



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Agosto 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

SEC formula cargos en contra de 115 empresas eléctricas. (Fuente: Ministerio de Energía, 02/08/10)

Gobierno reforzará al CDEC-SIC para evitar nuevos apagones en el país. (Fuente: Diario Financiero, 29/07/10)

Gobierno advierte millonaria multa a Transelec tras nueva falla del sistema eléctrico (Fuente: El Mercurio, 28/07/10)

Corte paraliza EIA de Central Termoléctrica Castilla. (Fuente: Diario Financiero, 27/07/10)

Apagón generalizado afecta a varias ciudades de Chile. (Fuente: Emol, 27/07/10)

Trámites ambientales de centrales térmicas acumulan retrasos de hasta nueve meses. (Fuente: La Tercera, 26/07/10)

Gener gana guerra judicial por central hidroeléctrica Alto Maipo. (Fuente: El Mercurio, 23/07/10)

Distribuidoras eléctricas piden agilizar la aplicación de las variaciones en cuentas de luz. (Fuente: El Mercurio, 22/07/10)

Mina de Carbón Isla Riesco Reducirá en 30% Dependencia de Mercado Internacional. (Fuente: Estrategia, 20/07/10)

Inauguran operación de GNL Mejillones. (Fuente: Electricidad Interamericana, 20/07/10)

Encuesta: 67% rechaza una planta nuclear, pero 74% la aceptaría en ciertas condiciones. (Fuente: La Tercera, 19/07/10)

El 16% de las termoeléctricas del SIC verían afectada su operación por norma de emisiones. (Fuente: El Mercurio, 14/07/10)

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

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

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

Editorial

Energía núcleo eléctrica- rol del Estado y de los privados

El Ministerio de Energía recientemente hizo público un estudio desarrollado por Systepe que tuvo como objetivos el identificar las barreras que enfrentaría la energía nuclear en caso de ingresar al mercado chileno, proponer medidas para levantarlas y analizar las implicancias que tendría sobre el mercado su eventual ingreso. El estudio se enmarca en un escenario energético mundial que enfrenta importantes desafíos en relación al suministro abundante y seguro de energía, alta variabilidad de precios de combustibles fósiles y crecientes emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, la energía núcleo-eléctrica es reconocida como una fuente de energía que puede ser atractiva en términos de costo y de bajo nivel de emisiones.

El escenario en que se enmarca este estudio considera un período de tiempo posterior al año 2020, fecha desde la cual sería probable la inclusión de una central nuclear. Considerando que la tasa de crecimiento agregada durante los últimos 10 años ha sido del orden del 5%, se proyecta que el 2030 se requeriría una capacidad instalada de 25.000 MW. Esto implica que barreras relacionadas con el tamaño del mercado no son relevantes, dado que para la fecha indicada el tamaño relativo de una central nuclear respecto al sistema sería equivalente a lo que hoy ocurre con una central típica a carbón.

Systepe consideró importante distinguir en el estudio entre lo que se entiende como un programa nuclear y un proyecto nuclear. Un programa nuclear, según lo ha definido la Organización Internacional de Energía Atómica, corresponde al proceso a través del cual un país aborda la incorporación de la energía nuclear, dando eventualmente lugar al desarrollo de proyectos núcleo-eléctricos propiamente tales. Si un país está considerando la introducción de energía nuclear, es esencial que desarrolle primero una completa y coherente estrategia a este efecto, entendiendo su rol potencial, su oportunidad, su viabilidad y los compromisos asociados, como una componente más en una visión económica y energética global. Primero, debe realizar acciones previas en el ámbito comunicacional, en la definición de una legislación nuclear propiamente tal, y en el desarrollo de recursos humanos que supervisen su desarrollo, entre otras actividades. Segundo, una vez tomada la decisión política de avanzar a un desarrollo núcleo-eléctrico, debe implementar el necesario marco legal, generar un sistema de licencias, crear una institucionalidad regulatoria nuclear, entre otras. El estudio supone predefinidas esas dos primeras etapas del programa nuclear y por ende asume el Estado ya ha resuelto temas como legislación, institucionalidad y sistema de licencias, y se centra en el estudio de una tercera etapa del programa, donde se formula un proyecto de energía núcleo-eléctrica, que quisiera ser abordado por un inversionista privado, construyendo y operando una o más plantas nucleares en el país.

El estudio identifica las barreras que podría enfrentar un primer proyecto núcleo-eléctrico, considerando dimensiones regulatorias, normativas, financieras, comerciales, de coordinación, de tipo estratégico competitivo, ambientales, entre otras. Para esta identificación, fueron muy valiosas una serie de entrevistas que se desarrollaron con líderes de opinión del sector energía y del sector productivo, recogiendo las perspectivas de los agentes del mercado ante un eventual escenario de ingreso de una central núcleo-eléctrica. El estudio realiza propuestas de levantamiento de dichas barreras y contempla una síntesis de los modelos de negocios predominantes en los proyectos núcleo-eléctricos, y cómo estos podrían adaptarse al esquema eléctrico chileno.

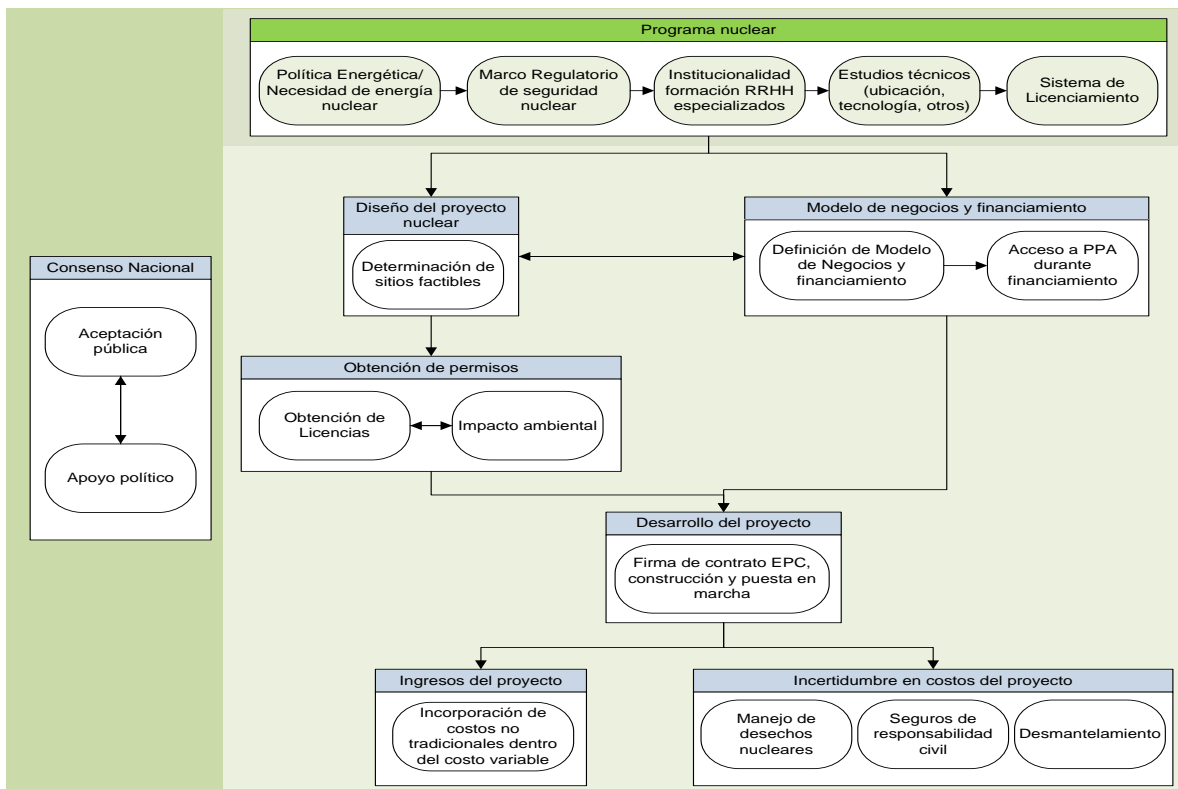
Al hacer el análisis, es importante identificar características que son únicas a una central nuclear, y que la distinguen del resto de las tecnologías, y que tienen relación con las diferencias significativas en tecnologías de reactores nucleares, su intensivo requerimiento de capital y bajos costos operacionales, y largos tiempos de construcción y de vida útil. Por otra parte, un desarrollo de una central de este tipo plantea desafíos particulares como la necesaria autorización del Estado para su desarrollo, licenciamientos tecnológicos complejos, recursos humanos altamente especializados, así como resolver adecuadamente actividades como el tratamiento de desechos nucleares y el desmantelamiento de las instalaciones

Bajo ese marco, el estudio concluye que efectivamente se presentan barreras para el desarrollo de un primer proyecto núcleo-eléctrico en el país. Las barreras no guardan relación con el entorno regulatorio, sino que más bien con las características específicas de la tecnología y su relación con el mercado, los modelos de negocios y de financiamiento que hacen viable el desarrollo de inversiones en generación. Las barreras son clasificadas en las siguientes categorías:

- Barreras que afectan la viabilidad del proyecto: podrían generar situaciones en las que no existan inversionistas interesados en desarrollar un proyecto nuclear.
- Barreras que crean incertidumbre en los costos financieros: podrían generar la reducción de la competitividad de un proyecto nuclear, debido al requerimiento de un mayor monto de inversión.
- Barreras que crean incertidumbre en los costos operacionales: reducen la competitividad del proyecto nuclear, debido a mayores costos operativos.

El siguiente diagrama de flujos representa, en distintos niveles jerárquicos, las barreras identificadas para el desarrollo de un proyecto núcleo-eléctrico en Chile.

