



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Octubre 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

Comisión Eléctrica incluirá opciones para aumentar competencia y estudio sociológico.

(Diario Financiero, 11/10/11)

Colbún evalúa opciones para contar con gas natural licuado. (La Tercera, 11/10/11)

Afectados por apagón post terremoto serán compensados en sus boletas. (Diario Financiero, 06/10/11)

Colbún finalizará en marzo nuevos estudios para la central hidroeléctrica San Pedro. (La Tercera, 05/10/11)

Multas por US\$ 7,8 millones a principales firmas ligadas a apagón post terremoto. (Diario Financiero, 05/10/11)

Al menos US\$800 millones se requieren para dar mayor seguridad a transmisión del SIC. (Estrategia, 30/09/11)

Endesa rebate concentración de derechos de agua y dice que tiene menos del 30%. (Diario Financiero, 29/09/11)

Gobierno oficializó cambios al CDEC y pidió acelerar inversiones. (Diario Financiero, 28/09/11)

Gener es autorizada para iniciar obras hidráulicas de Alto Maipo. (Diario Financiero, 27/09/11)

Analizarán el sistema de respaldo con que cuenta el CDEC en caso de cortes. (Diario Financiero, 26/09/11)

Castilla eleva en US\$ 600 millones inversión por norma termoeléctrica. (La Tercera, 26/09/11)

Medida incluida en decreto de racionamiento habría costado US\$ 100 millones a generadoras.

(El Mercurio, 26/09/11)

Cuentas de la luz subirán en promedio 1,2% para clientes residenciales del SIC. (Diario Financiero, 22/09/11)

Grandes generadoras irán por contratos de central Campanario. (Diario Financiero, 21/09/11)

Gobierno estudia cam Retraso en ingreso de Bocamina II podría complicar al SIC. (Diario Financiero, 16/09/11)

bios a modelo de licitación por caso Campanario. (Estrategia, 16/09/11)

Tribunales declaran la quiebra de generadora ligada a Southern Cross. (El Mercurio, 14/09/11)

Interconexión SIC-SING subiría en 1,5% el precio para todos los clientes. (Diario Financiero, 13/09/11)

Campanario intentó Sin éxito colocar bonos por US\$40 millones. (Estrategia, 06/09/11)

## Editorial

### Apagón en el Sistema Interconectado Central

A las 20:30 horas del día sábado 24 de septiembre de 2011 se produjo en el Sistema Interconectado Central (SIC) un apagón que abarcó desde la cuarta hasta la séptima región del país. El apagón se habría generado, según el comunicado oficial del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC), en una falla en la zona de Linares, que originó la salida de servicio del sistema de transmisión de 500 kV.

De acuerdo a la información de prensa publicada por el operador del sistema, a las 22:37 horas del mismo día se habría restablecido el servicio eléctrico para la totalidad de los consumos del sistema, mediante la aplicación de los planes de recuperación de servicio vigentes. Las dos horas de ocurrencia de apagón coinciden con lo que históricamente ha tardado el sistema en recuperarse totalmente de condiciones de este tipo.

En particular, la empresa de transmisión propietaria de las principales instalaciones involucradas, Transelec, ha informado que la falla se presentó en el interruptor JCE2, correspondiente al banco de condensadores de 65 MVAR ubicado en la barra N°2 de la subestación Ancoa 220 kV.

Geográficamente, la subestación Ancoa se encuentra situada en las cercanías de la ciudad de Linares, en la VII región del país, y forma parte del sistema de transmisión de 500 kV que conecta las subestaciones Charrúa en la zona sur del país con la subestación Alto Jahuel, que concentra la mayor parte del consumo del SIC. Tomando en cuenta que gran parte de la generación hidroeléctrica se concentra en el extremo sur del país, es que el sistema en cuestión es vital para la normal operación del sistema eléctrico chileno.

Eléctricamente, la subestación Ancoa cuenta con un banco de autotransformadores monofásicos 525/220kV de 750MVA, previéndose la incorporación de un segundo transformador Ancoa 500/220 para el mes de julio de 2016, de acuerdo a la Resolución Exenta N°13 de 2011 resultante del Estudio de Transmisión Troncal (ETT). En la Figura 1 se puede ver el diagrama unilineal del SIC incluyendo las expansiones fruto del ETT.

### Comportamiento del sistema

Caracterizada la subestación donde habría ocurrido la falla, se describe cual fue el comportamiento del sistema producto de ésta. El primer antecedente a revisar es el perfil de carga horario del sistema y su comparación con lo ocurrido en otros días sábados de septiembre, a modo de referencia, que se puede apreciar en la Figura 2. Cabe destacar que típicamente entre las 20 y las 22 horas de los días sábados ocurre la demanda máxima del sistema para esos días, período que coincide con la ocurrencia del apagón.

Separando la generación por zona geográfica, tomando como zona norte aquella comprendida entre las subestaciones Diego de Almagro y Los Vilos, zona centro entre Los Vilos y Ancoa, y zona sur entre Ancoa y Puerto Montt, de acuerdo a la clasificación del CDEC-SIC, la Figura 3 da cuenta de forma clara de los efectos del apagón en la operación del sistema, donde se aprecia que la generación norte y centro se reduce casi en su totalidad, manteniéndose parte de la generación al sur de Ancoa.



Figura 2: Perfiles típicos de carga días sábado de septiembre 2011 (Fuente: CDEC-SIC)

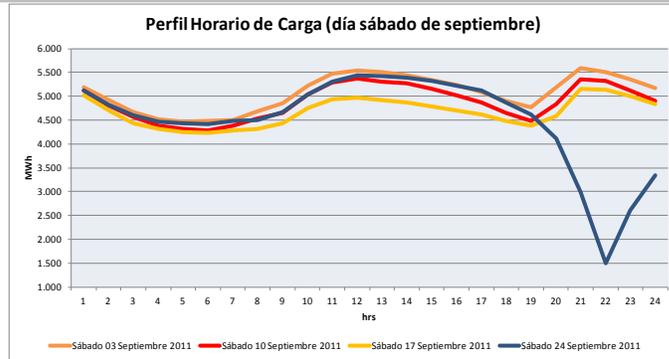
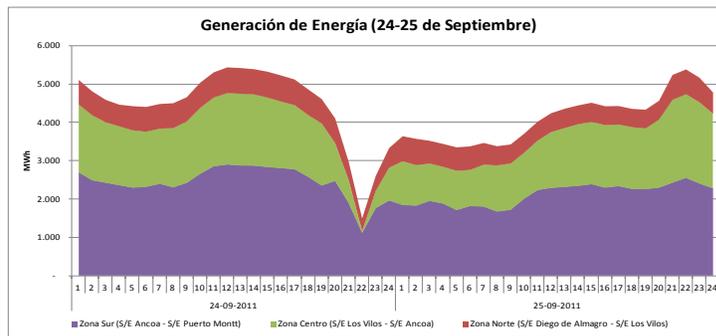
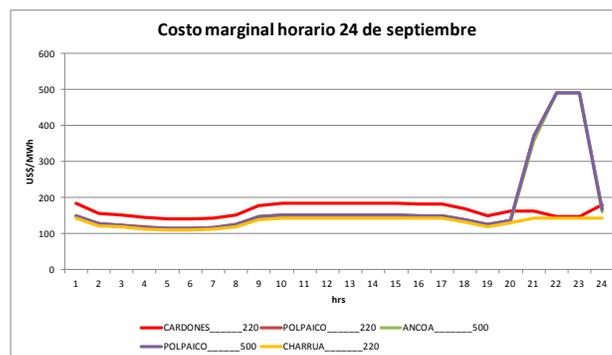


Figura 3: Generación de energía días 24 y 25 de septiembre (Fuente: CDEC-SIC)



La misma situación se observa en la evolución de los costos marginales entre las 20 y las 23 horas del día en cuestión (Figura 4). Se puede apreciar claramente como en el área de influencia del apagón, es decir, para todas aquellas barras ubicadas entre la S/E Pan de Azúcar y S/E Ancoa, el costo marginal alcanza el costo de falla actualizado (491,1 US\$/MWh), desacoplándose el resto del sistema no contenido en la zona.

Figura 4: Costo marginal horario barras SIC 24 de septiembre de 2011 (Fuente: CDEC-SIC)

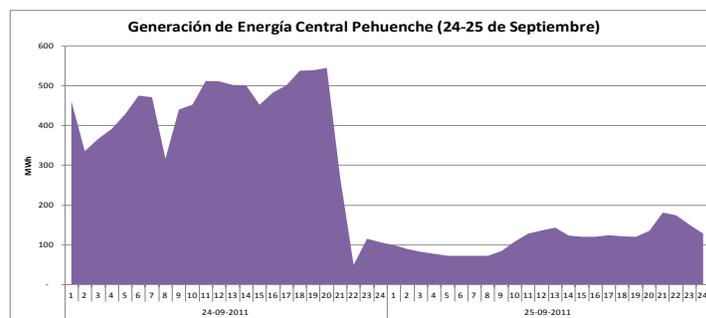


### Causas del apagón

Como se indicara, se ha informado que la falla se habría presentado en el interruptor JCE2, correspondiente al banco de condensadores de 65 MVAR ubicado en la barra N°2 de la subestación Ancoa 220 kV. Producto de la falla en el nivel de 220 kV de la subestación Ancoa, se habría presentado un efecto eléctrico anómalo en los equipos de compensación de reactivos de las líneas de 500 kV Ancoa - Alto Jahuel y Ancoa - Polpaico, el cual habría sido interpretado como falla por las protecciones de esos equipos, originando la salida de servicio de central Pehuenche (que estaba generando 570 MW, ver Figura 5) y de las mencionadas líneas de 500 kV.

Sin otros antecedentes disponibles, y en el escenario que no hubiese ocurrido una operación indeseada de las protecciones del sistema de 500 kV, se podría argumentar que la desconexión del bloque de generación de Pehuenche podría haber sido controlada con los esquemas de desconexión de carga y la reserva en giro del sistema, sumado con la capacidad de generación ubicada al norte de Ancoa. No obstante, al salir fuera de servicio el sistema de 500 kV de Ancoa al norte, se dejó fuera no sólo a la central Pehuenche sino a toda la generación hidráulica proveniente del sur (mas de 2.000 MW de acuerdo a la Figura 3). Ante este escenario no existiría ningún plan de acción que permitiera al CDEC controlar la situación, provocando inevitablemente la condición de apagón en el sistema.

