

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Agosto 2009



Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	27
Análisis General	28
Análisis Precios de los Combustibles	32
Análisis Precios Spot	32
Análisis Precio Medio de Mercado	33
Análisis Parque Generador	33
Resumen Empresas	34
ANEXOS	35
Resolución Discrepancias del Panel de Expertos	
Índice Precio de Combustibles	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

NOVEDADES: Ver ANEXO Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Energía Austral ingresa proyecto hidroeléctrico Central Cuervo a Sistema de Evaluación Ambiental. (Fuente: Energía Austral, 07/08/09)

TDLG multa a HidroAysén por pedir derechos de agua sin consultar. (Fuente: El Mercurio, 06/08/09)

Precios de licitaciones de energía están 22% bajo actuales valores. (Fuente: El Mercurio, 04/08/09)

Segundo barco con GNL llega a fines de agosto a Quintero. (Fuente: La Nación, 03/08/09)

Comisión de Medio Ambiente del Senado aprobó por unanimidad creación del Ministerio del Medio Ambiente. (Fuente: Conama, 28/07/09)

Chile espera informe técnico argentino para compra de energía a Paraguay. (Fuente: El Mercurio, 27/07/09)

Gobierno afina proyecto sobre aporte eléctrico a comunidades. (Fuente: La Tercera, 23/07/09)

Endesa Eco concreta montaje de primer aerogenerador de Parque Eólico Canela II. (Fuente: Endesa Chile, 22/07/09)

Eléctrica de Batista suspenderá hasta septiembre trámite ambiental de Castilla. (Fuente: El Mercurio, 21/07/09)

Arriba barco con carga de GNL en planta Quintero iniciando marcha blanca. (Fuente: Estrategia, 14/07/09)

CGE Distribución adjudica bloque de suministro eléctrico. (Fuente: Estrategia, 14/07/09)

Corte deja sin efecto decreto municipal de desalojo contra las instalaciones de GNL Quintero. (Fuente: El Mercurio, 10/07/09)

DGA Estima Año Normal en Nivel de Embalses Asegurando Generación. (Fuente: Estrategia, 07/07/09)

Inauguran termoeléctrica cercana a Tocopilla que sumará 100 MW al SING: Central Tamaya. (Fuente: El Mercurio, 01/07/09)

Editorial

El 4 de agosto tuvieron lugar las IX Jornadas de Derecho Eléctrico de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), organizadas anualmente por los profesores de la Facultad de Derecho, Sres. Alejandro Vergara y Eugenio Evans. Estas jornadas se han constituido en una valiosa instancia interdisciplinaria para analizar, reflexionar y discutir sobre los desafíos que enfrenta el sector eléctrico nacional.

En este marco, Systep participó como expositor, en conjunto con la Facultad de Ingeniería de la PUC y el Imperial College, de Londres, realizando contribuciones a la discusión en dos ámbitos, primero en materia de políticas públicas en energía y, segundo, en relación con los retos que presenta el desarrollo de los sistemas de transmisión en nuestro país, contribuciones que se resumen a continuación.

Políticas públicas en energía¹

Esta presentación realizó una revisión histórica de las tendencias mundiales de las políticas públicas en energía, destacando los distintos énfasis que en el tiempo se ha dado a los roles de los sectores público y privado en el desarrollo energético. Resaltó como en las décadas de los 80s y 90s se enfatizó los mecanismos de mercado para el desarrollo del sector y la elección de las tecnologías de generación para lograr un adecuado abastecimiento energético. El siglo 21 se inicia con la búsqueda de una mayor seguridad energética y la creciente preocupación por el cambio climático, asignando un mayor rol al Estado, con modelos híbridos de políticas públicas.