Figura 1: Diagrama de flujo de barreras de un proyecto núcleo-eléctrico en el mercado eléctrico chileno



El estudio concluye que las barreras consideradas deben ser levantadas a través de un esfuerzo conjunto por parte del Estado y el sector privado, y realiza varias propuestas en esta línea, algunas de las cuales se resumen a continuación.

Se plantea que un primer proyecto nuclear debiera ser inicialmente concebido y sostenido por el Estado, de manera de buscar la mitigación de los riesgos referidos a la obtención de permisos, la localización del proyecto y la aceptación pública. La realización de estas tareas por parte del Estado se justifica debido a que las barreras asociadas a estas actividades provocarían que el sector privado no esté dispuesto a realizar el proyecto. Sin embargo, una vez que estas tareas hayan sido concretadas, el privado estaría en condiciones de participar de forma activa en el proyecto, a través de la concesión del sitio y la licitación de la construcción y operación de la planta.

En una etapa posterior, y luego de finalizar el proceso de licitación, la participación del Estado debería ser reducida sólo con el fin de mantener un consenso nacional en virtud del apoyo de la energía nuclear, garantizando una operación segura. Cabe destacar que esta reducción no resulta en ningún caso el que el Estado necesariamente se retire de la participación del proyecto, sino más bien que entregue el control mayoritario al privado, pudiéndose mantener como socio minoritario. Esta lógica de implementación del proyecto nuclear mitiga los riesgos asociados a la obtención de permisos de construcción y localización de las instalaciones de generación. Sin embargo, durante la operación de la central es condición esencial que rijan las leyes de mercado, es decir que el proyecto núcleo-eléctrico esté expuesto al mismo nivel de riesgo que cualquier otro tipo de empresa generadora presente en el mercado.

Se propone que el proceso de selección de los sitios factibles para el desarrollo de una planta nuclear sea coordinado y validado por el Estado, siendo realizado por equipos técnicos altamente especializados e independientes. Respecto a la utilización de los sitios, se propone que el Estado, una vez que determine los sitios factibles, sea el encargado de gestionar la compra del terreno a través de Bienes Nacionales, los permisos ambientales asociados y las licencias para el uso del sitio, de manera de llevar a cabo posteriormente un proceso de licitación que defina quien se hará cargo de la construcción y operación de la planta.

Se propone que el proyecto nuclear a desarrollar en el país, se lleve a cabo a través de un levantamiento de capital que provenga de la conformación de un consorcio en el que compartan intereses y derechos de propiedad tanto el Estado como privados. Por otro lado, se considera recomendable que el Estado establezca garantías para mitigar los riesgos para el financiamiento de los primeros proyectos desarrollados en el país.

El plantear que el Estado entregue señales de compromiso de largo plazo con esta tecnología representaría una reorientación de las políticas públicas del país en el sector eléctrico, donde la tendencia ha sido más bien de un retiro gradual de su participación en el sector. El hecho que los intereses del Estado estén comprometidos en el desarrollo del primer proyecto nuclear, y que se encuentren relacionados directamente con el éxito de dicho proyecto, es visto por la mayoría de los inversionistas como una señal importante del compromiso del país en su conjunto en estos desarrollos.

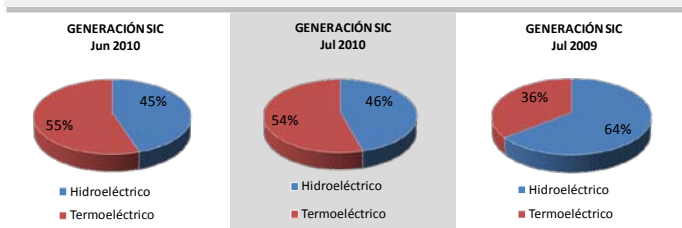
El resumen del estudio está publicado en la página web del Ministerio de Energía en

www.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/Resumen_regulacion_nucleo_electrica.pdf

y el estudio completo en

www.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/Informe_Estudio_regulacion_nucleo_electrica.pdf

Figura 2: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

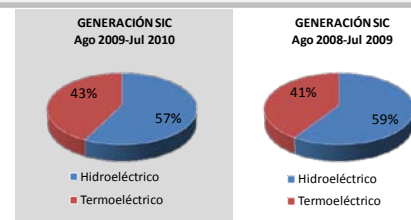
En términos generales, durante el mes de julio de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 4,8% respecto a junio, con un alza de 8,1% respecto a julio de 2009.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 6,3% respecto de junio, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 3,2%. De esta forma, un 46% de la energía consumida en el SIC en el mes de julio de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de julio el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 12,3% respecto a junio, mientras que las centrales de pasada disminuyeron su aporte en un 0,6% en relación al mismo mes. Por su parte, la generación térmica utilizando diesel aumentó en un 33,2%, la generación a carbón se redujo en un 7,9%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 42,1% respecto al mes anterior. Por su parte, la generación con GNL presentó un descenso de 9,6% respecto al mes anterior. Se destaca de la Figura 5 que la generación con GNL representa para este mes un 11,6% de la matriz de energías del SIC durante este mes, frente a los 19,7% que representa el diesel y el 19,8% del carbón.

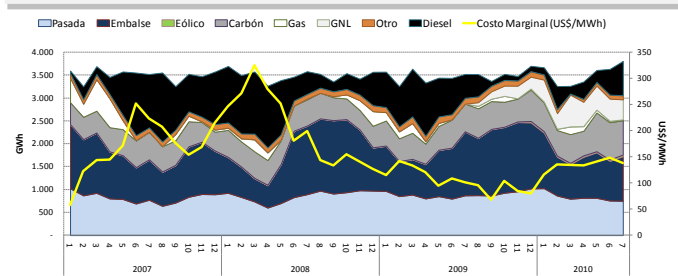
En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de julio llegaron a un valor promedio de 138,1 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 102 US\$/MWh de julio de 2009 representa un alza de un 36%.

Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



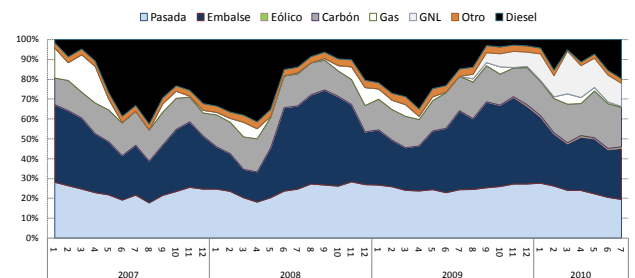
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC



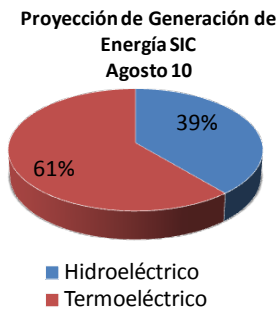
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC (%)



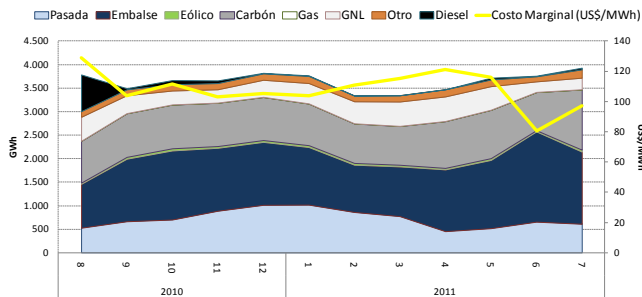
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Proyección de Generación de Energía agosto 2010 SIC



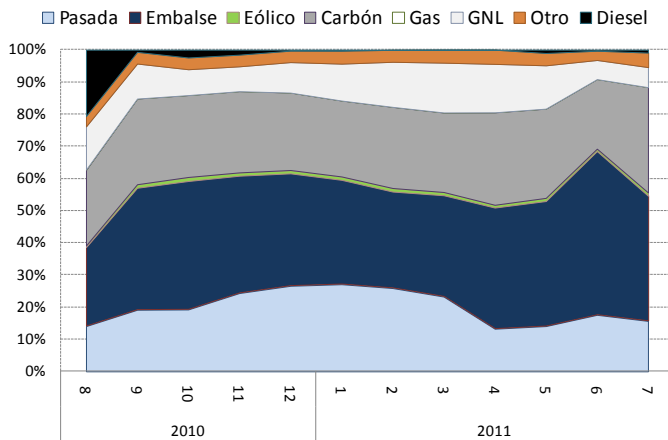
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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 agosto de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 39% 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 julio de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 8,1% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 4,8% 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 42.990 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 representaría un crecimiento anual para el año 2010 del 3%.

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

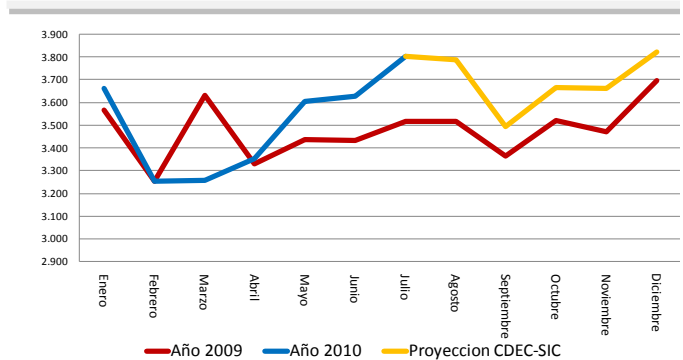
Precio de Nudo de Corto Plazo

De acuerdo a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, los precios de nudo se calculan cada seis meses, en los meses de abril y octubre de cada año. La Ley también establece que estos valores deben reajustarse cuando, al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimente una variación acumulada mayor al 10% dentro del semestre en el cual fueron fijados.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de abril de 2010, el precio de la energía experimentó en el mes de agosto de 2010 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 46,47 \$/kWh y 4.987,29 \$/kW/mes para el precio de la energía y potencia respectivamente en la barra Alto Jahuel 220. Esto resulta un precio monómico de 55,39 \$/kWh. Este valor representa un alza de 11% respecto al valor calculado en la fijación de abril de 2010.

