



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Agosto 2011

Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	29
Análisis General	30
Análisis Precio de Licitación	33
Análisis Precios de los Combustibles	33
Análisis Precios Spot	34
Análisis Precio Medio de Mercado	35
Análisis Parque Generador	35
Resumen Empresas	36
ANEXOS	37
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Senadores plantean nuevo sistema de precios para masificar ERNC. (El Mercurio, 10/08/11)

Comienza operación comercial de Central Hornitos de E-CL, que aportará 151 MW al SING. (E-CL, 05/08/11)

Gobierno evalúa extender vigencia de decreto de racionamiento eléctrico por déficit hídrico. (El Mercurio, 04/08/11)

Campanario enfrenta compleja situación financiera por altos costos derivados de la sequía. (El Mercurio, 04/08/11)

Aprueban primer parque eólico ubicado en Chiloé. (El Mercurio, 03/08/11)

Gobierno se abre a modificar normativa eléctrica para facilitar competencia. (La Tercera, 01/08/11)

E-CL expandirá sus operaciones al sistema eléctrico de la zona central. (El Mercurio, 29/07/11)

Gobierno congelará por cinco años alza del gas en Magallanes. (El Mercurio, 28/07/11)

Gener constituye filial para operar proyecto Alto Maipo. (Diario Financiero, 28/07/11)

Corte Suprema falla a favor de HidroAysén por derechos de agua. (Estrategia, 26/07/11)

Omisión obliga a la autoridad a recalcular cuentas de luz de clientes en tres regiones. (El Mercurio, 25/07/11)

Gobierno designa a Rodrigo Alvarez como ministro de Energía. (Revista Electricidad, 22/07/11)

Contratos con eléctricas y Enap gatillan salida de Echeverría desde Energía. (La Tercera, 22/07/11)

Comisión asesora evalúa cambio que bajaría tarifa eléctrica en la zona norte: el fin de la RM 39. (El Mercurio, 19/07/11)

Designan a Fernando Echeverría como ministro de Energía. (Revista Electricidad, 18/07/11)

Tras inversión de US\$ 900 millones, E-CL sumará 300 MW al SING con dos centrales: Andina y Hornitos. (Diario Financiero, 18/07/11)

Río Cuervo suspende trámite ambiental. (La Tercera, 15/07/11)

Chilquinta busca expandir su negocio con inversiones en el área de transmisión eléctrica. (El Mercurio, 14/07/11)

Editorial

Obras nuevas de transmisión y precios del GNL

Se revisan dos desarrollos recientes en el mercado eléctrico chileno, la licitación de obras nuevas para el sistema de transmisión troncal del SIC y los cambios del precio del combustible GNL en el SING.

1. Licitación de obras nuevas para el sistema de transmisión troncal SIC

Con fecha 13 de junio de 2011, la Comisión Nacional de Energía publicó las bases de licitación para la adjudicación de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas contempladas en el decreto exento nº 115 del 2011 del Ministerio de Energía, resultado del último Proceso de Tarifación Troncal.

En estas bases se describen, entre otras cosas, los alcances técnicos y constructivos que se requieren para las obras nuevas de transmisión del SIC. Particularmente se definen los equipos principales que se consideran dentro del valor de inversión (V.I.) referencial de las obras y los niveles de tensión para estos.

Se busca analizar el diseño de la licitación y aportar algunos breves análisis, particularmente sobre los proyectos de líneas en 500 [kV] que se conectarán al sistema SIC Norte, que actualmente poseen subestaciones en nivel de 220 [kV].

a. Descripción de los nuevos proyectos

Las nuevas obras troncales, todas asociadas al SIC, que forman parte del plan de expansión del sistema para los próximos doce meses se presentan a continuación, considerando los valores de inversión y costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) referenciales aplicados en cada caso y el plazo de construcción estimados para cada uno de ellos.

Tabla 1: Obras nuevas plan de expansión 12 meses SIC Troncal

Nº	Proyecto	V.I. [MUS\$]	COMA [MUS\$]	Plazo Construcción
1	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	79,3	1,1	60 meses
2	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV	130,1	2,1	60 meses
3	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	280,0	4,2	60 meses
4	Nueva Línea Charrúa-Ancoa 2x500 kV. Tendido primer circuito	140,4	2,0	60 meses
5	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV. Tendido primer circuito	45,5	0,9	66 meses
6	Subestación seccionadora Lo Aguirre. Etapa I	69,0	1,0	36 meses
7	Nueva Línea Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV. Tendido primer circuito	37,0	0,8	60 meses
8	Instalación de un CER en subestación Cardones	20,7	0,4	18 meses

Como se puede observar, las tres primeras obras presentadas en la tabla (Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV, Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV y Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV) corresponden a proyectos en 500 kV a instalarse en paralelo al actual sistema de transmisión de 220 kV al norte de la subestación Polpaico. Cabe destacar además que estos tres proyectos, cuyo VI referencial asciende a la suma de 489,4 MMUS\$, se licitan en conjunto por lo que deben ser desarrollados por el mismo ejecutor.

Al respecto, en las bases de licitación se presenta para cada nueva obra una descripción técnica del proyecto, junto a los requerimientos generales para las instalaciones y equipos que deben considerar los oferentes interesados en participar en el proceso de licitación. Para las líneas en 500 kV al norte de Polpaico ya mencionadas, se establecen las siguientes características técnicas mínimas:

Figura 1: Requerimientos técnicos por proyectos de líneas en 500 kV SIC Norte



b. Ausencia de los transformadores elevadores

Llama la atención que en las licitaciones no se incluyen los transformadores elevadores de 500/220 kV, necesarios para realizar la interconexión del nuevo sistema en 500kV con el sistema actual en 220kV. La descripción de los paños de conexión incluye en cada caso, que se debe considerar el *espacio suficiente para alojar la futura transformación 500/220 kV*, pero no se presentan las condiciones técnicas que deben cumplir los transformadores, ni son recogidos en el V.I. referencial de los proyectos.

En un proyecto de este tipo, donde se construye una línea y una subestación, la construcción de la línea demora alrededor de 5 años, mientras que la construcción de la subestación demora alrededor de 3 años, así, resulta apropiado financieramente retrasar las inversiones asociadas a las subestaciones, de manera que ambos elementos (línea y subestación) entren en servicio al mismo tiempo. Sin embargo, las bases de licitación no están retrasando la construcción de una subestación completa, sino que sólo retrasan la compra de los transformadores y los paños correspondientes.

Revisando los costos de proyectos similares del SIC, del mismo estudio de transmisión troncal, se obtiene que por ejemplo, para la subestación Ancoa¹, un banco de cuatro autotransformadores monofásicos, junto a los respectivos paños de conexión en 500 kV y 220 kV, alcanzan un V.I. total de alrededor de 25 MMUS\$. Considerando este mismo tipo de transformación para los tres proyectos licitados en el norte grande, se obtiene un total de 75 MMUS\$, que en comparación al total licitado para los tres proyectos corresponde a un 13% del total.

Además, al no considerar en esta licitación los derechos de explotación y ejecución de los transformadores, éstos deberán otorgarse a partir de un segundo proceso de licitación. No es evidente la necesidad de someterse a los riesgos inherentes de un proceso de licitación adicional, como de sus eventuales retrasos, sólo para retrasar la inversión de los transformadores. Las dificultades que han enfrentado expansiones de redes en el pasado exigen calibrar adecuadamente los riesgos que congestiones de transmisión pueden causar en el sistema.

2. Precio del combustible GNL en el SING

Desde fines del mes de julio 2011 a la fecha, se ha experimentado una baja importante en el precio combustible de la generación a partir de GNL en el SING, de tal manera que el costo de generar con este tipo de tecnología ha descendido por debajo del costo de generación del carbón, favoreciendo el despacho de centrales que funcionan en base a este tipo de combustible. A continuación se busca realizar algunos breves análisis sobre esta situación.

a. La operación de las centrales GNL en el SING

Como se puede observar en la Figura 2, a partir del 28 de julio de 2011 el costo variable de generación con GNL en el SING pasó desde un valor alto de 170 US\$/MWh, comparable con el diésel, a un valor muy bajo de 20 US\$/MWh, inferior al precio del carbón, permitiendo la generación observada en la Figura 3.

Figura 2: Costo Marginal del SING con respecto al rango de los Costos de Operación de centrales GNL

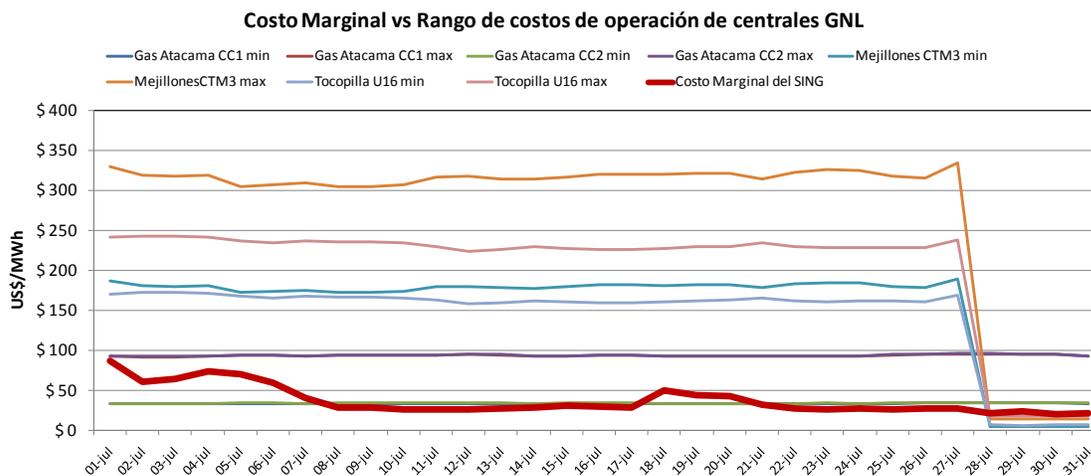
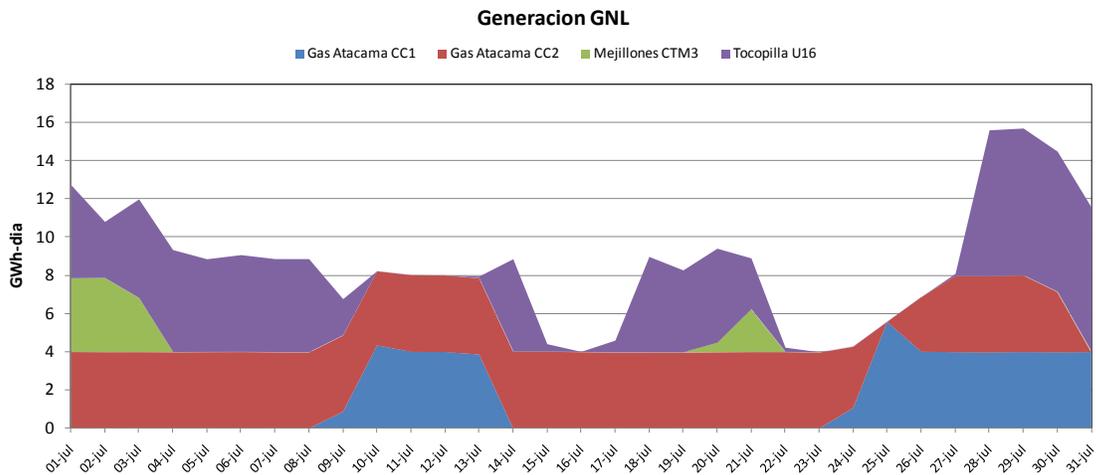


Figura 3: Generación de centrales GNL en el SING [MWh/día]



b. ¿Condición permanente o transitoria del sistema?

