



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Febrero 2013

Contenido

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

Noticias

Cartera de proyectos de ERNC aprobados, pero aún sin construir, se acerca a 10.000MW. (Pulso, 18/2/13)

Opositores a Punta Alcalde presentan recurso contra aprobación del proyecto. (Diario Financiero, 16/2/13)

Gobierno prevé menores costos de la energía en 2013, por ingreso de nuevas centrales más competitivas. (El Mercurio, 15/2/13)

Proyectos ERNC en el SING suman más de 6.000 MW. (Estrategia, 15/2/13)

CNE: generadoras buscan eliminar la interconexión casi por secretaría. (Diario Financiero, 13/2/13)

Comisión Nacional de Energía defendió proyecto de interconexión ante el Panel de Expertos. (Revista ELECTRICIDAD, 12/2/13)

Precio de energía a empresas baja 33% en un año por ingreso de nuevas carboneras. (La Segunda, 11/2/13)

Capacidad adicional que ingresará en 2013 al SIC suma 1.000 MW. ¿Qué viene después?. (Pulso, 11/2/13)

700 MW de proyectos ERNC podrían entrar en servicio durante 2013 en el SING. (Estrategia, 8/2/13)

Generadora del SIC manifiesta preocupación por riesgo de quiebra de Tinguiririca Energía. (Diario Financiero, 7/2/13)

Colbún posterga decisión sobre San Pedro. Unidad suma tres años de retraso. (Pulso, 6/2/13)

Suprema falla a favor de termoeléctrica de Colbún en Coronel. (Biobío Chile, 2/2/13)

Colbún y Gener consideran fuera de legalidad proyecto de interconexión SING-SIC. (Diario Financiero, 1/2/13)

Endesa Chile descarta problema de suministro de GNL. (Diario Financiero, 1/2/13)

Endesa se prepara para falla de BG en abril y contrata barco de GNL en mercado spot. (Diario Financiero, 30/1/13)

Proyecto Octopus presentará EIA este trimestre sin tener asegurado el suministro de shale gas. (Diario Financiero, 28/1/13)

Carbón alcanza mayor participación en la matriz eléctrica de últimos 11 años. (El Mercurio, 28/1/13)

Editorial

Interconexión SIC-SING: Una decisión política

El proyecto de interconexión SIC-SING ha sido considerado en múltiples oportunidades en el país, y cobró especial fuerza con la sobreinstalación de generación que tuvo lugar en el SING al llegar el gas natural argentino, donde varios agentes privados analizaron su conveniencia. Luego, con los cortes de gas trasandinos, el proyecto se congeló. El gobierno del Presidente Piñera lo vuelve a plantear a fines del 2010 como un objetivo político, anunciando que se realizarían los correspondientes estudios para avalar su materialización. La iniciativa del gobierno se concreta finalmente en una reciente propuesta de interconexión a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), inserta en el proceso de expansión troncal que, sin embargo, está siendo cuestionada por actores privados en cuanto a su oportunidad, tecnología y legalidad.

A fines del 2010 se cuestionaba si los beneficios sociales que traería la interconexión de ambos sistemas superarían a los costos. Hoy en día, y a partir de los resultados de un informe que elaboró la consultora Synex para la CNE y del interés que ha mostrado la empresa GDF Suez en la construcción de la línea, habría un cierto consenso en que los beneficios serían superiores. Sin embargo, más allá de aclarar si corresponde a un organismo como la CNE impulsar dicho proyecto, materia legal que deberá dilucidar el Panel de Expertos, surge un dilema en relación a la tecnología que debiera utilizarse para la construcción de la línea de interconexión. Por un lado, la CNE propone un enlace en corriente continua (DC) de 1.500 MW de capacidad, basado supuestamente en una mayor fortaleza dinámica de dicha interconexión, mientras que por otra parte Synex recomienda un enlace en corriente alterna (AC), de la misma capacidad, basado en la posibilidad de seccionar la línea para permitir inyecciones o retiros intermedios; por su parte, GDF Suez también considera la tecnología de corriente alterna en su proyecto. En el caso de la propuesta de la CNE se contempla una extensión de 24 meses para los procesos administrativos y de licitación, previéndose que la interconexión esté operativa hacia 2019. En cambio, el proyecto de GDF Suez ya tiene aprobada su Resolución de Calificación Ambiental, la que prevé comenzar a construir este año, para iniciar su operación el 2015.

Los estudios técnicos publicados a la fecha por la CNE no demuestran haber comparado el impacto de ambas tecnologías en la seguridad dinámica de la operación interconectada. Si bien en teoría una interconexión en corriente continua entrega mayor flexibilidad para el control dinámico del nuevo sistema integrado, es necesario determinar esto cuantitativamente. Puede que las limitaciones en los intercambios de potencia entre sistemas estén dadas por otros factores y no por la tecnología de la línea. Lamentablemente, la CNE centró sus esfuerzos en tratar de demostrar las restricciones de transferencia de una alternativa AC y no entregó resultados dinámicos de la alternativa DC.

La ausencia de dichos estudios deja muchas interrogantes abiertas ¿Se estarán incorporando todas las variables relevantes en la evaluación y comparación entre alternativas? ¿Cuánto mayor automatismo puede incorporarse al sistema de transmisión para asegurar su estabilidad? Dadas las características del SING y del SIC, ¿es efectivamente estable una conexión DC ante una falla en ella? ¿Un seccionamiento a la línea de interconexión AC es la mejor solución de conexión para nuevas centrales que quisieran conectarse en puntos intermedios? En caso de que la interconexión estuviese en operación al 2015, ¿existen los refuerzos necesarios en los sistemas de transmisión del SIC y del SING?

Por otra parte, llaman la atención aparentes errores conceptuales de los estudios dinámicos de la alternativa AC. Se indica inestabilidad más allá de una sexta oscilación, que pareciera no estar representando adecuadamente los esquemas de control del sistema. Por otra parte, se alerta de desfases angulares importantes entre unidades síncronas alejadas del sistema, en una inadecuada interpretación del criterio de áreas iguales.

Según se mencionara, varios actores del sector eléctrico presentaron discrepancias al Panel de Expertos respecto a la propuesta de la CNE del Plan de Expansión del SIC –SING para el periodo 2012-2013. La mayoría de estas discrepancias son con respecto a la línea Cardones – Nueva Encuentro 500 kV, que corresponde a la Interconexión SIC-SING, y cuya inversión asciende a un total aproximado de 850 MMUSD.

De acuerdo a un análisis general realizado por Systepe, y sólo en el ámbito de los efectos en el mercado, la interconexión atenuaría el efecto de la variable hidrológica y suavizaría la curva de costos marginales en el SIC.

Se analizó como se comportarían los costos marginales en un escenario de expansión de la generación en base a carbón en el SING y en base a GNL en el SIC, restringido este último en el uso del carbón. Se concluye que los costos marginales en el SING se incrementarían en torno a un 12%, mientras que habría una reducción en el norte del SIC de no más del 2%. Por otra parte, de Polpaico hacia el sur no habría mayor variación entre los escenarios con interconexión y sin ésta.

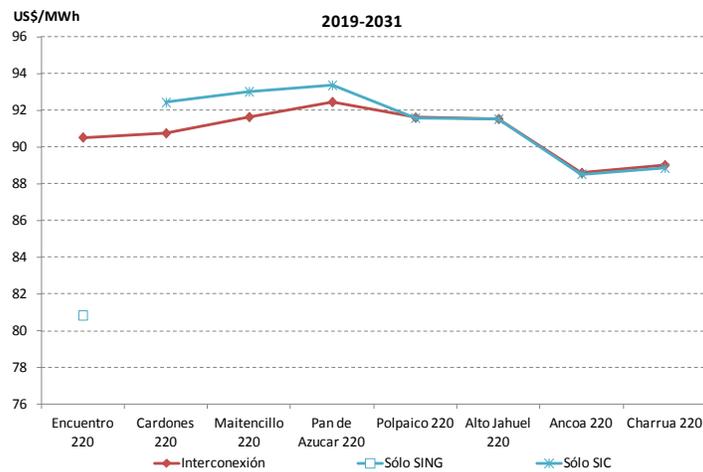


Figura 1: Costos marginales promedio para el periodo 2019-2030, desarrollo GNL

Con respecto a los flujos máximos que circulan por la interconexión, se observa que en el escenario de expansión de la generación planteado en el párrafo anterior el flujo en sentido norte-sur llegaría a valores en torno a 1.000 MW, mientras que los flujos en sentido sur-norte llegarían solo hasta los 500 MW. Este análisis no incorpora restricciones que puedan surgir del comportamiento dinámico de la interconexión. También se puede indicar que los flujos irían la mayor parte del tiempo desde el norte hacia el sur. Sin embargo, si el desarrollo en el SIC se produce en base a carbón, entonces los flujos tenderían a ser bidireccionales. Este último hecho se acentúa si el desarrollo a carbón se realiza en el norte del SIC.

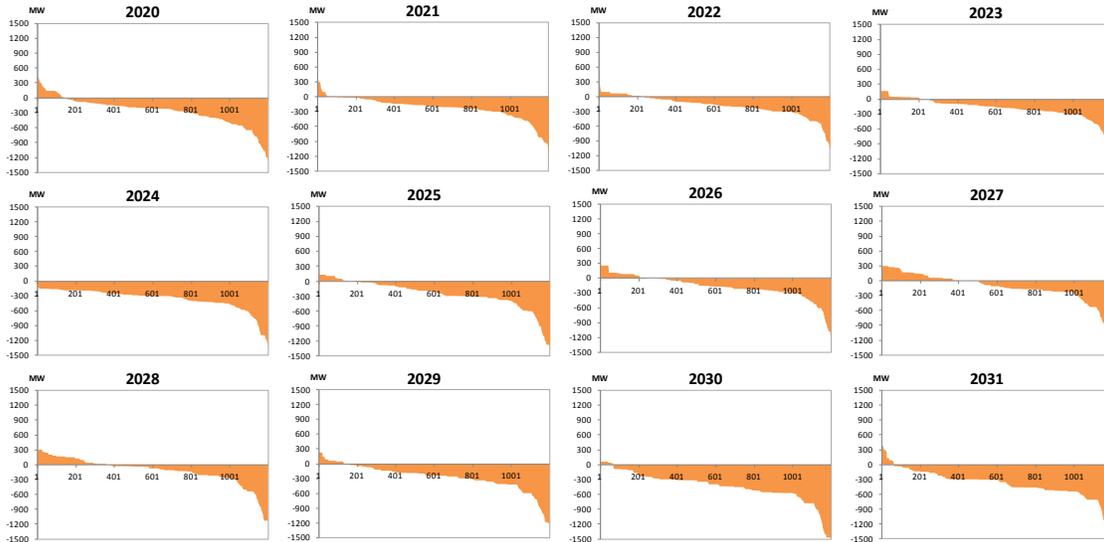


Figura 2: Flujos de la línea Cardones - Encuentro 500 kV en un escenario de desarrollo de la generación en el SIC en base a GNL

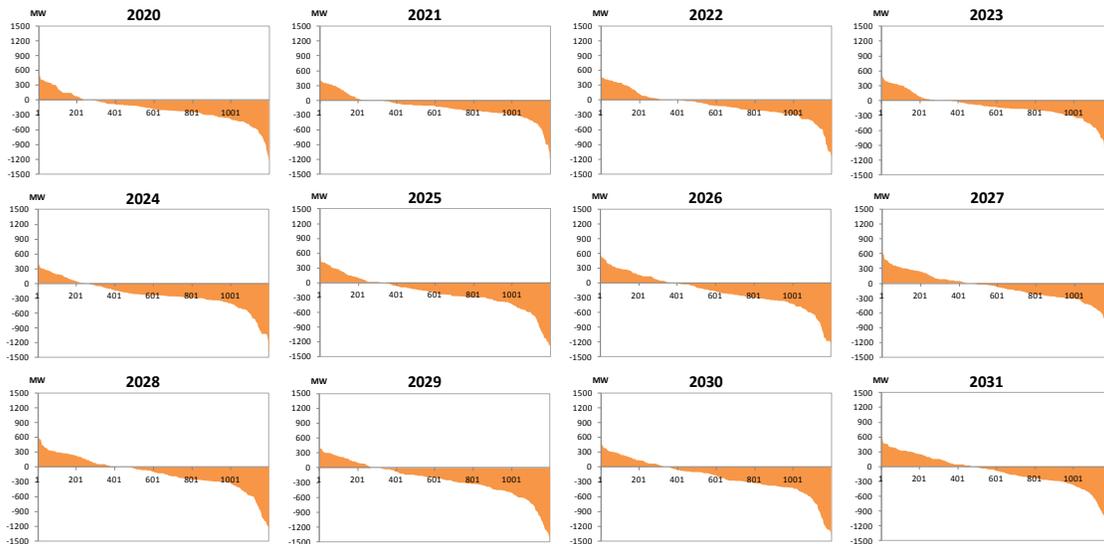


Figura 3: Flujos de la línea Cardones - Encuentro 500 kV en un escenario de desarrollo de la generación en el SIC en base a carbón en el sur.

