



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Julio 2010

Contenido

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	9
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	26
Análisis General	27
Análisis Precio de Licitación	30
Análisis Precios de los Combustibles	30
Análisis Precios Spot	31
Análisis Precio Medio de Mercado	32
Análisis Parque Generador	32
Resumen Empresas	33
ANEXOS	34
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

Eléctricas reciben millonaria multa por fallas en facturación: CGE Distribución y CONAFE. (Fuente: El Mercurio, 09/07/10)

Descartan subsidio directo para las ERNC. (Fuente: Diario Financiero, 09/07/10)

Suministro Eléctrico Está Garantizado Para 2010 y 2011. (Fuente: Estrategia, 08/07/10)

Nuevos criterios de despacho eléctrico impactarán en tarifas. (Fuente: Diario Financiero, 08/07/10)

Estudios confirman viabilidad nuclear en Chile pese a la condición sísmica. (Fuente: Diario Financiero: 07/07/10)

Gobierno afina proyecto que reduce trámites para inversiones energéticas (Fuente: El Mercurio, 07/07/10)

Quintero Aprueba Recepción de Obras de Terminal de GNL. (Fuente: Estrategia, 02/07/10)

Gobierno envía ley que devuelve ENAP al Ministerio de Minería. (Fuente: Diario Financiero, 01/07/10)

Contratos de distribuidoras eléctricas acumulan alza de 20% a seis meses de operación. (Fuente: El Mercurio, 29/06/10)

Inversiones ingresadas a Conama alcanzan cifra récord en primer semestre. (Fuente: La Tercera, 25/06/10)

ERNC: empresarios dicen que proyectos por 2.000 MW podrían no construirse. (Fuente: Diario Financiero, 22/06/10)

Gas natural licuado de Quintero llegará a la VIII Región. (Fuente: La Tercera, 15/06/10)

HidroAysén analiza opciones para sumar otras centrales a línea transmisora. (Fuente: Diario Financiero, 11/06/10)

Ministro de Energía abre puerta a conexión SING-SIC. (Fuente: Diario Financiero, 09/06/10)

Déficit en transmisión podría detonar nueva crisis eléctrica. Fuente: El Mercurio, 09/06/10)

Editorial

System presentó en Expo Apemec 2010, primera feria internacional del Sector Mini Hidro en Chile, su visión sobre los desafíos que comúnmente enfrentan los desarrolladores de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), no sólo para conectar sus proyectos al sistema eléctrico, sino también para definir contratos de suministro que permitan, en cierta medida, mitigar el riesgo en la comercialización de energía y asegurar el financiamiento de los proyectos.

A partir del 1 de enero de este año, la Ley N° 20.257 obliga a las empresas que efectúen retiros tanto del Sistema Interconectado Central (SIC) como del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a acreditar que al menos un 5% de los retiros, asociados a contratos firmados a partir del 31 de agosto de 2007, correspondan a energías renovables no convencionales (ERNC). La exigencia comenzará a aumentar progresivamente en un 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 10%. En este contexto, dados los niveles existentes de contratos de esas características, este año la generación ERNC ha superado las exigencias planteadas en la Ley. Sin embargo, la entrada en vigencia de nuevos contratos de licitación de empresas distribuidoras, la renovación de contratos a clientes libres, y el aumento progresivo del porcentaje de acreditación producirá una mayor demanda por fuentes de generación ERNC.

Si bien la Ley, además de la cuota, define una multa en caso de incumplimiento de las acreditaciones, que puede alcanzar hasta 0,4 UTM/MWh, hoy no existe una señal clara de precios en el mercado para definir el valor adicional de la energía proveniente de generadores no convencionales.

Los proyectos de generación mini hidráulica corresponden, en las condiciones de mercado actuales, a una de las alternativas con mayor viabilidad en generación ERNC, particularmente si se los compara con proyectos de generación eólica o solar. En general, estos proyectos tienen un menor costo de desarrollo, un mayor factor de planta, y un perfil de generación horario más constante, aunque esto debe ser estudiado caso a caso. Sin embargo, llama la atención su limitado nivel de desarrollo, dados los grandes potenciales estimados del recurso en el país. Es cierto que factores como la variabilidad hidrológica y la importante economía de escala en transporte, afectadas por la distancia al punto de conexión, limitan el número de proyectos que pueden ser desarrollados en condiciones económicas competitivas. Sin embargo, estos dos factores no son los principales desafíos que hoy enfrentan los desarrolladores de proyectos.

Quienes hoy están desarrollando proyectos mini hidráulicos, a menudo se preocupan primero de resolver aquellos aspectos relacionados con la propiedad de los derechos de agua; definición del proyecto de ingeniería; y, con mayor o menor dificultad, logran los permisos de carácter ambiental, las aprobaciones en la DGA, y los permisos de construcción. Sin embargo, no visualizan otros aspectos que pueden ser igualmente cruciales para el éxito de los proyectos. Efectivamente, muchas veces los proyectos son impulsados por actores no tradicionales del sector eléctrico, que no atienden apropiadamente, en tiempo y forma, dos aspectos fundamentales para el éxito del proyecto: la obtención de un contrato de suministro que permita lograr el financiamiento y el procedimiento de conexión a las redes.

Figura 1: Etapas de un proyecto PMGD



Las alternativas de comercialización mediante contrato disponibles en el mercado son básicamente cuatro: venta a una empresa distribuidora para el suministro de clientes regulados participando en las licitaciones de suministro; venta a una empresa distribuidora para el suministro a sus clientes libres; venta directa a clientes libres; y venta a otro generador.

Los contratos no implican una obligación física de producción de energía, la que dependerá, para una mini central de pasada, de la hidrología disponible. Por lo tanto, si un generador compromete una cantidad mayor que la energía efectivamente producida, deberá necesariamente comprar el déficit en el mercado spot, con una exposición que aumenta el riesgo en la comercialización. En esta línea, el promotor de un proyecto hidro debe ser capaz de determinar, en función de la estadística hidrológica disponible, cuál es el nivel de contratación que permite maximizar sus ingresos, minimizar su variabilidad en el tiempo y reducir su exposición al riesgo.

En cada una de las alternativas de contratación mencionadas anteriormente es importante definir varios aspectos, tales como: volumen mensual de energía suministrada, potencia contratada, precios de la energía y de la potencia, metodología para indexar los precios, punto de suministro, pago de peajes, mecanismo de facturación, entre otros. Al mismo tiempo, se debe definir el reconocimiento de su característica de ERNC. Hoy no existe un procedimiento, ni una señal de precios en el mercado, que permita valorizar apropiadamente este atributo; incertidumbre que perjudica, en el corto plazo, al desarrollo de proyectos ERNC.

Respecto a las barreras para materializar la conexión, hoy el Decreto Supremo N° 244 (DS 244) establece los procedimientos que se deben seguir; normando la interacción, en forma y plazos, entre ambas partes interesadas. Sin embargo, no existe una definición clara respecto del estándar de diseño exigido a la conexión en la red de distribución, hecho que, desde la perspectiva del generador, puede generar una pérdida de valor importante en el negocio.

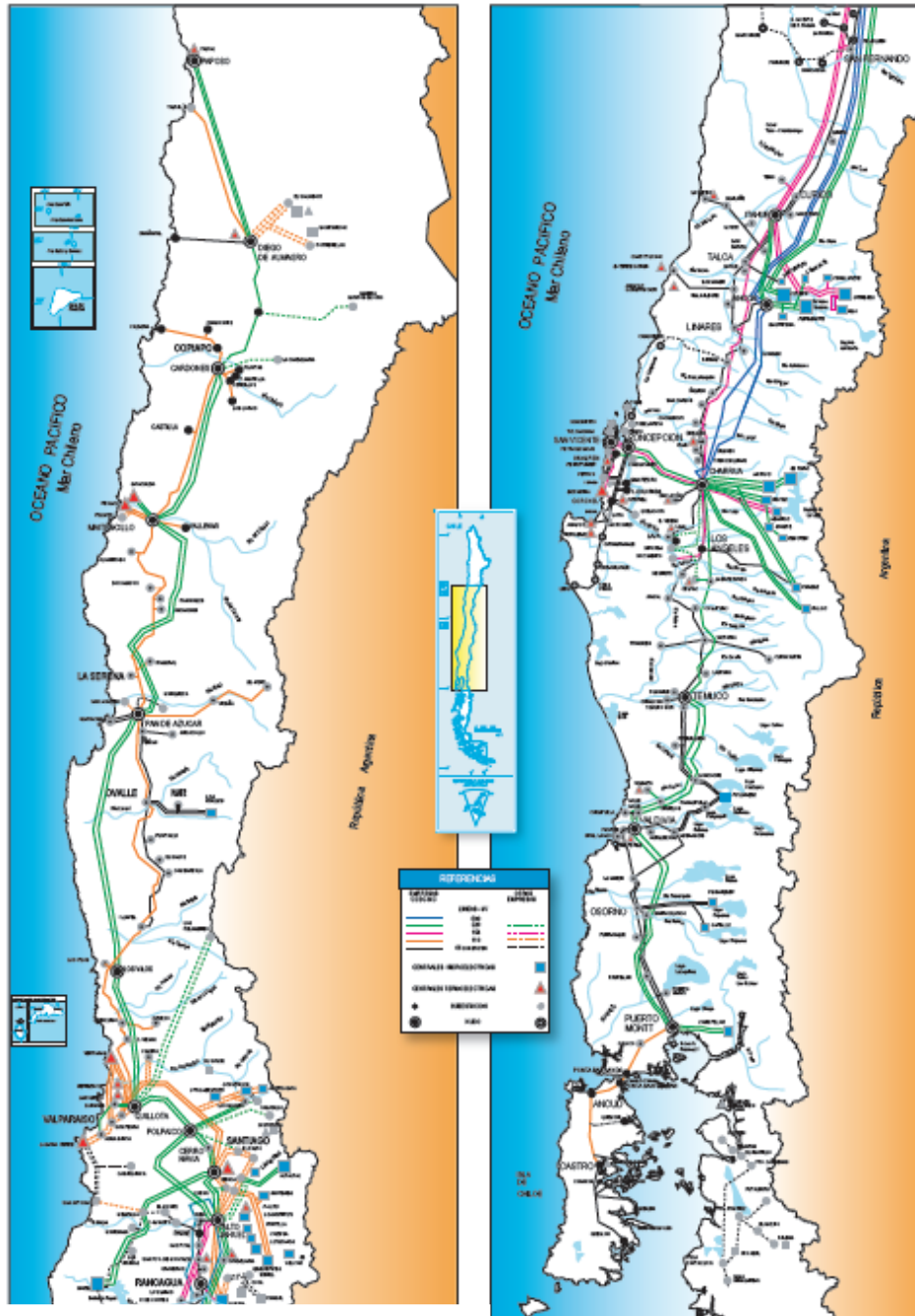
En este contexto, si bien los plazos para cada etapa están definidos al momento de realizar la conexión a la empresa distribuidora, informalidades en la tramitación por parte de los desarrolladores de proyectos producen que el cumplimiento de plazos quede sujeto a la posición de la empresa distribuidora. Adicionalmente, por la característica de los proyectos, otros actores pueden aparecer en el proceso (empresa subtransmisora), en cuyo caso se debe realizar una gestión independiente.