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)

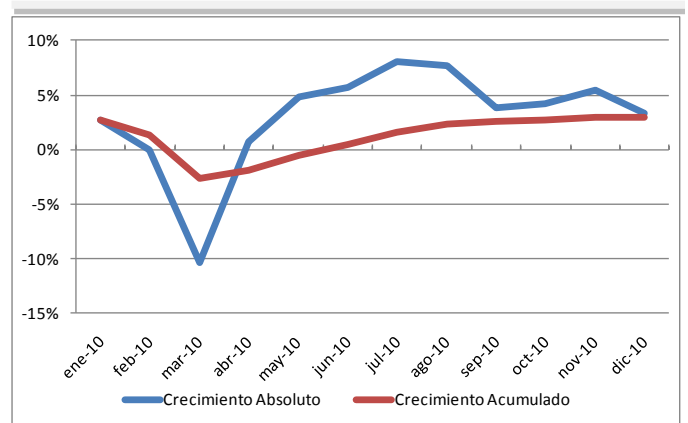
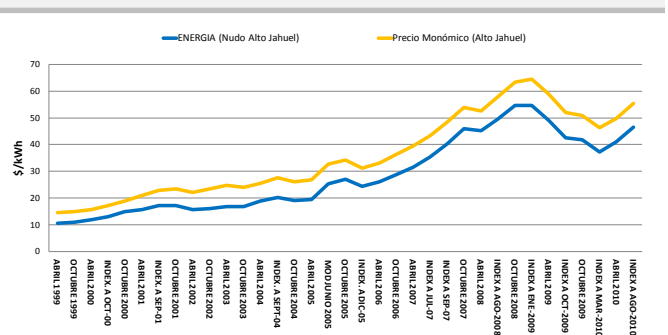


Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



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 jul-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	87,0	5.419
Campanario	139,9	1.750
Colbún	81,8	6.782
Endesa	75,3	12.825
Guacolda	69,7	900
EMELDA	139,2	200
EPSA	139,2	75
Monte Redondo	139,2	275
Precio Medio de Licitación		84,16

* 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 jul-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	63,37	81,74	81,08	4.500
Chilquinta	114,49	98,13	98,13	2.567
EMEL	73,28	91,64	91,64	2.007
CGE	126,48	104,47	98,13	7.220
SAESA	77,17	95,53	96,52	4.432

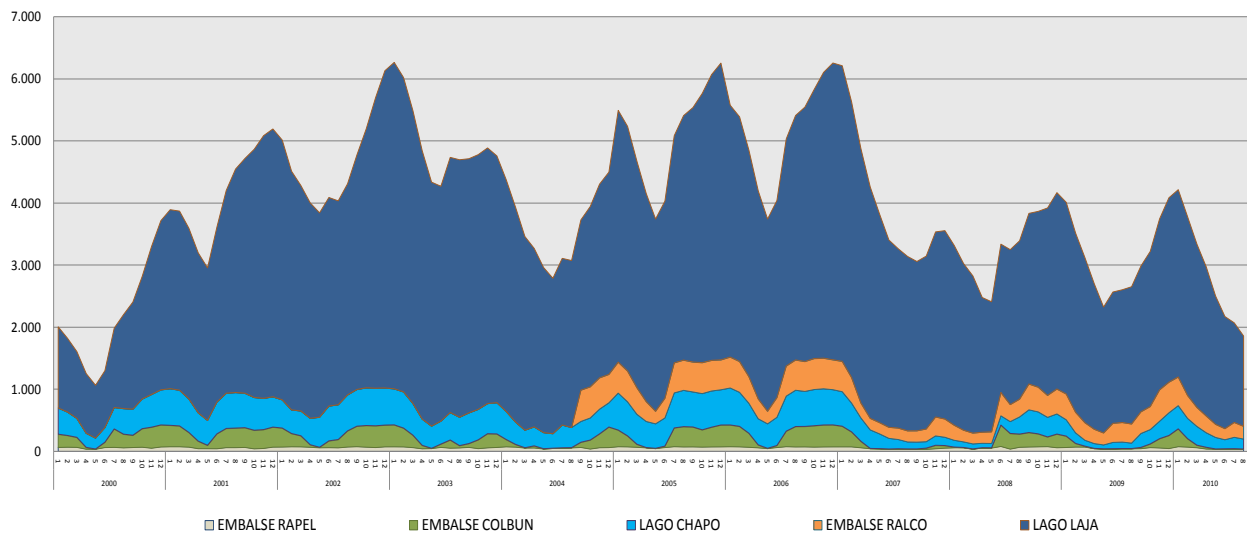
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a julio de 2010 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 93,45 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. Cabe destacar que 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 agosto de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.864 GWh, lo que representa un 10% menos de lo registrado a comienzos del mes de julio, y una baja 30% respecto a agosto 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 14% menor a la disponible en agosto de 2009.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Jul 2010	Ago 2010	Ago 2009
EMBALSE	COLBUN	0	0	0
	% de la capacidad máxima	0%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	44	39	46
	% de la capacidad máxima	52%	46%	54%
LAGUNA	LA INVERNADA	1	4	3
	% de la capacidad máxima	1%	3%	2%
LAGO	LAJA	1.605	1.455	2.212
	% de la capacidad máxima	30%	28%	42%
LAGO	CHAPO	184	162	89
	% de la capacidad máxima	29%	26%	14%
EMBALSE	RALCO	240	205	308
	% de la capacidad máxima	47%	40%	61%

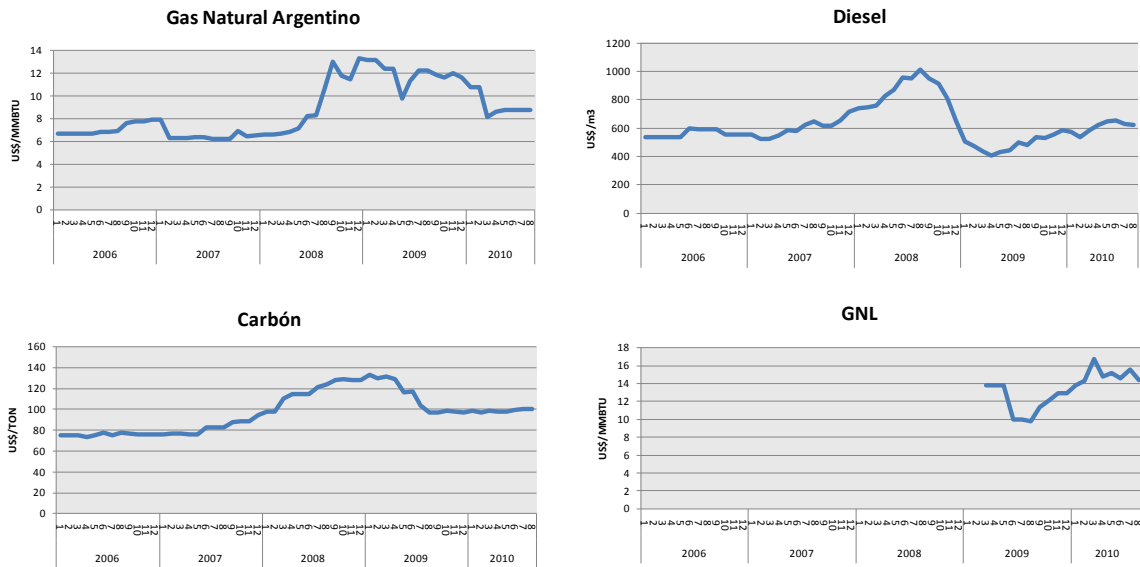
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 13.

Figura 13: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de julio de 2010 presentan un alza de 5,3% respecto a los registrados en el mes de mayo, con un alza de 36% 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	138
Agosto	208	143	96	
Septiembre	176	134	68	
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

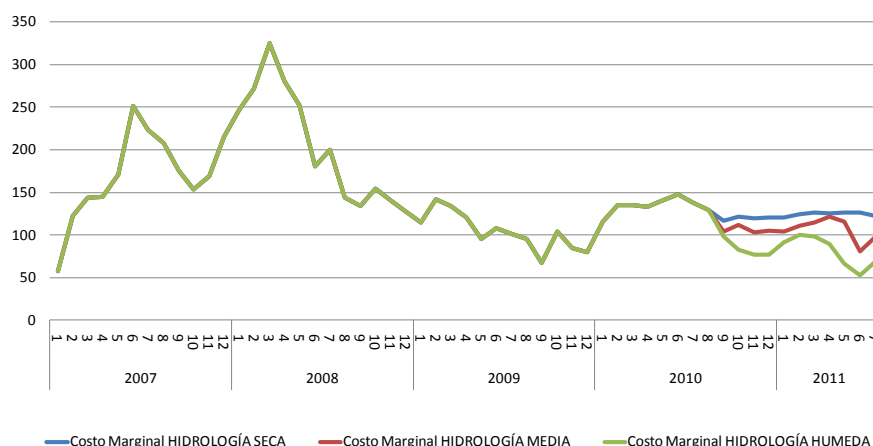
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Agosto	129	129	129
-	Septiembre	116	104	98
-	Octubre	122	112	83
-	Noviembre	120	103	77
-	Diciembre	121	105	77
2011	Enero	121	104	92
-	Febrero	125	111	101
-	Marzo	126	115	98
-	Abril	126	121	89
-	Mayo	126	116	66
-	Junio	126	81	52
-	Julio	122	97	68

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

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



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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 agosto de 2010 es de 50,80 \$/kWh, lo que representa un alza de 13,3% 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, Systeap

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 junio de 2010.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a junio 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	89.591
Gener	45.194
Colbún	68.039
Guacolda	10.791
Pehuenche	13.350

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 agosto de 2010 y agosto de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.128 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las que se esperan en operación para sept-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.