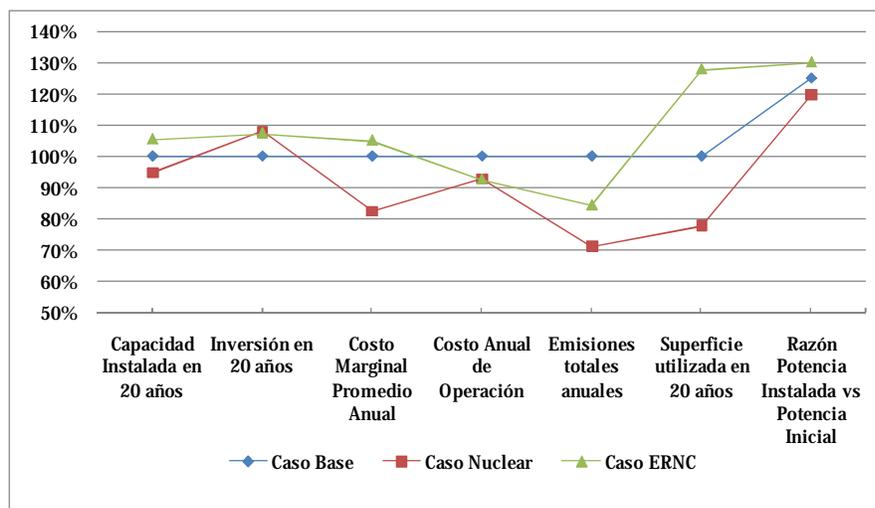
Las políticas públicas en energía en general persiguen cuatro objetivos principales: abastecimiento energético abundante, seguro, económico y sustentable, en armonía con el medio ambiente. La revisión subrayó sin embargo que se debe evitar seguir tendencias del mundo desarrollado, con realidades de consumo e infraestructura energética muy distintas a las regionales, donde aún persisten problemas sociales importantes y condiciones de pobreza. Las políticas energéticas en el mundo desarrollado están hoy orientadas fundamentalmente por el cambio climático, y se están asignando significativos recursos e incentivos a ello, por la urgencia y compromiso de reducir sus altos niveles de contaminación. Si bien la región debe cautelar el impacto ambiental local en el desarrollo de su infraestructura eléctrica, su insignificante contribución al calentamiento global no debiera comprometerla a forzar tecnologías más caras y por ende incrementar los precios de la energía para su población.

¹ <http://www.systep.cl/documents/PolPublicasSystep.pdf>

La discusión en Chile se ha centrado en la composición que debiera tener la matriz energética en el futuro, existiendo voces que se enfrentan en el apoyo a las fuentes renovables no convencionales (ERNC), la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, la eficiencia energética y el estudio de la opción nuclear ante el continuo crecimiento energético del país. El tema del abastecimiento seguro cobró gran importancia a raíz de las restricciones que impuso Argentina al suministro de gas natural hacia nuestro país. La respuesta a estos hechos condujo a acciones mixtas entre el Estado y privados con la llegada del GNL a Chile, la creación del Ministerio de Energía y un énfasis en la mayor participación de los privados al adoptarse el esquema de licitaciones para el abastecimiento de los clientes regulados. Por otra parte, la ley de fomento a fuentes renovables, que obliga a que en el año 2024 un 10% de la energía generada provenga de fuentes de ERNC, es una clara intervención del Estado para forzar tecnologías que diversifiquen la matriz energética y al mismo tiempo disminuyan la emisión de gases de efecto invernadero (CO2).

Systep planteó la necesidad de revisar todas las alternativas de desarrollo, sin exclusiones, en un contexto donde la política pública energética considere las distintas dimensiones e impactos sociales, económicos, ambientales, no privilegiando tecnologías, enfatizando menores precios, y logrando un adecuado balance entre economía y riesgo. De manera de sentar bases que podrían alimentar la discusión, Systep realizó la modelación y simulación de planes de desarrollo eléctrico alternativo a 20 años. Se utilizaron tres escenarios; en primer lugar, un caso base, en el cual se mantienen las proporciones de cada tecnología en la matriz de generación observadas antes del 2020 y que cumple el requerimiento del 10% de ERNC. En segundo lugar, un caso ERNC, con un desarrollo intensivo de ERNC a partir de 2020 hasta alcanzar un 20% de participación en 2030. Finalmente, un caso nuclear, en el cual se considera el ingreso de dos centrales nucleares de 800 MW cada una, en los años 2023 y 2027, respectivamente. Para los tres casos se determinaron y compararon los costos marginales promedio, los costos de operación anual, los costos de inversión, la emisión de CO2 y la superficie utilizada. En la Figura 1 se observa la comparación de resultados relativos, considerando el caso base como la referencia.

Figura 1: Comparación relativa de resultados de escenarios futuros



Al analizar la componente de inversión de la Figura 1, se tiene que la alternativa nuclear presenta una menor capacidad instalada, pero un mayor costo de inversión que el caso base. En cuanto al posible efecto en el mercado, se tiene que el caso ERNC presenta los mayores costos marginales de las alternativas, pero también menores costos de operación que el caso base. Al observar la sustentabilidad ambiental, tanto el caso ERNC como el nuclear reducen las emisiones totales, con la diferencia que el caso ERNC lo hace utilizando una mayor superficie. Es necesario señalar que el análisis nuclear sólo considera la inversión y el costo de operación, sin incluir el efecto de externalidades, tales como el tratamiento de los residuos o la confiabilidad del suministro del combustible.

Por último, la presentación argumentó que el rol del Estado debe ser el de entregar estrategias y lineamientos con objetivos de largo plazo, utilizando mecanismos de mercado para crear los incentivos entre los agentes participantes del sector eléctrico, de manera de conseguir una matriz eficiente en el largo plazo, compatibilizando las políticas ambientales con el desarrollo de la infraestructura, y mediante la consideración adecuada de los costos de la contaminación. Se enfatizó que la sociedad eficiente del futuro es una sociedad eléctrica, donde el énfasis en reducir el impacto ambiental del transporte tiene que ir paralelo al del impacto de la generación eléctrica.