Figura 5: Generación de Central Pehuenche- 24 y 25 de septiembre de 2011 (Fuente: CDEC-SIC)



La demora en la recuperación de servicio estaría asociada a la falla del sistema SCADA del CDEC-SIC, que de acuerdo a informaciones oficiales habría quedado sin suministro eléctrico como resultado del apagón, con el consecuente colapso del sistema informático y de comunicaciones que permite reponer el suministro.

### Multas y compensaciones

Las autoridades, dirigidas por el Ministro de Energía, han iniciado las investigaciones correspondientes al apagón. Estas, según la regulación, son realizadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que puede aplicar multas a los integrantes del CDEC e imponer compensaciones a los usuarios, dependientes de la gravedad del evento y responsabilidad de los involucrados. Adicionalmente, desde el Ministerio se han manifestado interesados en una revisión del marco institucional y de los mecanismos de funcionamiento del CDEC.

El directorio del CDEC, por su parte, ha propuesto una serie de medidas para lograr mejorar en el corto plazo la seguridad de suministro del principal sistema eléctrico del país. Dichas acciones hablan incluso de revisar la ubicación física del CDEC-SIC, junto con otras medidas que buscan evitar que se repita un apagón tan extenso relacionado con las falencias actuales en los telecomandos durante condiciones de falla, verificación de respaldos y de suministro en las principales subestaciones, revisar las condiciones de respuesta del sistema SCADA, llamando a licitación para la compra de un nuevo sistema alternativo al SCADA actualmente operando y la implementación de un plan de defensa de contingencias extremas, que incluye la instalación de otros equipos de respaldo.

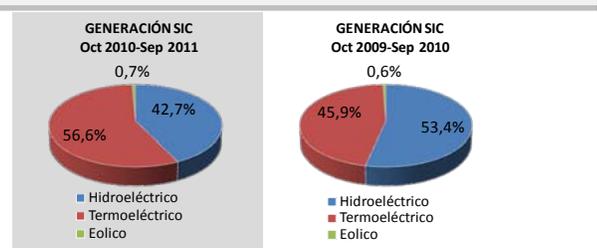


Figura 6: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de septiembre de 2011 la generación de energía en el SIC disminuyó en un 8,1% respecto a agosto, con un alza de 3,6% respecto a septiembre de 2010. El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 2,4% respecto de agosto, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en 18,7%. Con lo anterior, el 54,3% de la energía consumida en el SIC durante el mes de septiembre de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, revirtiendo la predominancia térmica que ha caracterizado a lo que va del 2011. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 31,71 GWh, correspondiente al 0,9% del total (3.632 GWh).

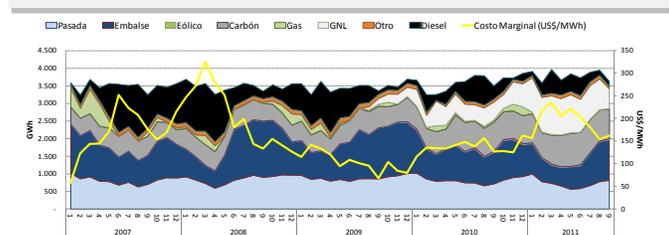
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 0,8% respecto a agosto, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 4,6% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó un aumento de un 43,9% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,2%), mientras que la generación diesel presenta una disminución en su producción de 5,1%, dado el mayor aporte hidroeléctrico al sistema que desplaza generación menos eficiente. La generación a carbón, por su parte, se ve disminuida en un 2,8%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de 35,7% respecto al mes anterior, principalmente por la salida de operación de las centrales Nueva Renca de Gener y Nehuencho de Colbún.

En la Figura 8 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Se destaca de la Figura 9, que la generación con GNL representa para el mes de septiembre de 2011 un 15,6% de la matriz de energías del SIC, frente al 3,9% que representa el diesel y el 23,3% del carbón.

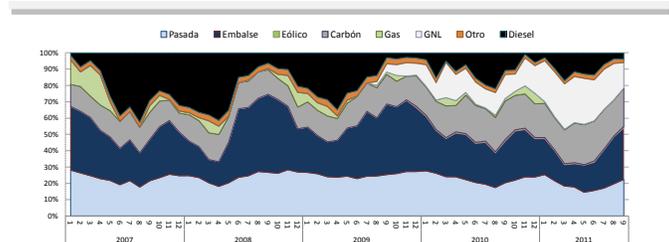
Los costos marginales del SIC durante el mes de septiembre llegaron a un valor promedio de 162 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 127 US\$/MWh de septiembre de 2010 representa un alza de 27,3%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 5,0% en los costos del sistema.

Figura 8: Generación histórica SIC



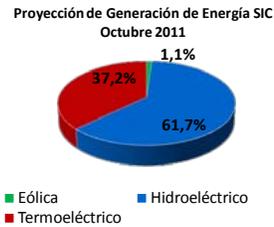
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 9: Generación histórica SIC (%)



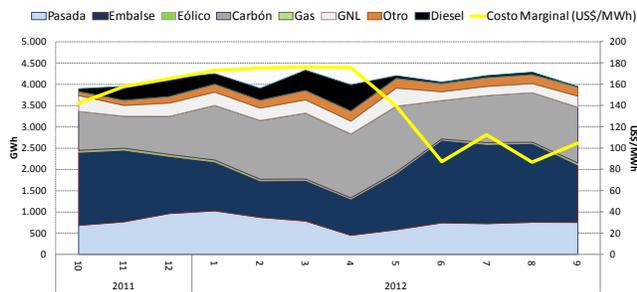
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Proyección de Generación de Energía octubre de 2011



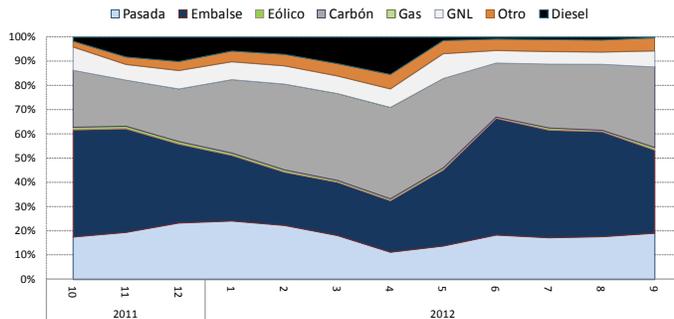
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 11: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 12: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de octubre de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 61,7% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, cambiando radicalmente el escenario de preponderancia termoeléctrica que ha caracterizado al sistema en lo que va del 2011.

La Figura 11 y Figura 12 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

## Generación de Energía

Para el mes de septiembre de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 3,6% respecto del mismo mes de 2010, con una disminución de 8,1% respecto agosto. El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.200 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 7,0%.

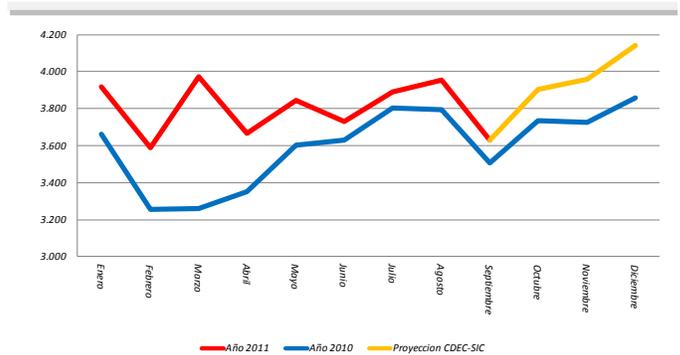
La Figura 14 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

## 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.

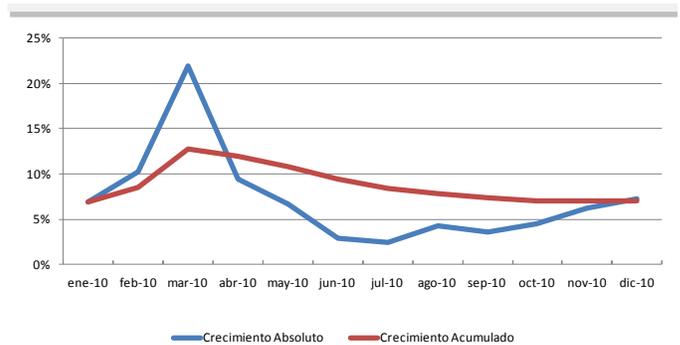
Los valores definidos por la autoridad son: 45,674 \$/kWh y 4.653,54 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,40 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010.