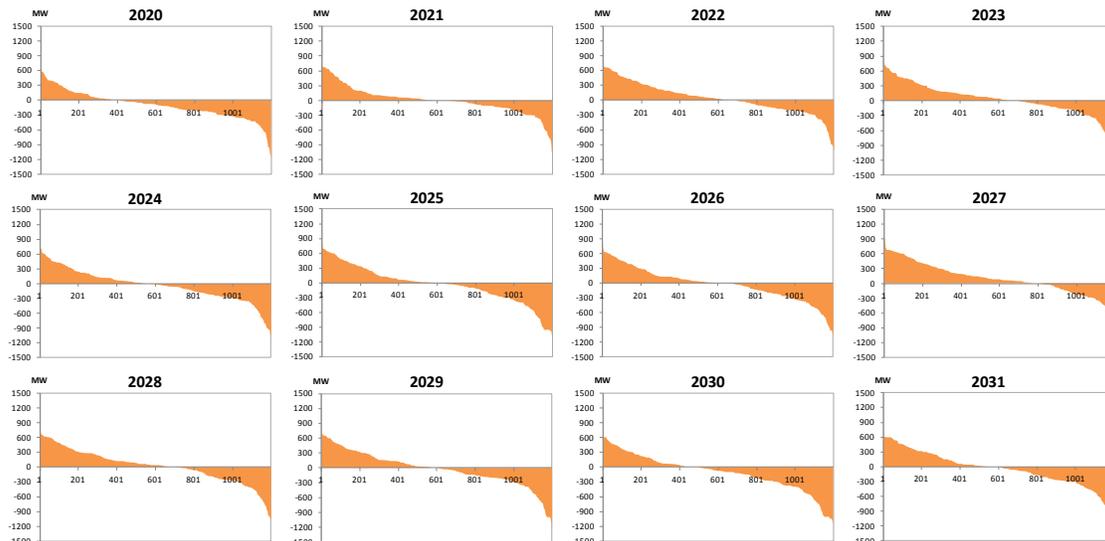


Figura 4: Flujos de la línea Cardones - Encuentro 500 kV en un escenario de desarrollo de la generación en el SIC en base a carbón en el norte.

Por otra parte, según se indicó anteriormente, para garantizar la seguridad de suministro es necesario desarrollar estudios más rigurosos que descarten problemas de estabilidad estática y dinámica que pudiesen derivar en un apagón en ambos sistemas, especialmente considerando que el SING puede no estar preparado para recibir inyecciones importantes de potencia en un solo punto. Es importante evaluar en profundidad el enlace en corriente continua y estudiar si una falla en un polo de la interconexión se propagará o no por ambos sistemas, considerando que un polo sólo tolera una sobrecarga del 100% durante 15 minutos.

No hay que descartar que parte de las divergencias presentadas ante el Panel de Expertos tengan un origen económico, por la necesidad de remunerar dicha interconexión y asignar los pagos a algún grupo de actores privados. Si la interconexión se incorporara como parte del sistema troncal y formara parte del Área de Influencia Común (AIC), debiera ser pagada en un 80% por los generadores y un 20% por los consumidores. El AIC no está definido en la propuesta de la CNE, ya que ésta se define cada cuatro años en el estudio de transmisión troncal, creando natural incertidumbre en el mercado y oposición al proyecto. Por otra parte, la gran minería del cobre observa con preocupación el proceso, por la recomendación del estudio de Synex que la interconexión sea pagada en su totalidad por los consumidores, y que se asigne este pago principalmente a ellos.

Con respecto al pago de peajes, si se compara el escenario sin interconexión versus una interconexión como parte del sistema troncal, estudios preliminares indican que, en el escenario de restricción de carbón en el SIC, los generadores del SING percibirían con la interconexión un aumento en el pago de peajes anuales de hasta diez veces en ciertos periodos. En tanto, los generadores del SIC enfrentarían reducciones menores en sus pagos. Si la interconexión se formulara como un sistema adicional, ésta debiera ser remunerada por el agente que la utilice, con cambios menores en los pagos de los otros generadores participantes.

Cabe por último plantear la preocupación de cómo el país debe enfrentar estos temas estratégicos de desarrollo de nuestra infraestructura eléctrica. La decisión política de hacer la interconexión se anuncia el año 2010, los estudios técnico-económicos que la justificaron se publicaron el 2012, y ahora en el 2013 se conocen las propuestas técnicas concretas. No obstante el tiempo transcurrido, a la fecha aún permanecen varias interrogantes técnicas pendientes. A pesar de ellas, y con las deficiencias advertidas, el Panel de Expertos deberá pronunciarse tanto respecto a la tecnología como a la decisión misma y su legalidad.

SIC Sistema Interconectado Central

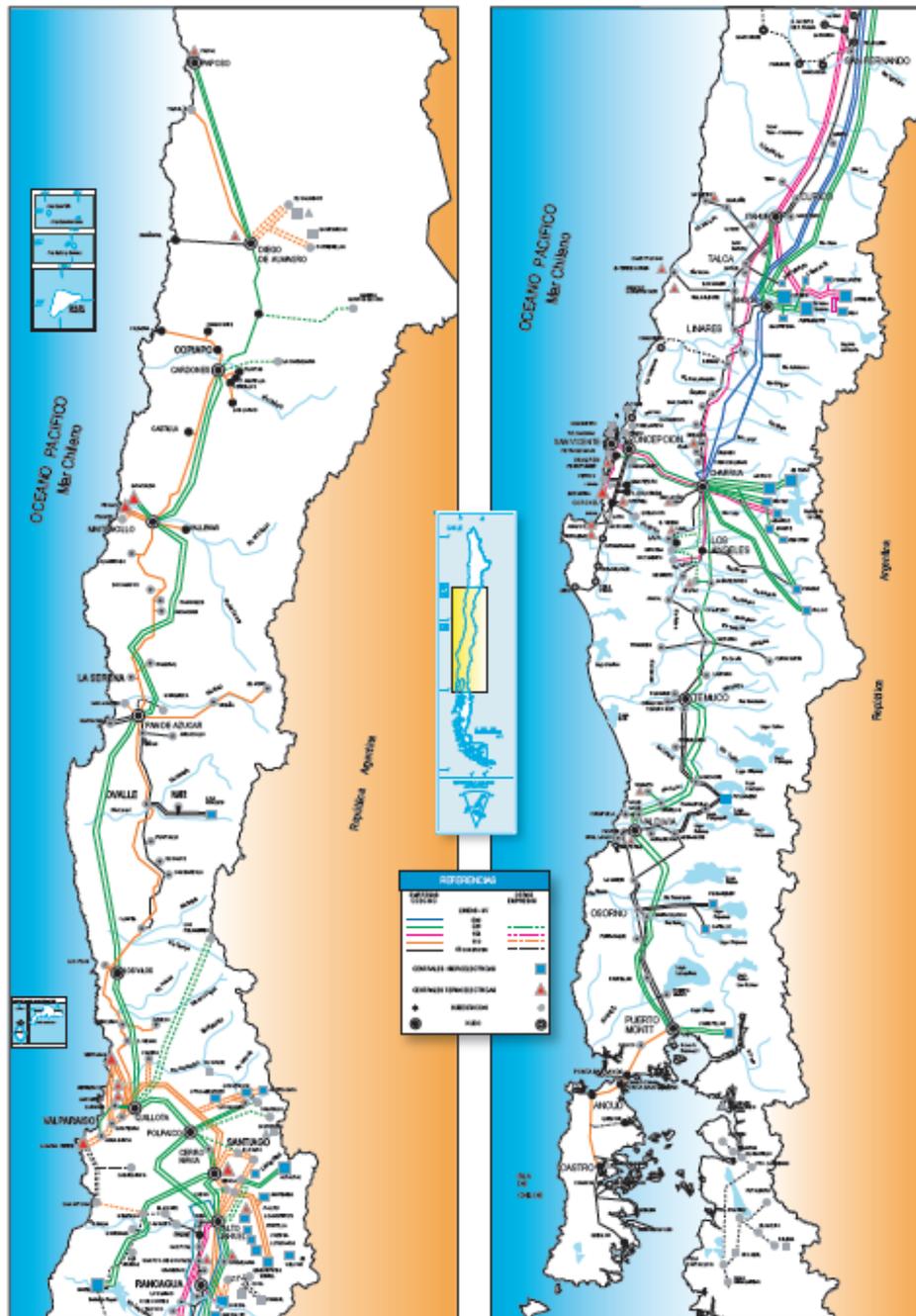
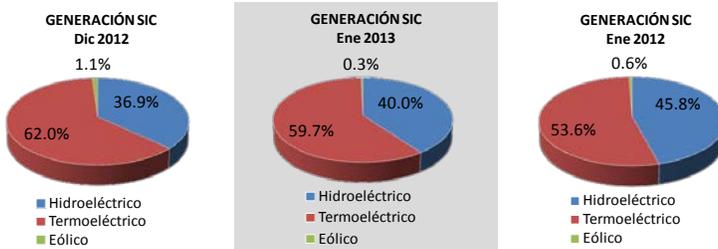


Figura 5: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de enero de 2013 la generación de energía en el SIC varió en un 4,2% respecto a diciembre, con un alza de 4,1% respecto a enero de 2012.

La generación hidroeléctrica presentó una variación de 12,7% respecto de diciembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 0,3%. Con lo anterior, el 40,0% de la energía generada en el SIC durante el mes de enero de 2013 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 15,2 GWh, correspondiente al 0,3% del total (4.360 GWh).

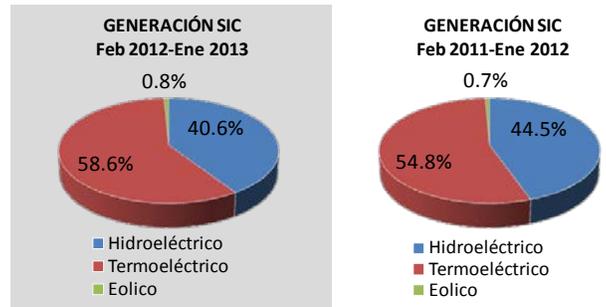
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema varió en un 31,1% respecto a diciembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 3,1% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación diesel presenta una variación en su producción de -83,0%, en tanto la generación a carbón se ve aumentada en un 2,8%, mientras que la generación a GNL presentó una variación de 21,2% respecto al mes anterior.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2009. Se destaca de la Figura 5, que la generación GNL representa para el mes de enero de 2013 un 23,9% de la matriz de energías del SIC, frente al 0,8% que representa el diesel y el 30,9% del carbón.

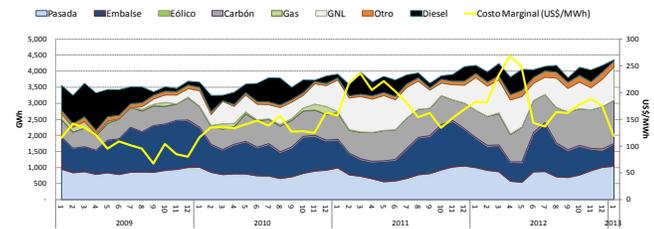
Los costos marginales del SIC durante el mes de enero llegaron a un valor promedio de 119 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 182 US\$/MWh de enero de 2012 representa una variación de -34,7%, mientras que si se compara con el mes de diciembre se observa una variación de -32,2%.