Para la adecuada gestión de este proceso, el promotor se debe ajustar, desde un comienzo, al procedimiento establecido en el DS 244; al mismo tiempo, debe requerir de información relevante para la determinación de los costos de conexión, como características de la topología de la red (tipo de conductor, calibre, longitudes), condiciones climáticas, estándares de diseño de red de la empresa distribuidora, entre otros.

Dado que, aprovechando la conexión de un PMGD, la empresa distribuidora podría pretender una mejora de los estándares de diseño de las redes que se ven afectadas por la conexión del generador, el promotor del PMGD debe procurar que el dimensionamiento del proyecto de conexión se ajuste a los estándares exigidos en la Norma Técnica y a los estándares de inversiones reconocidos en las tarifas a las empresas distribuidoras.

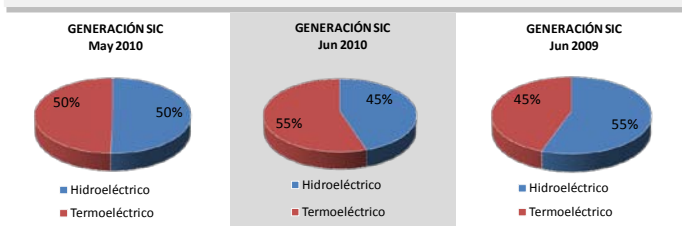
La Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) registra a la fecha un total de 467 solicitudes de conexión a la red (SCR) de proyectos PMGD, de los cuales sólo uno de ellos registra una solicitud de intervención de la SEC por desacuerdo entre las partes. Si bien esto pareciera reflejar un bajo nivel de conflictividad del proceso, en la práctica refleja que los desarrolladores de proyectos no desean entrar en conflicto con la distribuidora, quien aparece como el cliente más probable para suministrar su energía. Por ende, para minimizar este riesgo, se debe procurar ajustar, en la medida de lo posible, el procedimiento de conexión y las definiciones técnicas a lo que hoy está especificado en la normativa. En este ámbito hay un espacio claro para mejoras regulatorias y de procesos a través de la SEC y la Comisión Nacional de Energía. También hay un espacio importante de coordinación de los inversionistas a través de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (Apemec).

SIC Sistema Interconectado Central



Fuente: CDEC-SIC

Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis de Generación del SIC

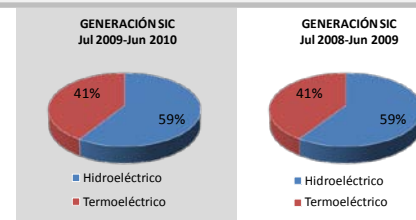
En términos generales, durante el mes de junio de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 0,7% respecto a mayo, con un alza de 5,7% respecto a junio de 2009.

La generación hidroeléctrica disminuyó en un 10,3% respecto de mayo, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 11,6%. De esta forma, sólo un 45% de la energía consumida en el SIC en el mes de junio de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de junio el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 12,8% respecto a mayo. Por su parte, las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 7,3% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en más de un 100%, la generación a carbón se redujo en un 3,9%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 50,6% respecto al mes anterior. Por su parte, la generación con GNL presentó un descenso de 7,6% respecto al mes anterior. Se destaca de la Figura 5 que la generación con GNL representa para este mes un 13,5% de la matriz de energías del SIC durante este mes, niveles similares a los que presenta la generación diésel (15,5%).

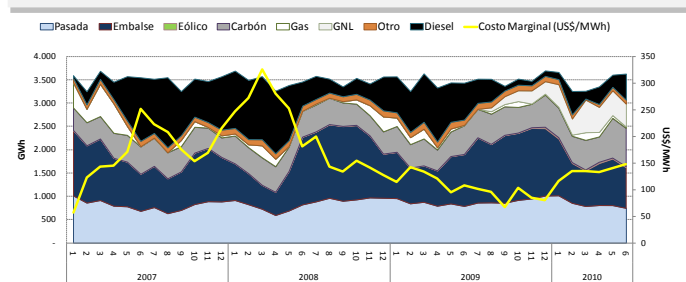
En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de junio llegaron a un valor promedio de 148,0 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 108,4 US\$/MWh de junio de 2009 representa un alza de un 36,6%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



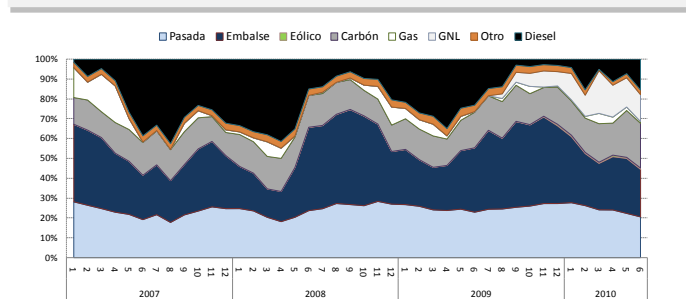
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC



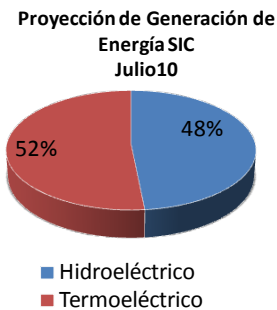
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



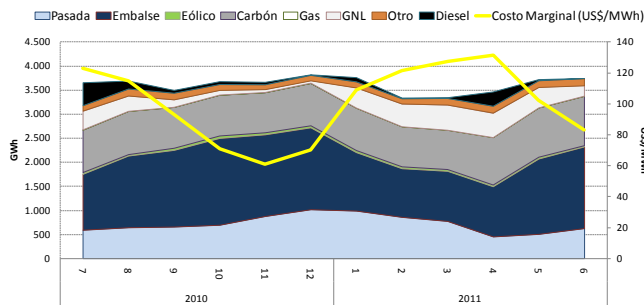
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 6: Proyección de Generación de Energía junio 2010 SIC



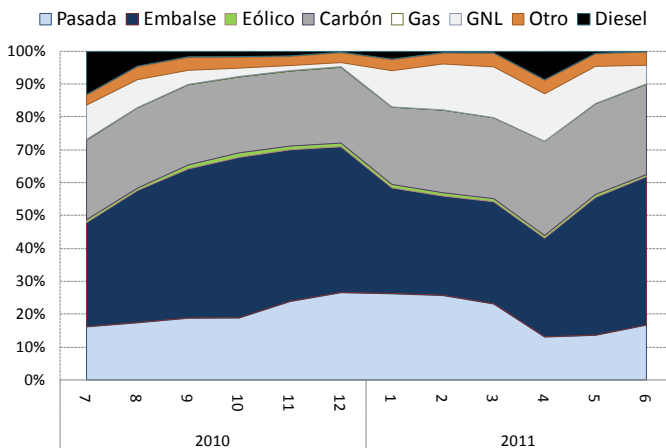
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de julio de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 48% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

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

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

Generación de Energía

Para el mes de junio de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 5,7% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 0,7% respecto al mes anterior.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 42.780 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 2,5%.

La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

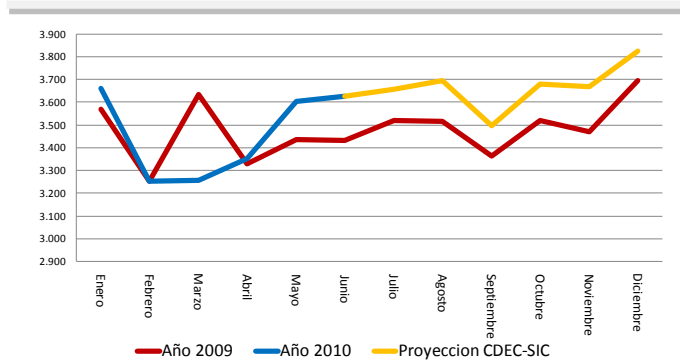
Precio de Nudo de Corto Plazo

El día viernes 2 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 41,013 \$/kWh y 4593,31 \$/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 49,75 \$/kWh. Este valor representa un alza de 7% respecto a la última indexación del precio de nudo de octubre de 2009, realizada en el mes de marzo de 2010.

Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 47,746 \$/kWh.