Figura 13: Generación histórica de energía (GWh)



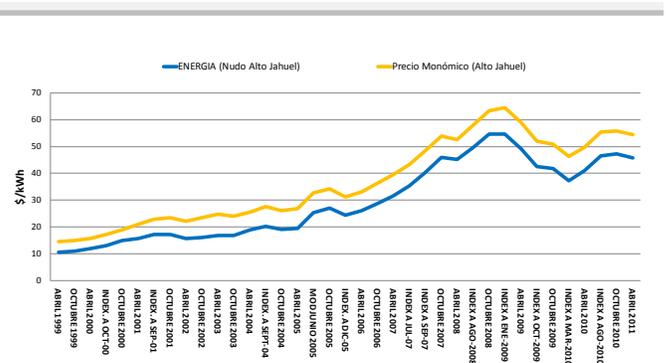
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 14: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 15: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

Cabe recordar que 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\$/m<sup>3</sup>), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2010 y 0,204 (m<sup>3</sup>/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 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a septiembre 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	107,5	5.419
Campanario	163,8	1.750
Colbún	97,5	6.782
Endesa	84,3	12.825
Guacolda	86,4	900
EMELDA	160,5	200
EPSA	160,5	75
Monte Redondo	160,5	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>98,42</b>

\* 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 2 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrarán a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a septiembre 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	67,30	109,31	81,90	12.000
Chilquinta	139,43	92,23	92,23	2.567
EMEL	98,06	92,23	92,23	2.007
CGE	147,00	98,35	92,23	7.220
SAESA	95,94	91,41	92,23	4.432

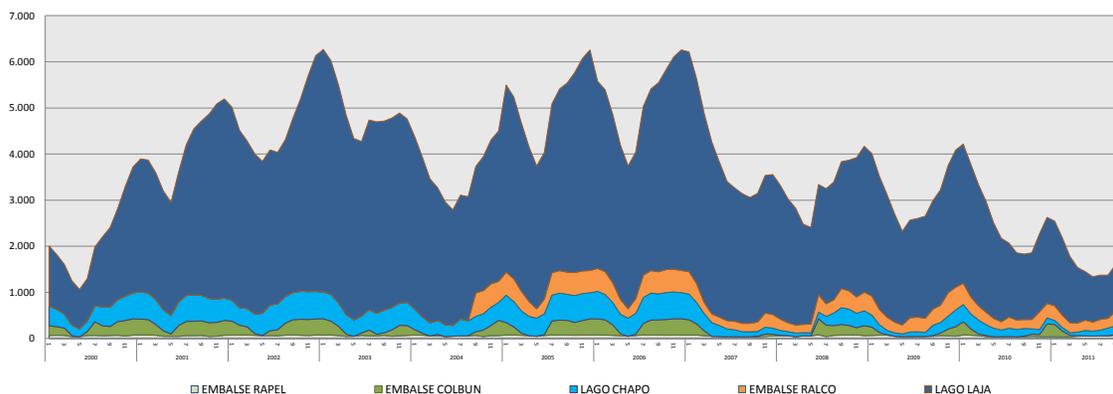
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a septiembre 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 87,84 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de octubre de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.016 GWh, lo que representa un alza de 25% respecto al mes de septiembre, no obstante un aumento de 8% respecto a octubre 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 23% menor a la disponible en octubre de 2010. En este sentido, si bien los embalses para generación eléctrica 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. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

Figura 16: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Sep 2011	Oct 2011	Oct 2010
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	13	158	49
	% de la capacidad máxima	4%	43%	13%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	73	78	48
	% de la capacidad máxima	86%	92%	56%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	11	17	6
	% de la capacidad máxima	8%	13%	4%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	1.017	1.109	1.446
	% de la capacidad máxima	19%	21%	27%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	194	243	118
	% de la capacidad máxima	31%	38%	19%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	310	411	201
	% de la capacidad máxima	61%	81%	40%

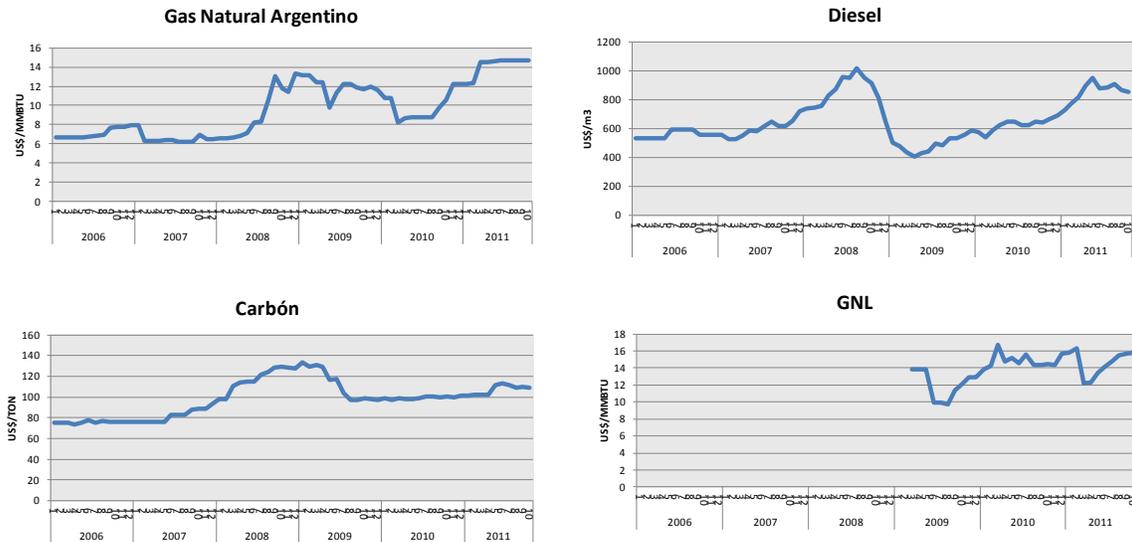
\*Valores iniciales para cada mes

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 17.

Figura 17: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, System

## 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 septiembre de 2011 presentan un aumento de 5,0% respecto a los registrados en el mes de agosto, con un alza de 27,3% respecto a lo observado en septiembre de 2010.

En la Tabla 5 y Figura 18 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

Tabla 4: 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	154
Septiembre	176	134	68	127	162
Octubre	154	155	104	128	
Noviembre	169	141	84,7	125	
Diciembre	215	127	80	163	

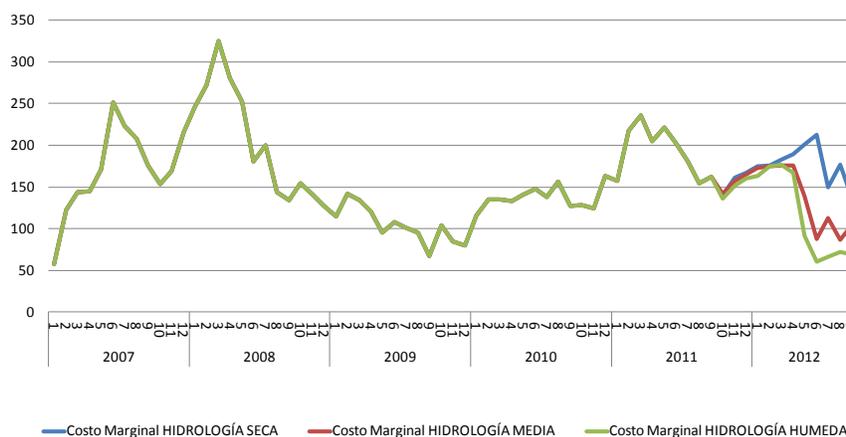
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	10	139,9	141,7	135,8
-	11	160,8	157,7	151,5
-	12	166,8	165,1	160,5
2012	1	175,0	172,8	163,0
-	2	175,7	175,0	174,7
-	3	182,4	176,2	176,6
-	4	189,7	175,8	166,5
-	5	200,4	139,3	91,1
-	6	212,5	87,3	60,7
-	7	149,3	112,5	66,2
-	8	176,4	86,5	72,0
-	9	138,2	104,5	69,5

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

Figura 18: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



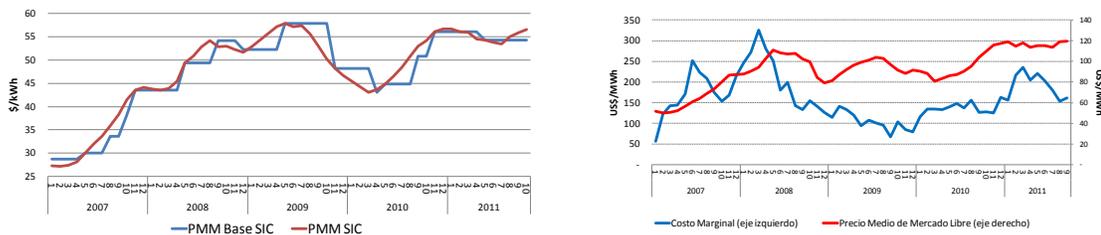
Fuente: CDEC-SIC, Systep

## Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 03 de Octubre de 2011 es de 56,52 \$/kWh, lo que representa un alza de 4,12% respecto al precio definido en la fijación de Abril 2011 ( 54,29 \$/kWh).

Figura 19: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

## 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 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de agosto de 2011.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a agosto 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	11.180
Gener	5.630
Colbún	8.482
Guacolda	1.341
Pehuenche	1.665

Fuente: CDEC-SIC

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre octubre 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 hacia comienzos del 2012. 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 Mantenición

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.

- Guacolda (U4 por 152 MW): 15 días en septiembre y octubre.
- 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.
- Guacolda (U1 por 152 MW): 76 días entre octubre y diciembre.
- Canutillar (U2 por 80 MW): 68 días entre octubre y diciembre.
- Taltal (U2 por 120 MW): 10 días en octubre.
- Antuco (U2 por 160 MW): 10 días en octubre.
- Rapel (U5 por 70 MW): 14 días en noviembre.
- Nueva Ventanas (270 MW): 20 días en noviembre.
- Ventanas (U1 por 220 MW): 9 días en diciembre

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

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

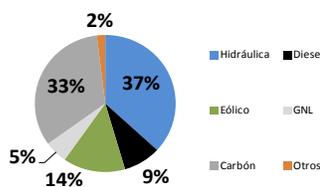
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.103	8.434
Diesel	1.429	1.076
Eólico	2.367	5.026
GNL	879	527
Carbón	5.470	9.847
Otros	317	628
<b>TOTAL</b>	<b>16.565</b>	<b>25.538</b>
<b>Aprobado</b>	<b>13.545</b>	<b>20.213</b>
<b>En Calificación</b>	<b>3.020</b>	<b>5.325</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.565</b>	<b>25.538</b>

Fuente: SEIA, Systeop

Figura 20: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systeop

## 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 16.565 MW (3.020 MW en calificación), con una inversión de 25.538 MMUS\$.

Se destaca en éste mes la aprobación del Parque Eólico Cabo Leones de Iberoélica Cabo Leones I S.A. en la III región (170 MW) y la salida del Servicio de Evaluación Ambiental del proyecto Central Geotérmica Curacautín de Iberoélica Cabo Leones I S.A. en la VIII región (70 MW).