La razón de este comportamiento guarda relación con los excedentes de gas disponibles en el sistema y las limitaciones de almacenamiento de éste. En vista de que los contratos de suministro de GNL en la región establecen la compra de este insumo en cantidades y plazos fijos que se traen a Chile por barco, ante la inminente llegada de un nuevo cargamento de combustible, el excedente que todavía no ha sido utilizado en el sistema termina siendo vendido a un precio inferior al usual.

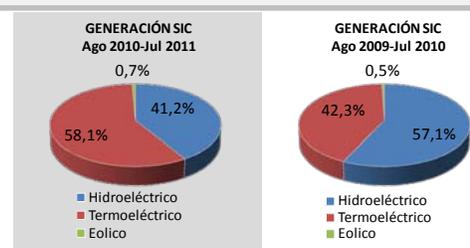
De esta manera, el precio del GNL en el SING dependerá de las posibilidades reales que existan de colocar generación a partir de este tipo de combustible en el mercado. Si existen condiciones para que el GNL marque el marginal, el precio tendrá el valor alto usual alrededor de los 170 US\$/MWh. Al contrario, el GNL será colocado en la base a un precio bajo, cuando no logre participar en la punta y exista el peligro que el gas almacenado se pierda. Esto cambia en forma importante el nivel de los precios spot, originando nuevas incertidumbres e impactando en diversas formas a los generadores participantes, dependiendo de su condición excedentaria o deficitaria.

Figura 4: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de julio de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 4,3% respecto a junio, con un alza de 2,4% respecto a julio de 2010. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

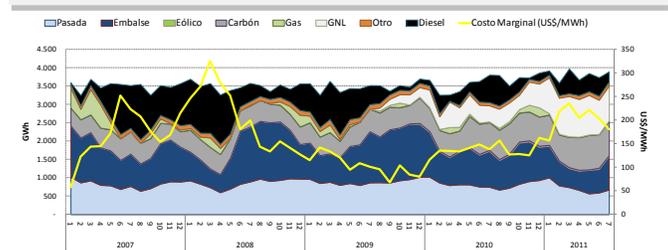
La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 28,7% respecto de junio, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en 7,4%. Con lo anterior, el 40,7% de la energía consumida en el SIC durante el mes de julio de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 24,14 GWh, correspondiente al 0,6% del total (3.892 GWh).

Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 42,1% respecto a junio, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 13,9% en relación al mismo mes. Aún así el aporte hidroeléctrico al sistema se encuentra en niveles menores que años anteriores, principalmente a causa de la sequía que afecta a la zona centro sur del país, y al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja de un 4,3%, mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de 45,3%, dado el mayor aporte hidroeléctrico al sistema que desplaza generación menos eficiente. La generación a carbón, por su parte, se ve incrementada en un 2,8%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 2,0% respecto al mes anterior, principalmente por el día de más que posee julio respecto a junio. Se destaca de la Figura 7, que la generación con GNL representa para el mes de julio de 2011 un 24,5% de la matriz de energías del SIC, frente al 7,1% que representa el diesel y el 24,1% del carbón.

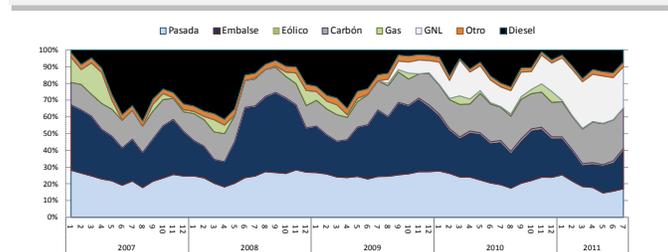
En la Figura 6 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de julio llegaron a un valor promedio de 181 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 138 US\$/MWh de julio de 2010 representa un alza de 31,1%, no obstante la comparación con el mes pasado indica una baja de 10,7% en los costos del sistema.

Figura 6: Generación histórica SIC



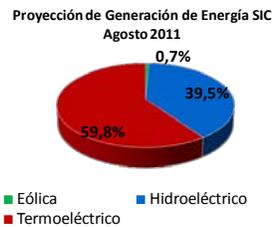
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Generación histórica SIC (%)



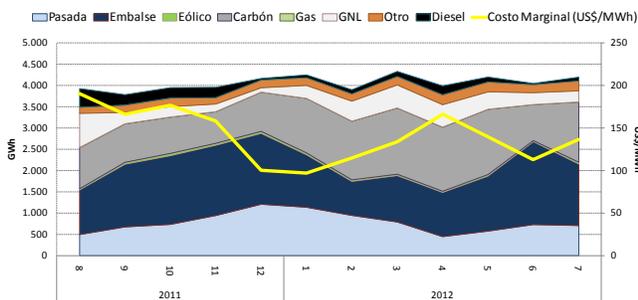
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 8: Proyección de Generación de Energía agosto de 2011



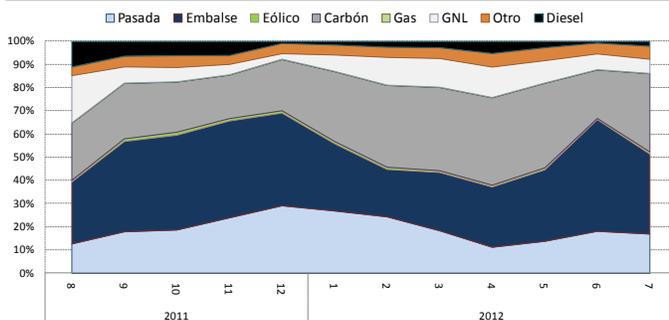
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de agosto de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 39,5% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de preponderancia termoeléctrica de meses anteriores, no obstante el aumento de la componente hidráulica en esta parte del año.

La Figura 9 y Figura 10 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

De acuerdo a la proyección del CDEC, el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones a fines de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de julio de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 2,4% respecto del mismo mes de 2010, con un incremento de 4,3% respecto junio. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.431 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 7,5%.

La Figura 12 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

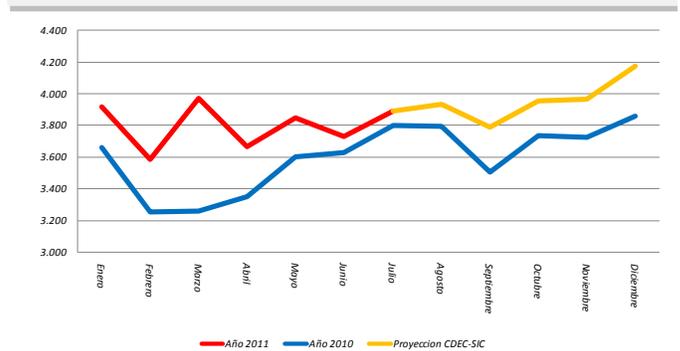
Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de mayo de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,674 \$/kWh y 4.653,54 \$/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 54,40 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010.

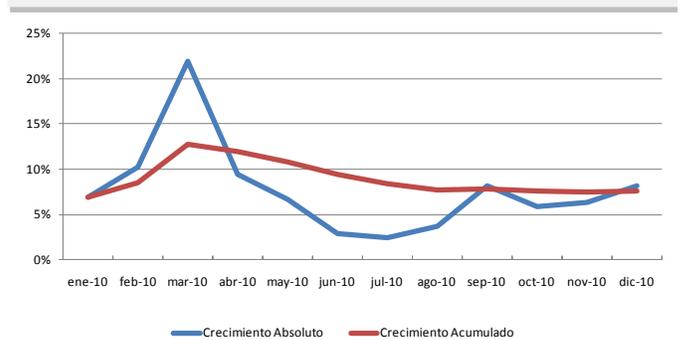
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 53,02 \$/kWh (cargo por RM 88 igual a 7,345 \$/kWh).

Figura 11: Generación histórica de energía (GWh)



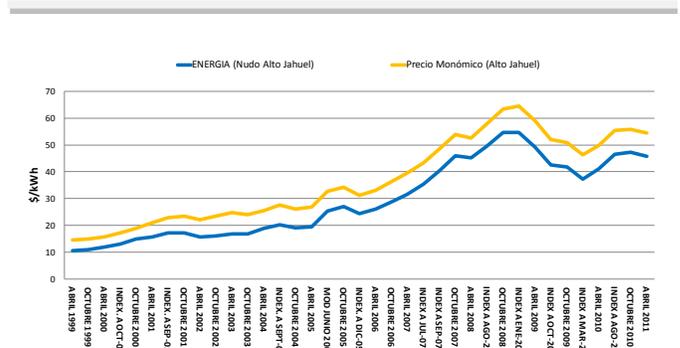
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 12: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 13: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, 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 período de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará 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. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m³), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m³/MWh) en 2010 y 0,204 (m³/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

La Tabla 2 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a julio 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	109,8	5.419
Campanario	168,8	1.750
Colbún	99,2	6.782
Endesa	85,8	12.825
Guacolda	88,1	900
EMELDA	165,4	200
EPSA	165,4	75
Monte Redondo	165,4	275
Precio Medio de Licitación		100,40

* 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 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 cobrarán a sus clientes.