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)

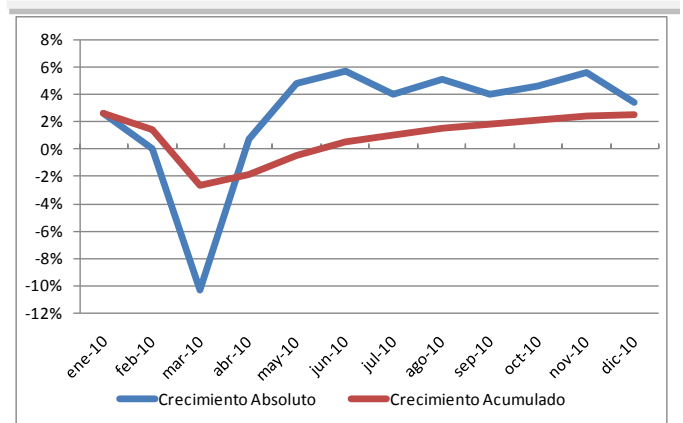
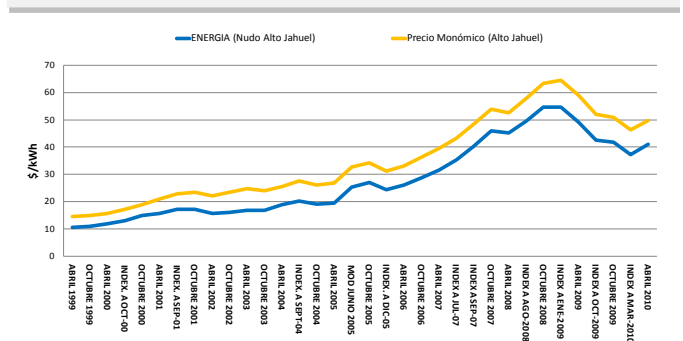


Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un período de transición en el cálculo del precio de energía y potencia para clientes regulados.

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

La Tabla 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a jun-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	85,7	5.419
Campanario	134,9	1.750
Colbún	81,2	6.782
Endesa	74,0	12.825
Guacolda	69,3	900
EMELDA	134,8	200
EPSA	134,8	75
Monte Redondo	134,8	275
Precio Medio de Licitación		82,80

* 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 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 reajustados jun-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro)	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota)
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Chilectra	63,05	80,17	79,52
Chilquinta	110,99	96,18	96,18
EMEL	72,75	89,87	89,87
CGE	123,05	102,37	96,18
SAESA	76,42	93,54	94,54

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 junio de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 91,60 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220. La fuerte alza del precio de nudo se debe de cierta forma por el alza en el costo de suministro de largo plazo calculado por la CNE y publicado en su página web, valor con el cual son indexados los contratos del tercer proceso de licitación para los años 2010-2011 y primer semestre del año 2012.

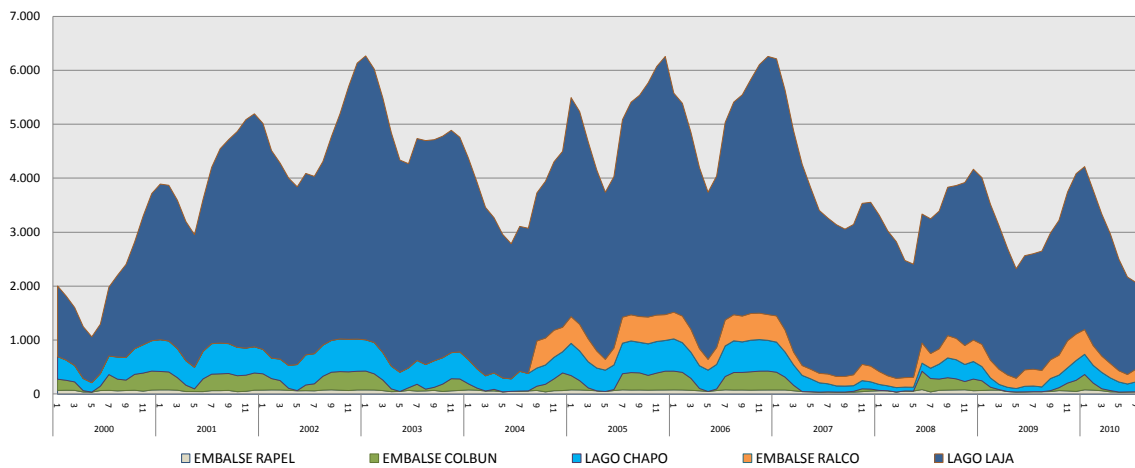
NOTA: El análisis que involucra la banda del 5% se realiza considerando sólo aquellos contratos que se encuentran vigentes al 2010, excluyéndose los contratos de Chilectra correspondientes al segundo proceso de licitación que comienzan a regir a partir del 2011.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de julio de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.178 GWh, lo que representa un 5% menos de lo registrado a comienzos del mes de junio, y una baja 21% respecto a julio de 2009.

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 9% menor a la disponible en julio de 2009.

Figura 12: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

		Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009
EMBALSE	COLBUN	0	0	0
	% de la capacidad máxima	0%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	42	44	46
	% de la capacidad máxima	50%	52%	54%
LAGUNA	LA INVERNADA	3	1	5
	% de la capacidad máxima	3%	1%	4%
LAGO	LAJA	1.807	1.605	2.139
	% de la capacidad máxima	34%	30%	41%
LAGO	CHAPO	147	184	106
	% de la capacidad máxima	23%	29%	17%
EMBALSE	RALCO	178	240	315
	% de la capacidad máxima	35%	47%	62%

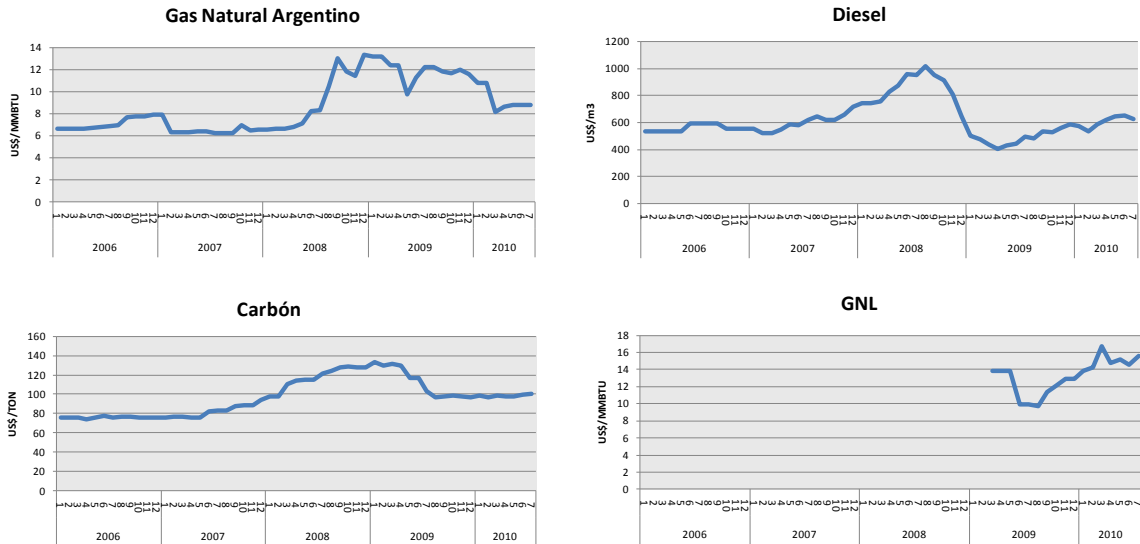
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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 13.

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeap

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de junio de 2010 presentan un alza de 5,3% respecto a los registrados en el mes de mayo, con un alza de 36,6% respecto a lo observado el mismo mes del año 2009.

En la Tabla 5 y Figura 14 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 80 US\$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

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

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	57	247	115	116
Febrero	123	272	142	135
Marzo	144	325	134	135
Abril	145	280	121	133
Mayo	171	252	95	141
Junio	252	181	108	148
Julio	223	200	102	
Agosto	208	143	96	
Septiembre	176	134	68	
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

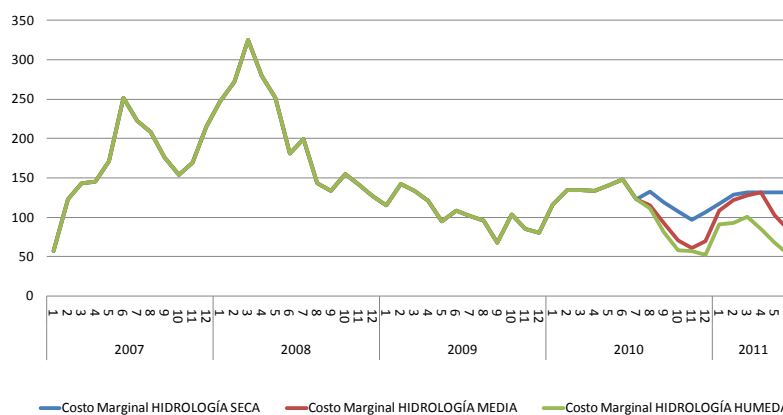
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Julio	123	123	123
-	Agosto	132	115	111
-	Septiembre	119	93	81
-	Octubre	107	71	58
-	Noviembre	96	61	57
-	Diciembre	106	70	52
2011	Enero	117	109	91
-	Febrero	129	121	93
-	Marzo	132	128	101
-	Abril	132	132	85
-	Mayo	132	102	67
-	Junio	132	83	53

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

Figura 14: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



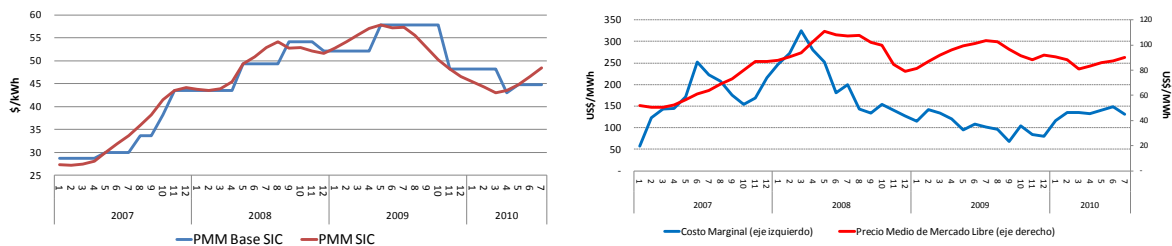
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina en base a los precios de los contratos con los clientes libres 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 la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del primero de julio de 2010 es de 48,43 \$/kWh, lo que representa un alza de 8,02% respecto al precio definido en la fijación de abril de 2010 (44,83 \$/kWh).