En la Tabla 9 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 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	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
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

Fuente: SEIA, Systeop

Figura 21: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## Resumen Empresas

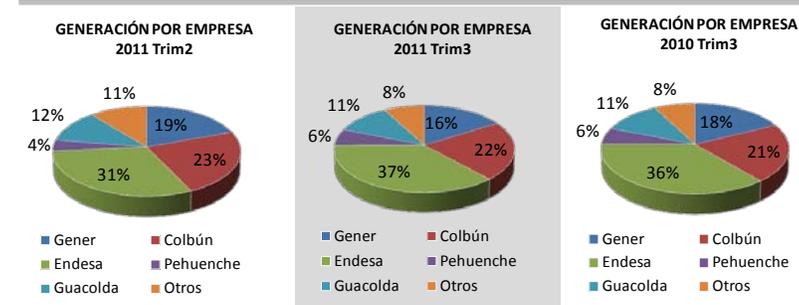
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes septiembre de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 40% de la producción total de energía, seguido de Colbún (18%), Gener (14%), Guacolda (11%) y Pehuenche (8%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa y Pehuenche aumentaron su producción en un 3,5%, 14,8% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Gener, Colbún y Guacolda vieron disminuido su aporte en un 16,9%, 27,7%, y 7,9% respectivamente. El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

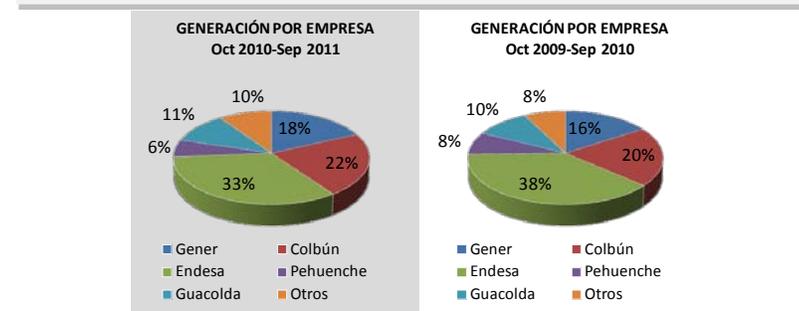
En las Figura 21 a Figura 23 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 22: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

## ENDESA

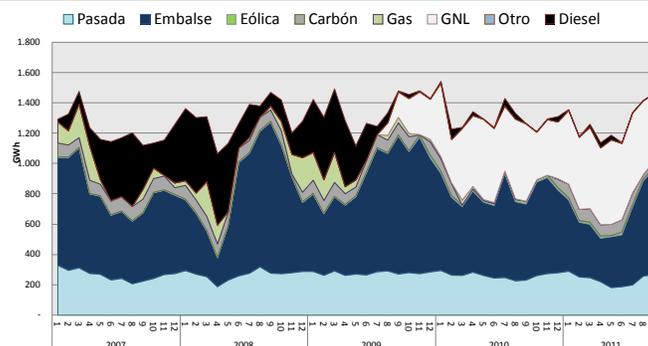
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 10,7% respecto al mes de agosto, principalmente por la mayor producción de la central Ralco y Pangué, y un aumento de 38,5% en relación a septiembre de 2010. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan un alza de 3,8% respecto a agosto, con un aumento de 15,6% respecto a septiembre de 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 39,1% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de un 9,2% respecto a agosto, por una menor producción de la central San Isidro GNL, con una disminución del 13,3% respecto a septiembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

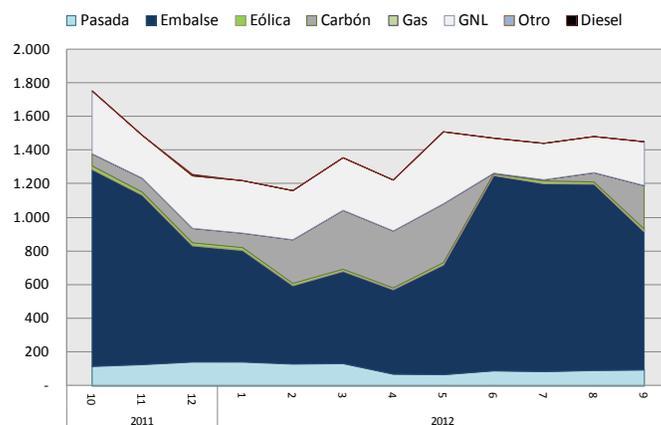
En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 24: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 25: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	259	269	233	3,8%	15,6%
Embalse	628	695	502	10,7%	38,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	489	444	512	-9,2%	-13,3%
Carbón	32	44	0	39,1%	0,0%
Diésel	0	4	0	0,0%	1575,7%
Eólico	9	10	18	18,6%	-44,0%
<b>Total</b>	<b>1.416</b>	<b>1.466</b>	<b>1.265</b>		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.936	3.177	-7,6%
Embalse	5.791	7.275	-20,4%
Gas	7	141	-95,2%
GNL	5.585	4.977	12,2%
Carbón	707	344	105,6%
Diésel	141	234	-39,8%
Eólico	138	141	-2,2%
<b>Total</b>	<b>15.306</b>	<b>16.290</b>	

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	594	729	711	2,5%	22,7%
Embalse	967	1.839	1.713	7,4%	90,1%
Gas	0	0	8	-99,4%	0,0%
GNL	1.570	1.459	1.468	-0,6%	-7,1%
Carbón	235	159	0	0,0%	-32,4%
Diésel	68	6	85	-93,2%	-91,4%
Eólico	34	28	45	-36,1%	-15,5%
<b>Total</b>	<b>3.468</b>	<b>4.220</b>	<b>4.029</b>		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

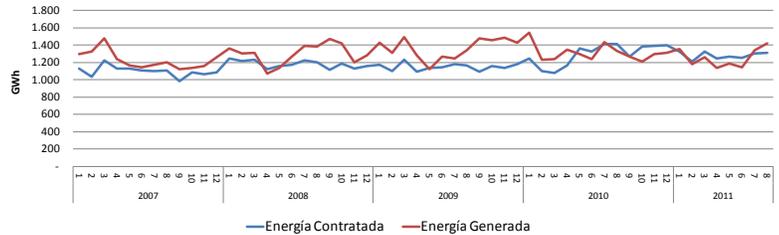
## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante agosto de 2011 fue de 1.416 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.310 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario

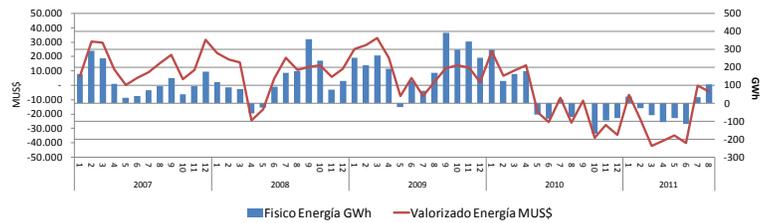
En la Figura 26 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 26: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 27: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

### Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 106,0 GWh, las que son valorizadas en -4,23 MMUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

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

## GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 10,4% respecto a agosto, por una mayor producción de las centrales Alfalfal y Queltihues, con una disminución de 19,6% en relación a septiembre del año 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 0,9% respecto al mes de agosto, con una disminución de 2,6% en relación a septiembre de 2010. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de 69,2% respecto al mes de agosto. Lo anterior se debe principalmente a la salida a mantenimiento de la central Nueva Renca GNL a partir del 7 de septiembre. Tal condición continúa en los primeros días del mes de octubre y se espera se mantenga hasta mediados de noviembre de acuerdo a información del CDEC.

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

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

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

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	60	66	82	10,4%	-19,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	48	0,0%	-100,0%
GNL	147	45	0	-69,2%	0,0%
Carbón	404	400	411	-0,9%	-2,6%
Diesel	6	0	96	-98,7%	-99,9%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	7	7	8	1,6%	-5,7%
<b>Total</b>	<b>624</b>	<b>519</b>	<b>644</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.536	1.503	2,2%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	2.375	173	1270,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.945	3.546	39,5%
Diesel	264	1.386	-80,9%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	105	97	8,6%
<b>Total</b>	<b>9.226</b>	<b>6.705</b>	

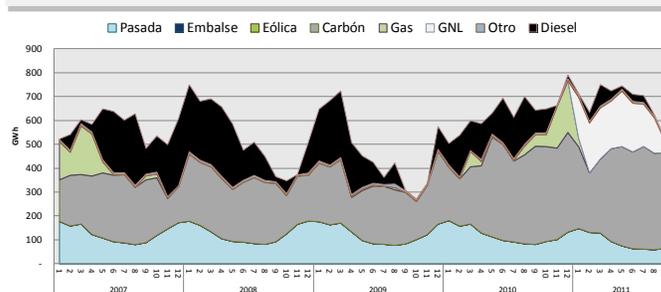
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	234	188	259	-27,4%	-19,8%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	86	-100,0%	0,0%
GNL	634	369	0	0,0%	-41,8%
Carbón	1.209	1.233	1.121	10,0%	2,0%
Diesel	79	35	470	-92,5%	-55,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	23	24	-5,9%	-10,6%
<b>Total</b>	<b>2.181</b>	<b>1.848</b>	<b>1.960</b>		

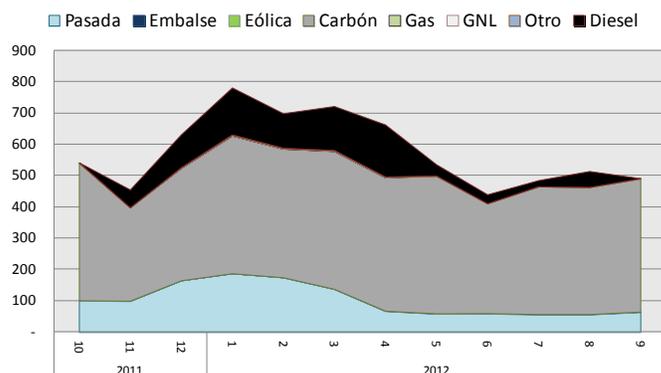
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

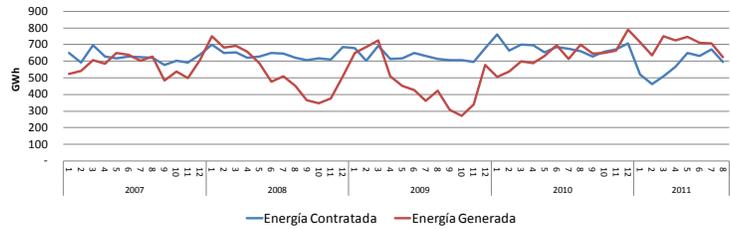
La generación real de energía para Gener durante agosto de 2011 fue de 624 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 596 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 30 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