Figura 6: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



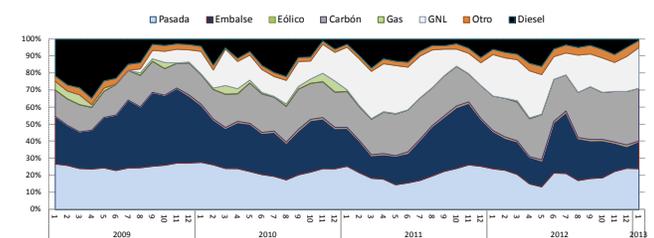
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Generación histórica SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

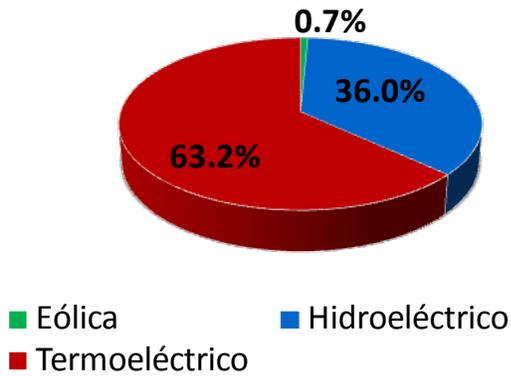
Figura 8: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 9: Proyección de generación de energía enero de 2013

**Proyección de Generación de Energía SIC
Febrero 2013**



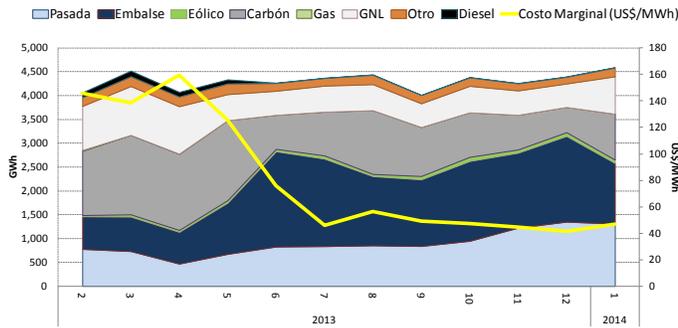
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de febrero de 2013, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 36,0% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

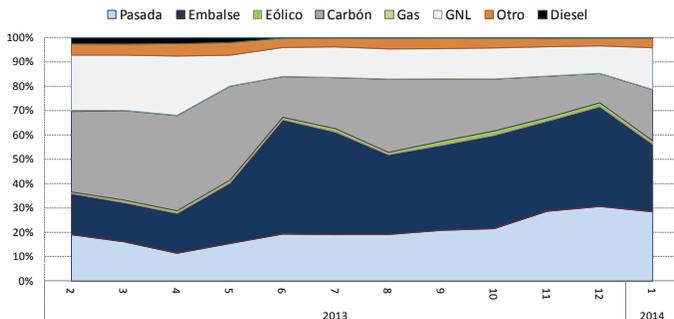
La Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 11: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Generación de Energía

Durante el mes de enero de 2013, la generación de energía experimentó un alza de 4,1% respecto del mismo mes de 2012, con una variación de 4,2% respecto a diciembre. La generación durante el 2012 fue un 5,95% mayor que la de 2011.

Respecto a las expectativas para el año 2013, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 51.469 GWh, lo que comparado con los 48.857 GWh del año 2012 representaría un crecimiento anual para el año 2013 del 5,9%.

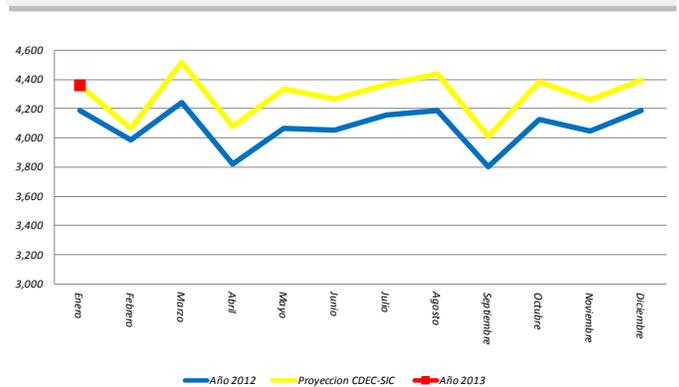
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía durante el año 2013.

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 12 de febrero de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2012.

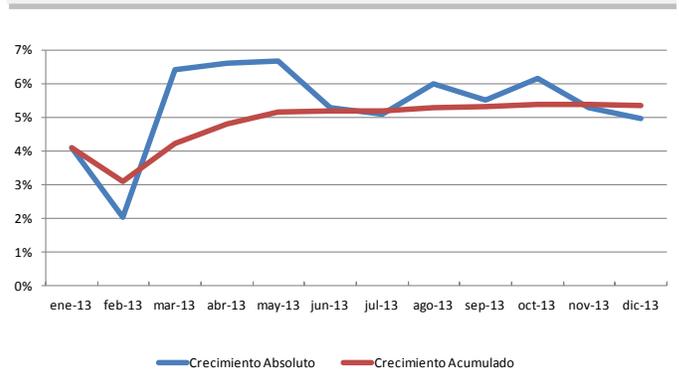
Los valores definidos por la autoridad son: 45,199 \$/kWh y 5.026,00 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,36 \$/kWh. Este valor representa un alza de 0,6% respecto a la fijación de precios de nudo de abril de 2012.

Figura 12: Generación histórica de energía (GWh)



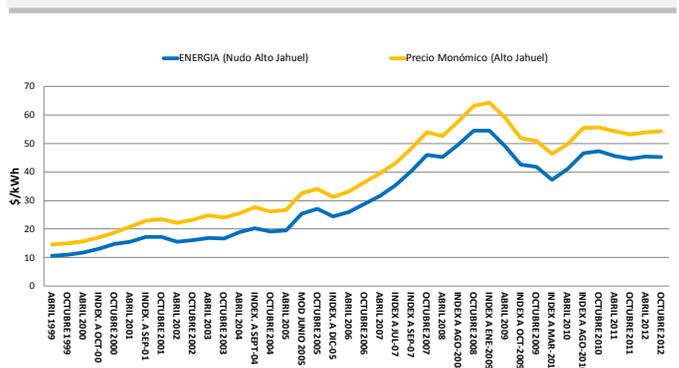
Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 13: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 14: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Systeem

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

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

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a enero de 2013 es de 76,42 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una baja de 0,9% respecto del valor indexado al mes de diciembre de 2012 (77,14 US\$/MWh).

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a enero 2013)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	81.0	5,419
Campanario	103.3	900
Colbún	83.5	6,782
Endesa	68.2	13,133
Guacolda	73.0	900
EMELDA	100.9	200
EPSA	104.1	75
Monte Redondo	98.4	275
Precio Medio de Licitación		76.42

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 3 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrar a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a enero 2013)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	(Barra de Suministro)	(Barra de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	63.81	72.74	71.60	12,000
Chilquinta	87.49	80.44	80.44	2,567
EMEL	76.08	80.441	80.44	2,007
CGE	102.61	85.39	80.44	7,220
SAESA	72.08	78.87	80.44	3,890

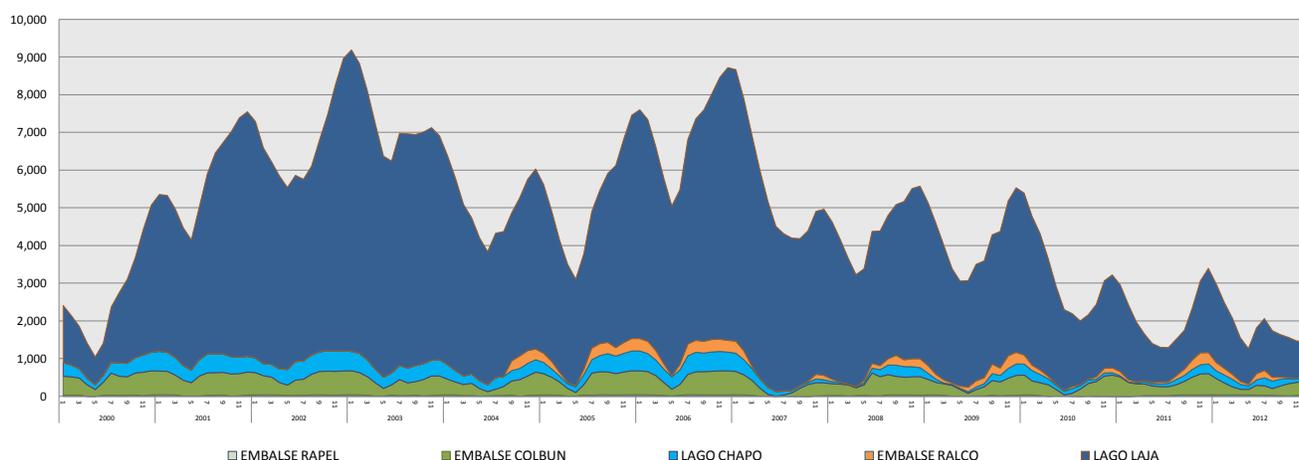
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, indexado a enero de 2013 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 77,61 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una baja de 0,9% con respecto al mes anterior (77,33 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de enero de 2013, alcanzó los 1.566 GWh, lo que representa una variación de 7,1% respecto al mes anterior, y una variación de -49,2% respecto de igual mes de 2012.

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 enero de 2013 fue un 57,6% menor que la acumulada a igual mes del año 2012, representando el nivel actual el 11% de capacidad máxima de este lago. En este sentido, se debe notar que la energía total almacenada en los embalses aún se mantienen bastante bajo lo normal.

Figura 15: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

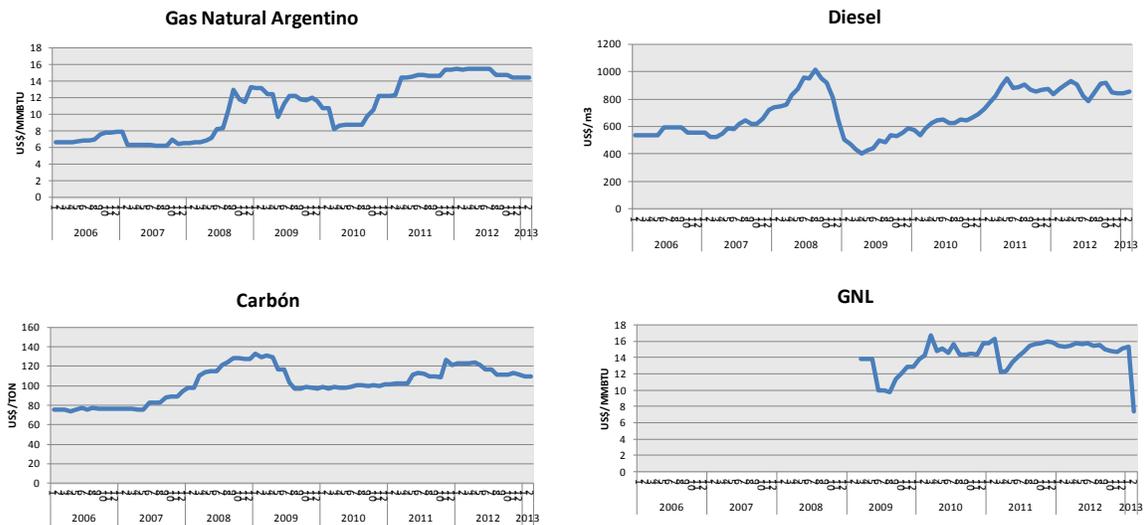
		Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012
EMBALSE COLBUN		357	373	426
	% de la capacidad máxima	55%	58%	66%
EMBALSE RAPEL		39	43	41
	% de la capacidad máxima	78%	85%	81%
LAGUNA LA INVERNADA		19	31	107
	% de la capacidad máxima	15%	23%	81%
LAGO LAJA		903	883	2,080
	% de la capacidad máxima	11%	11%	26%
LAGO CHAPO		108	142	210
	% de la capacidad máxima	19%	25%	37%
EMBALSE RALCO		35	95	218
	% de la capacidad máxima	10%	26%	60%
TOTAL		1,462	1,566	3,083
	% de la capacidad máxima	15%	16%	31%

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, en donde han sido calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 16: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales promedio de enero de 2013 presentan una variación de -32,2% respecto a los registrados en el mes dediciembre, con una baja de -34,7% respecto a lo observado en enero de 2012.