Figura 15: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systepl

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 mayo de 2010.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a mayo 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	94.672
Gener	47.758
Colbún	71.898
Guacolda	11.403
Pehuénche	14.108

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 julio de 2010 y agosto de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.194 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las que se esperan en operación para jul-10 y oct-10 respectivamente. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para el segundo semestre de 2011.

Unidades en Mantención

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

- Sauzal (U3 de 25,5 MW): 14 días en julio.
- Rapel (U3 de 75 MW): 4 días en julio.
- San Isidro (U2 de 342 MW): 21 días en agosto.
- El Toro (U1, U2, U3, U4 por 450 MW): 28 días en agosto.
- Cipreses (U2 por 35 MW): 30 días en septiembre.
- Guacolda (U2 por 153 MW): 15 días en septiembre.
- Guacolda (U3 por 152 MW): 5 días en septiembre.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras			
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas			
Licán	Candelaria	Pasada	jul-10 17
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	jul-10 155
San Clemente	Colbún	Pasada	jul-10 6
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	oct-10 155
Térmicas			
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	jul-10 60
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	jul-10 60
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	ago-10 16,3
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	ene-11 20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-11 342
Santa María	Colbún	Carbón	ago-11 343
Eólica			
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		ago-10 20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)			1.194

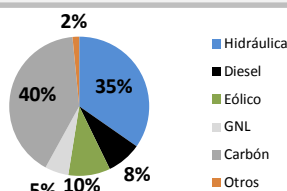
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.526	7.503
Diesel	1.289	900
Eólico	1.554	3.350
GNL	879	527
Carbón	6.440	11.582
Otros	248	437
TOTAL	15.936	24.299
Aprobado	7.635	10.919
En Calificación	8.300	13.381
TOTAL	15.936	24.299

Fuente: SEIA, Syste

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aylén	HidroAylén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
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 Purta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	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
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colban S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
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	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colban 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	II
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Gúndos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
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 Espirito	Termoeléctrica Los Espiritos 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	VII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñ S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Anuco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VII

Fuente: SEIA, Syste

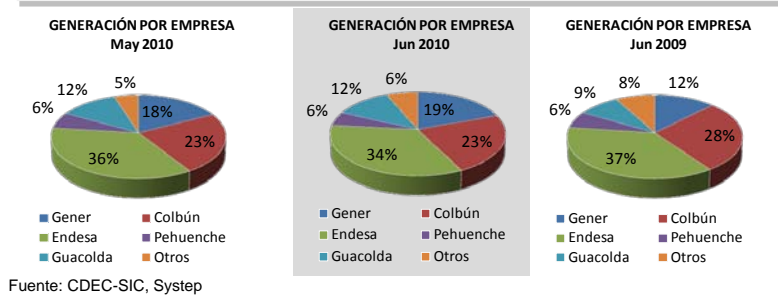
Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.936 MW (8.300 MW en calificación), con una inversión de 24.299 MMUS\$. 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.

Para el mes de junio de 2010 se destaca el ingreso del Parque Eólico Collipulli (proyecto de 48 MW en la IX Región de propiedad de Nuria Ortega López), además de la aprobación de los proyectos Parque Eólico Las Dichas de Ener-Renova (16 MW en la V Región), Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur de Mainco S.A. (7,1 MW en la VIII Región) y Central Hidroeléctrica Río Huasco de Hidroeléctrica Río Huasco (4,3 MW en la III Región).

Figura 17: Energía generada por empresa, mensual



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 de junio de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 34% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (19%), Guacolda (11%) y Pehuenche (5%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, y Colbún aumentaron su producción en un 10% y 0,2% respectivamente en relación a mayo. Por otro lado Endesa, Pehuenche y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 4,4%, 9,8%, y 4%.

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

Figura 18: Energía generada por empresa, agregada trimestral

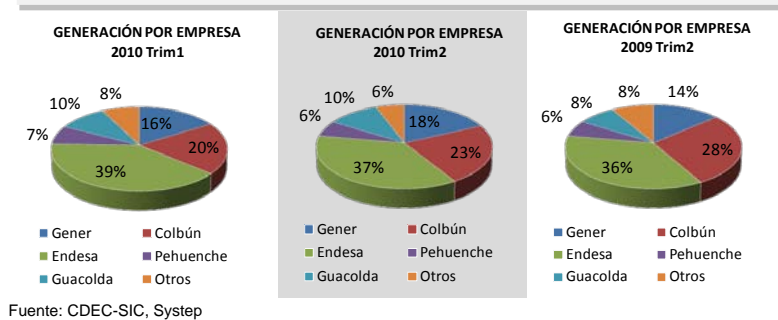
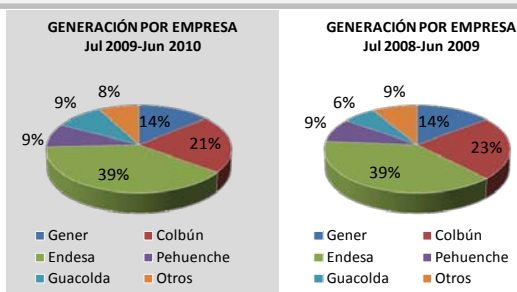


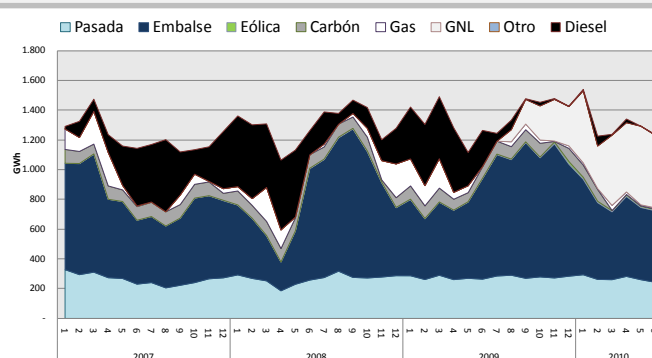
Figura 19: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



ENDESA

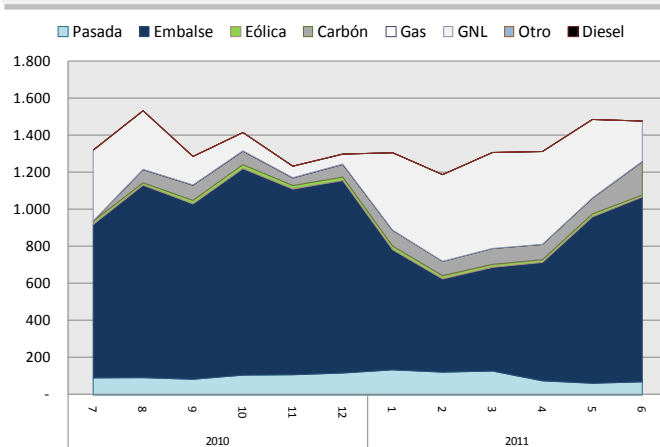
Analizando por fuente de generación, durante el mes de junio la producción utilizando centrales de embalse exhibe una reducción de 1% respecto al mes de mayo, con una baja de 29% en relación a junio de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 6,5% respecto a mayo, con una disminución de 7,8% respecto a junio de 2009. La generación diesel presenta una fuerte alza respecto al mes de mayo por la operación de las unidades San Isidro Diesel, con una disminución de 97,9% respecto a junio del año anterior. Respecto a la generación a carbón, al igual que el mes anterior, y dados los daños de la central Bocamina producto del terremoto, es que no se presentó generación con este tipo de combustible. Finalmente, el aporte de las centrales a gas presenta una baja de 11,8% respecto a mayo, mientras que la generación utilizando GNL presenta una baja de 7,6% respecto al mismo mes.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	264	246	267	-6,5%	-7,8%
Embalse	484	479	675	-1,0%	-29,0%
Gas	8	8	3	11,8%	164,5%
GNL	530	489	0	-7,6%	0,0%
Carbón	0	0	76	0,0%	-100,0%
Diésel	1	5	244	426,9%	-97,9%
Eólico	10	11	2	11,7%	454,6%
Total	1.296	1.239	1.267		

Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.321	3.377	-1,7%
Embalse	8.065	7.679	5,0%
Gas	205	1.080	-81,0%
GNL	3.758	0	0,0%
Carbón	596	893	-33,3%
Diesel	273	2.988	-90,9%
Eólico	107	31	240,5%
Total	16.325	16.048	

Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	826	795	804	-1,0%	-3,7%
Embalse	1.610	1.500	1.650	-9,1%	-6,9%
Gas	56	33	97	-65,5%	-40,9%
GNL	1.246	1.486	0	0,0%	19,3%
Carbón	160	0	210	-100,0%	-100,0%
Diesel	83	31	904	-96,6%	-62,7%
Eólico	30	33	6	452,8%	8,4%
Total	4.013	3.879	3.670		

Fuente: CDEC-SIC, System

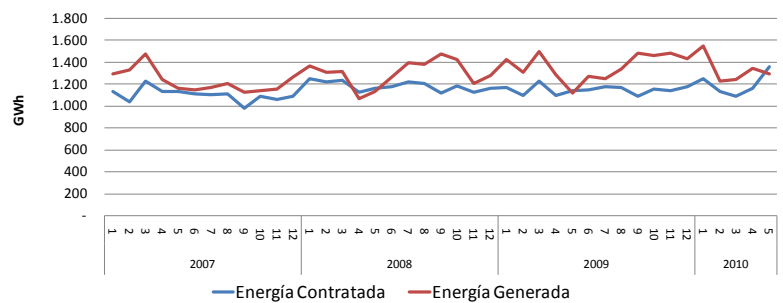
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante mayo de 2010 fue de 1.296 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.359 GWh; por tanto, por su carácter deficitario, realizó compras de energía en el mercado *spot*. Este comportamiento de la empresa se ha repetido en los últimos dos años para el mes de mayo.

