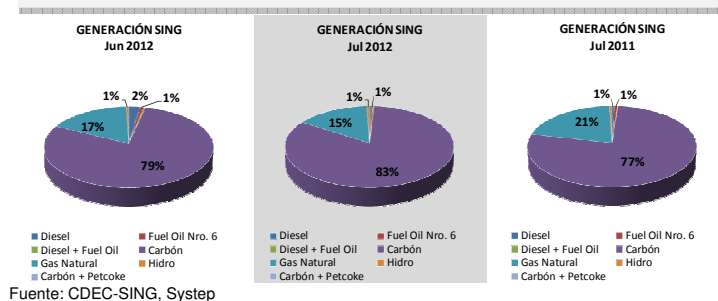
⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

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 julio de 2012 la generación de energía en el SING disminuyó en un 4,6% respecto a junio, con un aumento de 4,9% respecto a julio de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 85,6% con respecto a junio, mientras que la generación a carbón aumentó en un 0,7%. La generación con gas natural disminuyó en un 15,5% respecto al mes pasado.

El análisis anterior no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de julio del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 75 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

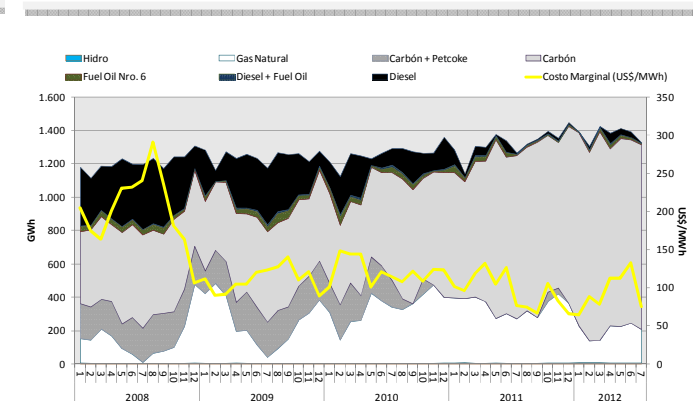


Figura 43: Generación histórica SING (%)

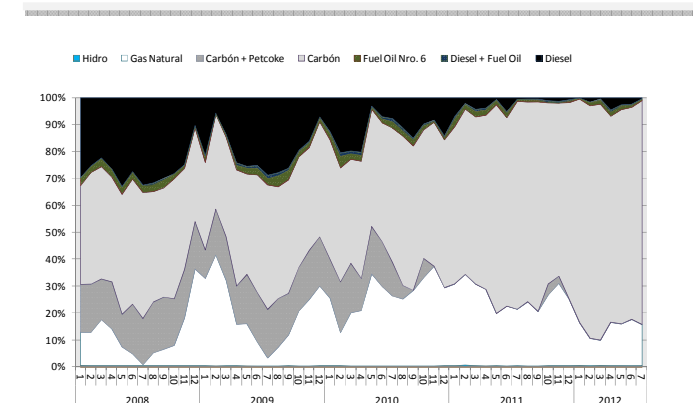
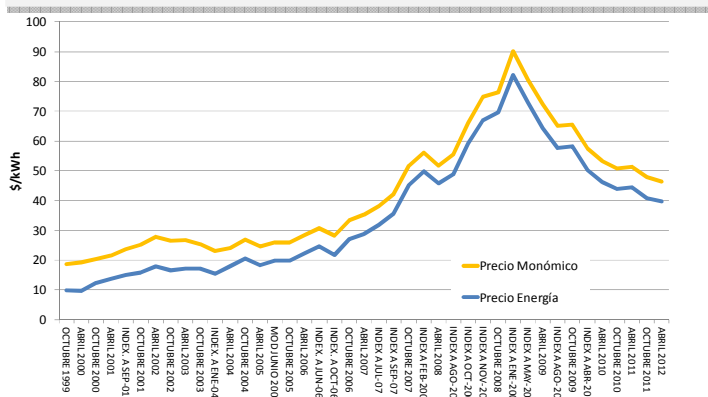
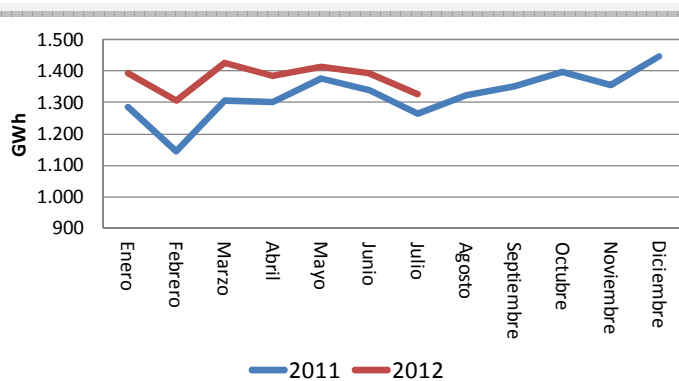