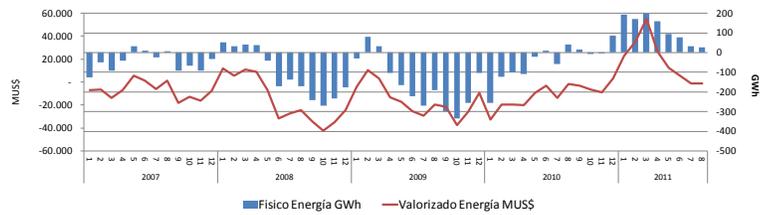
Durante el mes de agosto de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 28,0 GWh, las que son valorizadas en -1,38 MUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 30: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 31: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>2</sup> 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

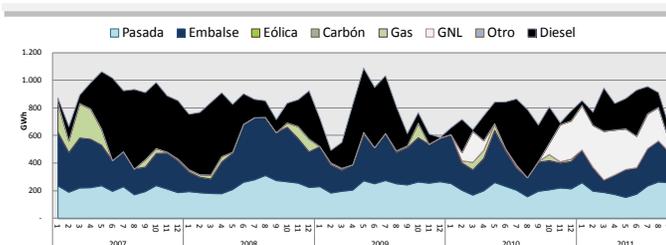
Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 25,9% respecto al mes de agosto principalmente dada una menor producción de la central Colbún, con un aumento de 4,4% en relación a septiembre de 2010. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de 2,1% respecto a agosto, con un aumento de 31,2% respecto a septiembre de 2010.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de 4,5% respecto a agosto, con una disminución de 61,0% respecto a septiembre de 2010. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 68,6% respecto a agosto. Lo anterior debido principalmente a la finalización del contrato de suministro de GNL que mantenía la empresa a partir del 10 de septiembre.

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

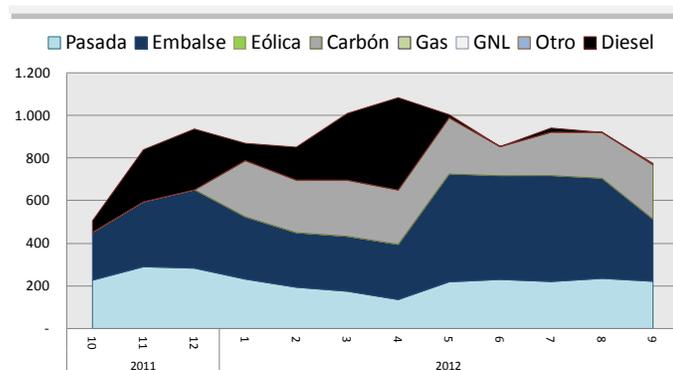
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 33: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	266	260	199	-2,1%	31,2%
Embalse	298	221	211	-25,9%	4,4%
Gas	0	0	4	0,0%	-100,0%
GNL	242	76	0	-68,6%	0,0%
Carbón	0	1	0	0,0%	0,0%
Diesel	108	103	265	-4,5%	-61,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>914</b>	<b>661</b>	<b>679</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.591	2.684	-3,5%
Embalse	2.372	3.029	-21,7%
Gas	229	319	-28,4%
GNL	3.119	367	750,2%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	1.000	2.367	-57,8%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.311</b>	<b>8.766</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trím2	2011 Trím3	2010 Trím3	Var. Trim Anual	Var. Trím Anterior
Pasada	506	763	564	35,4%	50,7%
Embalse	534	789	510	54,6%	47,8%
Gas	1	0	13	-100,0%	-100,0%
GNL	849	570	13	4297,9%	-32,9%
Carbón	0	1	0	0,0%	0,0%
Diesel	746	409	1.237	-66,9%	-45,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.637</b>	<b>2.532</b>	<b>2.337</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

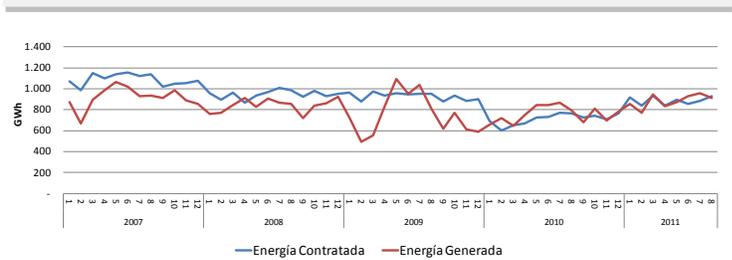
## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante agosto de 2011 fue de 914 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 928 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Figura 34: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

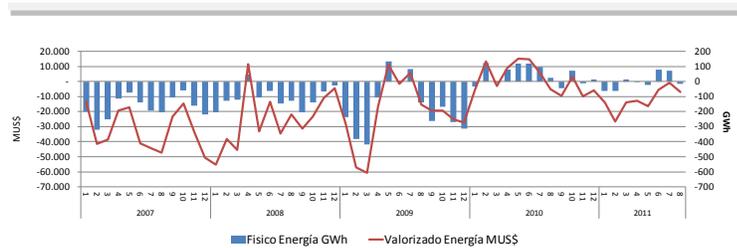


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

### Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -13,9 GWh, las que son valorizadas en -7,00 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 35: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

<sup>3</sup> 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.

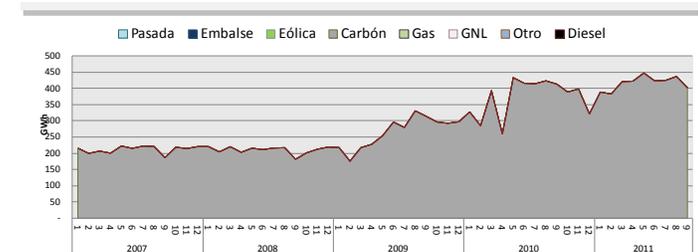
## GUACOLDA

Durante el mes de septiembre, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 7,9% respecto al mes de agosto principalmente a causa de la salida de servicio de la Unidad IV entre el 22 y el 28 de septiembre, con una disminución de 2,6% en relación a septiembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

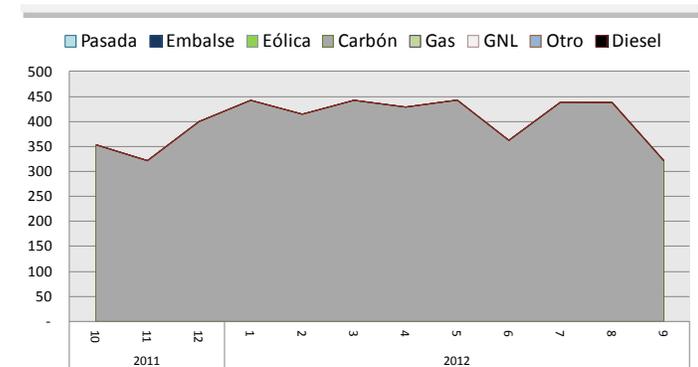
En la Figura 37 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 36: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 37: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 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	438	403	414	-7,9%	-2,6%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>438</b>	<b>403</b>	<b>414</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 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	4.010	4.260	-5,9%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.010</b>	<b>4.260</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 21: 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	1.266	1.253	1,0%	-2,3%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.295</b>	<b>1.266</b>	<b>1.253</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

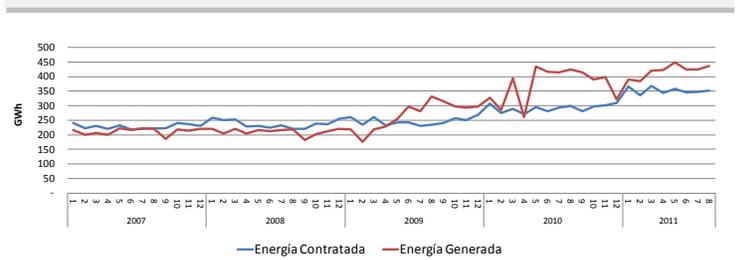
## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante agosto de fue de 438 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 352 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

Figura 38: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

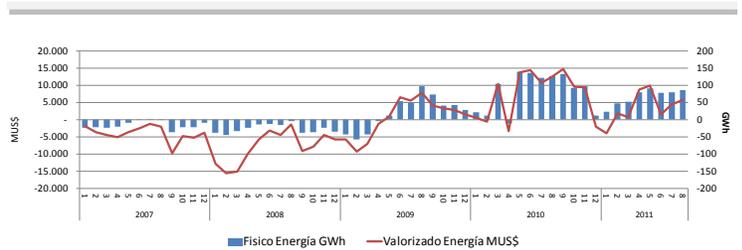


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de agosto de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 85,2 GWh, las que son valorizadas en 5,63 MMUS\$. En la Figura 39 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 39: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>4</sup> 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.