Tabla 3: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a julio 2011)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	67,39	112,27	83,06	12.000
Chilquinta	143,42	93,54	93,54	2.567
EMEL	100,93	93,54	93,54	2.007
CGE	151,24	99,78	93,54	7.220
SAESA	98,16	92,73	93,54	4.432

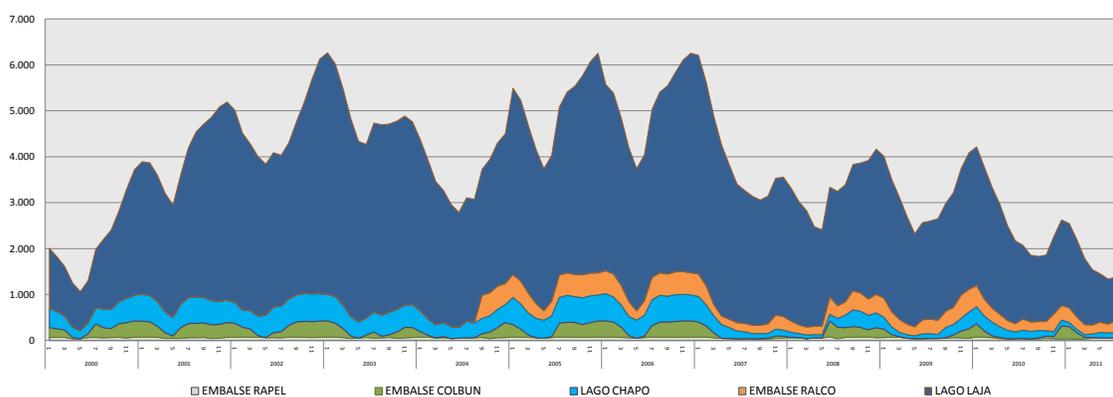
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a julio 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 89,09 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de agosto de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.380 GWh, con lo que se mantienen los niveles registrados a comienzos del mes de julio, no obstante una disminución de 26% respecto a agosto de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 36% menor a la disponible en agosto de 2010. En este sentido, los embalses para generación eléctrica si bien han mostrados leves mejorías en algunos casos, dadas las lluvias de lo que va del año hidrológico del 2011, aún mantienen niveles bajo lo normal.

Figura 14: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Jul 2011	Ago 2011	Ago 2010
EMBALSE	COLBUN	0	0	0
	% de la capacidad máxima	0%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	60	61	39
	% de la capacidad máxima	71%	72%	46%
LAGUNA	LA INVERNADA	4	3	4
	% de la capacidad máxima	3%	3%	3%
LAGO	LAJA	958	934	1.455
	% de la capacidad máxima	18%	18%	28%
LAGO	CHAPO	125	172	162
	% de la capacidad máxima	20%	27%	26%
EMBALSE	RALCO	233	209	205
	% de la capacidad máxima	46%	41%	40%

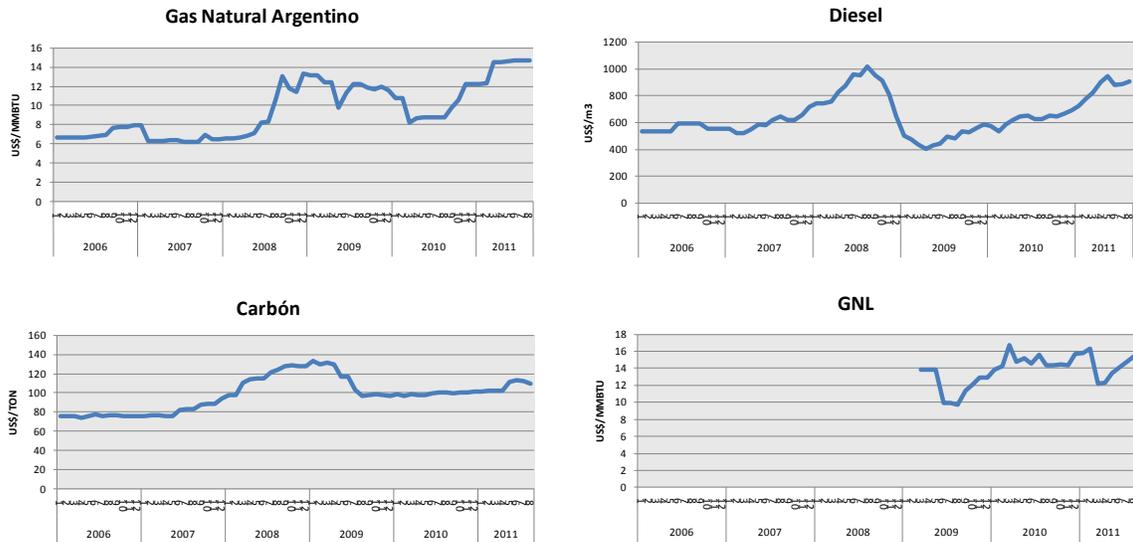
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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 15.

Figura 15: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

Los costos marginales del SIC para el mes de julio de 2011 presentan una baja de 10,7% respecto a los registrados en el mes de junio, con un incremento de 31,1% respecto a lo observado en julio de 2010.

En la Tabla 6 y Figura 16 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

Mes	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	57	247	115	116	157
Febrero	123	272	142	135	217
Marzo	144	325	134	135	236
Abril	145	280	121	133	205
Mayo	171	252	95	141	221
Junio	252	181	108	148	203
Julio	223	200	102	138	181
Agosto	208	143	96	157	
Septiembre	176	134	68	127	
Octubre	154	155	104	128	
Noviembre	169	141	84,7	125	
Diciembre	215	127	80	163	

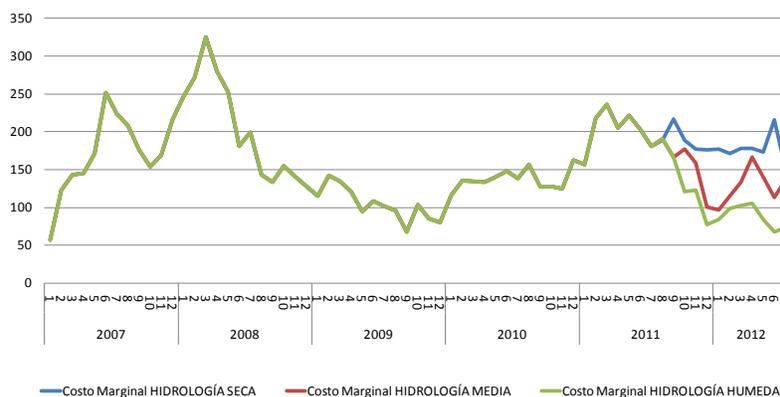
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	8	188,3	190,9	190,9
-	9	216,6	166,5	166,8
-	10	188,3	176,8	120,9
-	11	176,5	158,6	122,5
-	12	175,7	100,3	76,9
2012	1	176,8	96,8	84,0
-	2	170,9	114,9	98,1
-	3	178,3	133,8	102,7
-	4	177,5	166,2	105,0
-	5	173,0	139,9	84,1
-	6	215,8	112,7	67,2
-	7	150,9	136,6	73,0

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

Figura 16: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



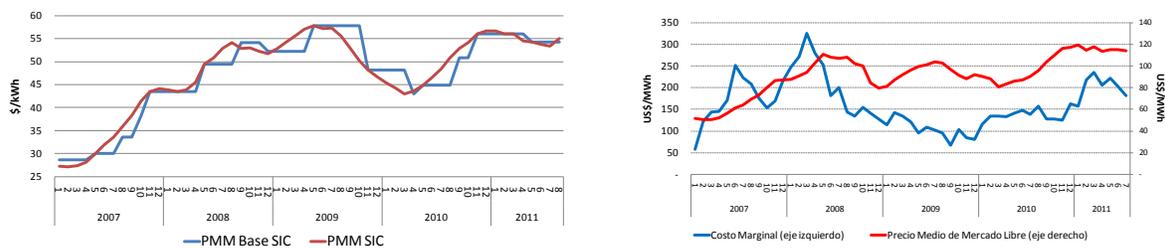
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de Agosto de 2011 es de 54,98 \$/kWh, lo que representa un alza de 1,27% respecto al precio definido en la fijación de Abril 2011 (54,29 \$/kWh).

Figura 17: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

RM 88

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define que las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente.

La Tabla 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de junio de 2011.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a junio 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	23.087
Gener	11.626
Colbún	17.515
Guacolda	2.768
Pehuenche	3.438

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre agosto de 2011 y octubre de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.217 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en diciembre de 2011), Rucatayo (60 MW en marzo de 2012) y San Andrés (30 MW en junio de 2012), y las centrales Taltal 1 y 2 operando con GNL a partir de octubre de 2012.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses. Cabe destacar que dicha información corresponde al programa de mantenimiento mayor publicado a finales de 2010, donde se programan los mantenimientos para el año 2011. Dado lo anterior, no se incluiría la aplicación del Decreto de Racionamiento donde se transfiere al CDEC la responsabilidad de optimizar los mantenimientos de las unidades generadoras de manera de garantizar la seguridad del sistema.

- Nueva Renca (370 MW): 55 días de julio a agosto.
- El Toro (U1, U2, U3 y U4 por 110 MW c/u): 5 días en agosto c/u.
- Guacolda (U2 por 152 MW): 15 días en agosto.
- Guacolda (U3 por 152 MW): 15 días en septiembre.
- Guacolda (U4 por 152 MW): 15 días en septiembre y octubre.
- Nehuenco (U1 por 350 MW): 3 días en septiembre.
- Bocamina (U1 por 128 MW): 24 días en octubre
- Santa Lidia TG (139 MW): 14 días en octubre.
- Ventanas 1 (U1 por 120 MW): 34 días en octubre.
- Nehuenco (U2 por 350 MW): 19 días en octubre.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	dic-11	111
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	mar-12	60
San Andres	HydroChile	Pasada	jun-12	30
Térmica Tradicional				
Bocamina 2	Endesa	Carbón	nov-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	dic-11	343
Taltal 1	Endesa	GNL	oct-12	122
Taltal 2	Endesa	GNL	oct-12	123
Otros Térmicos				
Viñales	Arauco	Cogeneración	mar-12	32
Lautaro	Comasa	Biomasa	ago-11	25
Los Colorados 2	KDM	Biogás	ago-11	9
Eólicas				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		ago-11	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.217

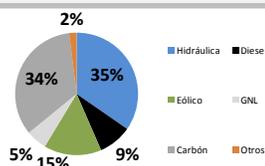
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.586	7.580
Diesel	1.424	1.075
Eólico	2.441	5.211
GNL	879	527
Carbón	5.470	9.847
Otros	317	628
TOTAL	16.116	24.869
Aprobado	13.391	19.873
En Calificación	2.725	4.996
TOTAL	16.116	24.869

Fuente: SEIA, Syste

Figura 18: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

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 16.116 MW (2.725 MW en calificación), con una inversión de 24.869 MMUS\$.