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



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 julio, la generación real del sistema fue de 1.328 GWh. Esto representa un aumento de 4,9% con respecto al mismo mes del 2011.

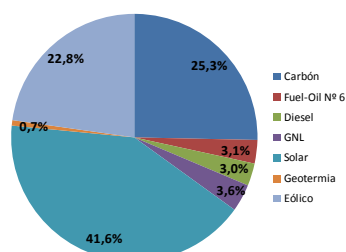
La generación acumulada a julio del año 2012 es de 9.643 GWh, lo que comparado con los 9.017 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 6,9%.

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	250	155
Solar	2.911	10.001
Geotermia	50	180
Eólico	1.592	3.373
TOTAL	6.997	17.851
Aprobado	4.008	9.083
En Calificación	2.989	8.768
TOTAL	6.997	17.851

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de agosto de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 6.997 MW (2.989 MW en calificación), con una inversión de 17.851 MMUS\$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación ambiental del Proyecto Solar Fotovoltaico Wara III, por una capacidad de 45 MW y una inversión de 102 MMUS\$.

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Termoelectrica 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
Central Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Oñani	Empresa AM edicola 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	EDCOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Foton de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Foton de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Crucero Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Cruce Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VERTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Eólico Calama A	E-CL S.A.	108	240	22-06-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriales	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	203	25-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar PV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoelectrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coya	SOLVENTUS CHILE SpA	80	320	30-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	En Calificación	Solar	Base	XV
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	ARAUCAHUA SOLAR SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Dolía Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	11-07-2012	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	105,25	25-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTUS CHILE SpA	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Uuya	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	81,57	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iflani Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Jul-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	71,31	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

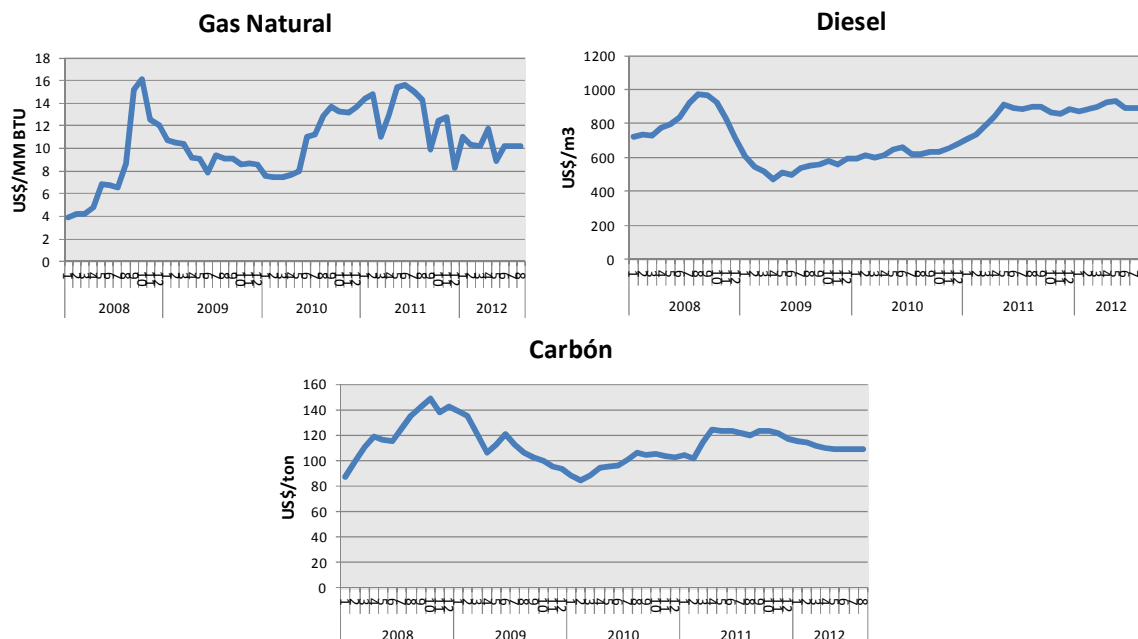


Tabla 29: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	-
Septiembre	236	140	122	67	-
Octubre	181	110	109	106	-
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, SysteP