- 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.
- Cipreses (U3 por 35 MW): 30 días en octubre
- Los Pinos (U1 por 101,5 MW): 3 días en octubre.
- Rucue (U2 por 89,07 MW): 10 días en octubre.
- Petropower (63 MW): 28 días en octubre.
- Nueva Renca (369 MW): 10 días en octubre.
- Guacolda (U1 por 141 MW): 60 días desde octubre hasta diciembre.
- Canutillar (U2 por 86 MW): 63 días desde octubre hasta diciembre.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
Hidráulicas				
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	sep-10	155
Licán	Candelaria	Pasada	oct-10	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	oct-10	155
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	ago-10	16,3
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	ene-11	60
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		feb-11	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.128

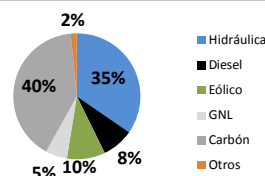
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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	7.753	11.164
En Calificación	8.183	13.135
TOTAL	15.936	24.299

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.936 MW (8.183 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.

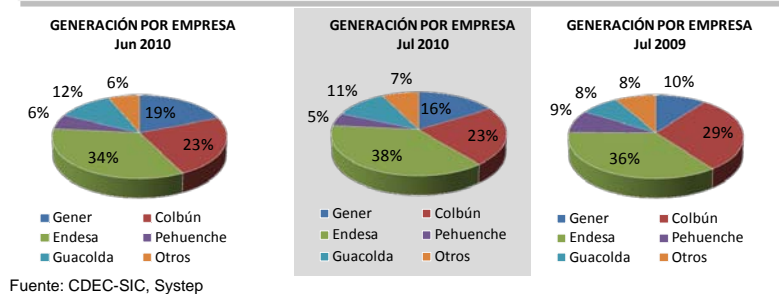
Para el mes de agosto de 2010 se destaca la aprobación de los proyectos Central Hidroeléctrica Mallarauco de Hidroeléctrica Mallarauco S.A. (3,4 MW en la RM), Parque Eólico Lebu Sur de Inversiones Bosquemar (108 MW en la III Región) y Mini Central Hidroeléctrica Cayucupil de Hidroeléctrica Cayucupil Ltda (6 MW en la VIII Región).

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	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 Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAPO 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	Colbón 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	II
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbón 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 Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Chamiá	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
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	II
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñi 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

Fuente: SEIA, SysteP

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 julio de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 38% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (16%), Guacolda (11%) y Pehuenche (5%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún y Endesa aumentaron su producción en un 2,5% y 15,5% respectivamente en relación a junio. Por otro lado Gener, Pehuenche y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 11,6%, 6,1%, y 0,4%.

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

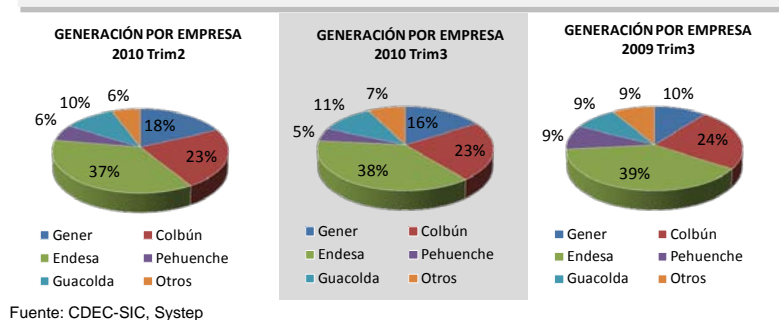
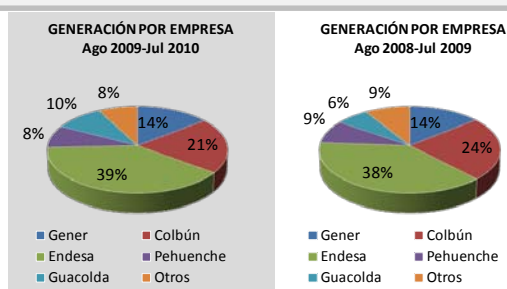


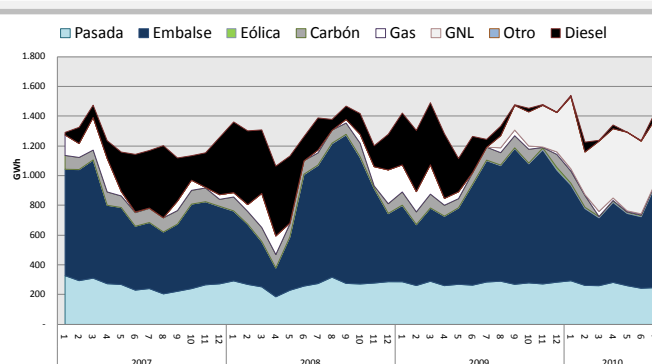
Figura 19: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



ENDESA

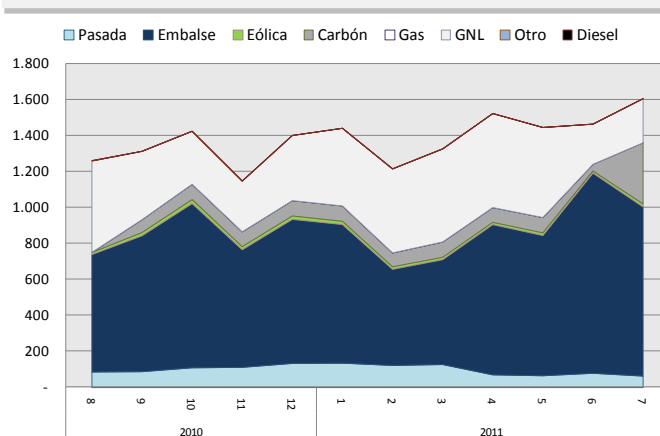
Analizando por fuente de generación, durante el mes de julio la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de 43,3% respecto al mes de junio, por un alza en la operación de las centrales Pangué y Ralco (alcanzando niveles similares a los de enero de 2010), con una baja de 15,7% en relación a julio de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un alza de 1,6% respecto a junio, con una disminución de 13,2% respecto a julio de 2009. La generación diesel presenta una fuerte alza respecto al mes de junio por la operación de las unidades San Isidro y Nehuenco Diesel, con una disminución de 10,1% respecto a julio 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 76% respecto a junio, mientras que la generación utilizando GNL presenta una baja de 12,3% respecto al mismo mes.

Figura 20: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 21: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	246	250	288	1,6%	-13,2%
Embalse	479	687	815	43,3%	-15,7%
Gas	8	2	0	-76,0%	0,0%
GNL	489	429	0	-12,3%	0,0%
Carbón	0	0	87	0,0%	-100,0%
Diésel	5	49	54	867,3%	-10,1%
Eólico	11	14	3	32,2%	348,9%
Total	1.239	1.431	1.247		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Ago 2009-Jul 2010	Ago 2008-Jul 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.283	3.387	-3,1%
Embalse	7.937	7.701	3,1%
Gas	208	1.060	-80,4%
GNL	4.188	0	0,0%
Carbón	509	898	-43,4%
Diesel	267	2.825	-90,5%
Eólico	118	32	267,4%
Total	16.509	15.903	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	250	855	-70,7%	-68,5%
Embalse	1.500	687	2.503	-72,6%	-54,2%
Gas	33	2	72	-97,2%	-93,9%
GNL	1.486	429	249	72,8%	-71,1%
Carbón	0	0	252	-100,0%	0,0%
Diesel	31	49	124	-60,8%	56,5%
Eólico	33	14	10	36,5%	-56,8%
Total	3.879	1.431	4.064		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

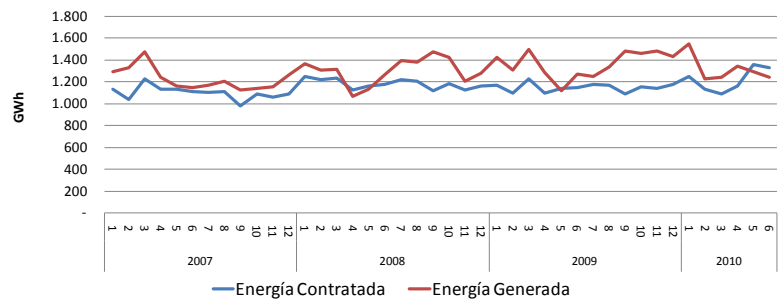
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante junio de 2010 fue de 1.239 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.325 GWh; por tanto, por su carácter deficitario, realizó compras de energía en el mercado *spot*, manteniendo la tendencia del mes anterior.

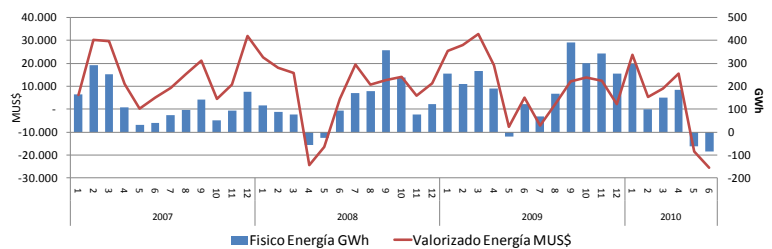
En la Figura 22 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 22: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Figura 23: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeep

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -86 GWh, las que son valorizadas en -25,5 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*.