Se destaca en éste mes el retiro definitivo del SEIA de los proyectos Barrancones de GDF Suex (540 MW a carbón en la IV región) y Neltume de Endesa (490 MW hidráulicos en la XIV).

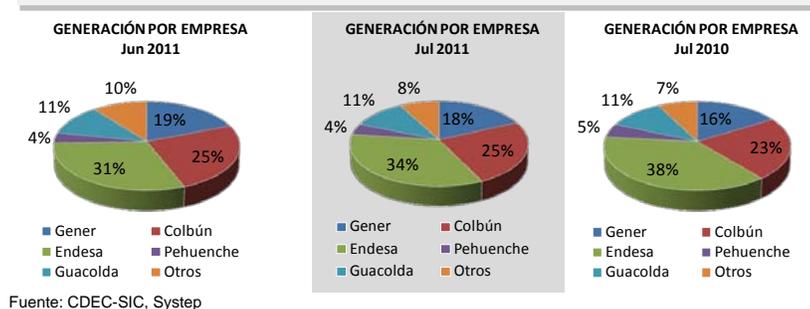
En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Tercera Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	280	616	13-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

Fuente: SEIA, Syste

Figura 19: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Resumen Empresas

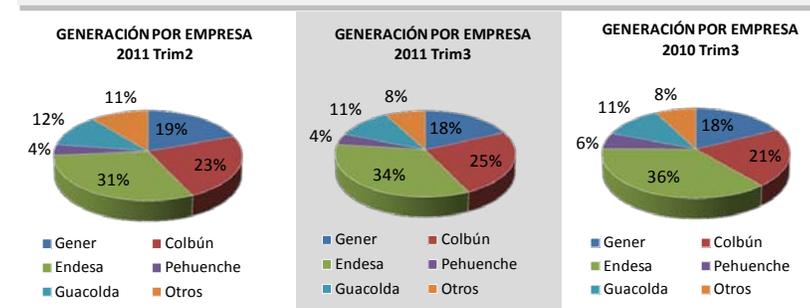
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes julio de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 34% de la producción total de energía, seguido de Colbún (25%), Gener (18%), Guacolda (11%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún Endesa, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en un 2,8%, 17,4%, 17,9% y 0,4% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, sólo Gener vio disminuida su producción en un 0,7%. El análisis no considera que el mes de julio cuenta con un día más que el mes de junio.

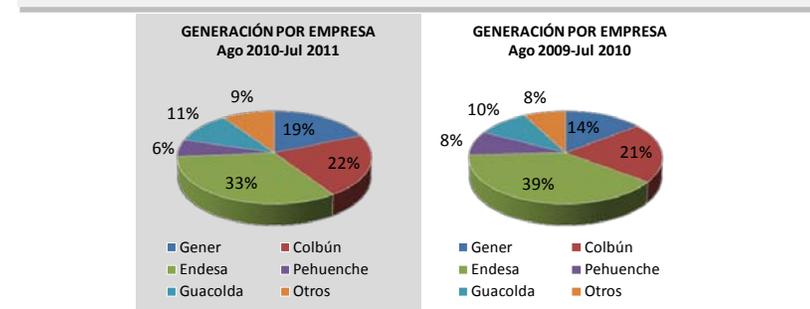
En las Figura 19 a Figura 21 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 21: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



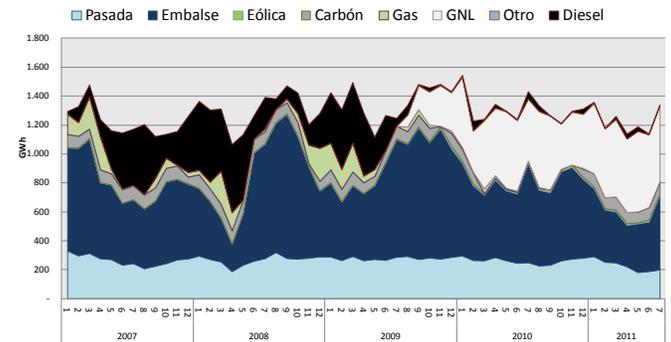
Fuente: CDEC-SIC, Syste

ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 50,4% respecto al mes de junio, con una baja de 24,9% en relación a julio de 2010. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 5,9% respecto a junio, con una caída de 19,9% respecto a julio de 2010. Las mejoras respecto a meses anteriores se deben principalmente al mayor aporte de las centrales Pangué, Rapel y Ralco (embalse) y la central Antuco (pasada).

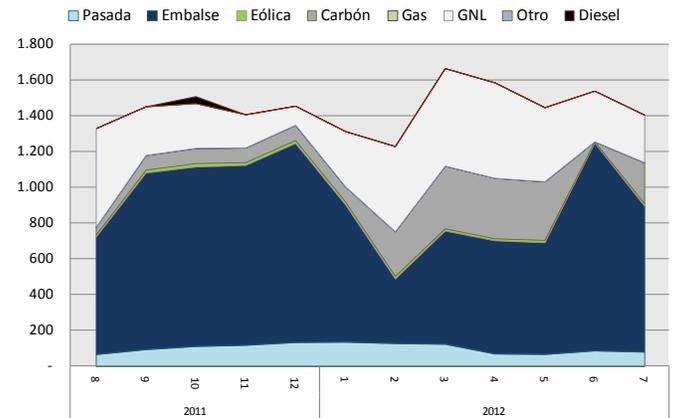
Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un 0,8% respecto al mes pasado, invariante respecto a los niveles de julio de 2010, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un incremento de 4,5% respecto a junio, con un alza del 22,6% respecto a julio de 2010. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

Figura 22: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Jun 2011	Jul 2011	Jul 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	189	200	250	5,9%	-19,9%
Embalse	343	516	687	50,4%	-24,9%
Gas	0	0	2	0,0%	-97,7%
GNL	504	527	429	4,5%	22,6%
Carbón	84	84	0	-0,8%	0,0%
Diésel	5	2	49	-57,3%	-95,8%
Eólico	15	10	14	-35,9%	-32,5%
Total	1.140	1.338	1.431		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Ago 2010-Jul 2011	Ago 2009-Jul 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.869	3.283	-12,6%
Embalse	5.494	7.937	-30,8%
Gas	13	208	-93,8%
GNL	5.691	4.188	35,9%
Carbón	632	509	24,2%
Diésel	174	267	-35,0%
Eólico	149	118	26,6%
Total	15.021	16.509	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	594	200	711	-71,8%	-66,3%
Embalse	967	516	1.713	-69,9%	-46,7%
Gas	0	0	8	-99,4%	0,0%
GNL	1.570	527	1.468	-64,1%	-66,5%
Carbón	235	84	0	0,0%	-64,4%
Diésel	68	2	85	-97,6%	-97,0%
Eólico	34	10	45	-78,5%	-71,5%
Total	3.468	1.338	4.029		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

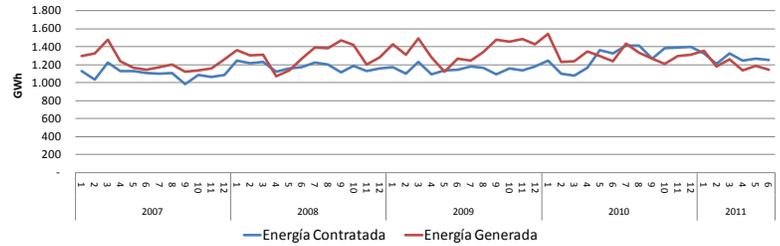
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante junio de 2011 fue de 1.140 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.253 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 24 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 24: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

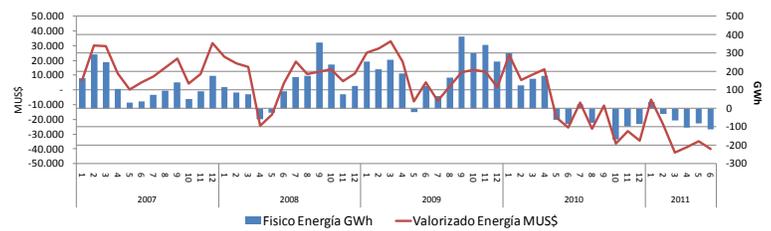


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -113,5 GWh, las que son valorizadas en -40,05 MMUS\$. En la Figura 25 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 25: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENER

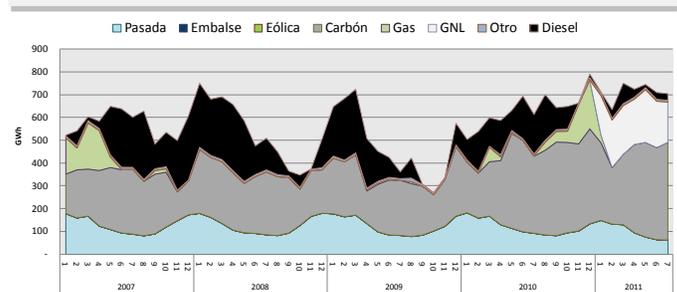
Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de 2,9% respecto a junio, dado la menor generación de Alfafal y Queltehues, con una disminución de 32,4% en relación a julio del año 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un incremento de 6,2% respecto al mes de junio, principalmente por el día de más que presenta el mes de julio respecto al mes anterior, con un alza de 27,1% en relación a julio de 2010. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de 13,5% respecto al mes de junio, principalmente debido a la disminución en la producción de la central Nueva Renca GNL respecto al mes pasado. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