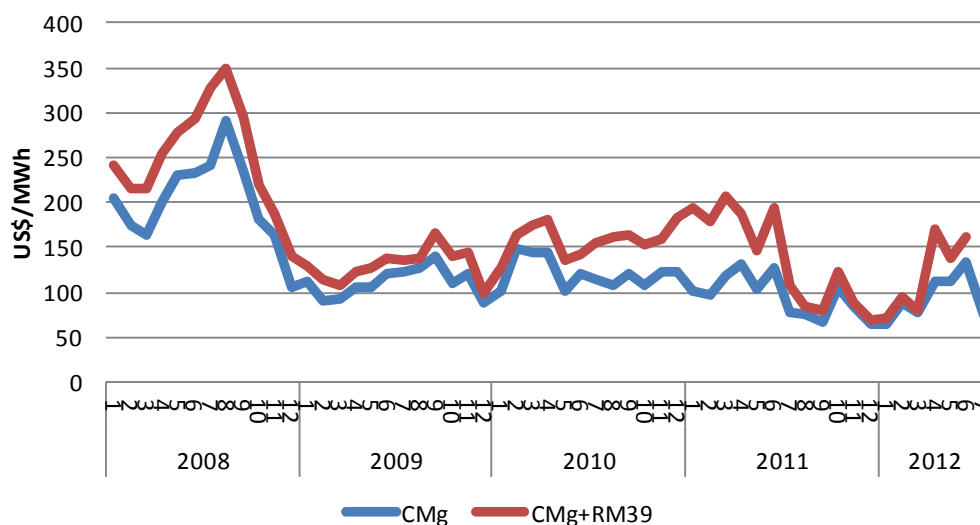
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de julio, el costo marginal fue de 75 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 2,2% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 43,7% respecto al mes de junio 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 junio de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de junio. 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 junio, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 28,6 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 1 de agosto de 2012 es de 56,219 \$/kWh, que representa una disminución de 4,94% respecto al Precio Medio Base (59,141 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2012.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

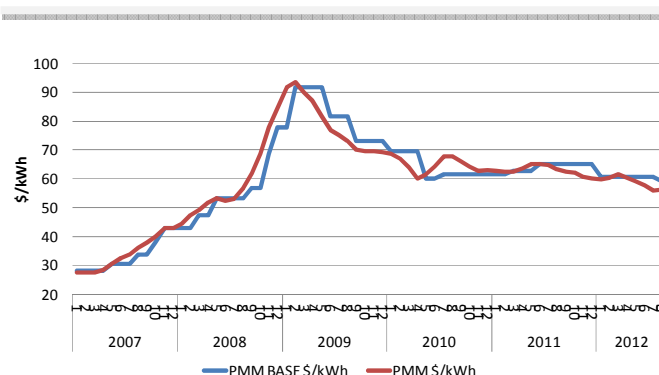
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantención

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

- TG11 (Salta): 208 MW en septiembre.
- TG12 (Salta): 208 MW en agosto.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en septiembre.
- CTM1 (Tocopilla): 166 MW en octubre.
- CTM2 (Tocopilla): 175 MW en agosto.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en septiembre y octubre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en agosto y septiembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en agosto.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en agosto y septiembre.
- TV2C (Atacama): 135 MW en septiembre.
- CTH1 (Hornitos): 165 MW en agosto y septiembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Syste

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de julio de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 59% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 13% y 18%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Norgener y Celta aumentaron su producción en un 73,6% y 48,9%, respectivamente, en relación a junio de 2012. Por su parte GasAtacama, AES Gener y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 40,9%, 12,6% y 11,5%, 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 junio de 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en Celta, Norgener, E-CL y GasAtacama; las dos primeras cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria, mientras que las dos últimas cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