Desafíos de los sistemas de transmisión²

Las inversiones en generación durante los próximos años suponen un desafío para el segmento de transmisión, el cual debiera expandirse en forma económica y oportuna, como complemento de dichas inversiones. La actual regulación de la transmisión considera que el proceso para determinar la expansión del sistema troncal debe realizarse cada cuatro años. Dicho proceso, comienza con el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), en base al cual la CNE determina el plan de expansión troncal referencial. Posteriormente, el CDEC realiza una revisión anual que le permite a la CNE definir el plan de expansión para los siguientes doce meses. En caso de discrepancia, interviene y resuelve el Panel de Expertos, para finalmente ser el Ministro de Economía quien fija las expansiones de los siguientes doce meses, con carácter de obligatorias, las cuales son adjudicadas a través de un proceso de licitación.

Como resulta evidente, esta planificación centralizada tiene el inconveniente de que los mecanismos y plazos dispuestos para la evaluación de las propuestas de expansión muchas veces no responden oportunamente a los requerimientos de la generación y el consumo. Un ingrediente adicional al proceso, es que los estudios dependen del plan de obra de generación, que la CNE modifica cada seis meses para la fijación de Precio de Nudo. Este plan de obras, para un plazo mayor a tres o cuatro años es sólo de carácter referencial y no necesariamente refleja las decisiones que adoptarán los privados. Esto tiene como consecuencia, en primer lugar, que cambios en la visión de desarrollo del sistema invalidan propuestas de transmisión realizadas con anterioridad, dificultando la toma de decisiones. En segundo lugar, los plazos de los estudios y de construcción necesarios para la expansión del sistema de transmisión son mayores que el tiempo de construcción de las centrales, lo cual podría dificultar las inversiones en generación o producir congestión en ciertos tramos del sistema.

² <http://www.systep.cl/documents/TransmisionSystep.pdf>

Otro aspecto importante, por sus efectos técnicos y económicos en el sistema de transmisión, es la mayor penetración de la energía eólica durante los próximos años. Ésta introduce un desafío en los esquemas de remuneración, ya que la instalación de nuevos parques eólicos en el norte del SIC produce exigencias al sistema de transmisión que podrían requerir la inversión en nuevos circuitos. Sin embargo, debido al bajo factor de planta de esta tecnología, estos parques harán escaso uso de las instalaciones. Por ende, aunque exigirían ampliaciones de la transmisión, bajo el esquema regulatorio actual estos agentes tendrán poca participación en la remuneración de las nuevas inversiones de transmisión realizadas. A lo anterior, se debe agregar los efectos técnicos de estos parques, como la estabilidad de tensión y el incumplimiento del criterio de seguridad N-1 en las líneas durante horas punta, que introduce el desafío de definir entre expandir el sistema de transmisión o aplicar esquemas de desconexión de generación (EDAG) o consumos (EDAC).

En subtransmisión es posible identificar como desafío la forma en que se definen sus expansiones producto de nueva generación. De hecho la normativa no se refiere a cómo determinar la alternativa de conexión más conveniente para el sistema eléctrico, esto en atención, a aquellos proyectos de generación que tienen la posibilidad de conectarse ya sea a transmisión troncal o subtransmisión, cuya decisión es eminentemente privada. También en subtransmisión, particularmente en el SING, se destacó la importancia de revisar la metodología de cálculo de peajes en aquellos casos en que los sistemas de subtransmisión realizan retiros desde sistemas adicionales, no del troncal.

Como conclusión se debe reiterar la necesidad de lograr el mecanismo que permita de la mejor manera posible compatibilizar una planificación centralizada y cooperativa en transmisión con un esquema competitivo en generación.

Finalmente, se aprovecha esta editorial para agradecer la invitación de la Facultad de Derecho a participar del amplio debate que se genera con ocasión de las Jornadas de Derecho Eléctrico.