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

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

Mes	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	115	116	157	182	119
Febrero	142	135	217	182	
Marzo	134	135	236	232	
Abril	121	133	205	268	
Mayo	95	141	221	249	
Junio	108	148	203	144	
Julio	102	138	181	136	
Agosto	96	157	154	163	
Septiembre	68	127	162	162	
Octubre	104	128	134	177	
Noviembre	85	125	152	189	
Diciembre	80	163	168	176	

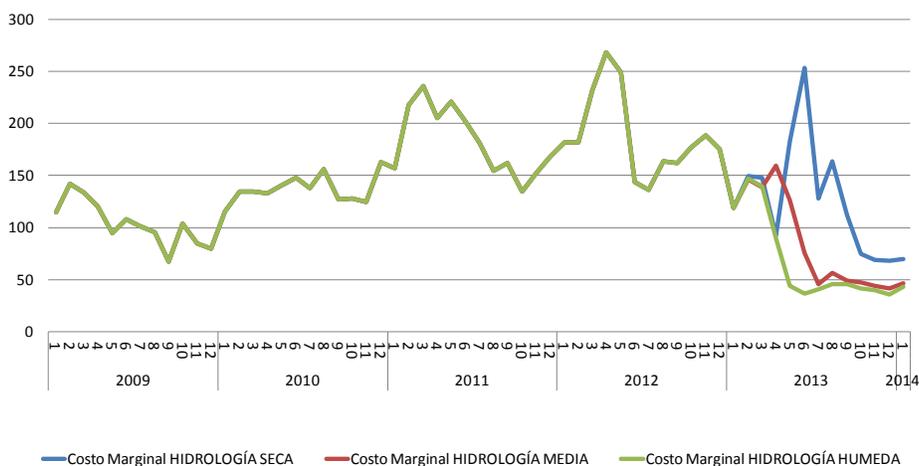
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2013	2	149.8	145.9	147.1
-	3	148.3	138.6	139.3
-	4	92.0	159.3	90.0
-	5	183.1	126.0	44.4
-	6	252.9	76.0	36.7
-	7	128.0	46.2	40.8
-	8	163.7	56.6	45.8
-	9	111.9	49.4	45.7
-	10	75.2	47.4	41.8
-	11	69.3	44.6	40.2
-	12	68.5	41.4	35.7
2014	1	69.8	47.0	43.4

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

Figura 17: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



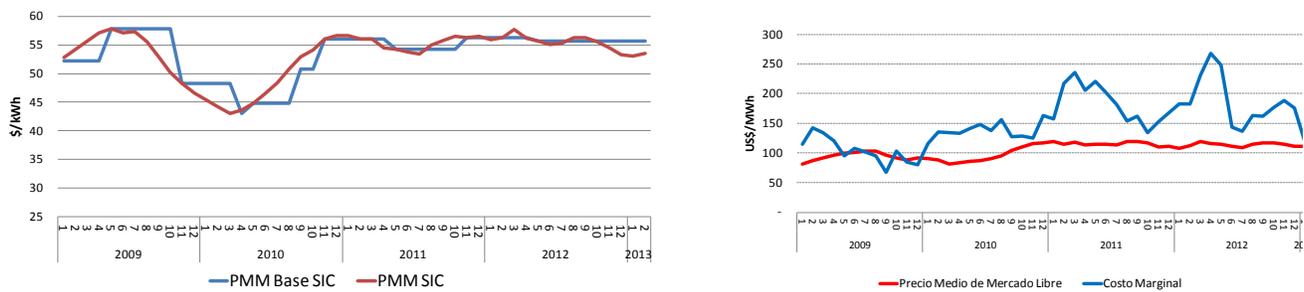
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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 Febrero de 2013 es de 53,54 \$/kWh, lo que representa una variación de -3,83% con respecto al precio vigente en la Fijación de precio de nudo Abril 2012 (55,67 \$/kWh).

Figura 18: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

En total se espera la incorporación de 1.032 MW de potencia. La entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de febrero de 2013, mientras que para la central de embalse Angostura se espera su entrada en operación durante diciembre de 2013.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destacan los atrasos de 1 mes de la fecha de ingreso los parques eólicos Talinay Oriente y Ucuquer, la central de pasada Providencia y la central térmica a biogás Energía Pacífico. La fecha de ingreso de la central hidroeléctrica de pasada Laja 1 se ha atrasado 6 meses. También, ingresó al plan de obras la central térmica en base a biomasa Laja de propiedad de CMPC (10,2 MW).

Unidades en Mantenición

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 1 de febrero de 2013, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses (marzo a mayo).

- Colbún (U-1 por 76 MW): 13 días en marzo.
- Pehuenche (U-2 por 275 MW): 10 días en marzo.
- Pehuenche (U-1 por 275 MW): 20 días en abril.
- Bocamina II (por 350 MW): 5 días en abril.
- Nueva Renca (por 380 MW): 35 días en abril-mayo.
- Nehuenco (U-3 por 103 MW): 6 días en abril.
- Pangue (U-2 por 228 MW): 14 días en mayo.
- Pangue (U-1 por 228 MW): 3 días en mayo.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 2 días en mayo.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 2 días en mayo.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]
Hidráulicas			
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	ago-13
San Andrés	HydroChile	Pasada	mar-13
Pulelfu	Capullo	Pasada	abr-13
Providencia	Herborn Ltda.	Pasada	feb-13
El Paso	HydroChile	Pasada	jul-13
Los Hierros	Besalco Construcciones S.A.	Pasada	may-13
Renaico	Mainco S.A.	Pasada	feb-13
Angostura	Colbún	Embalse	dic-13
Térmica Tradicional			
Campiche	Gener	Carbón	feb-13
Otros Térmicos			
Energía Pacífico	EPSA	Biogás/Cog.	feb-13
Viñales	Arauco	Cogeneración	feb-13
Laja	CMPC	Biomasa	abr-13
Eólicas			
Talinay Oriente	Vestas		mar-13
El Arrayán	El Arrayán Spa		mar-14
Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.		feb-13
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)			1,032

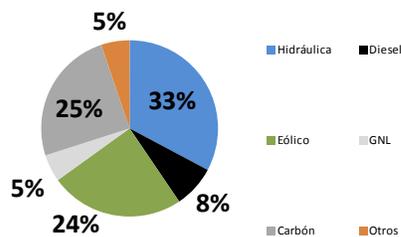
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)
Hidráulica	6.275	8.843
Diesel	1.476	1.122
Eólico	4.686	9.774
GNL	961	590
Carbón	4.730	8.447
Otros	997	2.556
TOTAL	19.126	31.331
Aprobado	15.344	24.395
En Calificación	3.782	6.936
TOTAL	19.126	31.331

Fuente: SEIA, Syste

Figura 19: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 19.126 MW (3.782 MW en calificación), con una inversión de 31.331 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación del proyecto Parque Eólico San Juan de Chañaral de Aceituno (186 MW – III región). También, ingresó al SEIA los proyectos Central Hidroeléctrica Río Colorado (15 MW – VII región) y Parque Eólico San Manuel (57,6 MW – VIII región).

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

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX

Fuente: SEIA, Syste

Figura 20: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Resumen Empresas

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

Al mes enero de 2013, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 34% de la producción total de energía, seguido de Colbún (26%), Gener (13%), Guacolda (10%) y Pehuenche (5%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa, Colbún y Guacolda aumentaron su producción en un 16,1%, 21,7% y 6,9%, respectivamente, mientras que Gener y Pehuenche disminuyeron su generación respecto del mes anterior en un 20,3% y 10,6%, respectivamente.

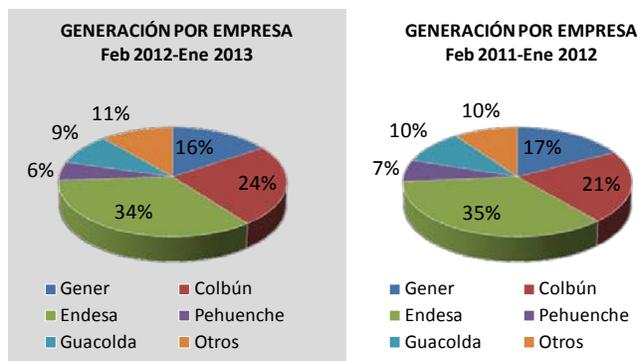
En las Figura 17 a Figura 19 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 21: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 22: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

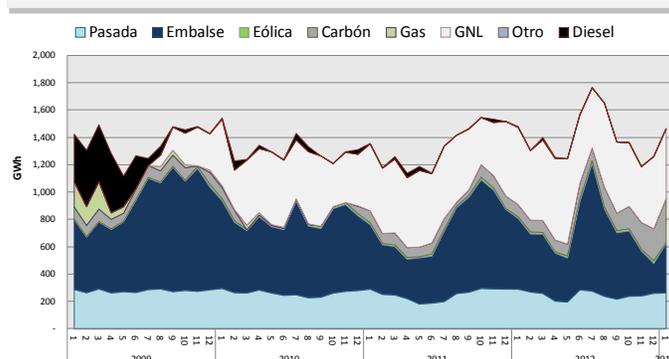
ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero de 2013 la producción utilizando centrales de embalse exhibe una variación de 66,0% respecto al mes de diciembre, y una variación de -30,3% en relación a enero de 2012. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 1,1% respecto a diciembre, con una variación de -9,2% respecto a enero de 2012.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 37,2% respecto al mes anterior, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una variación de un -3,3% respecto a diciembre, con una variación del -9,6% respecto a enero de 2012.

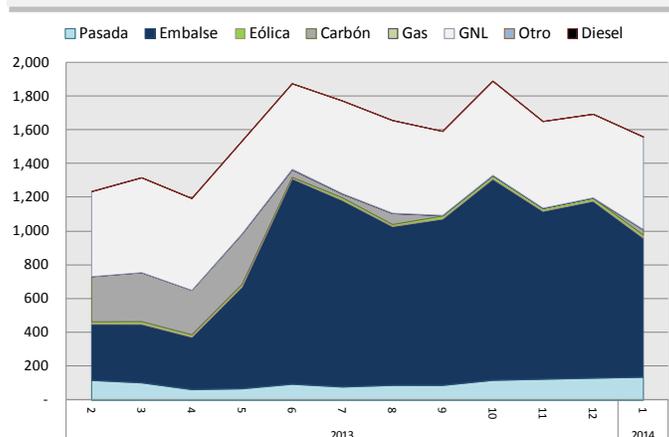
En la Figura 21 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 23: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	262	265	291	1.1%	-9.2%
Embalse	217	360	517	66.0%	-30.3%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	527	510	564	-3.3%	-9.6%
Carbón	237	326	92	37.2%	253.1%
Diésel	0	0	7	50.3%	-96.7%
Eólico	19	5	10	-75.4%	-52.7%
Total	1,262	1,465	1,481	16.1%	-1.1%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2,962	2,999	-1.2%
Embalse	5,612	6,138	-8.6%
Gas	0	4	-100.0%
GNL	6,286	5,879	6.9%
Carbón	1,784	931	91.6%
Diésel	40	131	-69.8%
Eolico	155	129	19.9%
Total	16,839	16,211	3.9%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	743	265	822	-67.8%	-64.4%
Embalse	1,022	360	1,373	-73.8%	-64.7%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	1,397	510	1,659	-69.3%	-63.5%
Carbón	602	326	272	19.9%	-45.9%
Diésel	5	0	26	-99.1%	-95.0%
Eólico	46	5	35	-86.9%	-90.0%
Total	3,814	1,465	4,187	-65.0%	-61.6%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

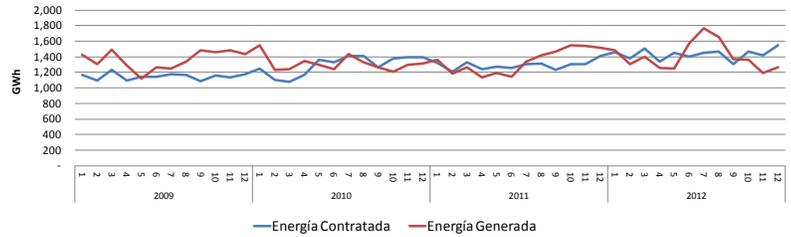
La generación real de energía para Endesa durante diciembre de 2012 fue de 1.262 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.546 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 22 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Transferencias de Energía

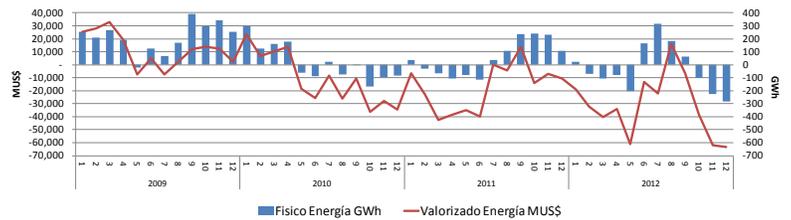
Durante el mes de diciembre de 2012 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -284,8 GWh, las que son valorizadas en -63,3 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 25: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 26: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero de 2013 la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 11,5% respecto a diciembre, con un aumento de 10,3% en relación a enero del año 2012.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una variación de -22,2% respecto al mes de diciembre, con un aumento de -20,9% en relación a enero de 2012. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un variación de -38,2% respecto al mes de diciembre.