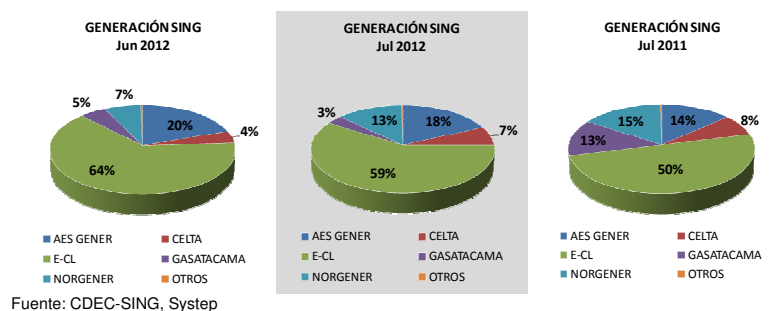
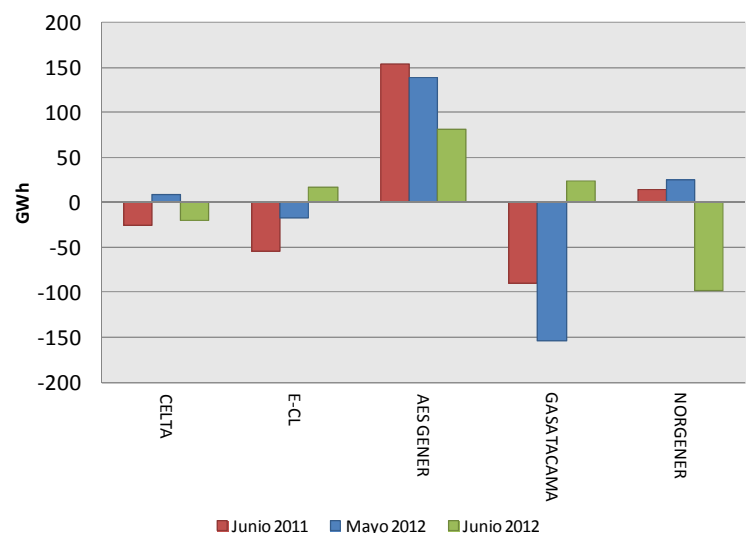


Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

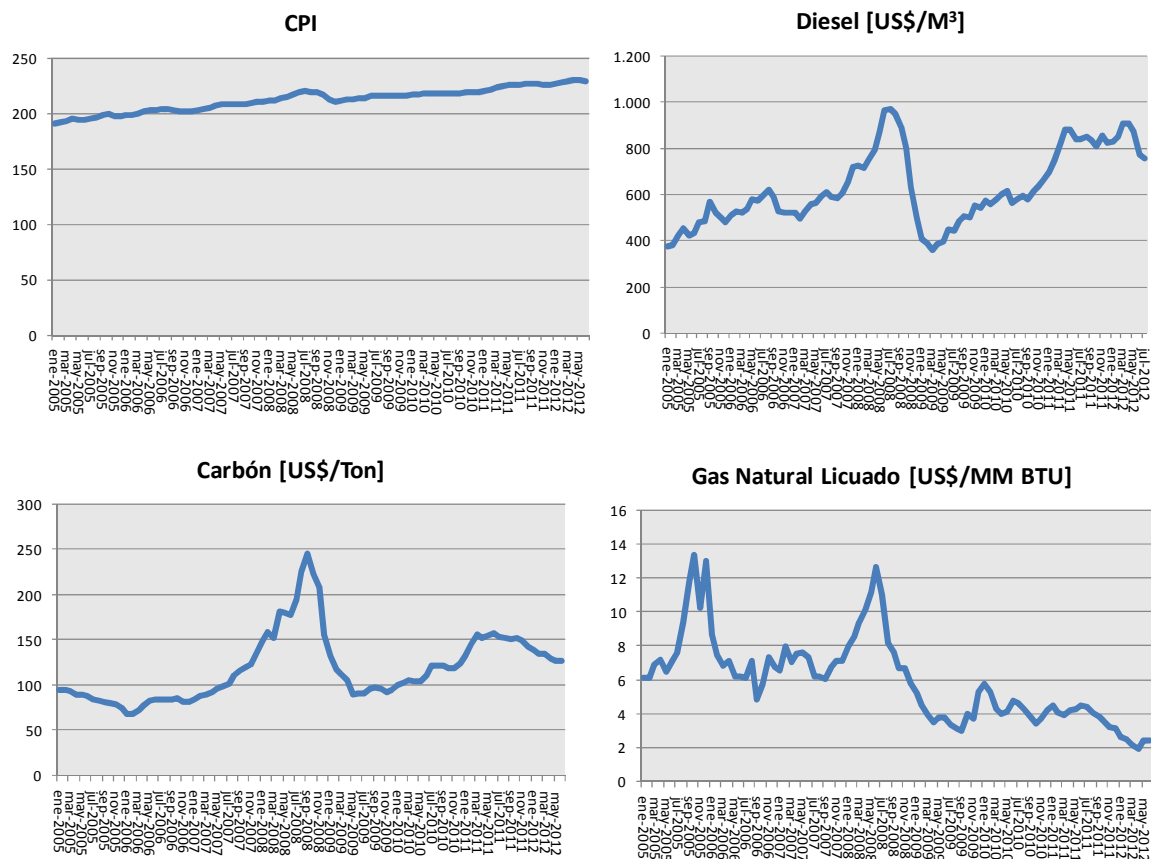


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

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 julio de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio
		Suministro	GWh/año	Adjudicado	Indexado Jul-12 Barra Suministro	Indexado Jul-12 Barra Quilota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	85,3	84,7	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	84,9	84,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	85,2	85,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,4	89,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,9	89,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	90,4	90,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	91,5	91,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	92,0	92,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,5	92,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,9	92,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	93,2	93,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,9	98,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	99,1	99,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	109,6	109,6	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	97,6	97,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,7	71,2	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	109,6	102,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	101,0	98,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	101,1	98,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	85,8	84,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,7	122,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	82,0	84,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	83,5	85,8	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,5	63,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	64,2	62,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,8	62,5	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	103,1	96,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,1	96,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	105,1	98,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	108,3	101,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	112,5	105,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,5	57,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,9	65,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	107,3	100,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,8	57,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	58,1	57,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,1	58,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,1	57,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	107,6	107,6	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,3	63,3	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,6	55,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,6	52,5	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,6	52,5	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	103,1	96,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	104,1	97,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	104,6	97,7	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	106,7	99,7	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	110,4	103,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	79,4	78,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	116,2	108,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	97,6	91,1	2010

Fuente: System

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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 julio, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 49,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 14,6% en comparación al mes de junio, y de un 22,8% en relación a los últimos 12 meses.

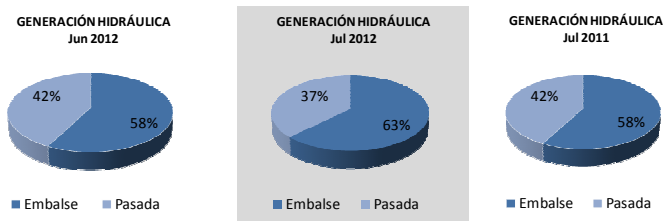
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 61,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 24,3% en comparación al mes de junio, y de un 30,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 32,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,3% en comparación al mes de junio, y de un 14,3% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

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

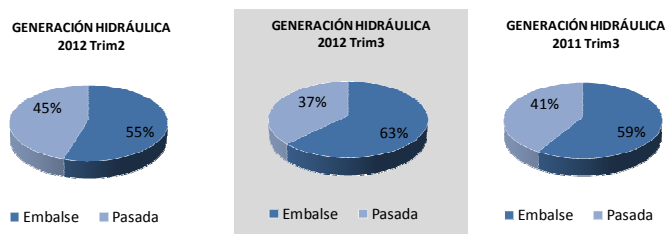
	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011
Embalse	1.192	1.482	917
Pasada	872	883	668
Total	2.064	2.365	1.586