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

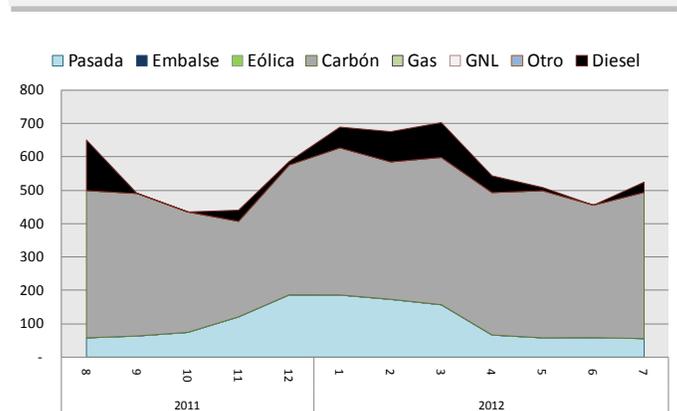
En la Figura 27 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 26: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Jun 2011	Jul 2011	Jul 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	64	62	92	-2,9%	-32,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	3	0,0%	-100,0%
GNL	204	176	0	-13,5%	0,0%
Carbón	405	430	338	6,2%	27,1%
Diesel	30	29	174	-1,5%	-83,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	8	8	-3,8%	-0,6%
Total	710	705	615		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	Ago 2010-Jul 2011	Ago 2009-Jul 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.435	1.498	-4,2%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	2.029	99	1957,9%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.895	3.210	52,5%
Diesel	527	1.179	-55,2%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	103	105	-2,2%
Total	8.989	6.090	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	234	62	259	-75,9%	-73,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	86	-100,0%	0,0%
GNL	634	176	0	0,0%	-72,2%
Carbón	1.209	430	1.121	-61,7%	-64,5%
Diesel	79	29	470	-93,8%	-63,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	8	24	-66,9%	-68,5%

Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

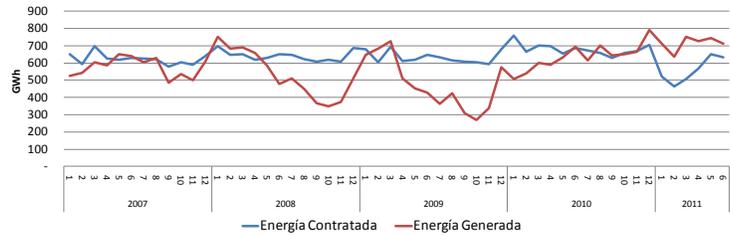
La generación real de energía para Gener durante junio de 2011 fue de 710 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 633 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 28 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Transferencias de Energía

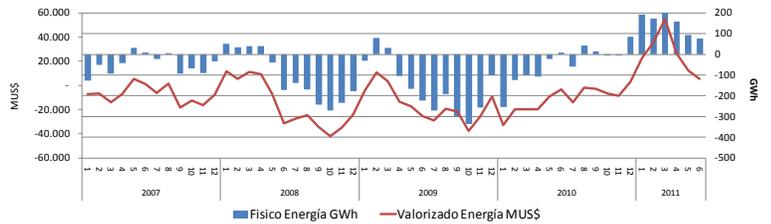
Durante el mes de junio de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 77,4 GWh, las que son valorizadas en 5,47 MUS\$. En la Figura 29 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 28: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

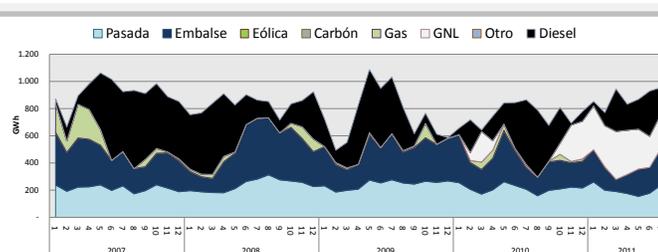
COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 41,6% respecto al mes de junio, principalmente por el aumento en el último mes de la generación de la central Colbún, con un incremento de 68,1% en relación a julio de 2010. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un aumento en su aporte de 33,3% respecto a junio, principalmente por la mayor producción de las centrales Rucúe, Quilleco Machicura y San Ignacio, con un alza de 14,7% respecto a julio de 2010.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una disminución de 40,8% respecto a junio, con una baja de 58,6% respecto a julio de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que la central Nehuencho Diesel presenta una importante reducción respecto a la producción del mes pasado. Se destaca la generación GNL durante mes de julio la cual asciende a 252 GWh, 26% de la producción total de la empresa, fruto principalmente de la producción de Nehuencho GNL (I y II). El análisis no considera que el mes de julio cuenta con un día mas que el mes de junio.

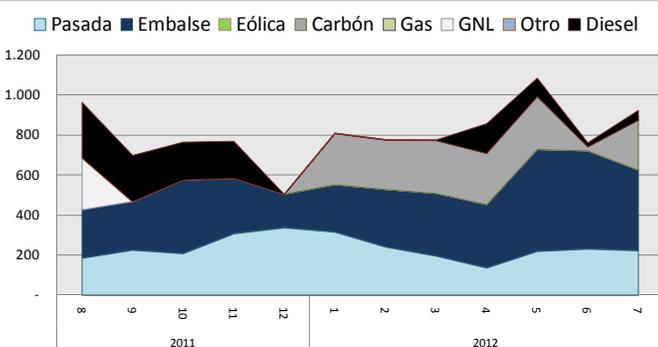
En la Figura 31 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 30: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 31: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Jun 2011	Jul 2011	Jul 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	177	237	206	33,3%	14,7%
Embalse	191	271	161	41,6%	68,1%
Gas	0	0	9	0,0%	-100,0%
GNL	229	252	13	10,3%	1845,5%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	334	198	478	-40,8%	-58,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	931	957	867		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Ago 2010-Jul 2011	Ago 2009-Jul 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.516	2.824	-10,9%
Embalse	2.325	3.177	-26,8%
Gas	198	339	-41,5%
GNL	2.565	367	599,2%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	1.614	2.017	-20,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.219	8.724	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	506	237	564	-58,0%	-53,3%
Embalse	534	271	510	-47,0%	-49,3%
Gas	1	0	13	-100,0%	-100,0%
GNL	849	252	13	1845,5%	-70,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	746	198	1.237	-84,0%	-73,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.637	957	2.337		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

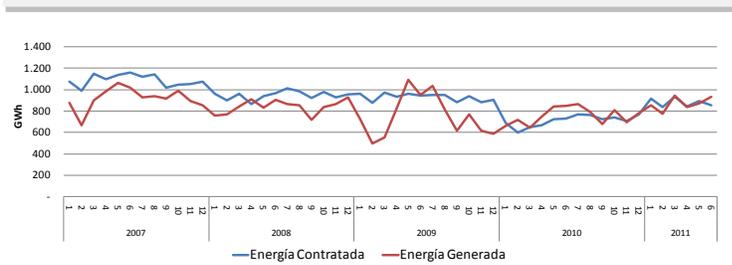
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante junio de 2011 fue de 931 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 853 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 32 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 32: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

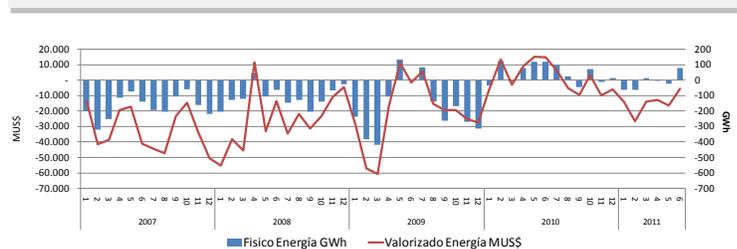


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 78,8 GWh, las que son valorizadas en -5,71 MMUS\$. En la Figura 33 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.³

Figura 33: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

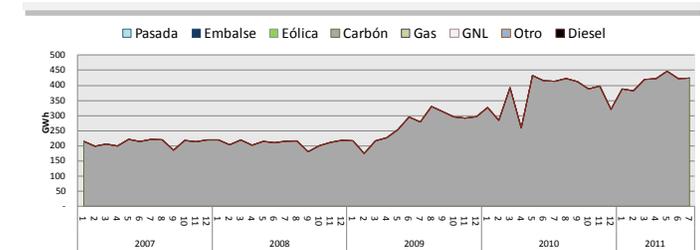
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de julio, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un incremento de 0,4% respecto al mes de junio, con un alza de 2,5% en relación a julio de 2010. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

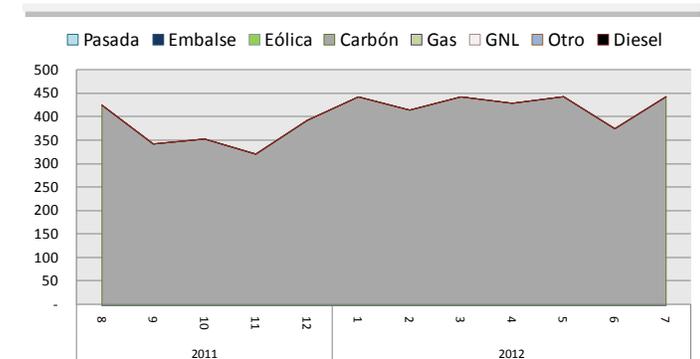
En la Figura 35 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 34: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 35: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Jun 2011	Jul 2011	Jul 2010	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	424	426	415	0,4%	2,5%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	424	426	415		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Ago 2010-Jul 2011	Ago 2009-Jul 2010	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	4.204	4.068	3,3%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.204	4.068	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.295	426	1.253	-66,0%	-67,2%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.295	426	1.253		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

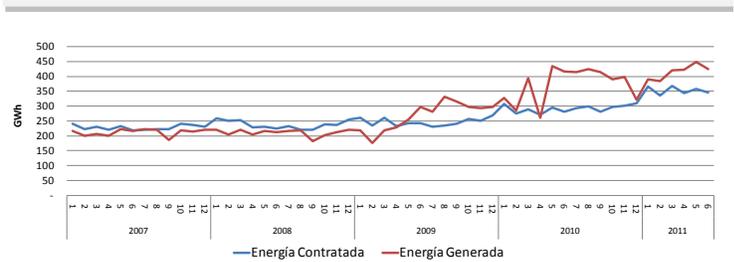
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante junio de fue de 424 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 347 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 36 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 36: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

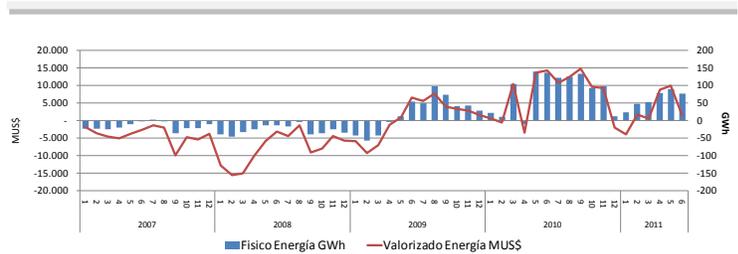


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 77,1 GWh, las que son valorizadas en 1,49 MMUS\$. En la Figura 37 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 37: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