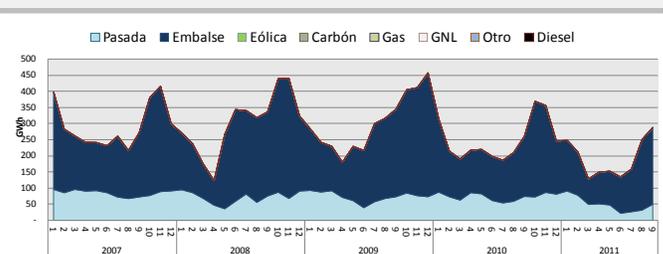
## PEHUENCHE

Durante el mes de septiembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 8,8% respecto al mes de agosto, con un aumento de 28,2% en relación a septiembre de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 55,0% respecto a agosto, con una disminución de 32,7% en relación a septiembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

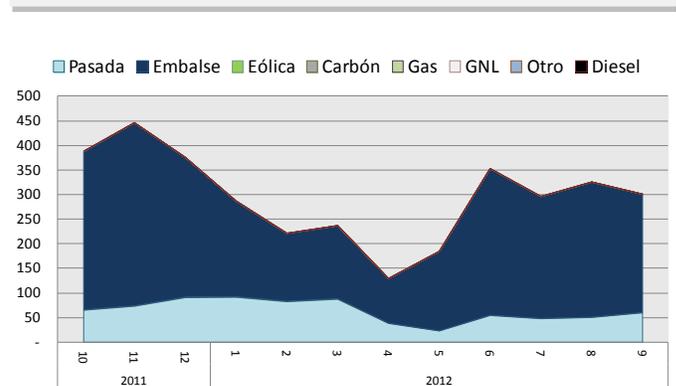
En la Figura 41 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 40: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 41: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	33	51	75	55,0%	-32,7%
Embalse	218	237	185	8,8%	28,2%
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%
<b>Total</b>	<b>251</b>	<b>288</b>	<b>260</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 2010	Var. Últimos 12 meses
Pasada	983	886	10,9%
Embalse	2.198	2.401	-8,4%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>3.181</b>	<b>3.286</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	123	111	190	-41,7%	-10,4%
Embalse	313	586	466	25,7%	87,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>436</b>	<b>697</b>	<b>656</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

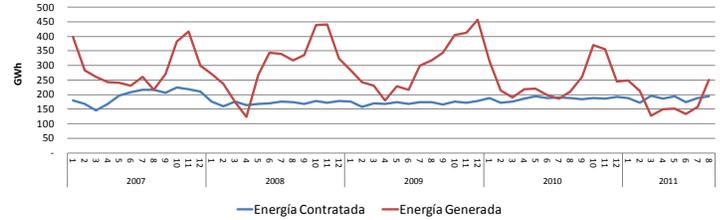
La generación real de energía para Pehuenche durante agosto de 2011 fue de 251 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 194 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 42 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

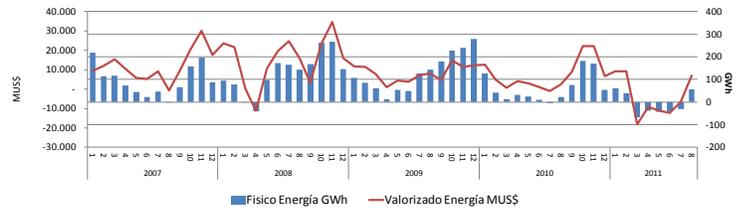
Durante el mes de agosto de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 56,6 GWh, las que son valorizadas en 7,04 MMUS\$. En la Figura 43 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 42: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 43: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

<sup>5</sup> 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.

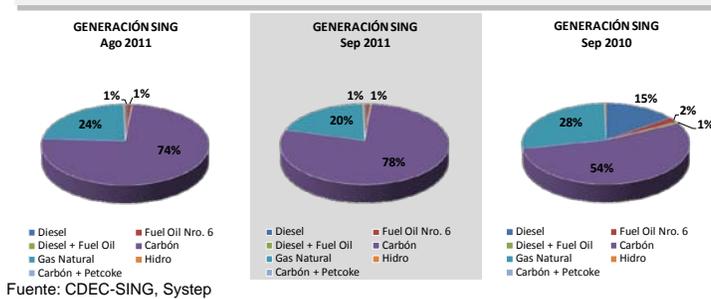
# SING

## Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 44: Energía mensual generada en el SING



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de septiembre de 2011 la generación de energía en el SING aumentó en un 2,2% respecto a agosto, con un aumento de 6,0% respecto a septiembre de 2010.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 1,1% con respecto a agosto, mientras que la generación a carbón aumentó en un 7,2%. La generación con gas natural disminuyó en un 13,1% respecto al mes pasado.

En la Figura 45 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. 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 septiembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 67 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 10,7% respecto al mes anterior.

Figura 45: Generación histórica SING (GWh)

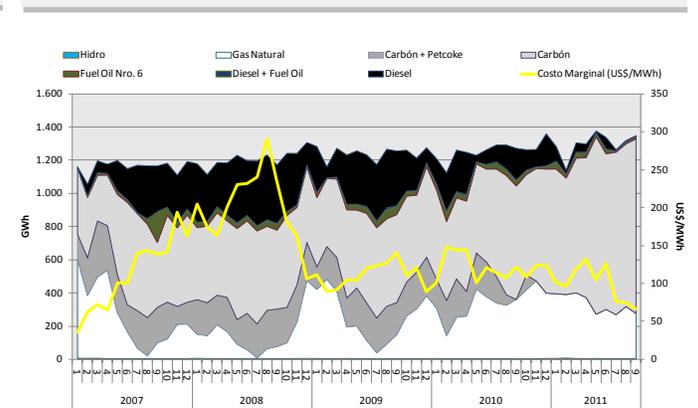


Figura 46: Generación histórica SING (%)

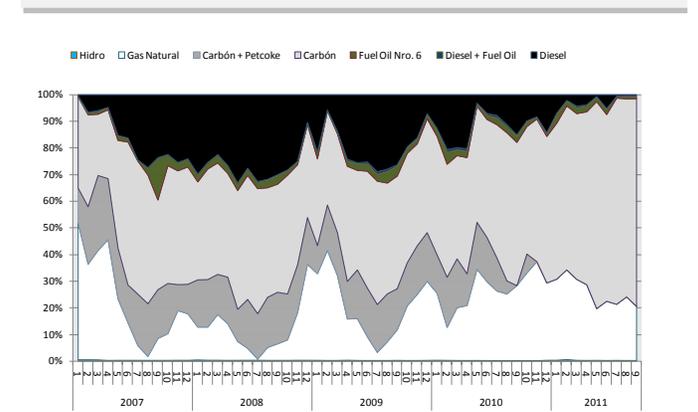
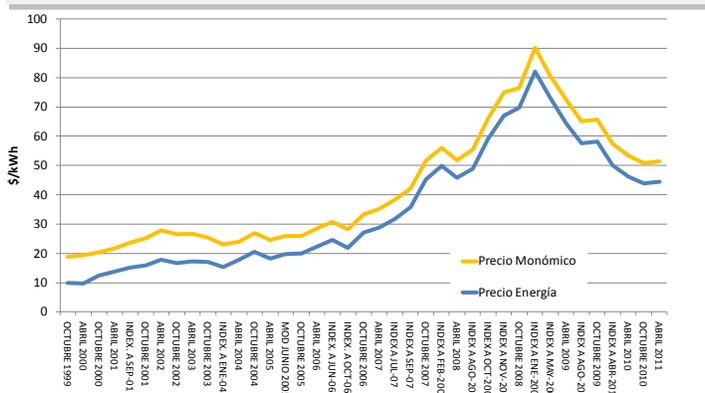
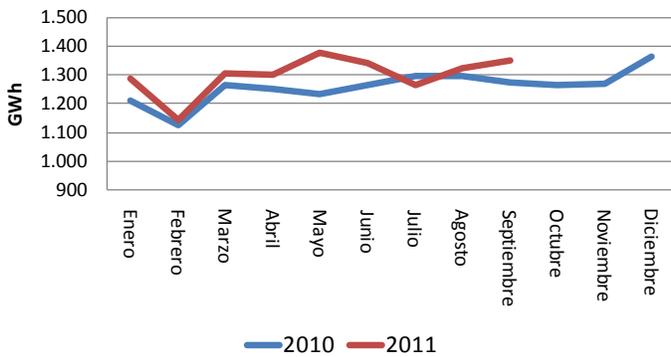


Figura 47: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 48: 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 septiembre, la generación real del sistema fue de 1.350 GWh. Esto representa un aumento de 6,0% con respecto al mismo mes del 2010.

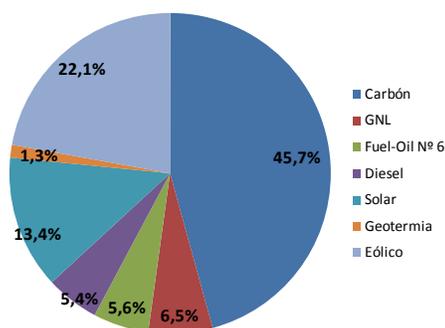
La generación acumulada a septiembre del año 2011 es de 11.688 GWh, lo que comparado con los 11.209 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 4,3%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
GNL	250	155
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	520	1.724
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
<b>TOTAL</b>	<b>3.871</b>	<b>8.198</b>
<hr/>		
Aprobado	3.045	6.555
En Calificación	826	1.643
<b>TOTAL</b>	<b>3.871</b>	<b>8.198</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 49: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de octubre de 2011, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 3.871 MW (826 MW en calificación), con una inversión de 8.198 MMUS\$.

Destaca en el mes de octubre el ingreso a evaluación de la Central Termoeléctrica Illapa, con una capacidad de 250 MW a gas natural e inversión de MMUS\$ 155, en la II Región.

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	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
Central Termoeléctrica Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	12-10-2011	En Calificación	GNL	Base	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 Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
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	Aprobado	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 Ifñaki 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	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrónicos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

## Análisis Precios de Licitación SING

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

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

Tabla 27: Precios de Licitación (precios indexados a septiembre de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Sept-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	100,61	2012

## Precios de combustibles

En la Figura 50 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 50: Valores informados por las Empresas