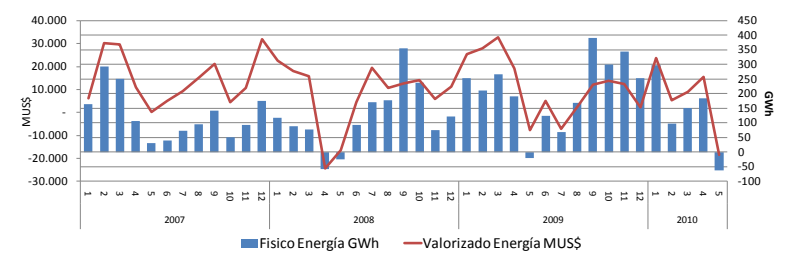
En la Figura 22 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -63,1 GWh, las que son valorizadas en -18,58 MMUS\$. En la Figura 23 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

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

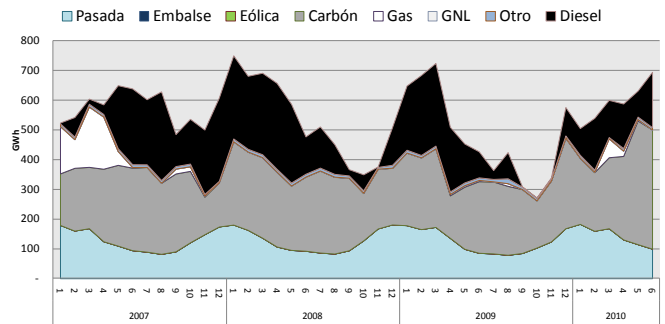
GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de junio, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 3,7% respecto al mes de mayo, con un aumento de 66,5% en relación a junio de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 13,3% respecto a mayo, con un alza de 16,5% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra un alza de 112,8% respecto al mes de mayo y un aumento de 112,6% respecto al mismo mes del año 2009, principalmente dada la disminución en la generación de la unidad Nueva Renca operando con diesel.

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

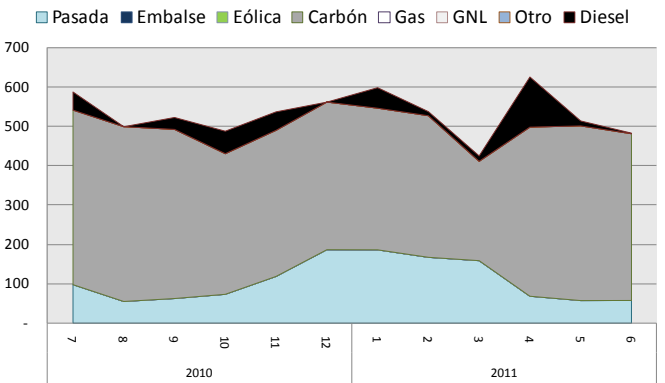
En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 24: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 25: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	114	99	85	-13,3%	16,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	4	0	4	-100,0%	-100,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	417	401	241	-3,7%	66,5%
Diesel	88	187	88	112,8%	112,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	8	9	-10,0%	-8,7%
Total	632	695	427		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

GENERACIÓN GENER			
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.489	1.567	-5,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	96	14	580,5%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	3.114	2.672	16,5%
Diesel	1.035	1.647	-37,2%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	106	108	-2,1%
Total	5.839	6.007	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	508	342	318	7,6%	-32,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	65	22	13	65,1%	-66,3%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	659	1.099	593	85,4%	66,8%
Diesel	391	425	437	-2,9%	8,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	22	26	27	-2,4%	17,8%
Total	1.645	1.915	1.389		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

GENER

Generación Histórica vs Contratos

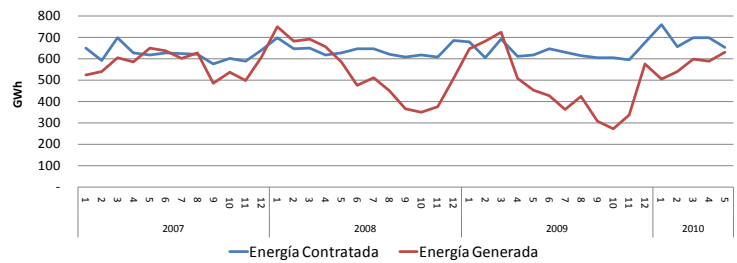
La generación real de energía para Gener durante mayo de 2010 fue de 632 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 654 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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

Transferencias de Energía

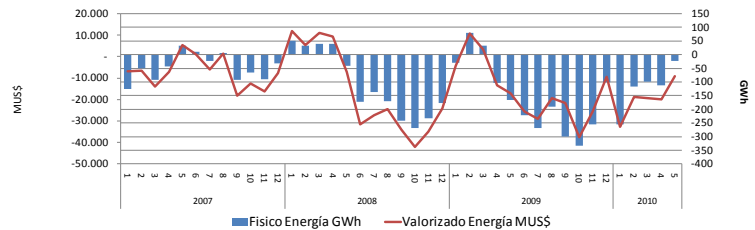
Durante el mes de mayo de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -22,2 GWh, las que son valorizadas en -9,16 MMUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

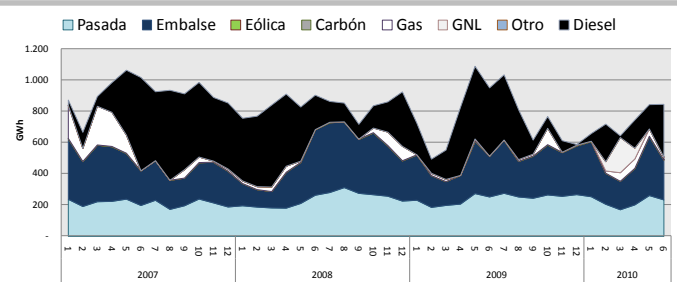
² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de junio, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 32,3% respecto al mes de mayo, con una reducción de 1,7% en relación a junio de 2009. Tal situación se debe al aumento de la generación del conjunto Colbún – Machicura, alcanzando niveles similares a los presentados el año 2009. La generación en base a centrales diesel presenta un fuerte aumento de 117,2% respecto a mayo dada la operación de la central Nehuenco Diesel, con una baja de 22,6% respecto a junio de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 10,7% respecto a mayo, y una baja de 7,5% respecto al mismo mes del año 2009. Respecto a la generación con gas, esta presenta un descenso de 64,1% respecto al mes anterior.

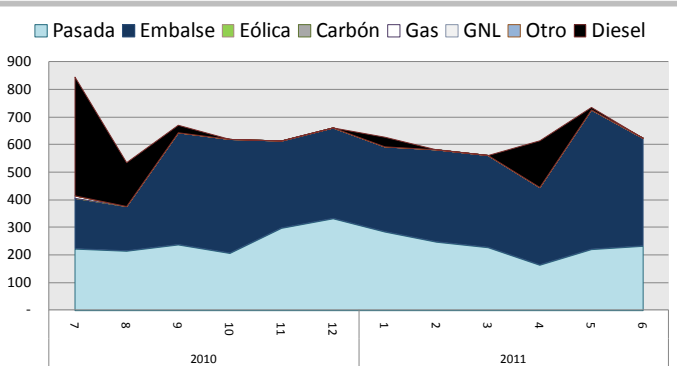
En la Figura 29 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para mediados del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	262	234	253	-10,7%	-7,5%
Embalse	379	257	261	-32,3%	-1,7%
Gas	48	17	0	-64,1%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	156	338	437	117,2%	-22,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	844	846	952		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.894	2.973	-2,7%
Embalse	3.358	3.621	-7,3%
Gas	330	254	29,8%
GNL	354	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	1.957	2.855	-31,5%
Eólico	0	0	0,0%
Total	8.892	9.704	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	631	698	735	-5,0%	10,6%
Embalse	735	870	780	11,5%	18,4%
Gas	71	124	15	757,6%	75,2%
GNL	285	69	0	0,0%	-75,6%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	301	675	1.340	-49,6%	124,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.023	2.436	2.869		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

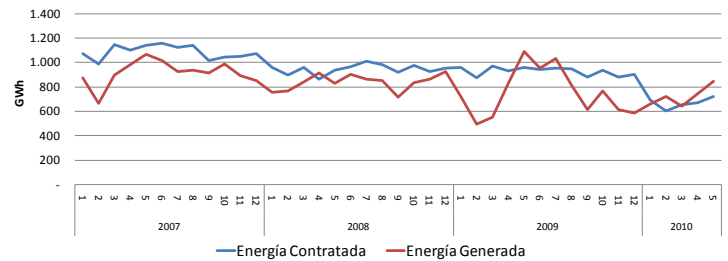
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante mayo de 2010 fue de 844 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 725 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

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

Figura 30: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

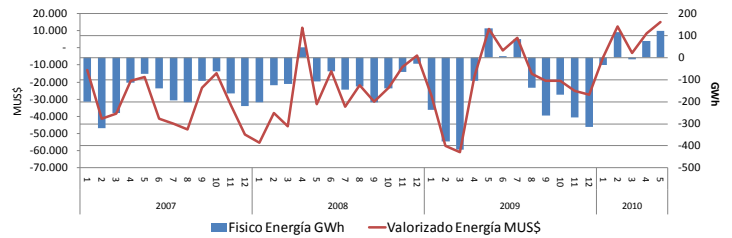


Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 119,5 GWh, las que son valorizadas en 15 MMUS\$. En la Figura 31 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 31: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

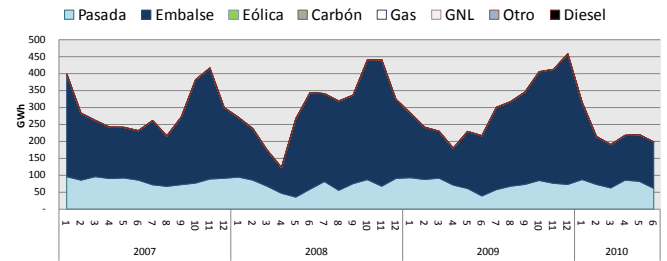
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de junio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 0,7% respecto al mes de mayo, y un descenso de 23% en relación a junio de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada muestra una disminución de 24,8% respecto a mayo, con un alza de 55,9% en relación al mismo mes del año 2009.