PEHUENCHE

Durante el mes de julio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 17,5% respecto al mes de junio, con una disminución de 0,2% en relación a julio de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un incremento de 20,0% respecto a junio, con una disminución de 50,0% en relación a julio de 2010. El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

En la Figura 39 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Jun 2011	Jul 2011	Jul 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	23	27	55	20,0%	-50,0%
Embalse	112	131	131	17,5%	-0,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	135	159	186		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Ago 2010-Jul 2011	Ago 2009-Jul 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	953	894	6,7%
Embalse	2.206	2.584	-14,6%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.160	3.478	

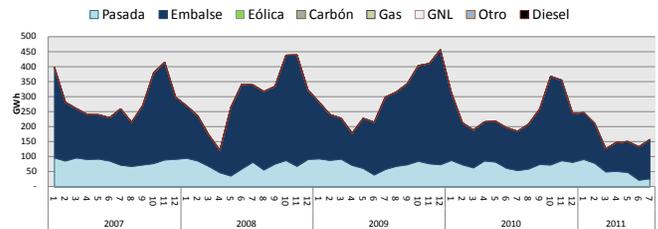
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	123	27	190	-85,6%	-77,8%
Embalse	313	131	466	-71,9%	-58,1%
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	436	159	656		

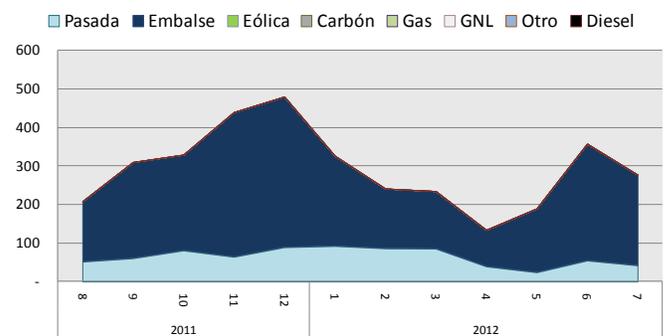
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 38: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 39: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

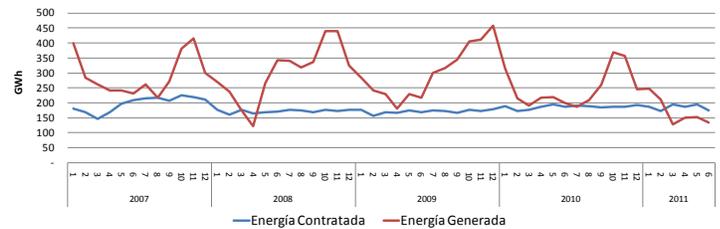
La generación real de energía para Pehuenche durante junio de 2011 fue de 135 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 174 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 40 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

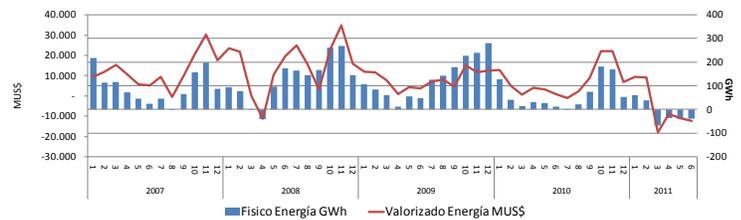
Durante el mes de junio de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -40,0 GWh, las que son valorizadas en -12,20 MMUS\$. En la Figura 41 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 40: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 41: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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.

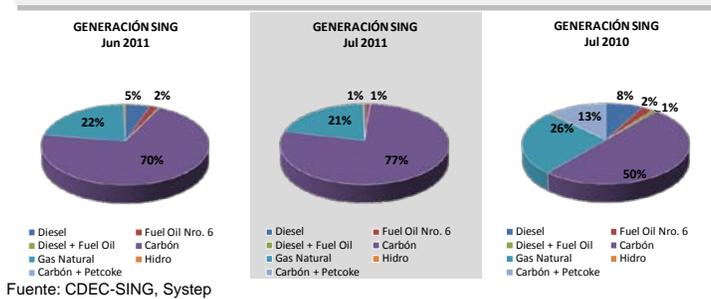
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 42: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de julio de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 5,6% respecto a junio, con una disminución de 2,3% respecto a julio de 2010.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 89,8% con respecto a junio, mientras que la generación a carbón aumentó en un 4,3%. La generación con gas natural disminuyó en un 20,7% respecto al mes pasado.

En la Figura 43 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de julio del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 76 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 39,4% respecto al mes anterior.

Figura 43: Generación histórica SING (GWh)

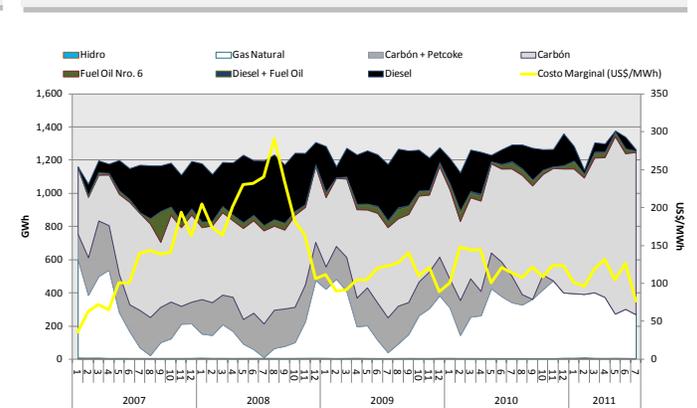


Figura 44: Generación histórica SING (%)

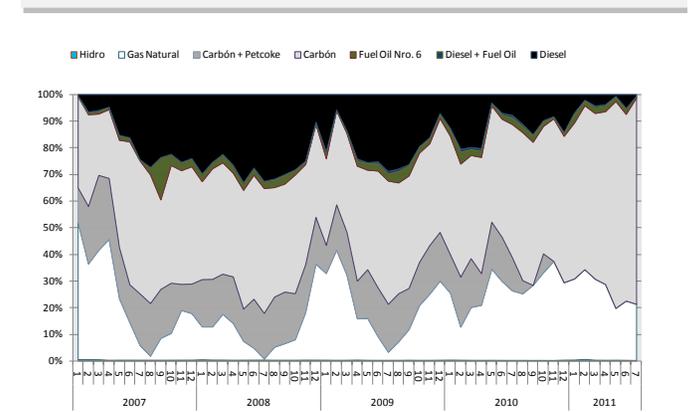
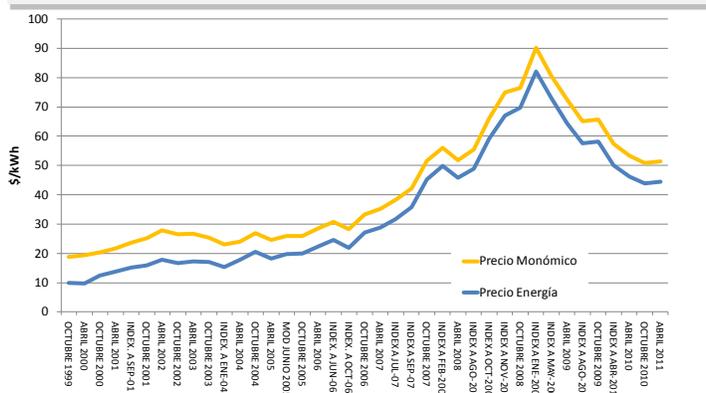
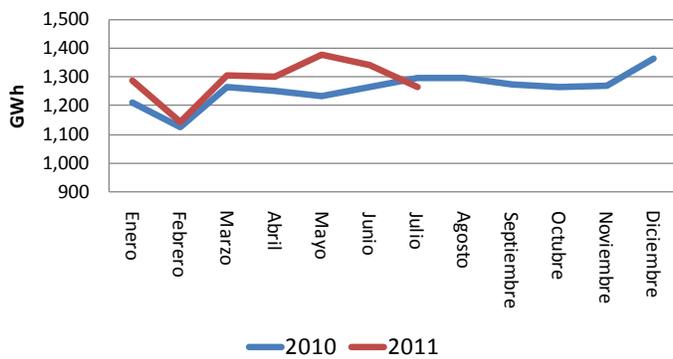


Figura 45: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 46: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día martes 31 de mayo fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,520 \$/kWh y 4.319, 82 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 51,42 \$/kWh. Este valor representa un aumento de 1,06% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2010.

Generación de Energía

En el mes de julio, la generación real del sistema fue de 1.264 GWh. Esto representa una disminución de 2,3% con respecto al mismo mes del 2010.

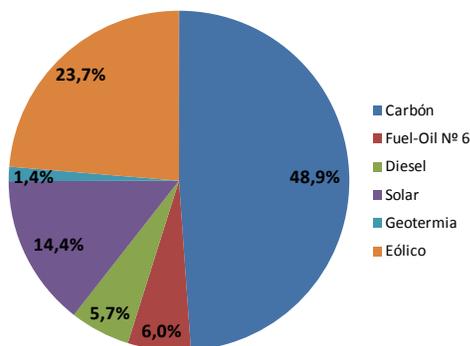
La generación acumulada a julio del año 2011 es de 9.016 GWh, lo que comparado con los 8.641 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 4,3%.

Tabla 26: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	520	1.724
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	3.621	8.043
<hr/>		
Aprobado	3.015	6.459
En Calificación	606	1.584
TOTAL	3.621	8.043

Fuente: SEIA, Syste

Figura 47: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 27: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacifico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica Alto Loa S.p.A.	240	500	04-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	En Calificación	Geotermia	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabry	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	85	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	ENORCHILES S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de agosto de 2011, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 3.621 MW (606 MW en calificación), con una inversión de 8.043 MMUS\$.

Destaca el ingreso a evaluación del proyecto Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II, con una capacidad de 30 MW e inversión de MMUS\$ 103, en la II Región.