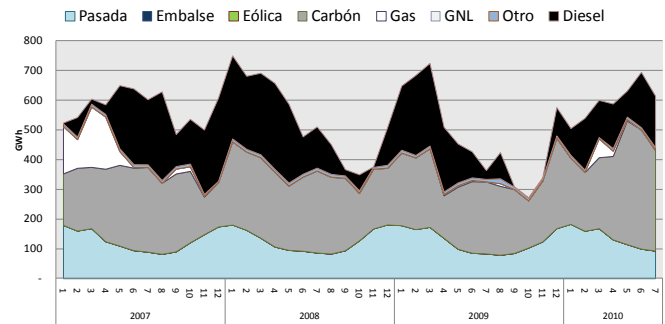
GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de julio, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 15,7% respecto al mes de junio, principalmente por una menor generación de las centrales Ventanas, con un aumento de 39,7% en relación a julio de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 6,6% respecto a junio, con un alza de 11,6% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra una baja de 7% respecto al mes de junio y un fuerte aumento respecto al mismo mes del año 2009.

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

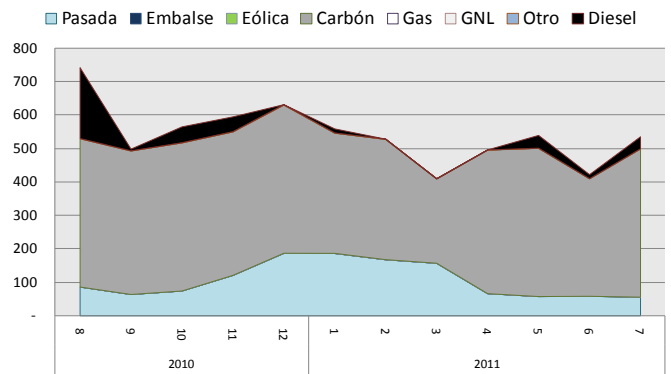
En la Figura 25 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

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					
	Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	99	92	83	-6,6%	11,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	3	0	0,0%	925,6%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	401	338	242	-15,7%	39,7%
Diesel	187	174	30	-7,0%	483,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	8	8	-1,4%	-4,2%
Total	695	615	363		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

GENERACIÓN GENER			
	Ago 2009-Jul 2010	Ago 2008-Jul 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.498	1.564	-4,2%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	99	14	584,7%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	3.210	2.638	21,7%
Diesel	1.179	1.537	-23,3%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	105	106	-1,0%
Total	6.090	5.860	

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	342	92	245	-62,3%	-73,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	22	3	9	-72,4%	-88,4%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.099	338	689	-50,9%	-69,2%
Diesel	425	174	118	46,7%	-59,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	8	33	-75,6%	-69,4%
Total	1.915	615	1.094		

Fuente: CDEC-SIC, Syste

GENER

Generación Histórica vs Contratos

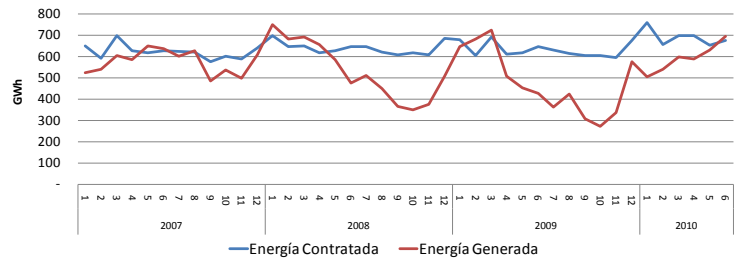
La generación real de energía para Gener durante junio de 2010 fue de 695 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 677 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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

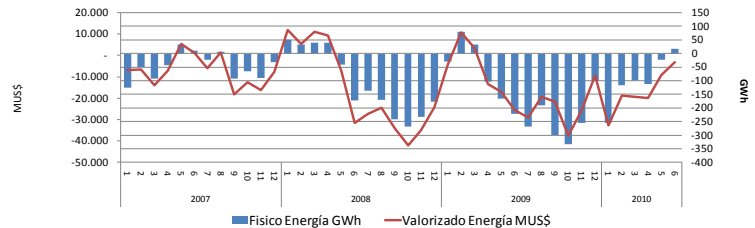
Durante el mes de junio de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a 18,2 GWh, las que son valorizadas en -3,24 MMUS\$. En la Figura 27 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

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 julio, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de 37,3% respecto al mes de junio, con una reducción de 52,8% en relación a julio de 2009. Tal situación se debe a la disminución de la generación del conjunto Colbún – Machicura. La generación en base a centrales diesel presenta un fuerte aumento de 41,3% respecto a junio dada la operación de la central Nehuenco Diesel, con un alza de 14,5% respecto a julio de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan una baja en su aporte de un 11,9% respecto a junio, y una baja de 25,4% respecto al mismo mes del año 2009. Respecto a la generación con gas, esta presenta un descenso de 49,2% 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.

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	234	206	276	-11,9%	-25,4%
Embalse	257	161	341	-37,3%	-52,8%
Gas	17	9	0	-49,2%	0,0%
GNL	0	13	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	338	478	418	41,3%	14,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	846	867	1.035		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Ago 2009-Jul 2010	Ago 2008-Jul 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.824	2.968	-4,9%
Embalse	3.177	3.513	-9,6%
Gas	339	253	34,0%
GNL	367	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.017	3.139	-35,7%
Eólico	0	0	0,0%
Total	8.724	9.874	

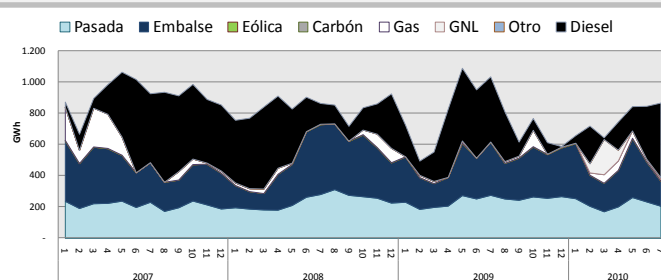
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	698	206	774	-73,3%	-70,4%
Embalse	870	161	839	-80,8%	-81,5%
Gas	124	9	24	-63,6%	-93,0%
GNL	69	13	0	0,0%	-81,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	675	478	827	-42,2%	-29,1%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.436	867	2.463		

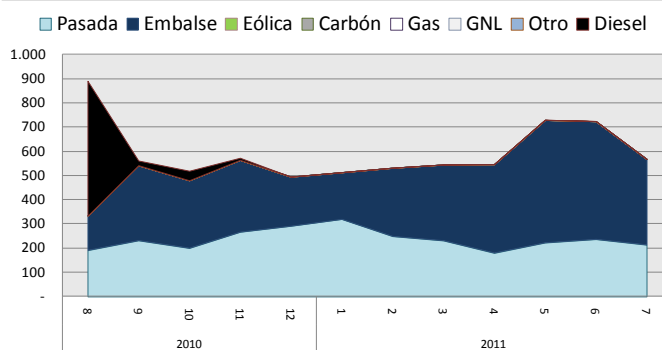
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 28: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 29: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

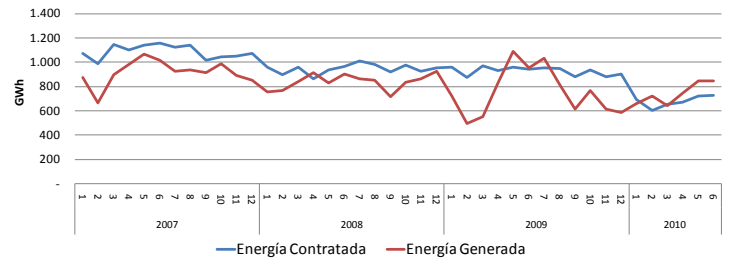
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante junio de 2010 fue de 846 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 728 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)

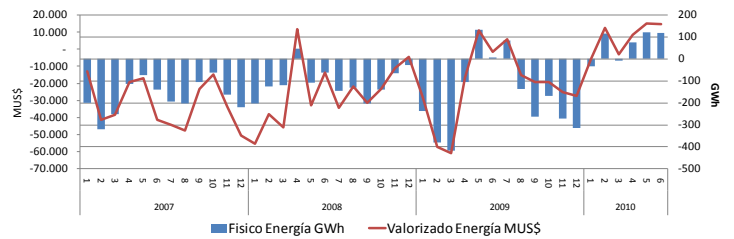


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 118 GWh, las que son valorizadas en 14,67 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, Systeop

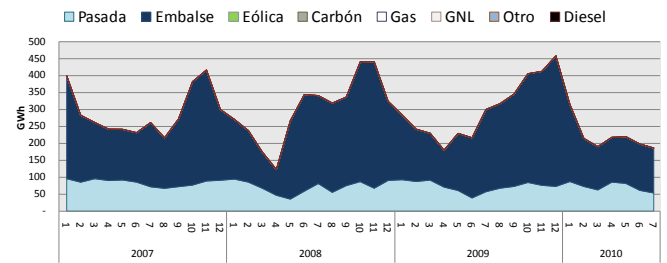
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de julio, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 3,2% respecto al mes de junio, y un descenso de 45,5% en relación a julio de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada muestra una disminución de 12,2% respecto a junio, con una baja de 6,3% en relación al mismo mes del año 2009.