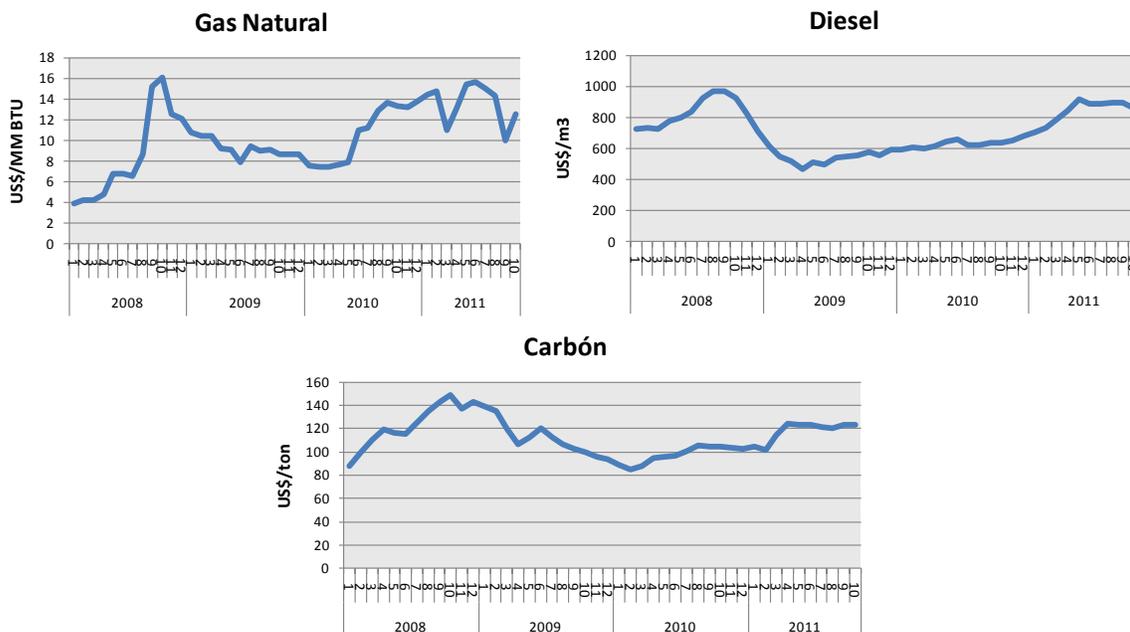


Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	74
Septiembre	236	140	122	67
Octubre	181	110	109	-
Noviembre	164	121	124	-
Diciembre	106	89	123	-

Fuente: CDEC-SING, SysteP

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

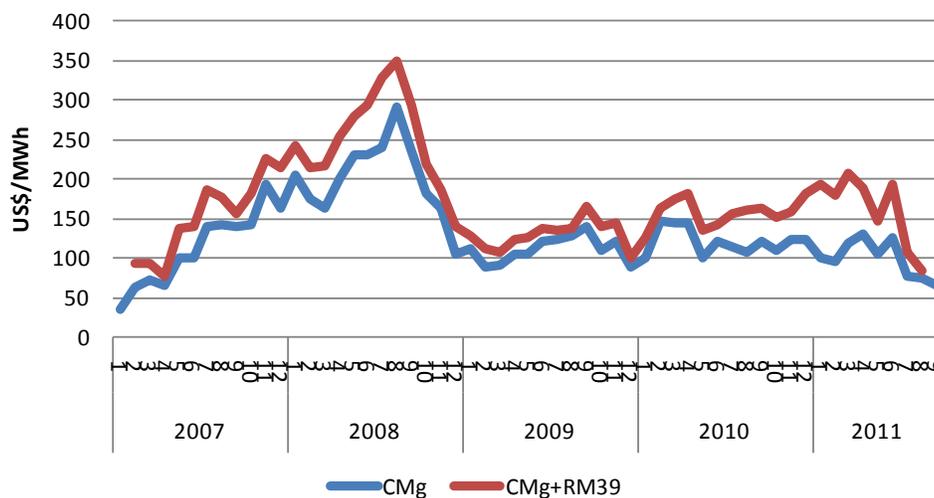
### Valores Históricos

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 septiembre, el costo marginal fue de 67 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 45,3% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 10,7% respecto al mes de agosto de 2011.

En los últimos dos meses se observa una disminución en los costos marginales, debido principalmente a la entrada en operación comercial de nuevas centrales a carbón.

La Figura 51 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 agosto de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de agosto. 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 agosto, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 9,5 US\$/MWh.

Figura 51: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, SysteP

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 03 de octubre de 2011 es de 62,061 \$/kWh, que representa una disminución de 4,61% respecto al Precio Medio Base (65,058 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2011.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

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

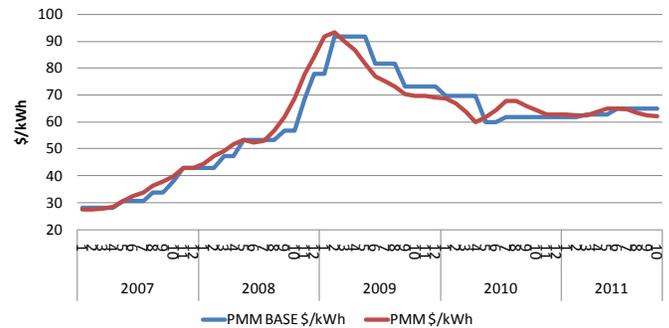
Durante el año 2011 se destaca la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de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

### Unidades en Mantención

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

- TG1A (Atacama): 129 MW en noviembre.
- CTM3 (Mejillones): 251 MW en noviembre y diciembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en octubre.
- TGTAR (Tarapaca): 24 MW en noviembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en octubre.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en octubre y noviembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en octubre.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en noviembre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en noviembre y diciembre.
- ZOFRI 2 (Zofri): 5 MW en octubre.

Figura 52: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

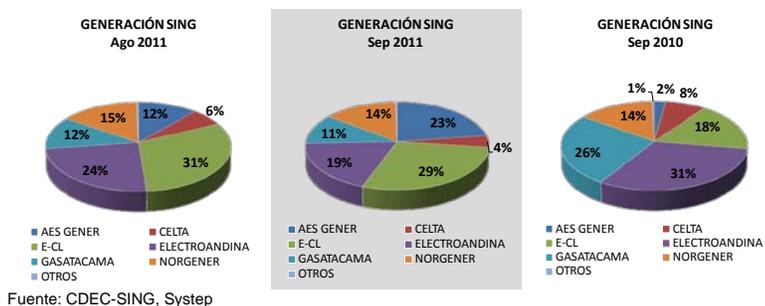
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener. Desde el mes de abril la generación de AES Gener incluye la producción de la 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 septiembre de 2011, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 29% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Electroandina con un 23% y 19%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener aumentó su producción en un 102,2% en relación a agosto de 2011. Por su parte Celta, Electroandina, E-CL, GasAtacama y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 30,2%, 20,2%, 5,4%, 4,1% y 3,7%, respectivamente. En la Figura 53 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

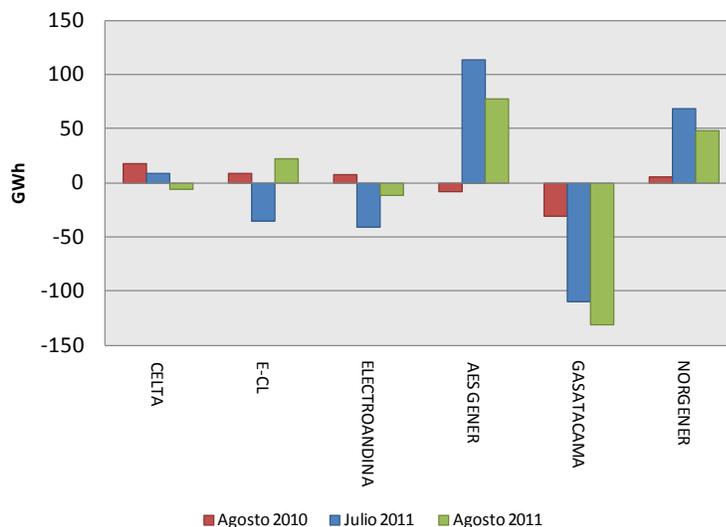
En la Figura 54 se presentan las transferencias de energía de las empresas en agosto de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta y E-CL; mientras la primera cambió su condición de excedentaria a deficitaria, la segunda cambió su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 53: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 54: Transferencias de energía por empresa, mensual

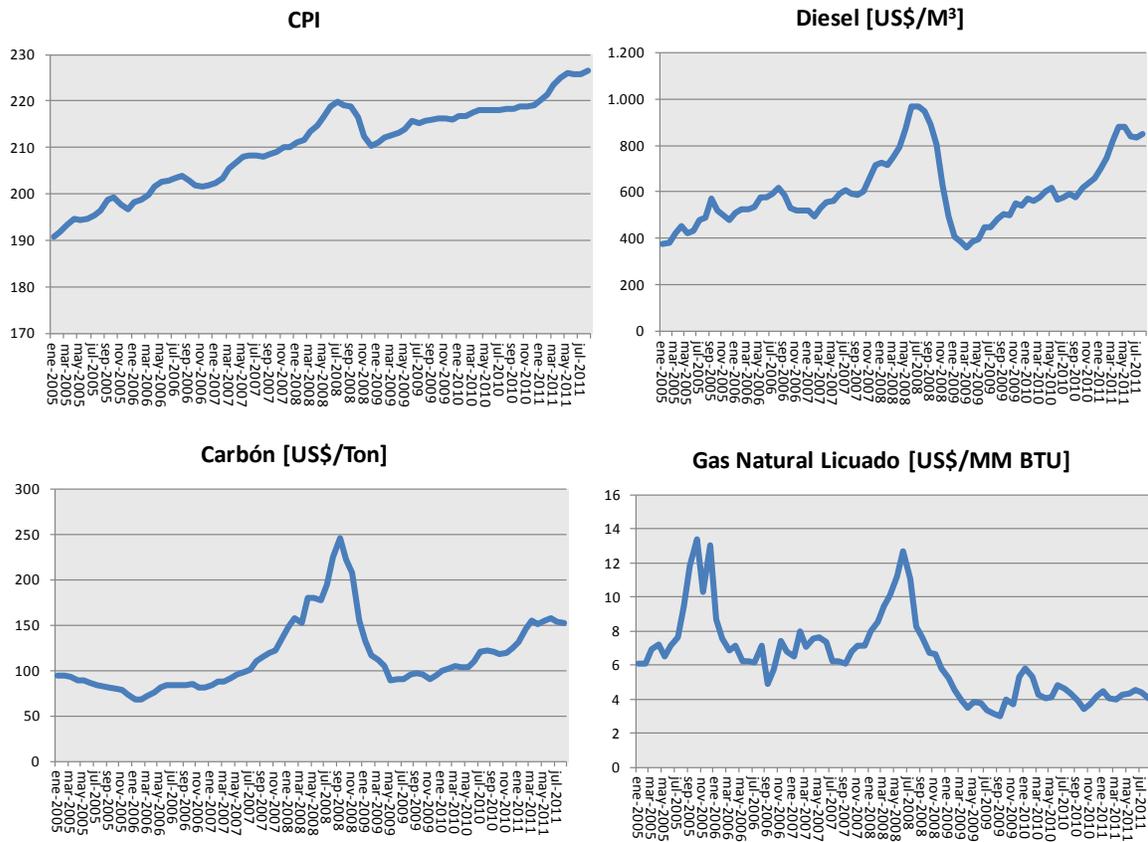


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos.