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 28). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 28: Precios de Licitación (precios indexados a julio de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Jul-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	97,11	2012

Precios de combustibles

En la Figura 48 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 48: Valores informados por las Empresas

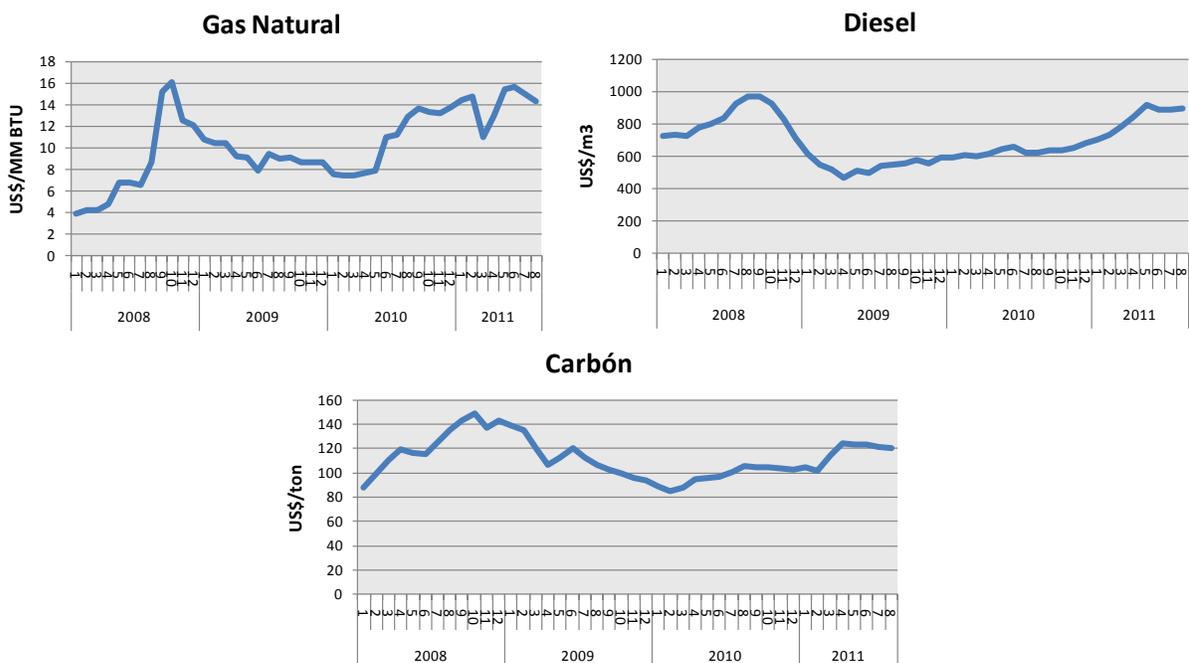


Tabla 29: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, SysteP

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

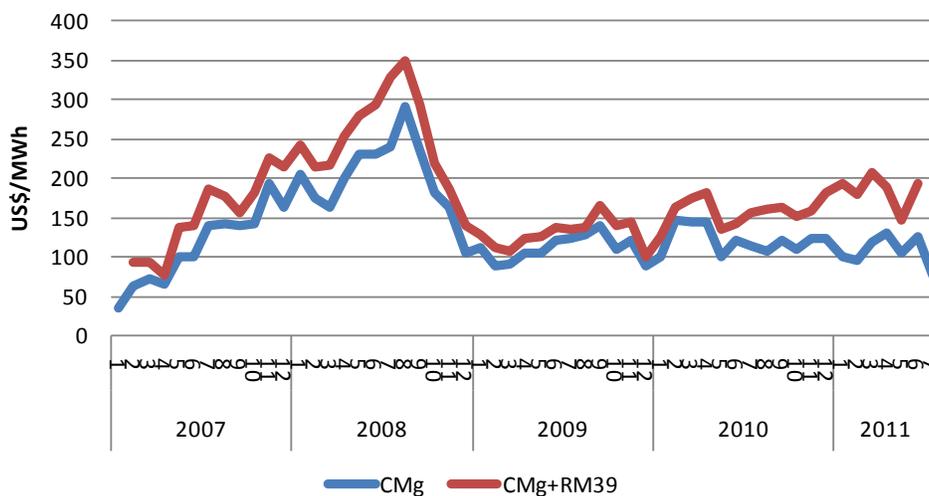
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de julio, el costo marginal fue de 76 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 32,8% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 39,4% respecto al mes de julio de 2011.

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

La Figura 49 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de junio de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de junio. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de junio, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 67,2 US\$/MWh.

Figura 49: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de agosto de 2011 es de 63,347 \$/kWh, que representa una disminución de 2,63% respecto al Precio Medio Base (65,058 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2011.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 30 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2011, junto con actualizaciones del CDEC.

En total se incorporarán 230 MW de potencia en un horizonte de un año.

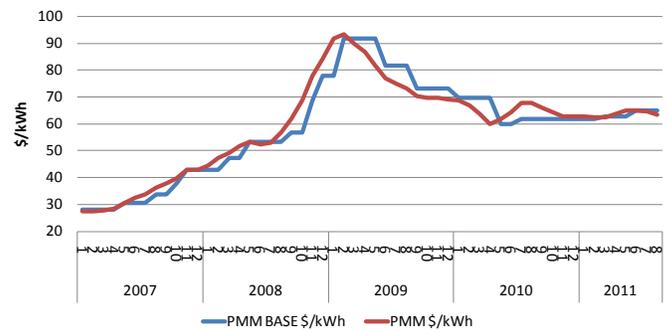
Durante el año 2011 se destaca la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; y la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial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

- U10 (Tocopilla): 38 MW en octubre.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en octubre.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en agosto.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en septiembre y octubre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en octubre.
- TG1A (Atacama): 129 MW en septiembre y octubre.
- TG1B (Atacama): 129 MW en agosto y septiembre.
- ZOFRI 2-5 (Zofri): 5 MW en octubre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.

Figura 50: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				230

* Central actualmente en pruebas de operación.

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener. Desde el mes de abril la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos, mientras que desde el mes de agosto la generación de E-CL incluye la producción de las Centrales Térmicas Andina y Hornitos.

Al mes de julio de 2011, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 27% de la producción total de energía, seguido por Electroandina y Norgener con un 23% y 15%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta y Norgener aumentaron su producción en un 52,5% y 2,9%, respectivamente, en relación a junio de 2011. Por su parte GasAtacama, AES Gener, Electroandina y E-CL vieron para el mismo período disminuida su producción en un 25,6%, 10,2%, 9,1% y 1,6%, respectivamente. En la Figura 51 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 52 se presentan las transferencias de energía de las empresas en junio de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta y E-CL, las cuales cambiaron sus condiciones de excedentarias a deficitarias.

Figura 51: Energía generada por empresa, mensual

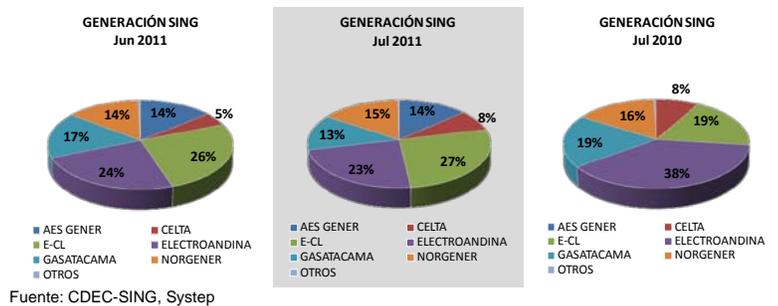
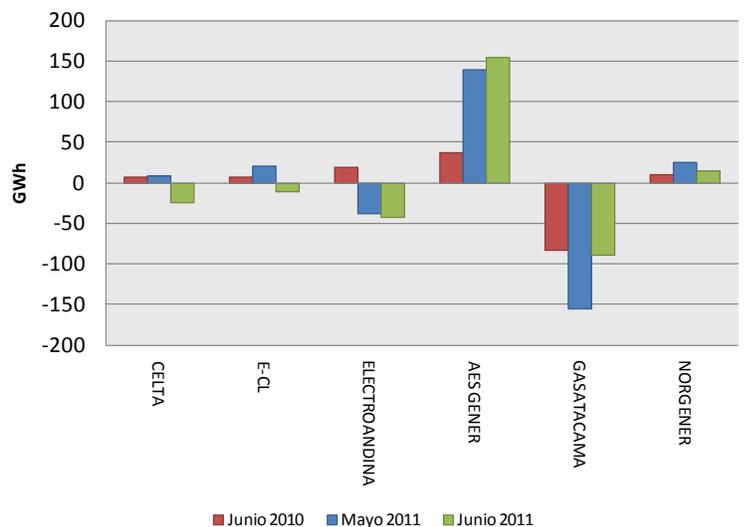


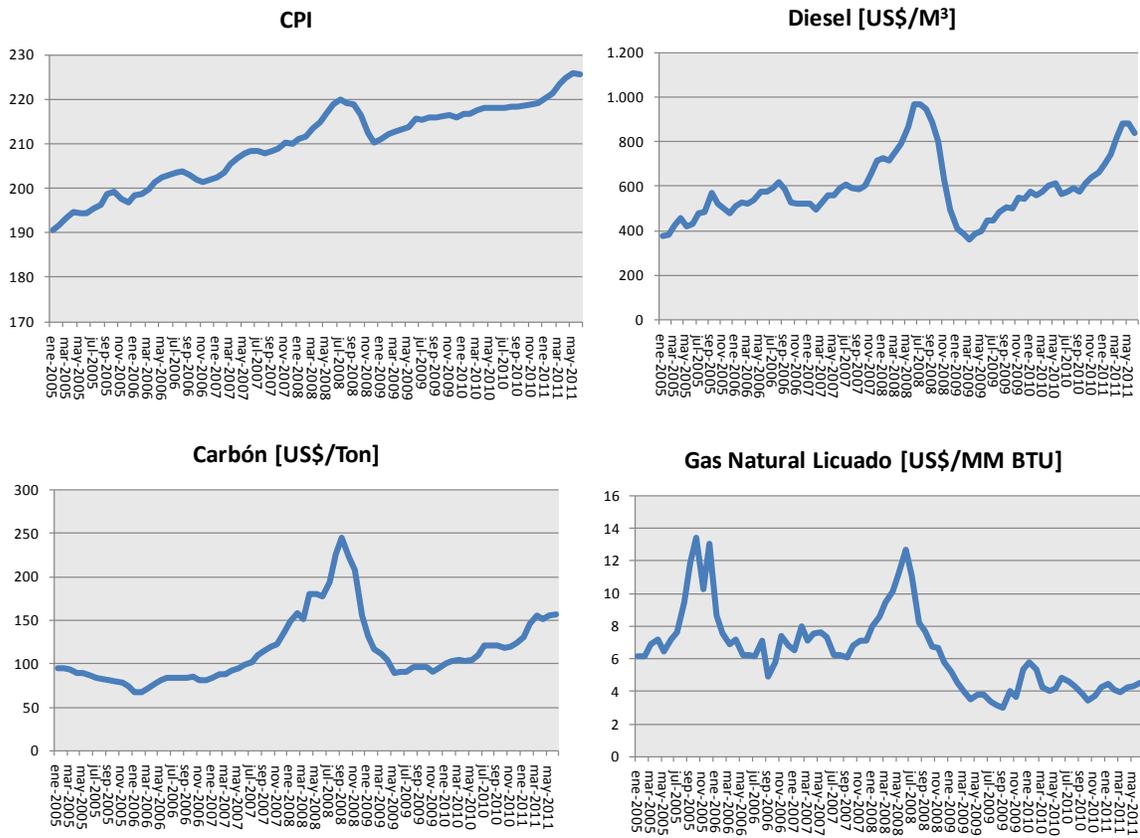
Figura 52: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:
<http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0)
 Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Petróleo diesel grado B (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