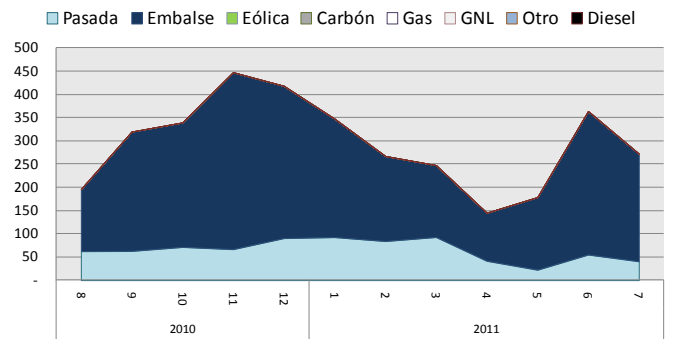
En la Figura 33 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 32: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 33: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	62	55	59	-12,2%	-6,3%
Embalse	136	131	241	-3,2%	-45,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	198	186	300		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Ago 2009-Jul 2010	Ago 2008-Jul 2009	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	894	890	0,4%
Embalse	2.584	2.648	-2,4%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	3.478	3.539	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	232	55	201	-72,8%	-76,4%
Embalse	403	131	760	-82,7%	-67,4%
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	636	186	962		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

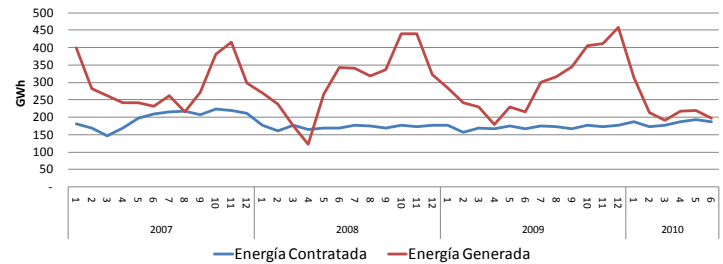
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante junio de 2010 fue de 198 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 187 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)

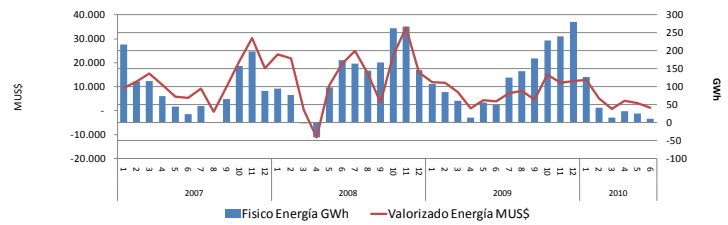


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 11 GWh, las que son valorizadas en 1,06 MMUS\$. En la Figura 35 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

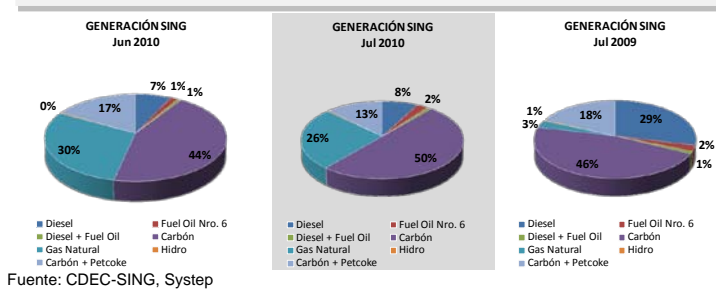
Figura 35: Transferencias de energía Pehuenche



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*.

Figura 36: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de julio de 2010 la generación de energía en el SING aumentó en un 2,3% respecto a junio, con un aumento de 10,0% respecto a julio de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 13,8% con respecto a junio, mientras que la generación a carbón aumentó en un 15,6%. La generación con gas natural disminuyó en un 9,9% respecto al mes pasado.

En la Figura 37 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de julio del presente año el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 115 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 5% 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. Adicionalmente, el reciente aumento de la participación del carbón en la generación permitió una disminución del costo marginal, como se observa en la Figura 37.

Figura 37: Generación histórica SING (GWh)

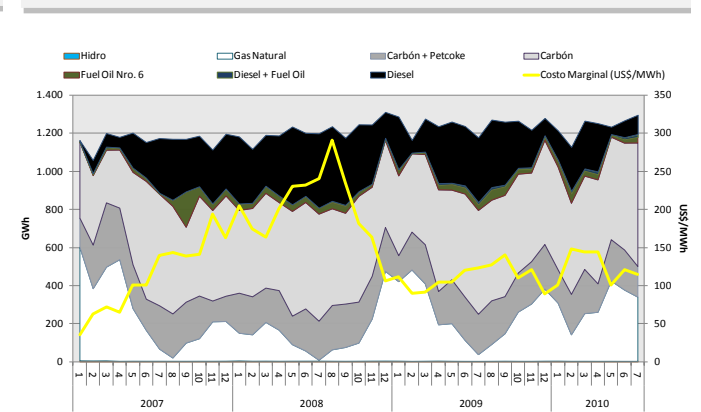


Figura 38: Generación histórica SING (%)

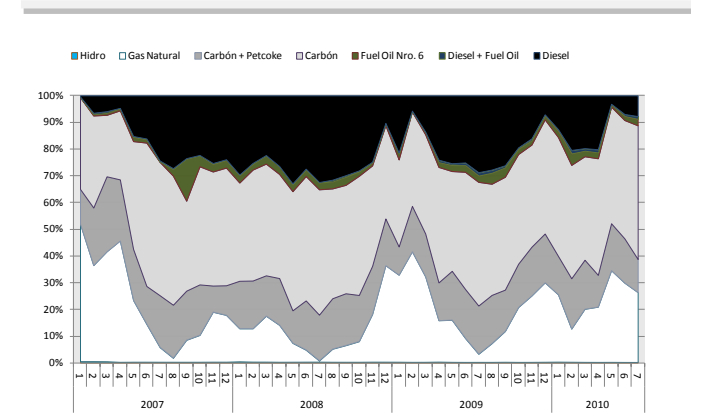
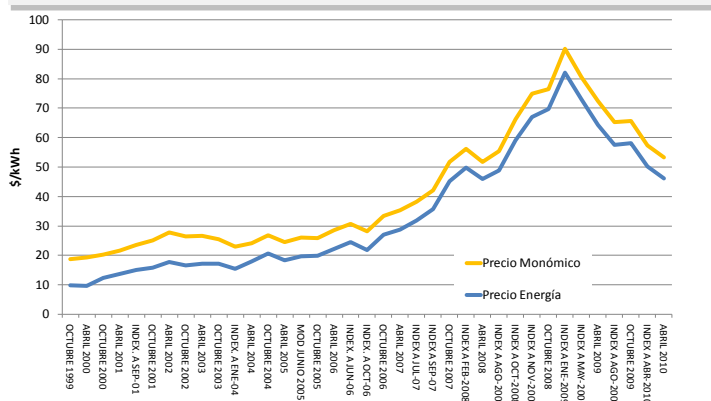
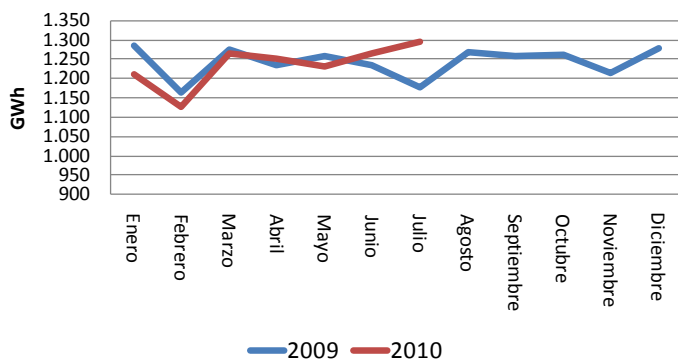


Figura 39: Precio nudo energía y potencia SING



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 julio, la generación real del sistema fue de 1.294 GWh. Esto representa un aumento de 10,0% con respecto al mismo mes del 2009.

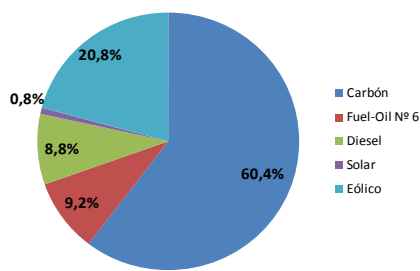
La generación acumulada a julio del año 2010 es de 8.641 GWh, lo que comparado con los 8.624 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa un aumento de 0,2%.

Tabla 22: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
Aprobado	2.240	4.539
En Calificación	110	150
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 julio de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (110 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de julio se destaca la aprobación del Proyecto Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2, de 9 MW, por una inversión de 40 MMUS\$.

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 Termoeléctrica 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 Nº 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 Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
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	Aprobado	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 Electrógenos 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 Jun-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	106,10	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

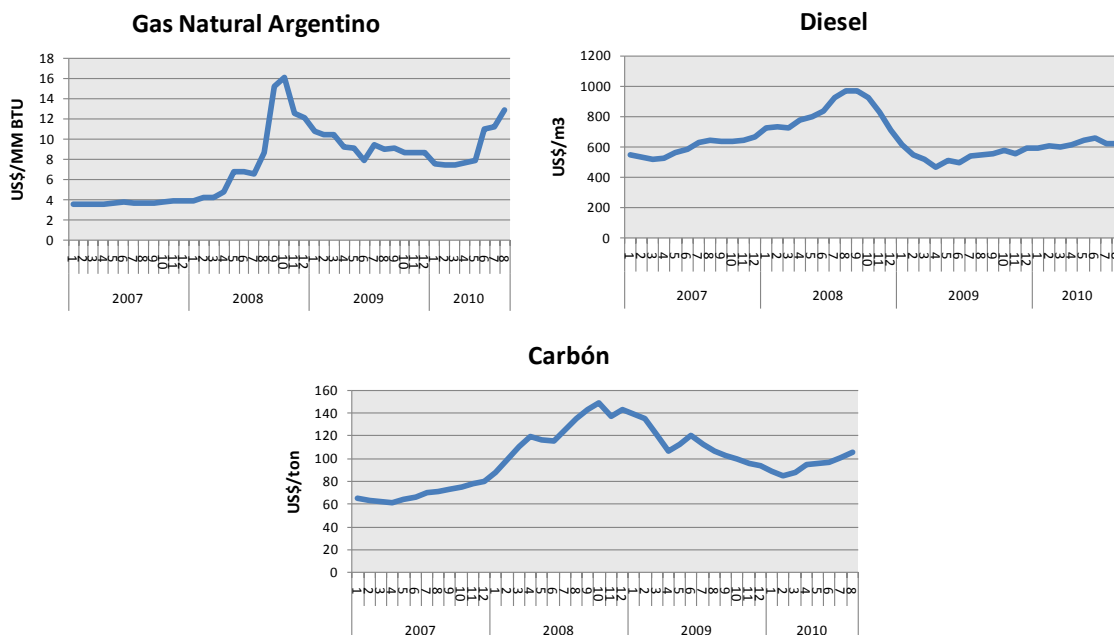


Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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	121
Julio	140	241	123	115
Agosto	143	291	127	-
Septiembre	139	236	140	-
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