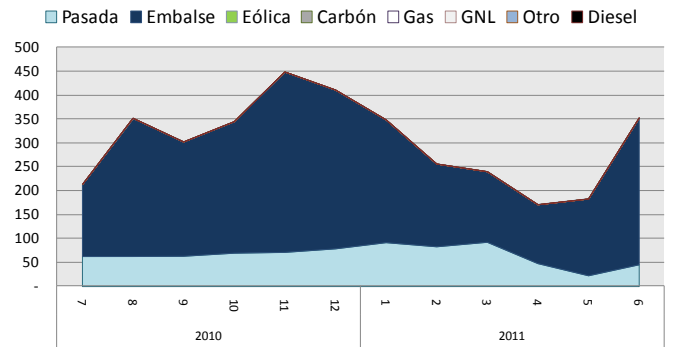
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 33: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	83	62	40	-24,8%	55,9%
Embalse	137	136	176	-0,7%	-23,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	220	198	216		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	897	914	-1,9%
Embalse	2.694	2.665	1,1%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.592	3.579	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	226	232	174	33,3%	2,7%
Embalse	493	403	451	-10,6%	-18,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	720	636	626		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

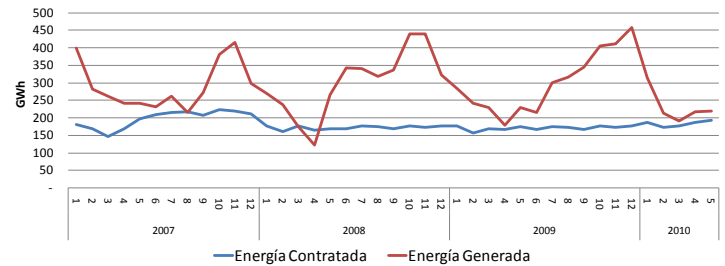
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante mayo de 2010 fue de 220 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 194 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 34: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

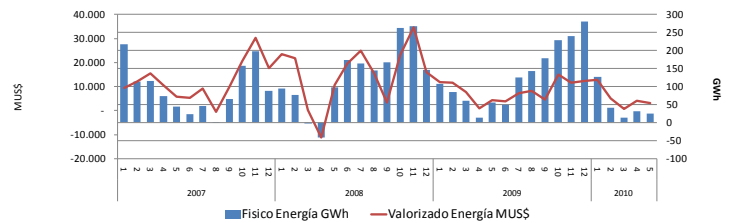


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de mayo de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 25,6 GWh, las que son valorizadas en 3,07 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 35: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. 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*.

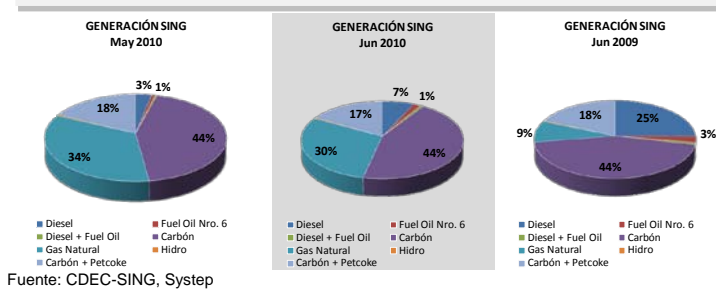
SING

Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 36: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de junio de 2010 la generación de energía en el SING aumentó en un 2,7% respecto a mayo, con un aumento de 2,4% respecto a junio de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 126,5% con respecto a mayo, mientras que la generación a carbón aumentó en un 4,2%. La generación con gas natural disminuyó en un 11,2% respecto al mes pasado.

En la Figura 37 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de junio el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 120 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 19% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, situación que ha ido disminuyendo durante el año 2010, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 7. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 37.

Figura 37: Generación histórica SING (GWh)

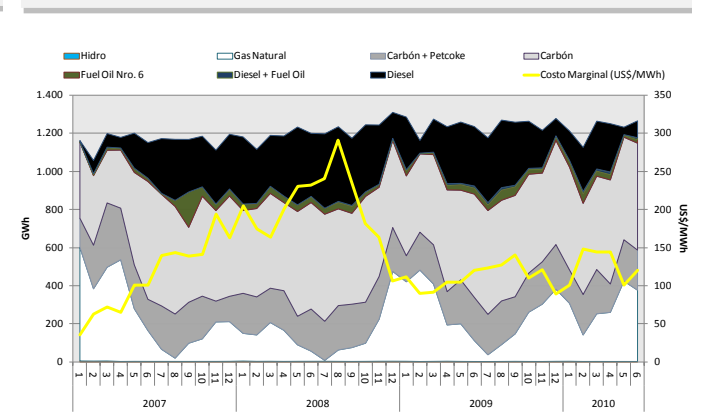


Figura 38: Generación histórica SING (%)

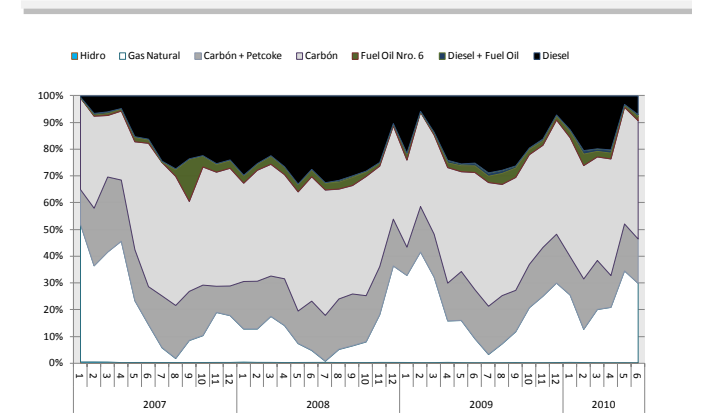
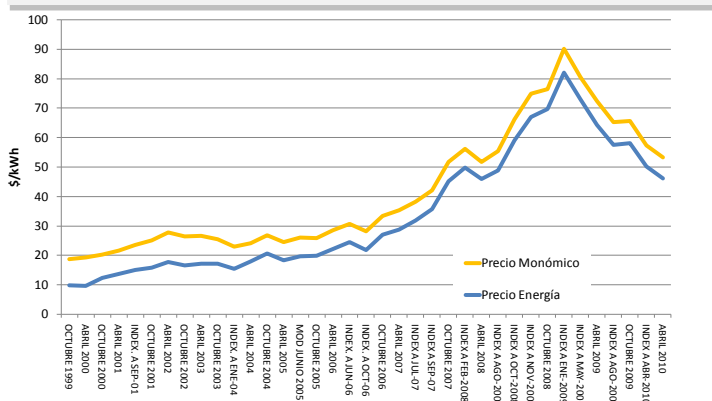
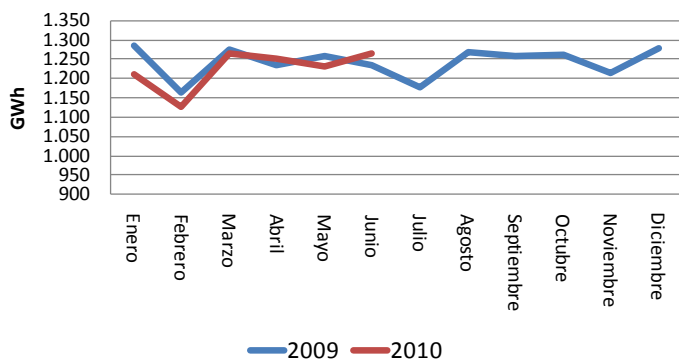


Figura 39: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 40: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día viernes 2 de julio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 46,111 \$/kWh y 4.520,17 \$/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 53,33 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 7% respecto a la última indexación del precio de nudo de octubre de 2009, realizada en el mes de abril de 2010.

Generación de Energía

En el mes de junio, la generación real del sistema fue de 1.265 GWh. Esto representa un aumento de 2,4% con respecto al mismo mes del 2009.

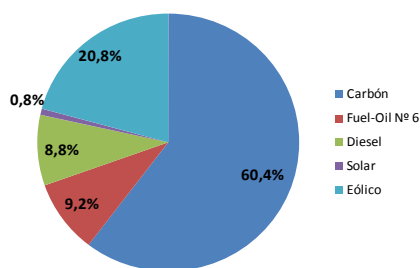
La generación acumulada a junio del año 2010 es de 7.347 GWh, lo que comparado con los 7.448 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa una disminución de 1,4%.

Tabla 22: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
<hr/>		
Aprobado	2.231	4.499
En Calificación	119	190
TOTAL	2.350	4.689

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 41: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 24 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta junio de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (119 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de junio el listado de proyectos en evaluación no sufrió modificaciones.

Tabla 23: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	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
Central Termoelectrica 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
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
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
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	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
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrogenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 25). 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 24: Precios de Licitación (precios indexados a junio de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado May-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	110,62	2012

Precios de combustibles

En la Figura 42 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 42: Valores informados por las Empresas

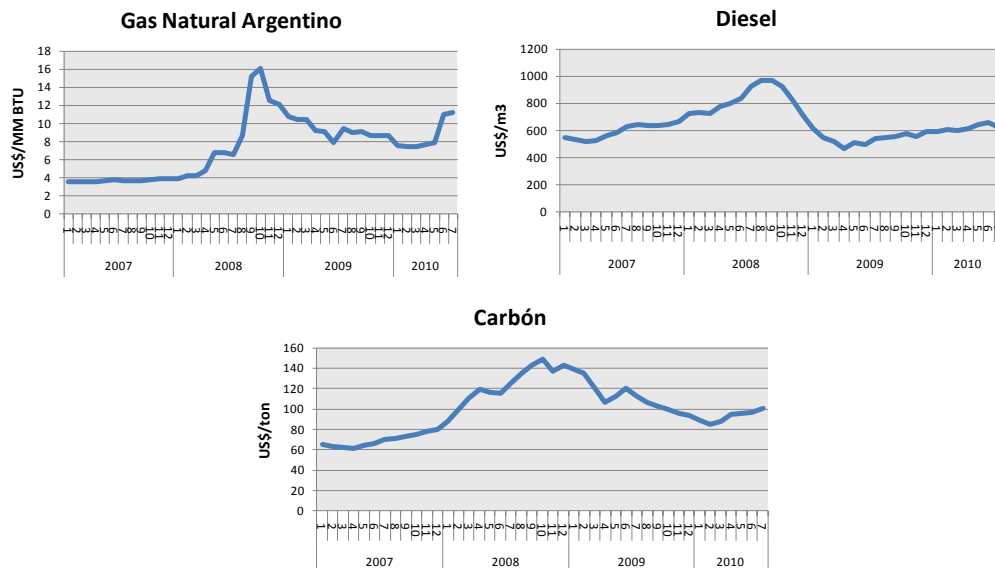


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	101
Febrero	63	174	90	148
Marzo	72	164	92	144
Abril	65	201	105	144
Mayo	101	230	105	101
Junio	101	232	120	120
Julio	140	241	123	-
Agosto	143	291	127	-
Septiembre	139	236	140	-
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, System