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

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

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	149	166	151	11.5%	10.3%
Embalse	0	0	0	0.0%	0.0%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	160	99	225	-38.2%	-56.1%
Carbón	402	313	396	-22.2%	-20.9%
Diesel	18	2	19	-88.8%	-89.6%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Otro	4	4	9	4.2%	-50.8%
Total	733	584	799	-20.3%	-26.9%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1,217	1,186	2.6%
Embalse	0	0	0.0%
Gas	14	1	960.7%
GNL	1,391	1,783	-22.0%
Carbón	4,517	4,422	2.1%
Diesel	435	530	-18.0%
Eólico	0	0	0.0%
Otro	80	99	-19.9%
Total	7,654	8,022	-4.6%

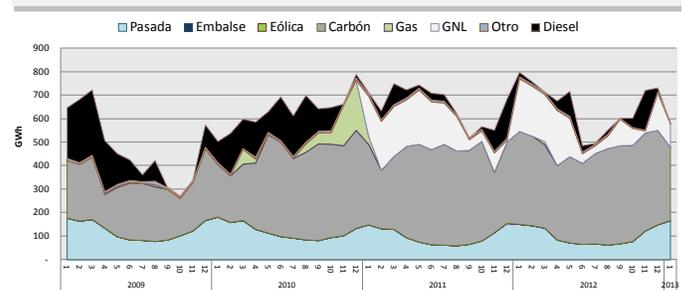
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	350	166	431	-61.4%	-52.4%
Embalse	0	0	0	0.0%	0.0%
Gas	0	0	14	-100.0%	0.0%
GNL	240	99	640	-84.6%	-58.9%
Carbón	1,229	313	1,131	-72.3%	-74.5%
Diesel	228	2	32	-93.9%	-99.1%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Otro	13	4	26	-83.3%	-65.6%
Total	2,060	584	2,275	-74.3%	-71.6%

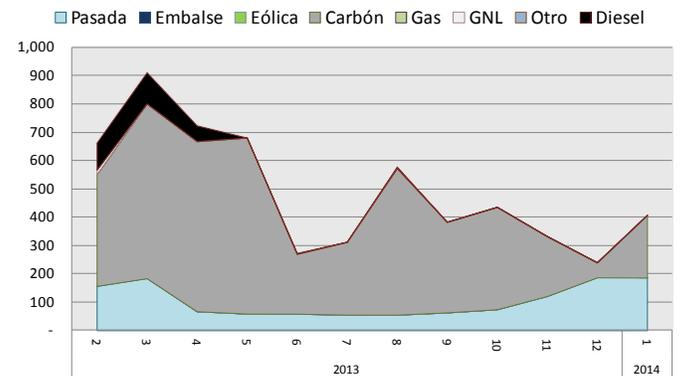
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

GENER

Generación Histórica vs Contratos

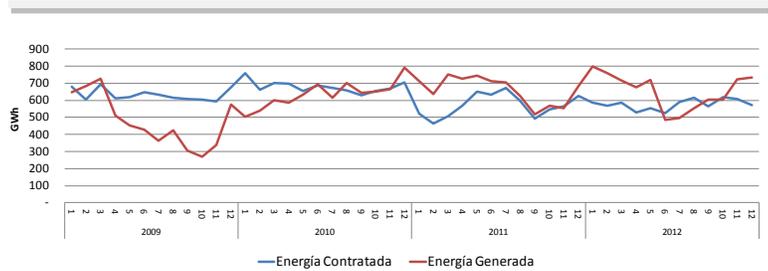
La generación real de energía para Gener durante diciembre de 2012 fue de 733,0 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 571,0 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 26 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Transferencias de Energía

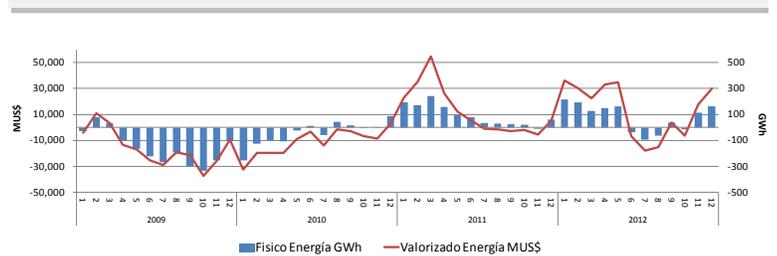
Durante el mes de diciembre de 2012 las transferencias de energía de Gener ascienden a 162,0 GWh, las que son valorizadas en 30,0 MUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 29: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 30: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de enero de 2013 la producción de las centrales de embalse exhibe una variación de 46,0% respecto al mes de diciembre, con una variación de -26,6% en relación a enero de 2012. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una variación en su aporte de -3,3% respecto a diciembre, con una variación de -14,5% respecto a enero de 2012.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una variación de -99,3% respecto a diciembre, las centrales que utilizan GNL como combustible principal variaron su producción en un 149,6% con respecto igual mes.

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

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	244	236	276	-3.3%	-14.5%
Embalse	127	186	253	46.0%	-26.6%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	174	436	230	149.6%	89.0%
Carbón	250	260	0	3.7%	0.0%
Diesel	122	1	156	-99.3%	-99.5%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Total	919	1,118	915	21.7%	22.2%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2,576	2,820	-8.7%
Embalse	2,550	2,645	-3.6%
Gas	0	15	-100.0%
GNL	2,447	2,310	6.0%
Carbón	2,113	96	2100.7%
Diesel	2,085	2,023	3.1%
Eólico	0	0	0.0%
Total	11,771	9,909	18.8%

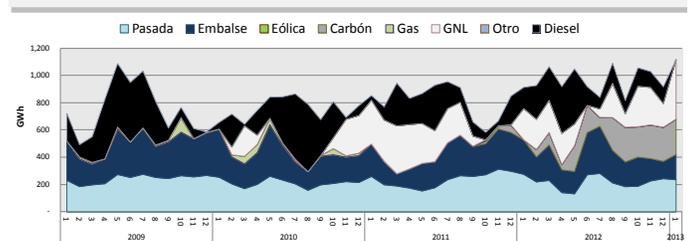
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	660	236	728	-67.5%	-64.2%
Embalse	507	186	698	-73.4%	-63.3%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	747	436	690	-36.8%	-41.7%
Carbón	721	260	145	78.8%	-64.0%
Diesel	374	1	650	-99.9%	-99.8%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Total	3,009	1,118	2,911	-61.6%	-62.8%

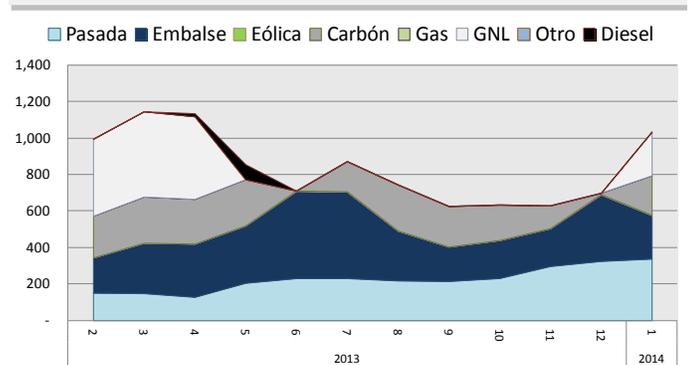
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 31: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 32: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

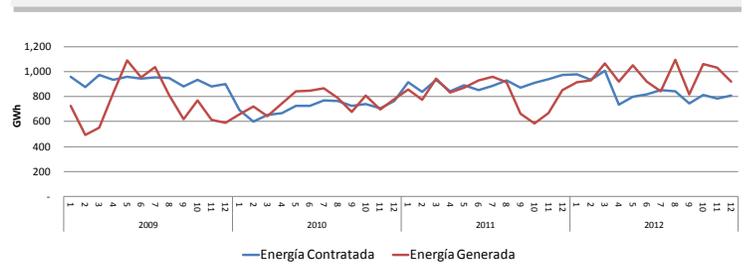
La generación real de energía para Colbún durante diciembre de 2012 fue de 919,0 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 806,5 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

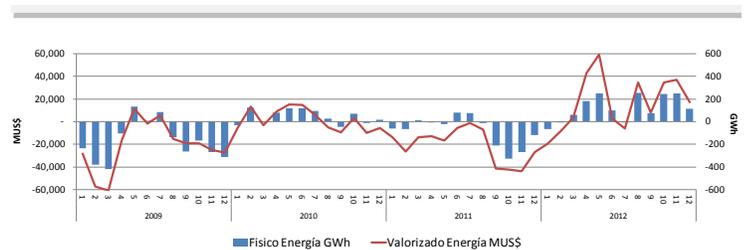
Durante el mes de diciembre de 2012, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 112,6 GWh, las que son valorizadas en 17,3 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 33: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 34: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

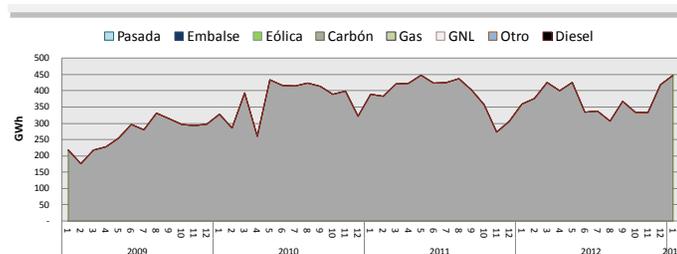
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de enero de 2013, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 6,9% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 24,6% en relación a diciembre de 2012, y una variación de 24,6% con respecto a enero de 2012.

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

Figura 35: Generación histórica Guacolda (GWh)



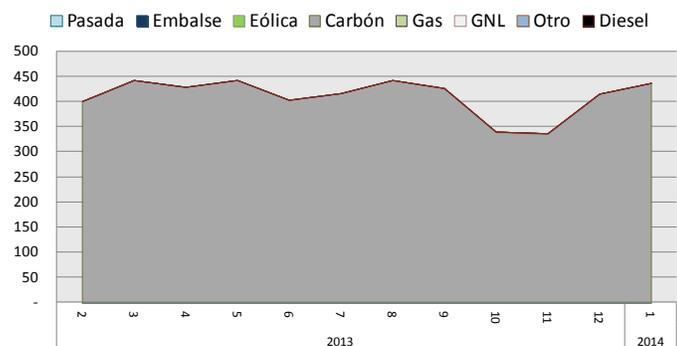
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012	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	419	448	359	6.9%	24.6%
Diesel	0	0	0	0.0%	0.0%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Total	419	448	359	6.9%	24.6%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 36: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012	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	4,511	4,663	-3.3%
Diesel	0	0	0.0%
Eólico	0	0	0.0%
Total	4,511	4,663	-3.3%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1	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	1,086	448	1,162	-61.4%	-58.8%
Diesel	0	0	0	0.0%	0.0%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Total	1,086	448	1,162	-61.4%	-58.8%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

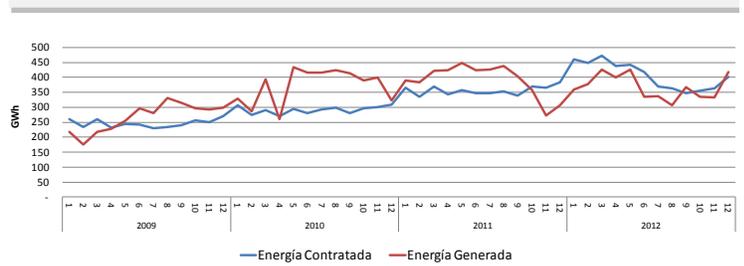
La generación real de energía para Guacolda durante diciembre de 2012 fue de 419,0 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 401,5 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

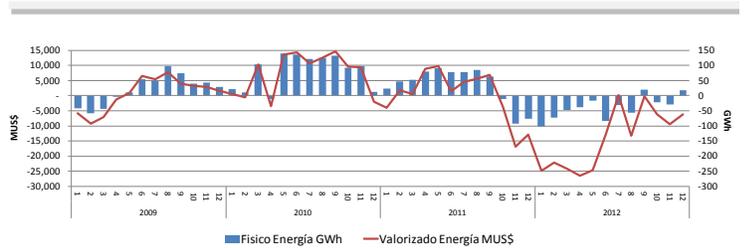
Durante el mes de diciembre de 2012, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 17,5 GWh, las que son valorizadas en -6,1 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 37: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 38: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

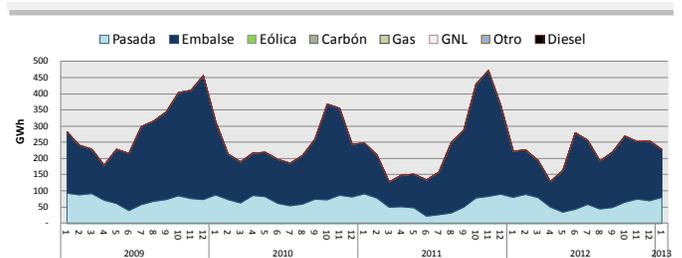
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de enero de 2013, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una variación de -20,3% respecto al mes de diciembre, con un aumento de 3,1% en relación a enero de 2012. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 14,8% respecto a diciembre, con variación de 0,0% en relación a enero de 2012.