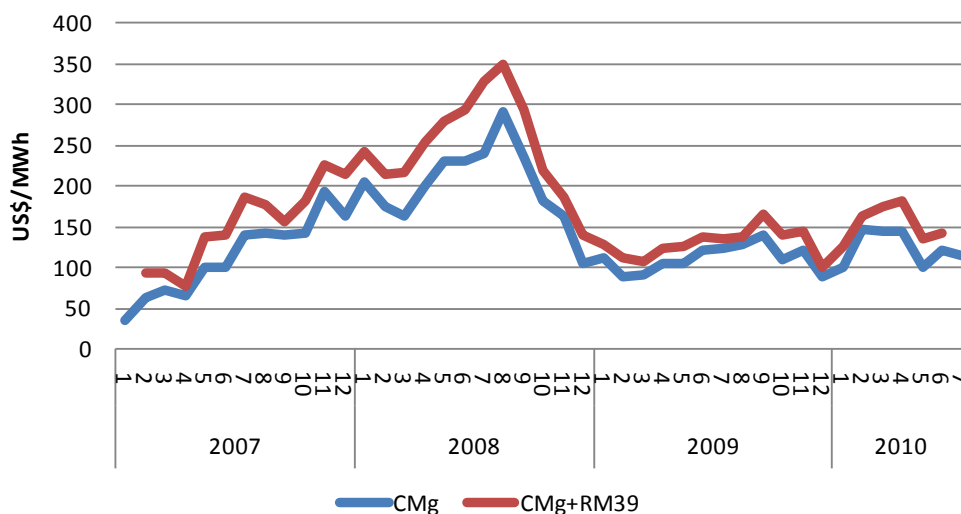
Valores Históricos

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 julio, el costo marginal fue de 115 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 6,8% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 5,0% respecto al mes de junio 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 junio de 2010, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de junio. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de junio, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 22,5 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de agosto de 2010 es de 67,785 \$/kWh, que representa un alza de 9,89% 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.

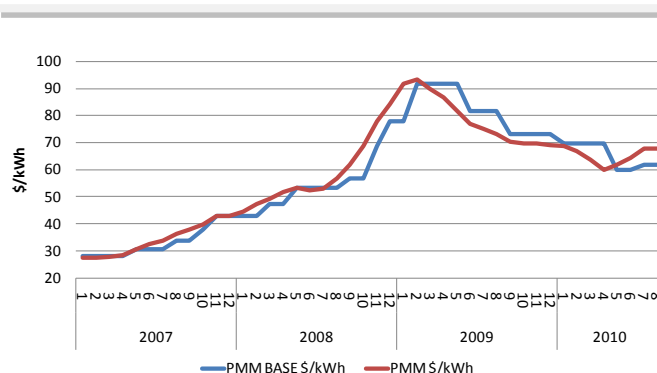
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido a este horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de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

Unidades en Mantenición

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

- CTM1 (Mejillones): 166 MW en octubre.
- NTO1 (Norgener): 136 MW en septiembre y octubre.
- NTO2 (Norgener): 141 MW en octubre.
- TGTAR (Tarapacá): 24 MW en septiembre.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en agosto y septiembre.
- U14 (Tocopilla): 136 MW entre agosto y octubre.

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 julio 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 junio 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

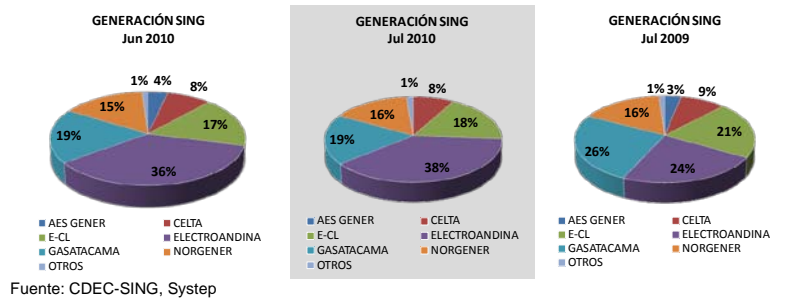
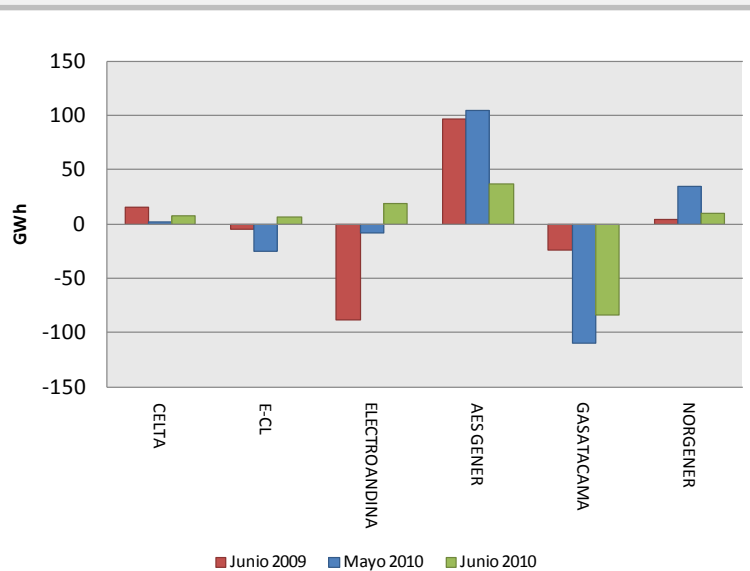


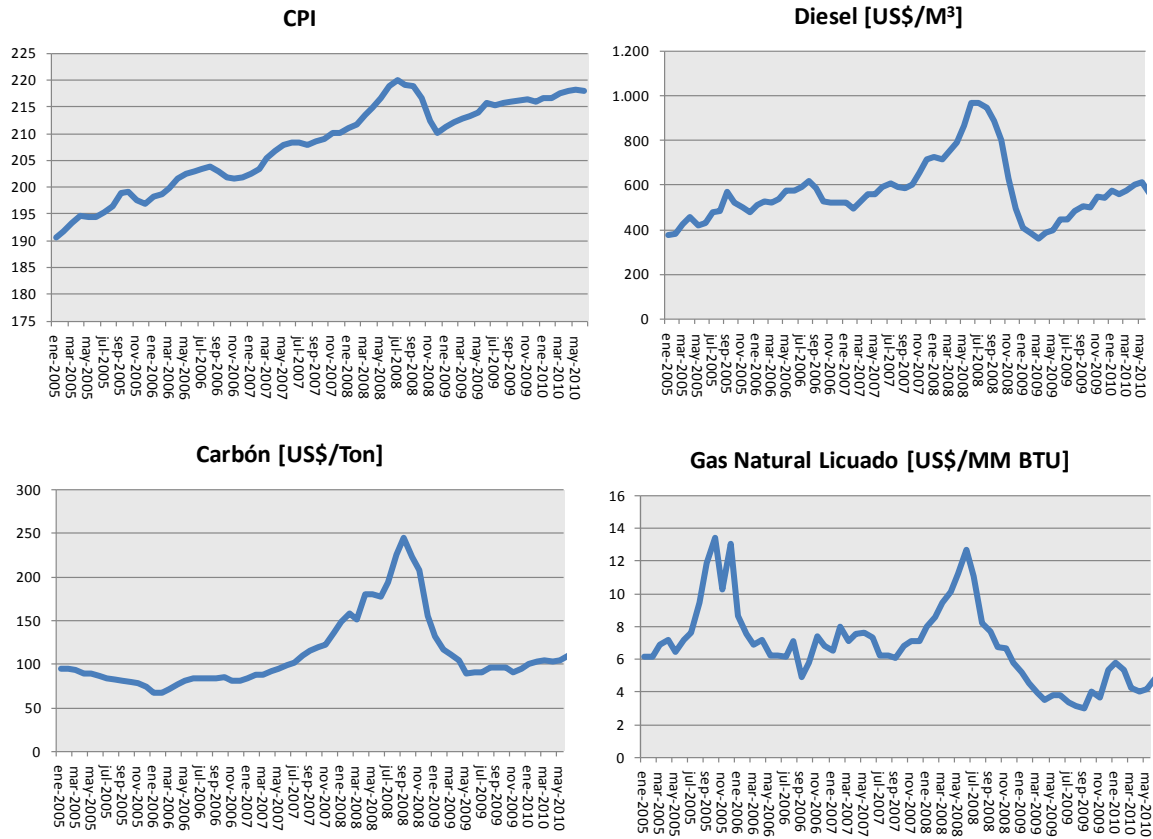
Figura 46: Transferencias de energía por empresa, mensual



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)
 Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Petróleo diesel grado B (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
 Carbón Térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Jul-10 Barra Suministro	Indexado Jul-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	75,1	74,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	74,7	74,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	75,0	75,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	135,8	135,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	136,6	136,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	137,4	137,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	138,9	138,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	139,7	139,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	140,5	140,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	140,9	140,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	140,9	140,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	140,9	140,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	140,9	140,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	90,4	90,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	80,5	80,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,3	66,9	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	149,0	139,2	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	144,5	140,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	144,5	140,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	71,6	70,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	149,0	139,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	68,4	70,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	69,7	71,6	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,5	60,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,1	59,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,7	59,5	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	149,0	139,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	149,0	139,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	149,0	139,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	149,0	139,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	149,0	139,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	55,3	54,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	62,4	61,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	149,0	139,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	54,9	54,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	55,2	54,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	55,0	55,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	54,0	54,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	140,9	140,9	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	59,9	59,9	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	50,7	52,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,7	55,5	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,7	55,5	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	149,0	139,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	149,0	139,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	149,0	139,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	149,0	139,2	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	149,0	139,2	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	70,2	69,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	149,0	139,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	149,0	139,2	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

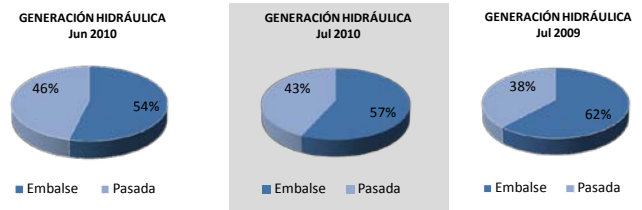
La generación en el SIC en el mes de julio, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -23,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -2% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -29,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -1,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -13,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -3% en relación a los últimos 12 meses.