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

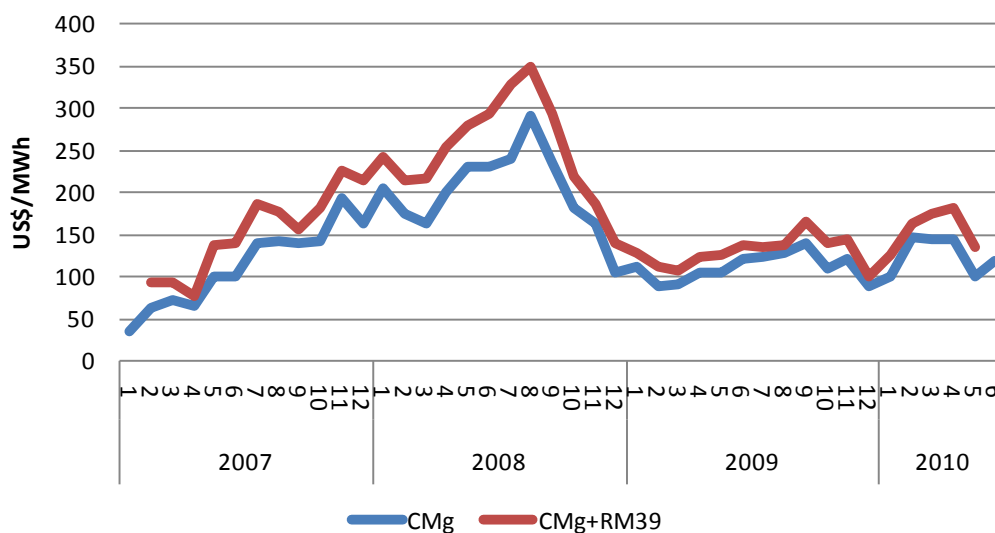
Valores Históricos

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. Durante los últimos meses, esta tendencia se ha revertido debido a la abrupta baja en el precio del petróleo diesel. Para el mes de junio, el costo marginal fue de 120 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 0,2% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 19% respecto al mes de mayo de 2010.

Al ser el SING un sistema totalmente térmico, el costo marginal está dado por los precios de los combustibles. Se espera que los costos marginales se mantengan en valores altos hasta la puesta en operación de las centrales a carbón que están en construcción.

La Figura 43 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 mayo de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de mayo. 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 mayo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 34,2 US\$/MWh.

Figura 43: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, System

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del primero de julio de 2010 es de 67,719 \$/kWh, que representa un alza de 9,79% respecto al Precio Medio Base (61,683 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 27 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

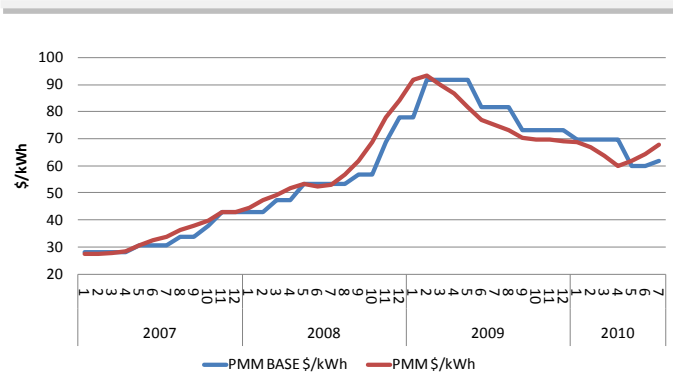
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantenimiento

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

- TG2A (Gas Atacama): 130 MW entre julio y septiembre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en agosto.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en septiembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en agosto y septiembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW en agosto y septiembre.

Figura 44: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Oct-10	165
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Dic-10	165
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				790

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.

Al mes de junio de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 36% de la producción total de energía, seguido por GasAtacama y E-CL con un 19% y 17%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, Celta y Electroandina aumentaron su producción en un 25,3%, 24,8% y 12,9% en relación a mayo de 2010, respectivamente. Por su parte AES Gener, E-CL y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 60,1%, 7,7%, y 1,9%, respectivamente. En la Figura 45 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 46 se presentan las transferencias de energía de las empresas en mayo de 2010. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, la cual cambió su condición de deficitaria a excedentaria respecto al mes anterior.

Figura 45: Energía generada por empresa, mensual

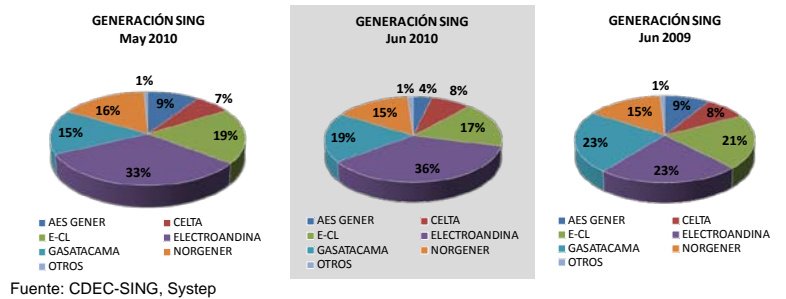
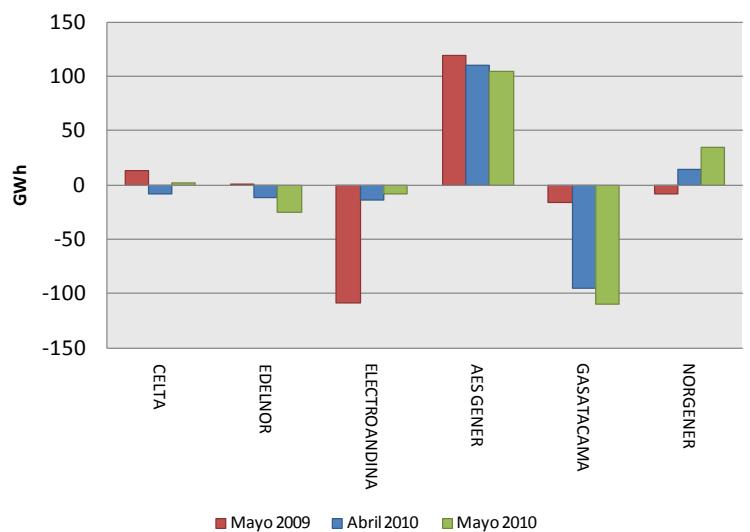


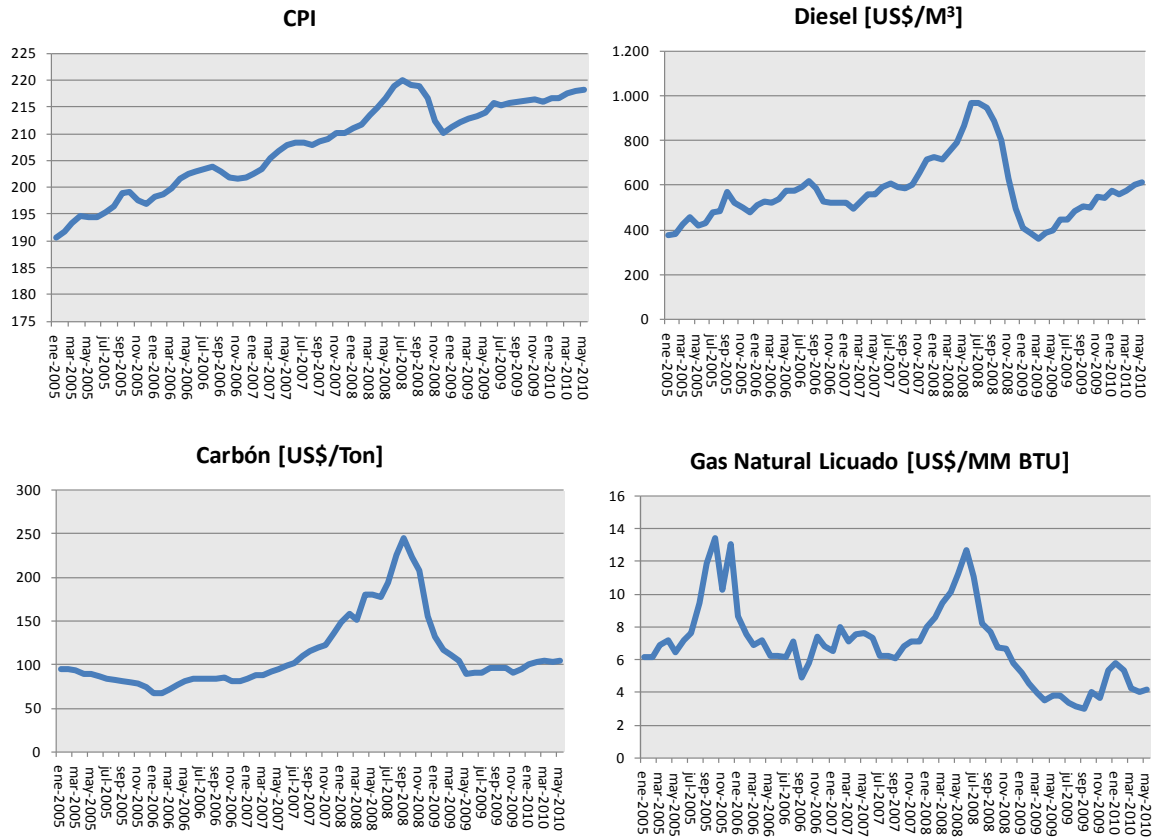
Figura 46: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:

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

ANEXO II

Figura II-I: Precios de Indexación a junio de 2010

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Jun-10 Barra Suministro	Indexado Jun-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	74,7	74,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	74,3	73,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	74,6	74,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	130,9	130,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	131,7	131,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	132,5	132,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	134,0	134,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	134,8	134,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	135,6	135,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	135,9	135,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	135,9	135,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	89,7	89,7	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	79,8	79,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,2	66,8	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	144,3	134,8	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	138,7	135,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	138,7	135,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	72,6	71,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	144,3	134,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	69,3	71,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	70,7	72,6	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,4	60,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,0	59,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,6	59,4	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	144,3	134,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	144,3	134,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	144,3	134,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	144,3	134,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	144,3	134,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,0	54,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	62,1	61,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	144,3	134,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	54,6	54,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	54,9	54,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	54,7	54,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	53,8	53,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	135,9	135,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	59,6	59,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	50,4	51,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,6	55,5	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,6	55,5	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	144,3	134,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	144,3	134,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	144,3	134,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	144,3	134,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	144,3	134,8	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	69,9	69,3	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	144,3	134,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	144,3	134,8	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	51,34	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	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPISA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

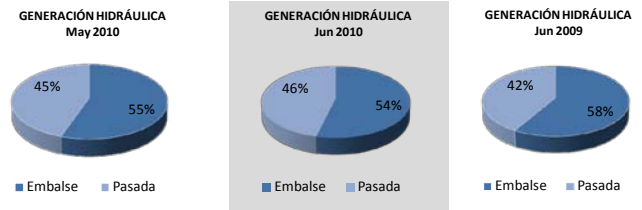
La generación en el SIC en el mes de junio, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -14,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -0,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -21,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -12,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 1,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -5,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,2% en relación a los últimos 12 meses.

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

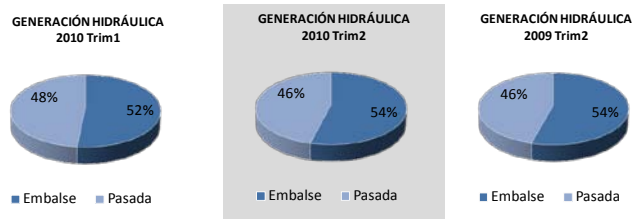
GENERACION HIDRÁULICA			
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009
Embalse	1.000	872	1.112
Pasada	807	749	790
Total	1.807	1.621	1.902



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

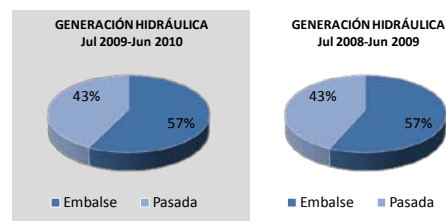
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2
Embalse	2.839	2.773	2.882
Pasada	2.662	2.365	2.428
Total	5.501	5.138	5.309



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

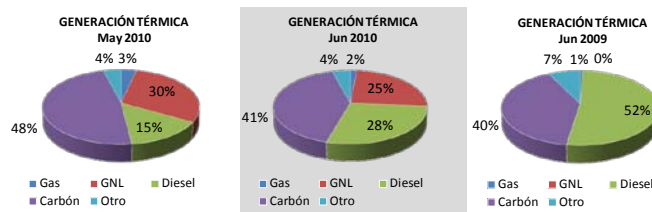
GENERACION HIDRÁULICA		
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009
Embalse	14.117	13.964
Pasada	10.493	10.725
Total	24.610	24.689



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

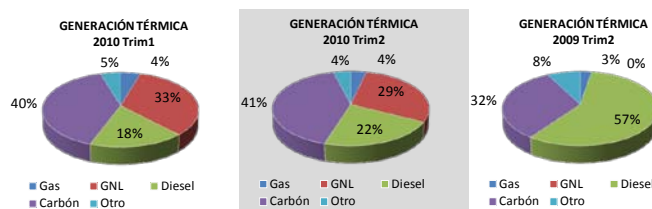
GENERACION TÉRMICA			
	May 2010	Jun 2010	Jun 2009
Gas	62	31	9
GNL	530	489	0
Diesel	262	561	793
Carbón	851	818	614
Otro	73	84	112
Total	1.778	1.983	1.528



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

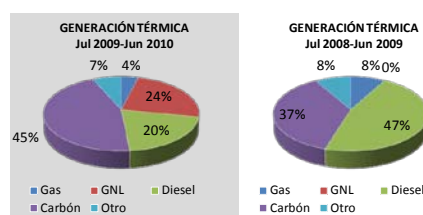
GENERACION TÉRMICA			
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2
Gas	213	192	127
GNL	1.531	1.556	0
Diesel	822	1.202	2.798
Carbón	1.827	2.210	1.582
Otro	214	216	376
Total	4.607	5.376	4.882



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Jul 2009-Jun 2010	Jul 2008-Jun 2009
Gas	670	1.352
GNL	4.112	0
Diesel	3.475	7.912
Carbón	7.643	6.209
Otro	1.140	1.421
Total	17.040	16.894



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de junio, muestra una variación de un 29,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un 11,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,9% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, se presentan con una variación de 229,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -50,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -50,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, se presentan con una variación de 0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 0% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -29,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 113,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -56,1% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 33,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -3,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 23,1% 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 -24,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 15,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -19,8% en relación a los últimos 12 meses.

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a mayo 2010 (\$)

Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a May-10)				
EMPRESA	Diferencia no recaudada Marzo 2010 - Mayo 2010	Estimado a Recaudar Junio 2010 - Octubre 2010	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Mayo-10
	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	-172.246.260	3.189.196.964	11.090.657.232	14.107.607.935
COLBUN	-877.665.184	16.253.457.249	56.522.543.197	71.898.335.262
ENDESA	-1.155.596.953	21.401.739.111	74.426.056.246	94.672.198.404
SGA	-38.569.762	714.275.223	2.483.942.435	3.159.647.896
PUYEHUE	-13.827.233	256.030.792	890.365.125	1.132.568.684
GUACOLDA	-139.016.224	2.577.815.104	8.964.533.719	11.403.332.599
GENER	-370.039.731	6.855.820.454	23.841.598.857	30.327.379.580
ESSA	-212.833.944	3.940.375.252	13.702.932.675	17.430.473.983
IBENER	-61.987.420	468.264.561	1.628.423.016	2.034.700.157
ARAUCO	-73.691.708	1.363.147.535	4.740.441.634	6.029.897.461
CAMPANARIO	-66.657.363	1.236.805.350	4.301.077.780	5.471.225.766
ELEKTRAGEN	-16.141.415	298.958.614	1.039.649.651	1.322.466.849
SC DEL MAIPO	-922.647	17.066.086	59.348.517	75.491.955
TECNORED	-6.431.411	119.076.876	414.098.230	526.743.695
POTENCIA CHILE	-25.816.441	476.830.789	1.658.212.678	2.109.227.027
GESAN	-180.150	3.319.480	11.543.724	14.683.054
PACIFIC HYDRO	-1.370.838	25.204.769	87.651.359	111.485.289
LA HIGUERA	-11.243.899	206.463.411	717.991.066	913.210.578
HIDROMAULE	-3.018.652	55.455.249	192.849.536	245.286.133
ELECTRICA GENIZAS	-878.297	16.353.928	56.871.937	72.347.569
EPSA	-2.466.690	45.523.520	158.311.250	201.368.080
EL MANZANO	-337.087	6.327.246	22.003.444	27.993.603
LOS ESPINOS	-5.651.180	108.835.146	378.481.893	481.665.859
ENLASA	-8.576.003	169.786.699	590.445.213	751.655.909
CRISTORO	-35.568	685.192	2.382.803	3.032.427
PETROPOWER	20.714.077	294.918.052	1.025.598.312	1.341.230.440
GAS SUR	-323.775	6.246.318	21.722.011	27.644.554
ORAFI	-3.868	73.739	256.433	326.303
NUEVA ENERGIA	-5.345.657	98.763.861	343.458.286	436.876.490
PANGUIPULLI	29.417	-848.536	-2.950.843	-3.769.961
HIDROELEC	-844	24.339	84.642	108.138
PACIFICO	-112.738	3.251.891	11.308.680	14.447.833
NORVIND	4.219	-121.700	-423.219	-540.700
MONTE REDONDO	6.647	-191.719	-666.716	-851.788
TOTAL	-3.250.234.582	60.208.930.844	209.380.800.801	266.339.497.063

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
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 Purta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cueno	Energía Austral Ltda.	640	733	07-09-2009	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 MAPO EIP. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
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	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdones"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	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	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
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 Octaviano 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	CMPCC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Pnuemo	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	En Calificación	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
DIA Parque Eólico El Pacifico	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 Gerdaú AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	62	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Carelá II	Central Eólica Carelá S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallerar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ereñ-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
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Cómito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osomo	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirqueses	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	En Calificación	Eólico	Base	IX
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTALAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Totalal	Norvind S.A. Transmisión, Generación y Distribución de Energía Eléctrica	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VÑALES	Aseraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Purta Colorado	Banick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA MUDICH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central/Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zaránua	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	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	28,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Cujute	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 FO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EIW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Ausas Calientes CHiguacalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Cale"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hemos	Besaco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoqueñ	Hidrowangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carifalquén-Malcahuello	Eduardo Jose Fuschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central 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	CMPIC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementerio Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Contentoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamatal, Región del Bio-Bio CH Butamatal (e-seña)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
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 Cabreño	MASSA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pehuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Careña	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Pinuquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mairco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallerar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH Coyuncupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seña)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Cobún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,8	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Ruparco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Souptipacífico	South Pacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Husco	Hidroeléctrica Río Husco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	II
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTO VERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Caltío	Hidrogenar S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CH Diuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

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

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@system.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Gerente de Estudios

jmoreno@system.cl

Juan Pablo Diaz Vera

Ingeniero Senior

[jpdiaz@system.cl](mailto:jp Diaz@system.cl)

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios

oalamos@system.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@system.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.system.cl

Contacto:

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.