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

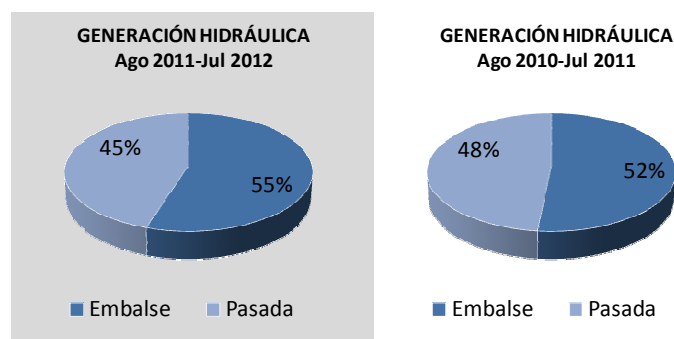
	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3
Embalse	2.402	1.482	3.214
Pasada	1.997	883	2.268
Total	4.399	2.365	5.482



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

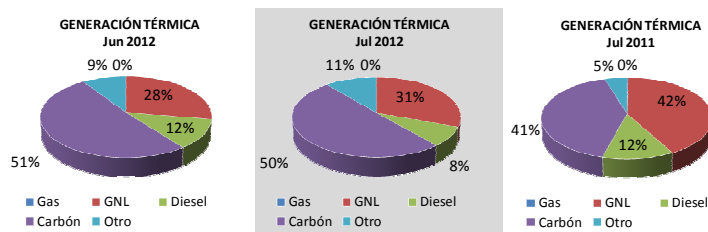
	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011
Embalse	12.573	9.609
Pasada	10.303	9.014
Total	22.875	18.622



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

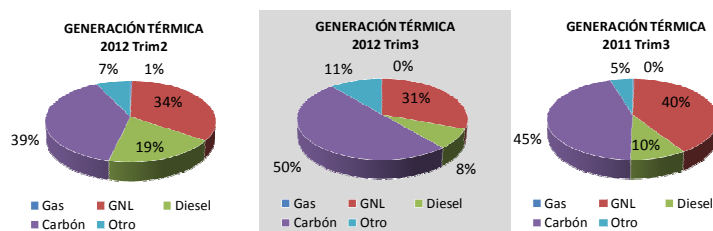
	Jun 2012	Jul 2012	Jul 2011
Gas	0	0	4
GNL	539	536	955
Diesel	235	141	277
Carbón	999	880	939
Otro	180	193	107
Total	1.953	1.750	2.282



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

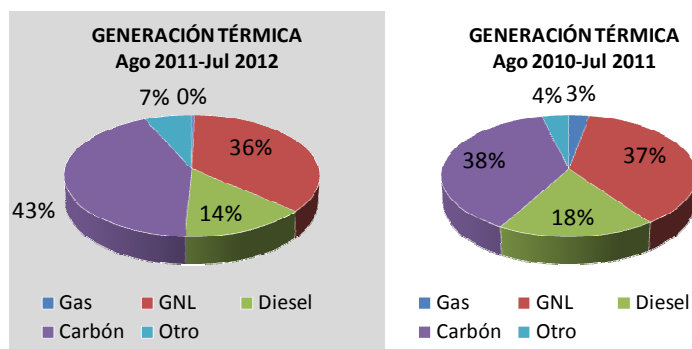
	2012 Trim2	2012 Trim3	2011 Trim3
Gas	25	0	14
GNL	2.543	536	2.398
Diesel	1.431	141	565
Carbón	2.919	880	2.659
Otro	538	193	278
Total	7.456	1.750	5.915



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2011-Jul 2012	Ago 2010-Jul 2011
Gas	86	741
GNL	8.920	9.802
Diesel	3.556	4.718
Carbón	10.566	10.013
Otro	1.646	1.005
Total	24.774	26.278



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de julio, muestra una variación de un -23,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,4% en comparación al mes de junio, y de un -5,7% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -100% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0% en comparación al mes de junio, y de un -88,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -43,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -0,6% en comparación al mes de junio.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de --49,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -40,1% en comparación al mes de junio, y de un -24,6% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de -6,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -11,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,5% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 80,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 7,5% en comparación al mes de junio, y de un 63,8% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de julio tuvo un día más que el mes de junio.

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

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

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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUeEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hydroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliacion Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilaquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	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
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón	Ingeniería y Construcción Madrid Limitada	11,0	24,0	13-08-2012	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 Florin	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangui	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte 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	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de 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 N° 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
AMPLIACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA LA ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	En Calificación	Diesel	Base	V

Fuente: SEIA, Systep

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