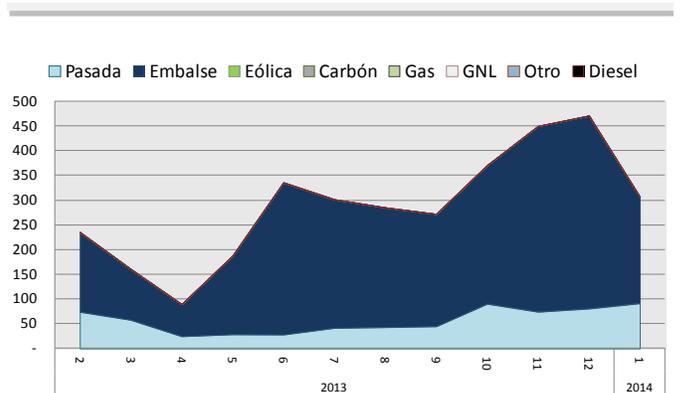
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 39: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 40: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	71	81	81	14.8%	0.0%
Embalse	185	147	143	-20.3%	3.1%
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	255	228	224	-10.6%	2.0%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	748	699	7.1%
Embalse	1,926	2,269	-15.1%
Gas	0	0	0.0%
GNL	0	0	0.0%
Carbón	0	0	0.0%
Diesel	0	0	0.0%
Eólico	0	0	0.0%
Total	2,674	2,967	-9.9%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	212	81	252	-67.8%	-61.8%
Embalse	566	147	394	-62.7%	-74.0%
Gas	0	0	0	0.0%	0.0%
GNL	0	0	0	0.0%	0.0%
Carbón	0	0	0	0.0%	0.0%
Diesel	0	0	0	0.0%	0.0%
Eólico	0	0	0	0.0%	0.0%
Total	779	228	646	-64.7%	-70.7%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

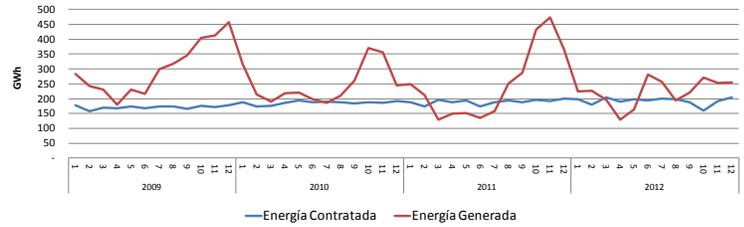
La generación real de energía para Pehuenche durante diciembre de 2012 fue de 255,3 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 203,1 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Transferencias de Energía

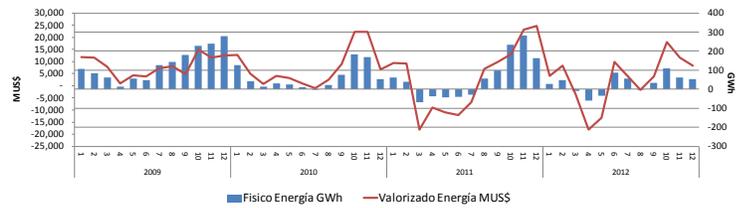
Durante el mes de diciembre de 2012 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 52,3 GWh, las que son valorizadas en 8,2 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 41: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 42: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

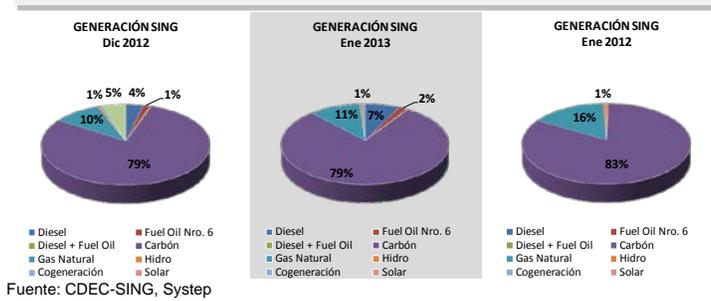
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 43: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de enero de 2013 la generación de energía en el SING disminuyó en un 1,4% respecto a diciembre, con un aumento de 5,0% respecto a enero de 2012.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 94,9% con respecto a diciembre, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 1,3%. La generación con gas natural aumentó en un 6,7% respecto al mes pasado.

En la Figura 41 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2009. Durante el mes de enero del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 98 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kV.

Figura 44: Generación histórica SING (GWh)

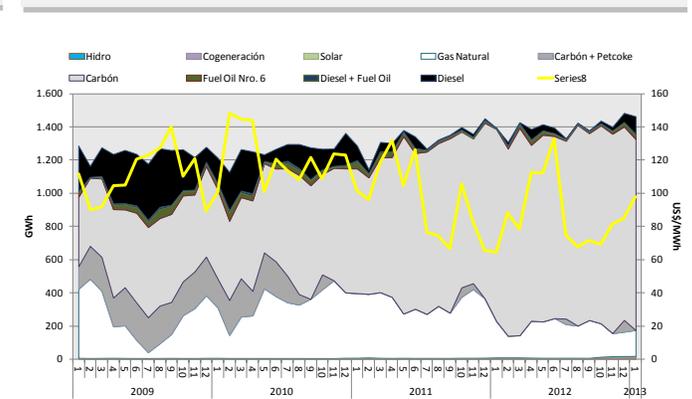


Figura 45: Generación histórica SING (%)

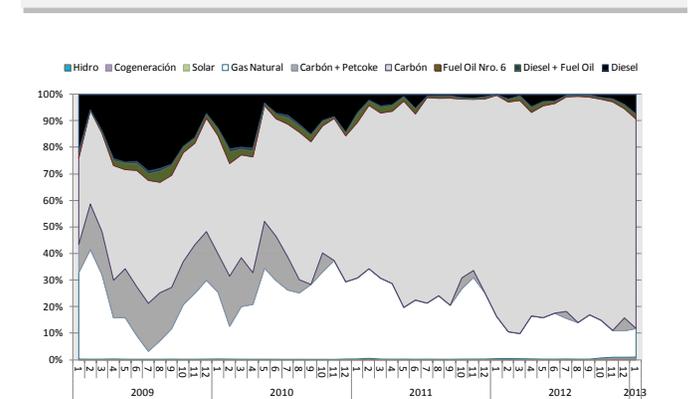
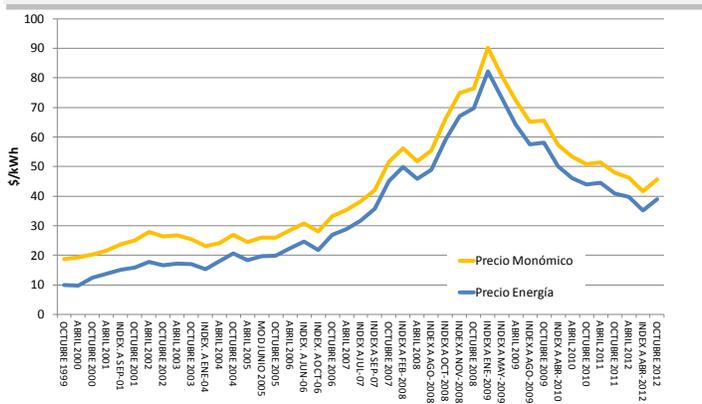
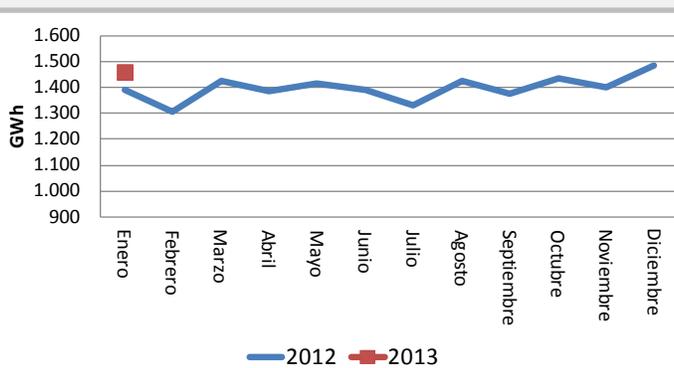


Figura 46: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 47: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día martes 12 de febrero 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 octubre de 2012, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2012.

Los valores definidos por la autoridad son: 38,957 \$/kWh y 4.186,75 \$/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 45,64 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 1,47% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2012.

Generación de Energía

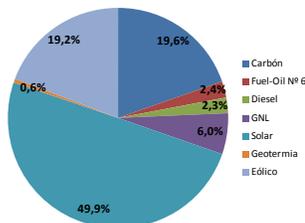
En el mes de enero, la generación real del sistema fue de 1.461 GWh. Esto representa un aumento de 5,0% con respecto al mismo mes de 2012.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	540	400
Solar	4.500	15.963
Geotermia	50	180
Eólico	1.732	3.718
TOTAL	9.015	24.403
Aprobado	6.692	17.558
En Calificación	2.323	6.845
TOTAL	9.015	24.403

Fuente: SEIA, Systep

Figura 48: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base II	
Central Termoeléctrica Cochane	NORGENE S.A.	560	1000	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base II	
Central a Gas Natural Gidó Combinado Keltar	Keltar S.A.	540	400	20-11-2012	En Calificación	GNL	Base II	
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	Aprobado	Eólico	Base II	
Planta Termosolar María Elena	Iberólica Solar Atacama S.A.	400	3290	10-12-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Central Termoeléctrica Pacifico	Rio Soco S.A.	350	790	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base I	
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base I	
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo II	
Parque Eólico Ollani	Empresa AM eólica Alto Loa S.p.A.	240	510	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 Topocilla	ESOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitado	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Cruceiro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitado	180	400	31-01-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Valle del Sol	Enel Latin America (Chile) Ltda.	142,0	330	26-12-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Lalackama	Enel Latin America (Chile) Ltda.	129,0	290	26-12-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Parque Eólico Calama	F.C.L.S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Cruceiro Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Sol de Lila	Enel Latin America (Chile) Ltda.	122,0	285	27-12-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Central Sol del Laja	VENTUS SOLARES 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.C.L.S.A.	108	240	22-06-2012	Aprobado	Eólico	Base II	
Parque Solar Azapa	Andes Mainstream SpA	104	230	26-11-2012	En Calificación	Solar	Base XV	
Central Bariles	Electroandina S.A.	100	110	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	Aprobado	Eólico	Base II	
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	99	203	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base II	
Proyecto Parque Fotovoltaico de Chile S.A.	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A.	98	196,0	27-11-2012	En Calificación	Solar	Base XV	
Proyecto Fotovoltaico Huatazando	Desarrollos Fotovoltaicos de Chile S.A.	98	196,0	22-11-2012	En Calificación	Solar	Base I	
Complejo Solar IV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación 1 Limitada	88	220,0	12-02-2012	En Calificación	Solar	Base XV	
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Proyecto PV Coyá	SOLVENTUS CHILE Spa	80	320	30-03-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Labinerto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Parque Solar Almona	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	Aprobado	Solar	Base II	
Parque Eólico Calama B	E.C.L.S.A.	75	165	10-09-2012	En Calificación	Eólico	Base II	
Parque Fotovoltaico María Elena	Generación Solar S.p.A.	72	171	16-08-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Parque Solar El Águila	Andes Mainstream SpA	70	180	12-06-2012	Aprobado	Solar	Base XV	
Proyecto Fotovoltaico Labinerto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto Fotovoltaico Inti	Inti Pacific 1 SpA	60,5	139	02-01-2013	En Calificación	Solar	Base II	
Parque Eólico Andes Wind Parks	Andes Wind Parks S.A.	65	180	23-08-2012	En Calificación	Eólico	Base II	
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MNERA ESCONDIRA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Proyecto Fotovoltaico Pacifico	Inti Pacific 2 SpA	54	108	29-01-2013	En Calificación	Solar	Base II	
Central Geotermia Cerro Pabellón	Geotermia del Norte S.A.	50	180,0	09-04-2010	Aprobado	Geotermia	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Wara III	ARACALAMA SOLAR SERVICES CHILE S.A.	45	102,0	13-07-2012	En Calificación	Solar	Base I	
Proyecto Solar Fotovoltaico Lagunas	INTERVENTO S.A.	45	101,6	05-12-2012	En Calificación	Solar	Base I	
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Colihualas SCM	44	117	15-01-2009	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo II	
Planta Solar Fotovoltaica El Águila I	F.C.L.S.A.	40	100	11-02-2013	En Calificación	Solar	Base XV	
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo II	
Central Termoeléctrica Parnacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base XV	
Central Capinome	EDELNOR S.A.	35	21	21-07-2012	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base I	
La Tirana Solar	Solar Chile S.A.	30,24	90	11-07-2012	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama IV	Planta Solar San Pedro IV S.A.	30	305,25	25-06-2012	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Calama Sur	Planta Solar Calama Sur S.A.	30	305	16-01-2013	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	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Proyecto Solar Sky 2	SOLVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base XV	
Proyecto Solar Sky 1	Solar Sky 1 SpA	26	78	04-10-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Ujina	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	25	83,7	10-07-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Ampliación de planta solar fotovoltaica de 9MW a 30MW	SEIANY CONSTRUCCIONES SPA	21	46	13-02-2013	En Calificación	Solar	Base I	
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	
Planta Solar Fotovoltaica Arica II	Arica Solar Generación 1 Limitada	15	45	01-10-2012	Aprobado	Solar	Base XV	
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo I	
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iflaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-09-2010	Aprobado	Solar	Base II	
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base II	
Planta solar fotovoltaica MMW	SILEC INC. 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 Fuera	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo I	
Huerta Solar Fotovoltaica	Helio Atacama Dos SpA	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base II	
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Andes Mainstream Limitada	4	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo II	
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base I	
Parque Solar Fotovoltaico Aguas Blancas I	AGUAS BLANCAS SOLAR 1	7,7	13	30-10-2012	En Calificación	Solar	Base II	
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZORR	ENOVOL S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base I	
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,84	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo II	

Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de febrero de 2013, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 9.015 MW (2.323 MW en calificación), con una inversión de 24.403 MMUS\$.

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 27). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 26: Precios de Licitación (precios indexados a enero de 2013)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Ene-13	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	83,88	2012

Precios de combustibles

En la Figura 46 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 49: Valores informados por las Empresas

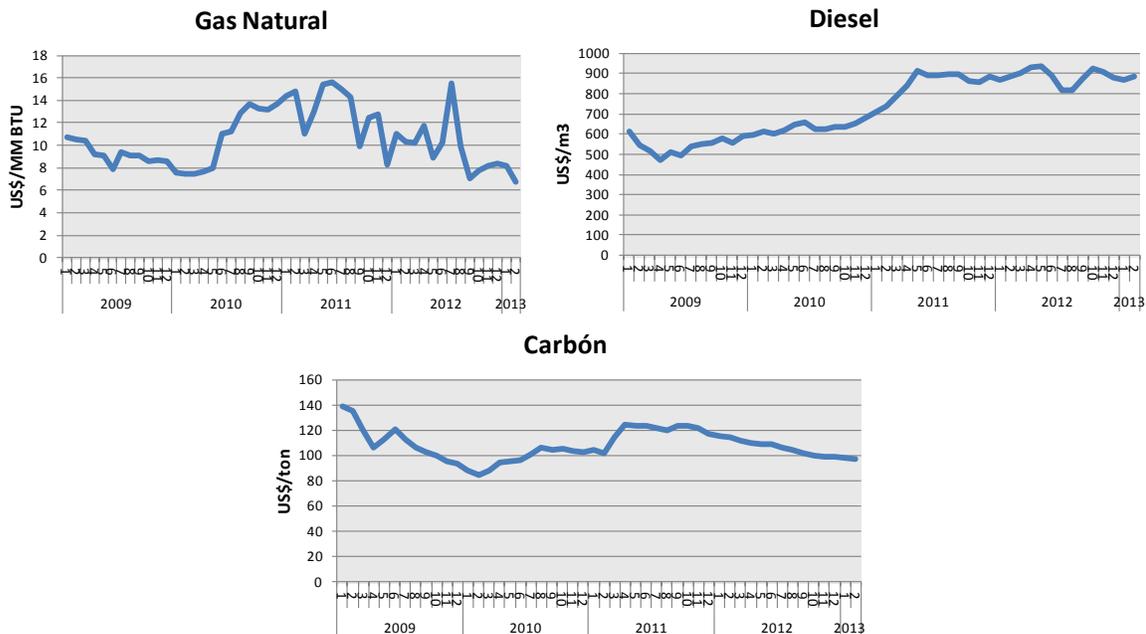


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	112	101	102	65	98
Febrero	90	148	96	88	-
Marzo	92	144	119	78	-
Abril	105	144	132	112	-
Mayo	105	101	104	112	-
Junio	120	121	126	133	-
Julio	123	114	76	75	-
Agosto	127	108	74	68	-
Septiembre	140	122	67	72	-
Octubre	110	109	106	69	-
Noviembre	121	124	83	82	-
Diciembre	89	123	66	85	-

Fuente: CDEC-SING, Syste

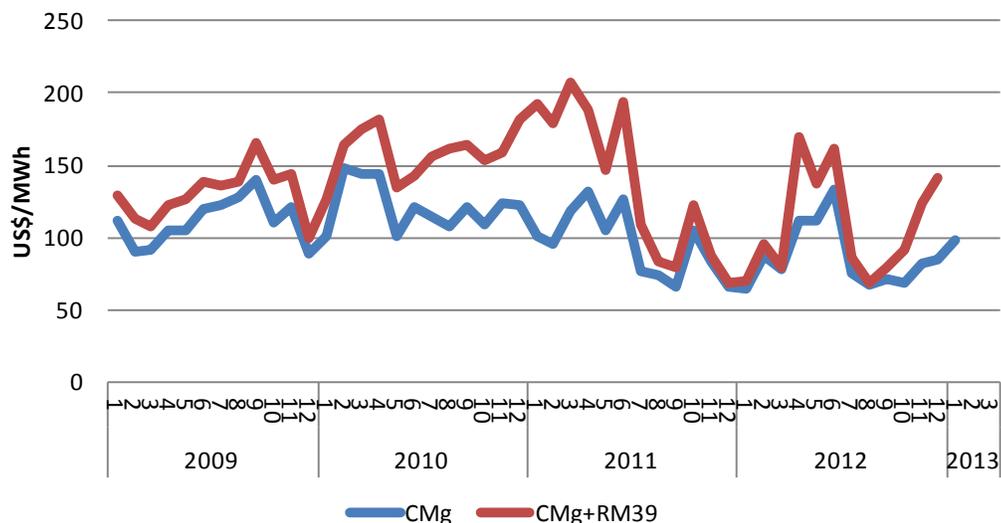
Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

Valores Históricos

Para el mes de enero, el costo marginal fue de 98 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 51,1% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 15,1% respecto al mes de diciembre de 2012.

La Figura 47 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de diciembre de 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de diciembre. 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 diciembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero fue de 56,7 US\$/MWh.

Figura 50: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de febrero de 2013 es de 51,870 \$/kWh, que representa una disminución de 8,76% respecto al Precio Medio Base (56,849 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2012.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

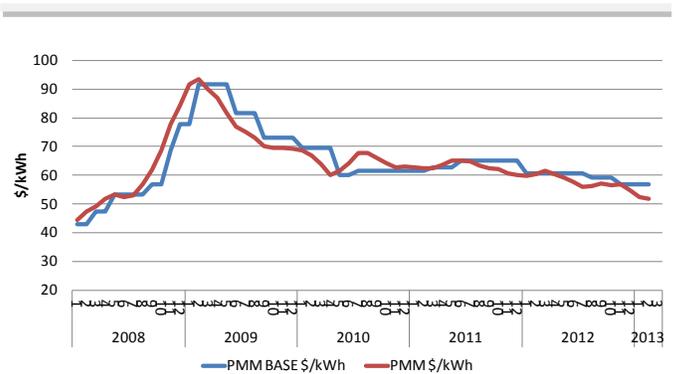
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantención

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

- CTA1 (Andina): 165 MW en febrero y marzo.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en abril.
- CTM1 (Mejillones): 166 MW en abril.
- U12 (Tocopilla): 85 MW en abril.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en febrero y marzo.
- TG2B (Atacama): 127 MW en marzo y abril.

Figura 51: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

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

Al mes de enero de 2013, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 52% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 22% y 13%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama y Celta aumentaron su producción en un 92,6% y 15,7%, respectivamente, en relación a diciembre de 2012. Por su parte AES Gener, E-CL y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 11,2%, 4,3% y 2,3%, respectivamente. En la Figura 49 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 50 se presentan las transferencias de energía de las empresas en diciembre de 2012.

Figura 52: Energía generada por empresa, mensual

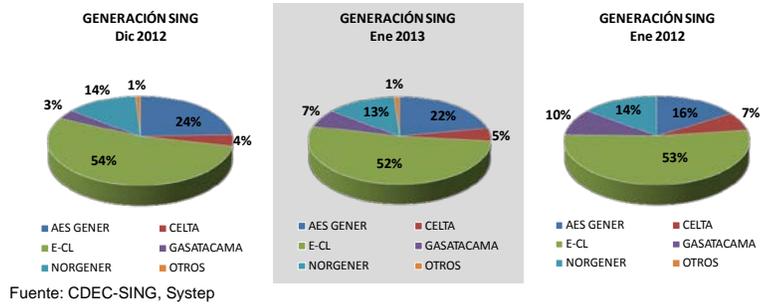
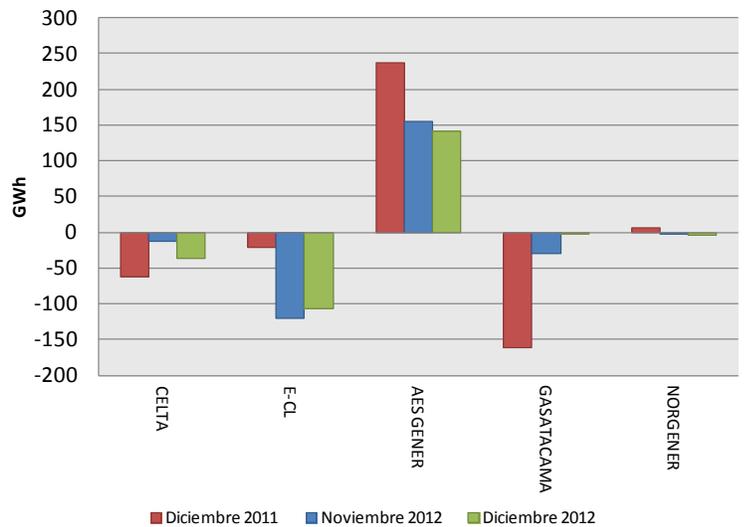