Figura II-I: Precios de Indexación a julio de 2011

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Jul-11 Barra Suministro	Indexado Jul-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	96,4	95,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	95,9	95,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	96,1	96,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	177,1	177,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	177,1	177,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	136,4	136,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	121,5	121,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	70,8	69,4	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	177,1	165,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	177,1	172,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	177,1	172,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	99,0	97,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	177,1	165,4	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	94,5	97,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	96,3	99,0	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	62,7	61,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	62,4	61,1	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	62,1	60,8	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	177,1	165,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	177,1	165,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	177,1	165,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	177,1	165,4	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	177,1	165,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	63,1	62,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	71,2	70,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	177,1	165,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	62,7	62,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	63,0	62,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	62,7	62,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	61,7	61,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	177,1	177,1	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	68,3	68,3	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	57,8	59,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,0	54,9	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,0	54,9	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	177,1	165,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	177,1	165,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	177,1	165,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	177,1	165,4	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	177,1	165,4	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	88,8	88,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	177,1	165,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	177,1	165,4	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	93,99	7,31	557,33	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	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	EMPSA	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: System

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

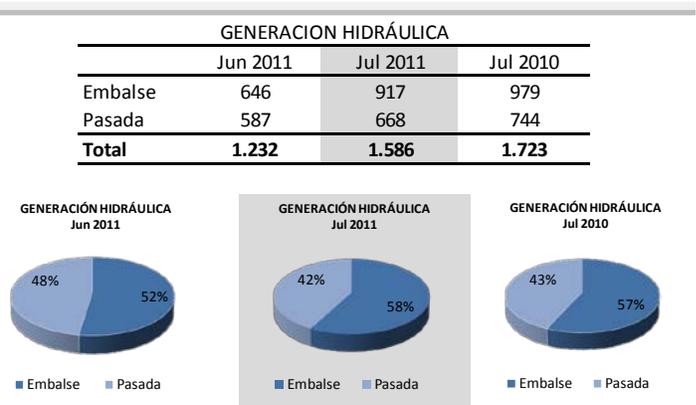
La generación en el SIC en el mes de julio, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -8,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 28,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -22,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -6,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 42,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -29,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -10,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 13,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -13,1% en relación a los últimos 12 meses.

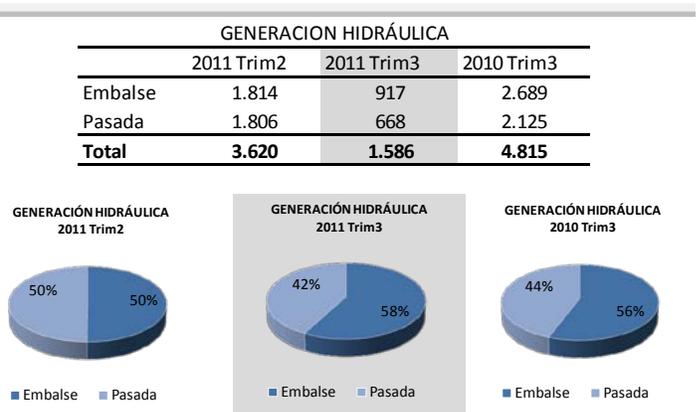
El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día más que el mes de junio.

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



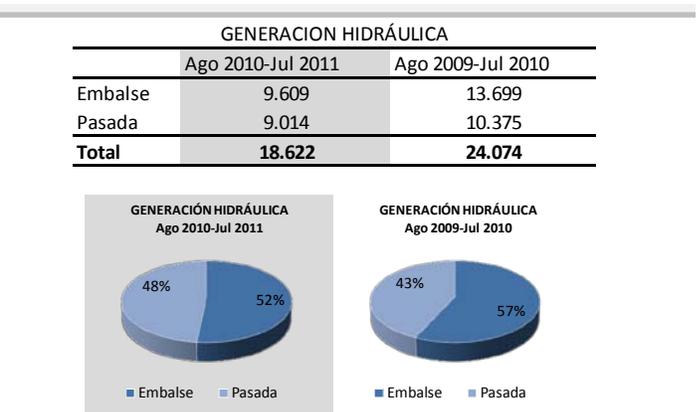
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

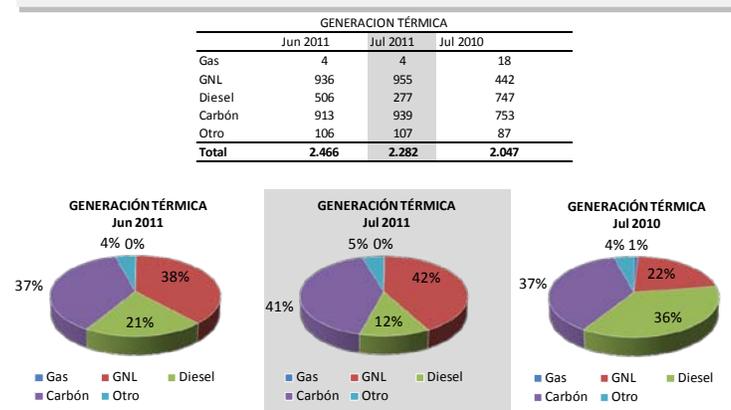
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

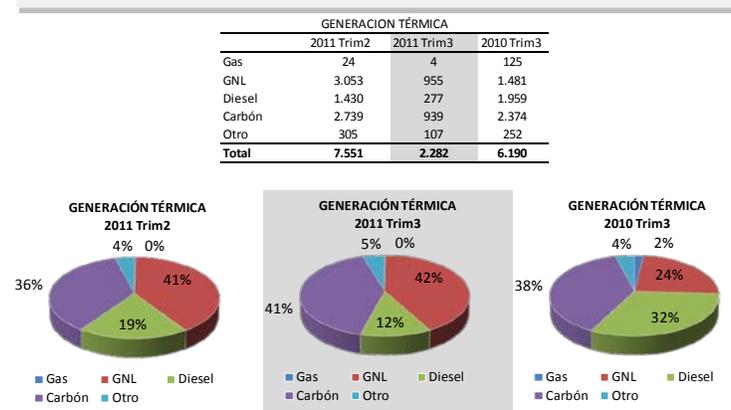
ANEXO III

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



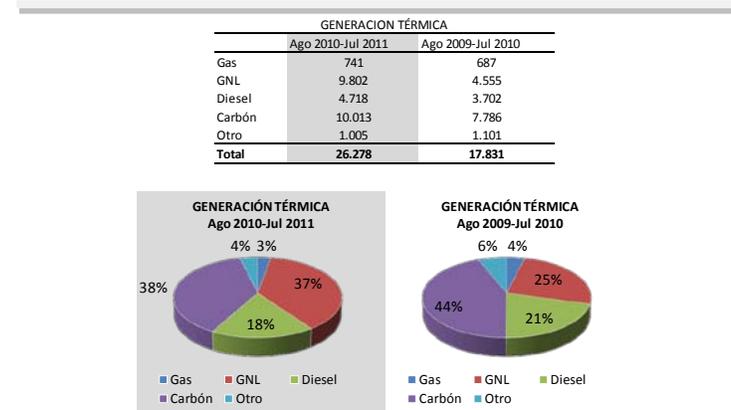
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de julio, muestra una variación de un 11,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 47,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -77,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 115,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 2,0% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -62,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -45,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 27,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 24,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 28,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 23,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,7% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis no considera que el mes de julio cuente con un día mas que el mes de junio.

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a junio 2011 (\$)

EMPRESA	TOTAL SALDO ACUMULADO JUNIO 2011 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	3.438.005.601
COLBUN	17.515.291.465
ENDESA	23.087.194.063
SGA	761.146.780
PUYEHUE	276.114.273
GUACOLDA	2.768.201.238
GENER	7.374.015.062
ESSA	4.251.532.387
IBENER	461.799.733
ARAUCO	1.458.068.621
CAMPANARIO	1.314.310.646
ELEKTRAGEN	316.474.262
NUEVA ENERGIA	104.902.263
SC DEL MAIPO	18.300.610
TECNORED	125.947.557
POTENCIA CHILE	497.638.809
PSEG	-
GESAN	3.421.081
PACIFIC HYDRO	25.392.555
LA HIGUERA	205.199.513
HIDROMAULE	53.951.627
ELECTRICA CENIZAS	14.931.770
EPSA	42.048.954
EL MANZANO	5.888.021
LOS ESPINOS	97.034.723
ENLASA	151.404.781
CRISTORO	589.103
PETROPOWER	346.539.324
GAS SUR	5.498.770
ORAFI	61.432
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	27.667
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	3.829.233
TOTAL	64.724.761.922

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcaide	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Tercera Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	280	616	13-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrino	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Chile	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renatico	Endesa Eco	106	240	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostale	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Caneta II	Central Eólica Caneta S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Tens"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorado	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	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	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zafarú	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consortio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Central Hidroeléctrica La Mira	Cobún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
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	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad Miracentrales El Salto y El Mocho	Hydroensur S.A.	24	48	25-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hydroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carrilquén-Malakahué	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopitro	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14	36	10-06-2011	En Calificación	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenó"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer-Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Corjunta Hidroeléctrica Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
CENTRAL HIDROELÉCTRICA QUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
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	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Pinquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (ensta)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VII
Central Hidroeléctrica Mariñas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Cobún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacuna	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VII
Minicentral Hidroeléctrica El Marzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0	01-06-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel NP 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	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	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroensur S.A.	7,5	3,2	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	VII

Systeme Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

jdiaz@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