## 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](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))  
 Petróleo diesel grado B ([http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](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](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip))

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GW/h/año	Adjudicado	Indexado Sept-11 Barra Suministro	Indexado Sept-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	94,4	93,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	93,9	93,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	94,2	94,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	171,9	171,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	171,9	171,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	131,9	131,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	117,4	117,4	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	71,5	70,0	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	171,9	160,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	171,9	167,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	171,9	167,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	97,0	95,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	171,9	160,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	92,6	95,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	94,3	97,0	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	63,4	62,1	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,0	61,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	62,7	61,4	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	171,9	160,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	171,9	160,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	171,9	160,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	171,9	160,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	171,9	160,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	62,1	61,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	70,0	69,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	171,9	160,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	61,6	61,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	61,9	61,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	61,7	61,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	60,6	60,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	171,9	171,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	67,2	67,2	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,9	58,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,9	55,7	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,9	55,7	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	171,9	160,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	171,9	160,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	171,9	160,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	171,9	160,5	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	171,9	160,5	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	87,1	86,4	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	171,9	160,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	171,9	160,5	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

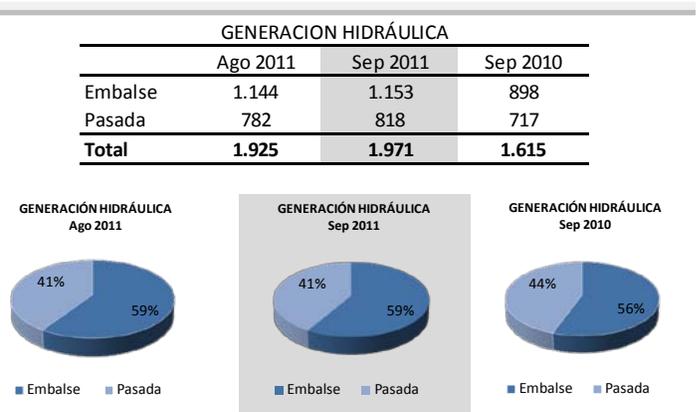
La generación en el SIC en el mes de septiembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 22,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -14,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 28,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 0,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -19,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 14,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 4,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -8,0% en relación a los últimos 12 meses.

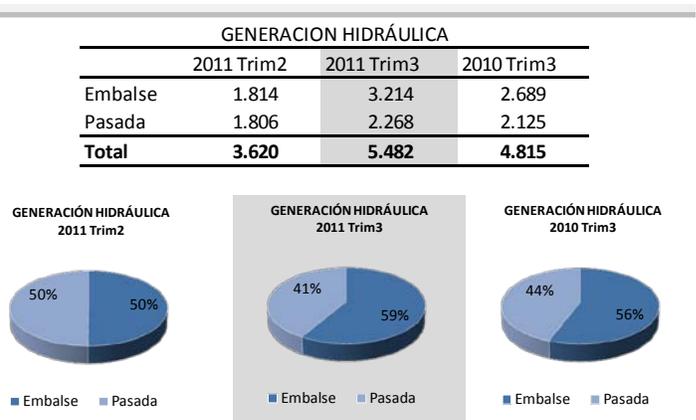
El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

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



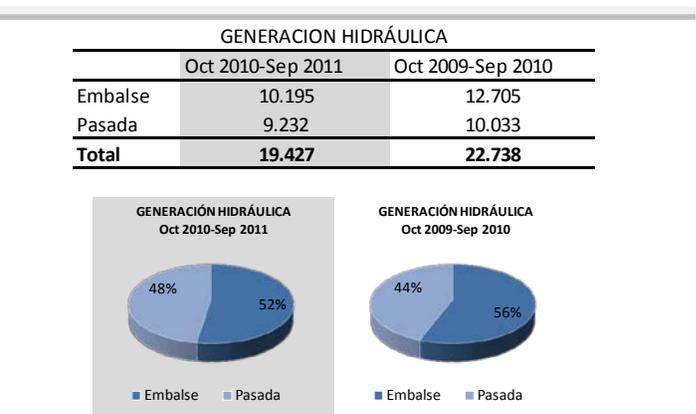
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

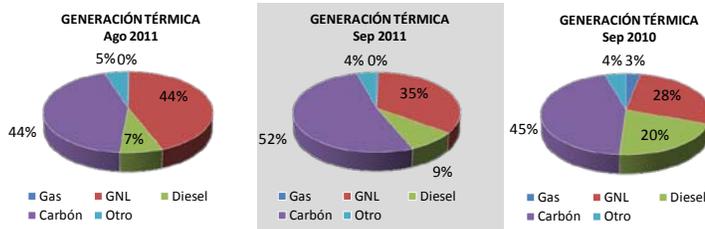


Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

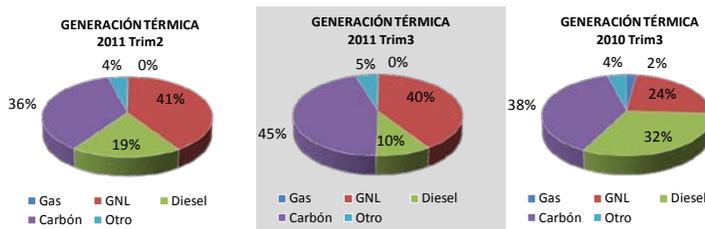
GENERACION TÉRMICA			
	Ago 2011	Sep 2011	Sep 2010
Gas	4	6	57
GNL	878	565	512
Diesel	148	140	377
Carbón	873	848	825
Otro	101	70	82
<b>Total</b>	<b>2.004</b>	<b>1.629</b>	<b>1.853</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

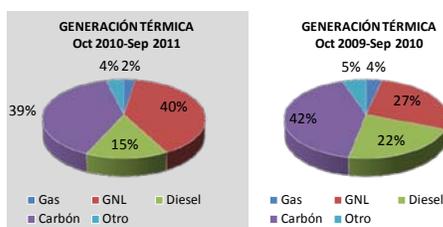
GENERACION TÉRMICA			
	2011 Trim2	2011 Trim3	2010 Trim3
Gas	24	14	125
GNL	3.053	2.398	1.481
Diesel	1.430	565	1.959
Carbón	2.739	2.659	2.374
Otro	305	278	252
<b>Total</b>	<b>7.551</b>	<b>5.915</b>	<b>6.190</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Oct 2010-Sep 2011	Oct 2009-Sep 2010
Gas	643	689
GNL	10.207	5.344
Diesel	3.794	4.326
Carbón	10.112	8.150
Otro	1.011	1.022
<b>Total</b>	<b>25.768</b>	<b>19.531</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de septiembre, muestra una variación de un -12,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -18,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 31,9% 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 -89,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 43,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -6,6% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 10,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -35,7% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de -62,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -12,3% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 2,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -2,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 24,1% 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 -15,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -30,9% en comparación al mes recién pasado, y de un -1,1% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de septiembre cuenta con un día menos que el mes de agosto.

RM 88

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

EMPRESA	TOTAL SALDO ACUMULADO
	AGOSTO 2011
	\$
CENELCA	-
PEHUENCHE	1.664.798.342
COLBUN	8.481.524.159
ENDESA	11.179.526.028
SGA	368.613.038
PUYEHUE	133.703.350
GUACOLDA	1.340.504.711
GENER	3.570.822.077
ESSA	2.058.718.509
IBENER	224.079.802
ARAUCO	706.097.792
CAMPANARIO	636.520.056
ELEKTRAGEN	153.273.755
NUEVA ENERGI	50.804.313
SC DEL MAIPO	8.862.218
TECNORED	60.999.079
POTENCIA CHIL	241.048.185
PSEG	-
GESAN	1.657.321
PACIFIC HYDR	12.304.048
LA HIGUERA	99.443.790
HIDROMAULE	26.151.724
ELECTRICA CEN	7.242.581
EPSA	20.393.253
EL MANZANO	2.855.384
LOS ESPINOS	47.076.641
ENLASA	73.456.395
CRISTORO	285.931
PETROPOWER	167.410.774
GAS SUR	2.668.194
ORAFI	29.828
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	13.390
NORVIND	-
MONTE REDON	-
PACIFICO	1.852.721
<b>TOTAL</b>	<b>31.342.737.389</b>

## 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 REFNERIAS 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
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Parque Eólico Cabo Leones	Iberoeólica Cabo Leones I.S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
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	Cobún 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 Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	Aprobado	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 Renaico	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 Ostalé	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 Canela II	Central Eólica Canela 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 Teno"	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

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Ampliación de Proyecto Respacko Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pitmaiquén 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 Pitmaiquén 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 VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
PARQUE EOLICO CUEL KUeEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75	21-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	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 Chiloe S.A.	36	100	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zafartu	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
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	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	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	Respacko	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualdad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensur 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 Casualdad	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	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico 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	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BID BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
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	Hidroangol 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 Carilatuquén-Malaichuelo	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	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	VIII
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	Respacko	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	Respacko	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respacko	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral 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
Conjunto Hidroeléctrico Bónico	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	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 MASSA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Sawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Píruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colli	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPLI CH Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-sea)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	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	Aprobado	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 HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Ampliación Central Térmica Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.	4,8	0,6	22-08-2011	En Calificación	Diesel	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	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 Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totorillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel N° 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	VIII
Central Hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII

## System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

[hrudnick@system.cl](mailto:hrudnick@system.cl)

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

[smocarquer@system.cl](mailto:smocarquer@system.cl)

Pedro Miquel Durán

*Ingeniero Senior*

[pmiquel@system.cl](mailto:pmiquel@system.cl)

Oscar Álamos Guzmán

*Ingeniero de Estudios*

[oalamos@system.cl](mailto:oalamos@system.cl)

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios*

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Contacto:

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

©System 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 System 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 System Ingeniería y Diseños, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, estimaciones y proyecciones de resultados, reflejan distintos supuestos definidos por System 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 System Ingeniería y Diseños.