Figura 53: Transferencias de energía por empresa, mensual

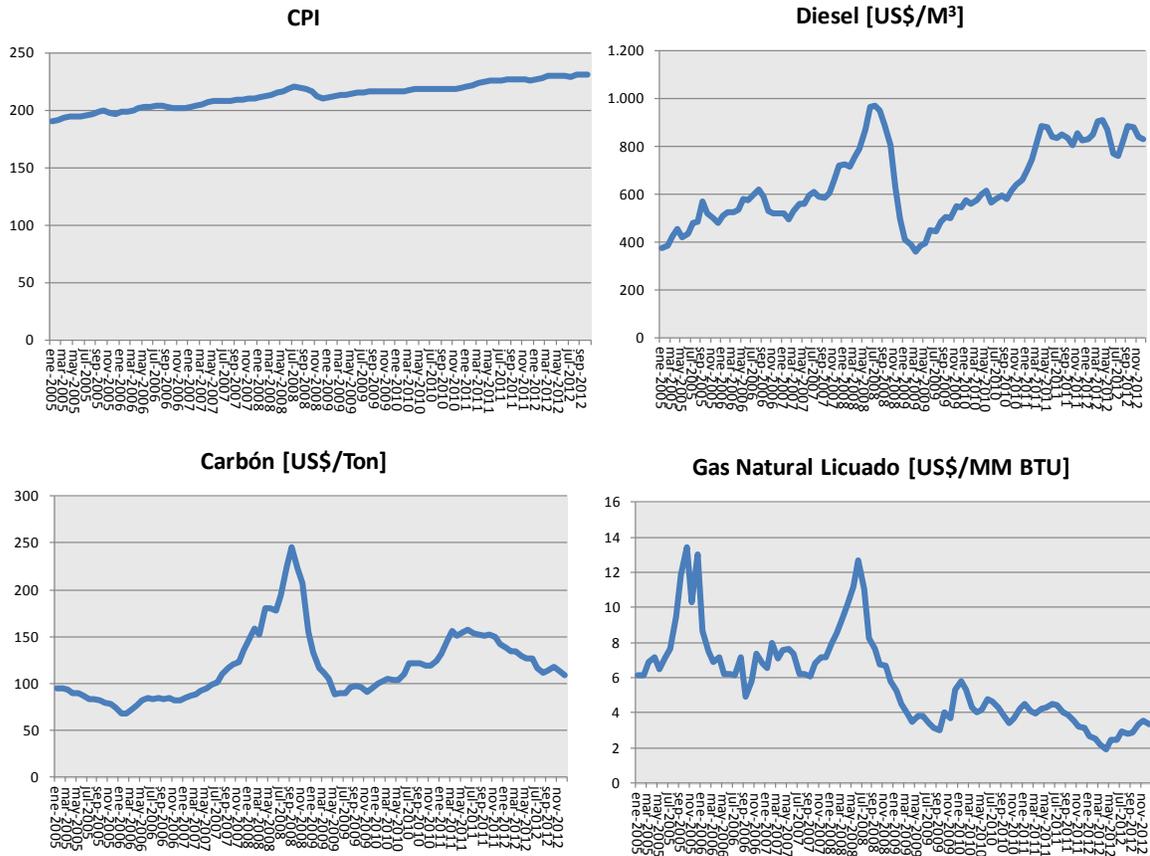


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos. E-CL incluye transferencias de las Centrales Termoeléctricas Andina y Hornito, así como las transferencias de Electroandina.

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 Licitación indexados a enero de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro	Año de Término Suministro	Proceso
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Ene-13 Barra Suministro	Indexado Ene-13 Barra Quillota			
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58.1	78.7	78.0	2010	2020	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57.8	78.2	77.6	2010	2022	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188.5	57.9	78.5	78.5	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85.0	90.3	90.3	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85.5	90.8	90.8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86.0	91.3	91.3	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87.0	92.4	92.4	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87.5	92.9	92.9	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.0	93.4	93.4	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.3	93.8	93.8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88.6	94.1	94.1	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94.0	99.8	99.8	2010	2023	2008-1
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94.2	100.0	100.0	2010	2023	2008-1
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59.0	94.0	94.0	2010	2024	2006-1
AES Gener	EMEL	Polpaico 220	770	52.5	83.7	83.7	2010	2024	2006-1
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65.8	73.3	71.8	2011	2023	2006-2
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104.2	110.6	103.3	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55.5	81.2	80.2	2010	2021	2006-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124.3	132.0	123.2	2010	2023	2008-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53.0	77.5	79.7	2010	2019	2006-1
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54.0	79.0	81.2	2010	2019	2006-1
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58.6	65.3	63.9	2011	2021	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58.3	64.9	63.6	2011	2023	2006-2
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58.0	64.6	63.2	2011	2025	2006-2
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98.0	104.1	97.2	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98.0	104.1	97.2	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99.9	106.1	99.1	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103.0	109.4	102.1	2010	2010	2008-1
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107.0	113.6	106.1	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51.4	57.3	56.6	2010	2021	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57.9	64.6	63.8	2010	2013	2006-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102.0	108.3	101.2	2010	2024	2008-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50.7	56.8	56.3	2010	2020	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51.0	57.1	56.6	2010	2022	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188.5	51.0	56.9	56.9	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50.2	56.0	56.0	2010	2024	2006-1
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102.3	108.6	108.6	2010	2023	2008-1
Endesa	EMEL	Quillota 220	876.5	55.6	62.0	62.0	2010	2019	2006-1
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47.0	52.5	54.0	2010	2019	2006-1
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61.0	54.6	53.5	2011	2021	2006-2
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61.0	54.6	53.5	2011	2025	2006-2
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98.0	104.1	97.2	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99.0	105.1	98.2	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99.5	105.7	98.7	2010	2010	2008-1
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101.5	107.8	100.7	2010	2010	2008-1
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105.0	111.5	104.1	2010	2010	2008-1
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55.1	73.6	73.0	2010	2020	2006-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110.5	117.3	109.6	2010	2023	2008-1
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92.8	98.5	92.0	2010	2010	2008-1
Endesa	Saesa	Alto Jahuel 220	308	129.45	127.8	123.8	2012	2012	2012-1

Fuente: System

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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 enero de 2013, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -9,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,7% en comparación al mes de diciembre, y de un -3,6% en relación a los últimos 12 meses.

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

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012
Embalse	529	694	913
Pasada	1,017	1,049	1,006
Total	1,546	1,742	1,919



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

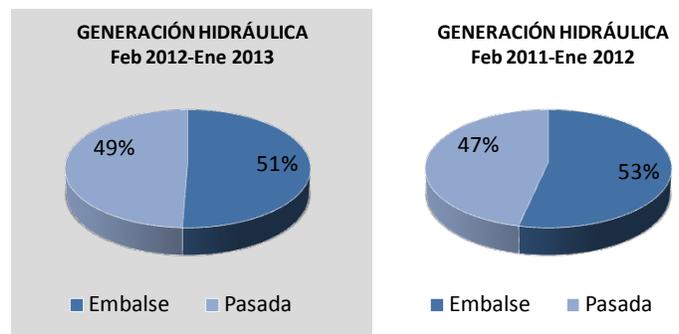
	2012 Trim4	2013 Trim1	2012 Trim1
Embalse	2,095	694	2,466
Pasada	2,697	1,049	2,804
Total	4,793	1,742	5,270



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012
Embalse	10,088	11,051
Pasada	9,837	9,611
Total	19,926	20,662



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

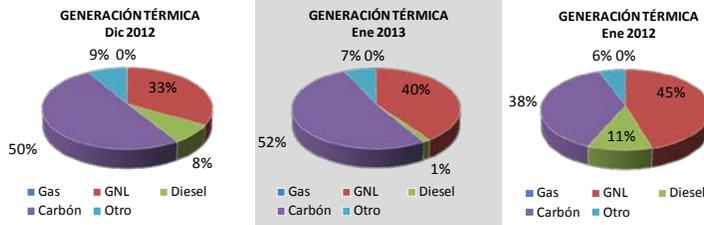
ANEXO III

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

	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012
Gas	1	0	0
GNL	861	1,044	1,019
Diesel	202	34	250
Carbón	1,309	1,346	847
Otro	220	179	128
Total	2,594	2,603	2,244

Generación Térmica

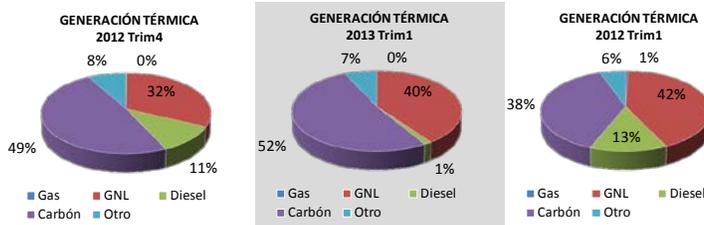
La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía durante el mes de enero de 2013, muestra una variación de un 16,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,3% en comparación al mes de diciembre, y de un 13,1% en relación a los últimos 12 meses.



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

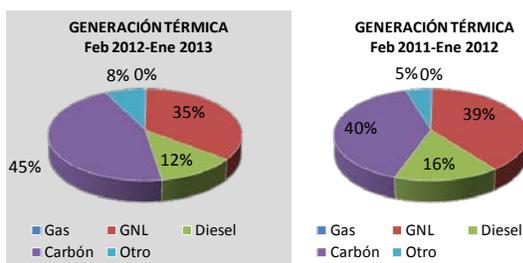
	Dic 2012	Ene 2013	Ene 2012
Gas	1	0	0
GNL	861	1,044	1,019
Diesel	202	34	250
Carbón	1,309	1,346	847
Otro	220	179	128
Total	2,594	2,603	2,244



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Feb 2012-Ene 2013	Feb 2011-Ene 2012
Gas	72	85
GNL	10,125	9,972
Diesel	3,453	4,029
Carbón	12,924	10,113
Otro	2,155	1,204
Total	28,729	25,403



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Talinay II	Parque Talinay Sur S.A	500,0	1.200,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Tolpán	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	306,0	250,0	21-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	IX
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Sarco	AM Eolica Sarco SpA	240,0	500,0	01-10-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Ampliación Parque Eólico San Pedro	ALBA S.A.	216,0	432,0	11-07-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberéolica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-2012	Aprobado	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	Aprobado	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Pichihué	Andes Mainstream SpA	117,5	240,0	05-11-2012	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Punta Sierra	PACIFIC HYDRO CHILE S.A.	108,0	250,0	15-06-2012	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
PARQUE EÓLICO ALENA	Andes Mainstream SpA	107,5	240,0	09-01-2013	En Calificación	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	Aprobado	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
Parque Fotovoltaico Llano de Llampos	Inversiones y servicios Sunedison Chile limitada	93,7	241,0	16-11-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	187,0	17-07-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar	Energías Renovables Fotones de Chile Limitada	90,0	161,0	17-12-2012	En Calificación	Solar	Base	III
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Modificación Proyecto Parque Eólico Punta Palmeras	Punta Palmeras S.A.	66,0	150,0	24-07-2012	Aprobado	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
Parque Eólico San Manuel	AM EÓLICA CHACAICO SPA	57,5	145,0	05-02-2013	En Calificación	Eólico	Base	VIII
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
Parque PV Diego de Almagro	EMELDA S.A.	52,0	130,0	19-12-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Parque Eólico Piliñin	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	51,0	90,0	28-12-2012	En Calificación	Eólico	Base	XIV
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Planta de Cogeneración	Papeles Cordillera S.A.	50,0	47,5	31-12-2012	En Calificación	Gas Natural	Base	RM
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	Aprobado	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUElEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de respaldo Rodelillo	TERRA GAS SPA	32,0	15,0	04-12-2012	En Calificación	Gas Natural	Base	V
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Central Andes Generación	Andes Generación S.p.A.	30,0	30,0	27-08-2012	En Calificación	Diesel	Base	III
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aprovechamiento Energético de Paja de Cereales en Unidad Nº 2 Central de Energía Renovable	COMASA S.A.	22,0	45,0	23-10-2012	En Calificación	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hydroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada 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
Proyecto central hidroeléctrica de pasada Perquillauquén	Empresa Electrica Perquillauquen SpA	17,0	48,0	21-01-2013	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Electrica Cenizas	Electrica 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
Central Hidroeléctrica Río Colorado	Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	15,0	49,0	23-01-2013	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacifico S.A.	15,0	27,0	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-2011	Aprobado	Biogas	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Proyecto GENPAC Fotovoltaico	Sociedad Generadora del Pacifico S.A.	14,0	38,9	16-11-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada El Pinar	Aaktei Energía SpA	11,5	23,4	21-09-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada El Rincón	Ingeniería y Construcción Madrid Limitada	11,0	24,0	10-12-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DAS	DIEGO DE ALMAGRO SOLAR S.A.	9,7	24,8	18-01-2013	En Calificación	Solar	Base	III
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Pangui	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica Añihuerraqui	GTD Negocios S.A.	9,0	22,0	29-11-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Embalse Bullileo .	Antartic Generación S.A.	8,0	11,5	31-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Minicentral Hidroeléctrica Puruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	Aprobado	Solar	Base	III

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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	Aprobado	Cogeneración	Base	VIII
Central de Cogeneración de Electricidad y Calor	Envases del Maule S.A.	7,0	20,0	28-12-2012	En Calificación	Biomasa	Base	VII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N°2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central de Pasada Huenteleufu Mini Central Huenteleufu	Trans Antartic Energía S.A.	6,7	16,0	20-07-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colli	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	Andes Power SpA	6,0	19,0	04-10-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5,0	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacifico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel 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 Electrica La Arena SpA	3,0	3,0	03-08-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	Aprobado	Diesel	Base	V

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Director

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Director

pmiquel@systep.cl

Rodrigo Jiménez

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

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

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

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

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

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