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

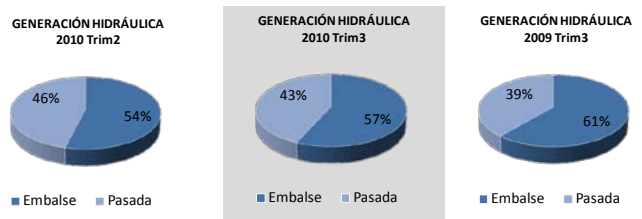
GENERACION HIDRÁULICA			
	Jun 2010	Jul 2010	Jul 2009
Embalse	872	979	1.397
Pasada	749	744	862
Total	1.621	1.723	2.259



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

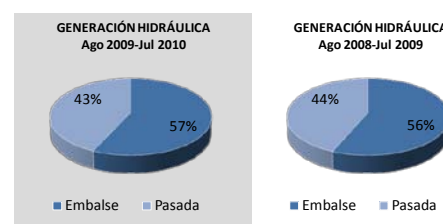
GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim2	2010 Trim3	2009 Trim3
Embalse	2.773	979	4.102
Pasada	2.365	744	2.585
Total	5.138	1.723	6.687



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

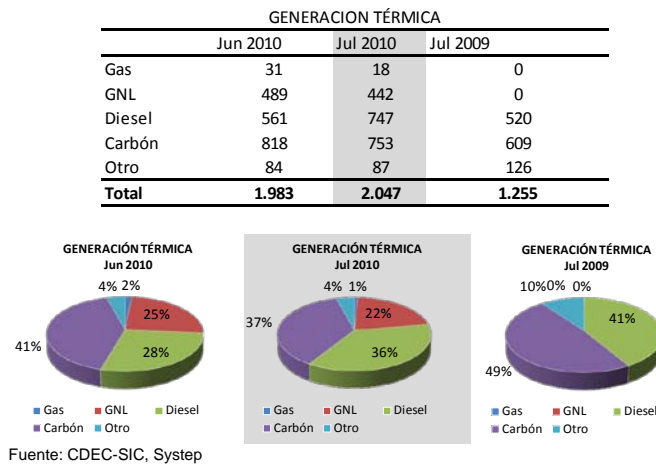
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA		
	Ago 2009-Jul 2010	Ago 2008-Jul 2009
Embalse	13.699	13.863
Pasada	10.375	10.700
Total	24.074	24.563



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de julio, muestra una variación de un 63,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, se presentan con una fuerte variación en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -42,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -48,3% 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 -9,6% 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 43,8,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 33,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -53,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 23,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 24,7% 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 -31,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -24,1% en relación a los últimos 12 meses.

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

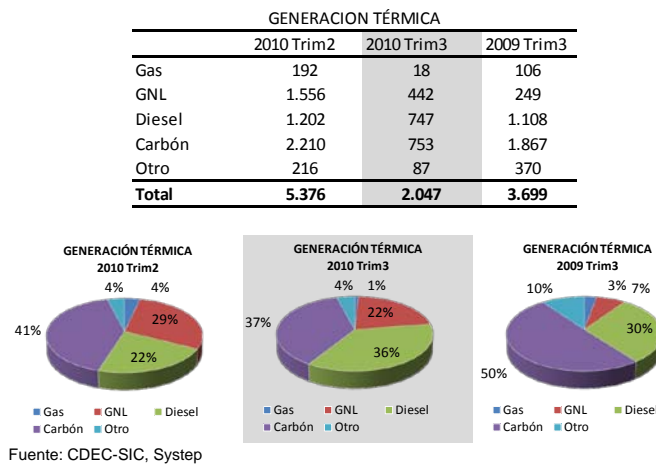
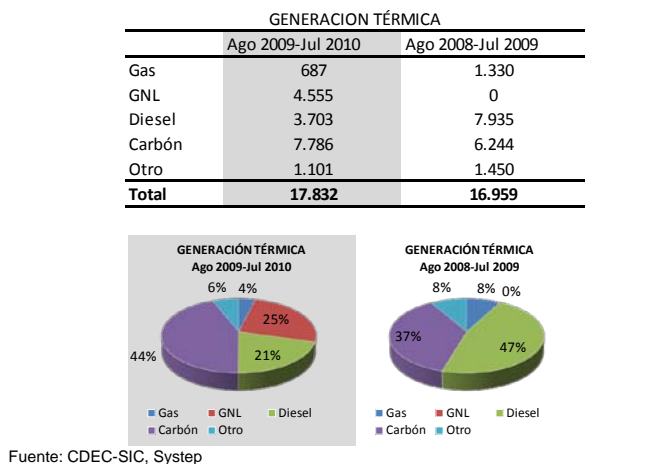


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



RM 88

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

Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Jun-10)				
EMPRESA	Diferencia no recaudada Marzo 2010 - Junio 2010	Estimado a Recaudar Julio 2010 - Oct 2010	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Junio-10
	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	-304.164.820	2.563.864.226	11.090.657.232	13.350.356.638
COLBUN	-1.550.024.300	13.066.504.847	56.522.543.197	68.039.023.745
ENDESA	-2.040.794.844	17.205.319.677	74.426.056.246	89.590.581.079
SGA	-68.126.474	574.221.258	2.483.942.435	2.990.037.218
PUYEHUE	-24.417.358	205.828.676	890.365.125	1.071.776.443
GUACOLDA	-245.645.270	2.072.361.162	8.964.533.719	10.791.249.611
GENER	-653.631.982	5.511.541.934	23.841.598.857	28.699.508.808
ESSA	-375.819.358	3.167.752.654	13.702.932.675	16.494.865.971
IBENER	-94.474.109	376.447.980	1.628.423.016	1.910.396.887
ARAUCO	-130.089.550	1.095.863.705	4.740.441.634	5.706.215.789
CAMPANARIO	-117.865.492	994.294.497	4.301.077.780	5.177.506.784
ELEKTRAGEN	-28.511.166	240.339.278	1.039.649.651	1.251.477.763
SC DEL MAIPO	-1.629.000	13.719.795	59.348.517	71.439.311
TECNORED	-11.363.390	95.728.469	414.098.230	498.463.309
POTENCIA CHILE	-45.583.327	383.334.556	1.658.212.678	1.995.963.907
GESAN	-317.929	2.668.601	11.543.724	13.894.397
PACIFIC HYDRO	-2.418.680	20.262.657	87.651.359	105.495.336
LA HIGUERA	-19.835.069	165.980.390	717.991.066	864.136.386
HIDROMAULE	-5.325.673	44.581.670	192.849.536	232.105.533
ELECTRICA CENIZAS	-1.553.732	13.147.275	56.871.937	68.465.481
EPSA	-4.354.141	36.597.340	158.311.250	190.554.448
EL MANZANO	-599.038	5.086.609	22.003.444	26.491.015
LOS ESPINOS	-10.113.358	87.494.922	378.481.893	455.863.456
ENLASA	-15.543.146	136.495.189	590.445.213	711.397.256
CRISTORO	-63.656	550.841	2.382.803	2.869.988
PETROPOWER	21.594.882	237.090.983	1.025.598.312	1.284.284.176
GAS SUR	-579.829	5.021.550	21.722.011	26.163.732
ORAFI	-6.891	59.280	256.433	308.822
NUEVA ENERGIA	-9.433.123	79.398.398	343.458.286	413.423.561
PANGUIPULLI	64.176	-682.156	-2.950.843	-3.568.822
HIDROELEC	-1.841	19.567	84.642	102.368
PACIFICO	-245.947	2.614.265	11.308.680	13.676.999
NORVIND	9.204	-97.837	-423.219	-511.852
MONTE REDONDO	14.500	-154.127	-666.716	-806.342
TOTAL	-5.740.849.734	48.403.258.130	209.380.800.801	252.043.209.197

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFNERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
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 Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidráulica 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	Aprobado	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 Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cauñ 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 Nº2	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
D.I.A. Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Valenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaituén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaituén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque 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
D.I.A. MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y Distribución de Energía Eléctrica	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorado	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Aberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Tupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	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 (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celúosa 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 HDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguaCalientes	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
Mircentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL 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 Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidroangol 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 Carilquén-Malakahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas 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	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmer - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-sea)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HDROELÉCTRICA 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 MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mircentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-sea)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	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	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalca	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HDROELECTRICA DONGO	HDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	South Pacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Mircentral Hidroeléctrica El Marzano	José Pedro Fuentes De la Sota	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totorillo	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	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenergía S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mircentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	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

jdiaz@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.