SIC Sistema Interconectado Central

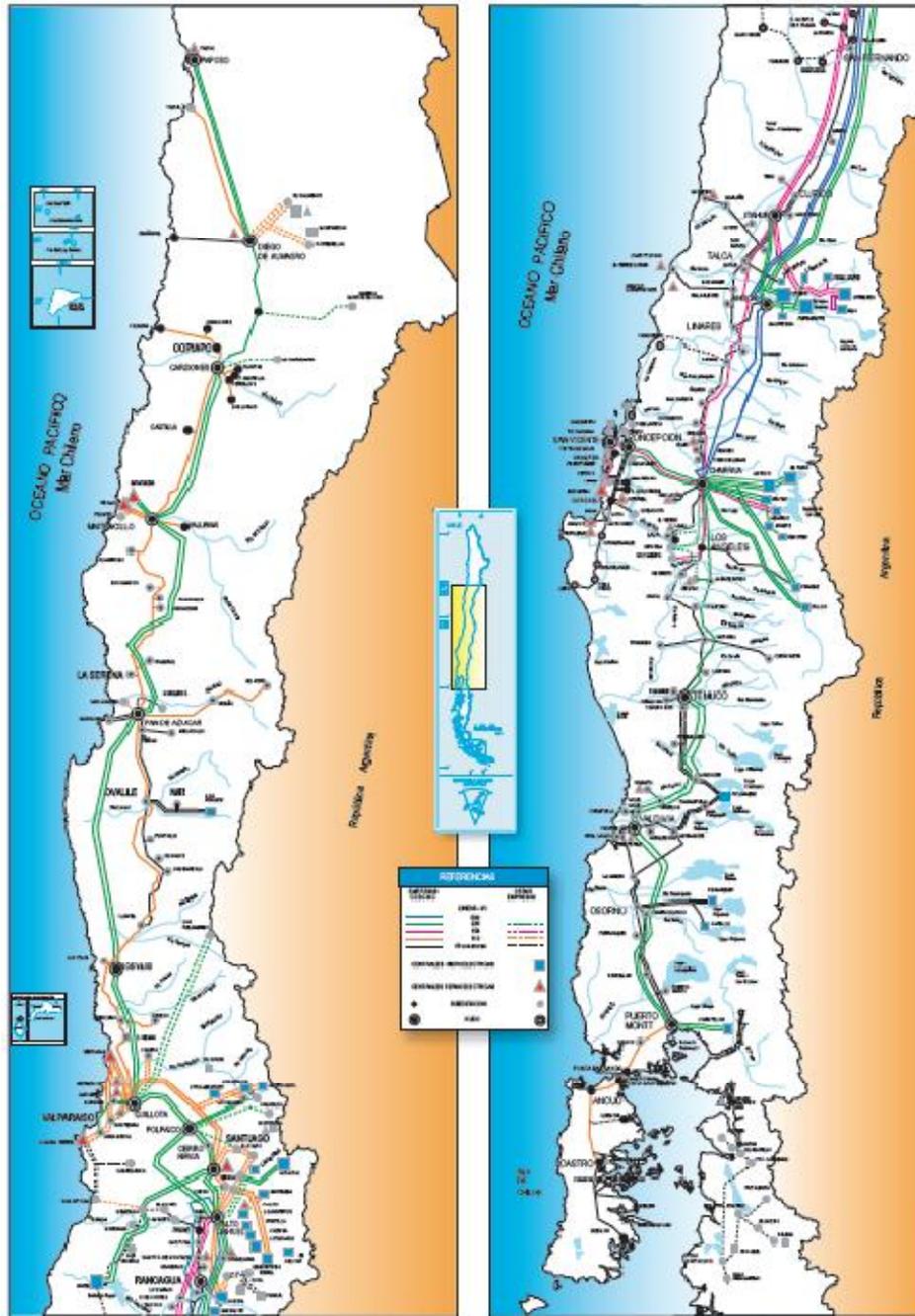


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC

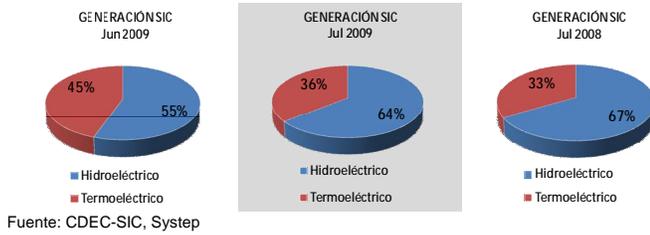
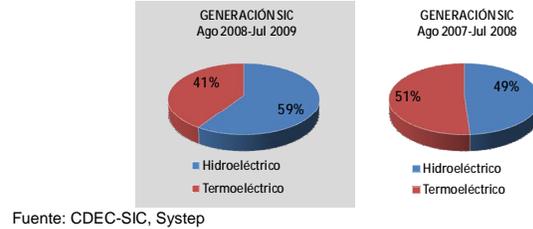


Figura 3: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de julio la generación de energía en el SIC aumentó en un 2,5% respecto a junio de 2009, y disminuyó 1,7% respecto a julio de 2008.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 18,8% respecto de junio de 2009, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 17,8%. De esta forma, un 64% de la energía consumida en el SIC en el mes de julio fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según su fuente de producción se observa que durante el mes de julio el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en 25,6% respecto de junio de 2009. Por su parte, las centrales de pasada incrementaron su aporte en un 9,1% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel disminuyó en un 34,3%, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 0,8%, respecto de junio de 2009.

En la Figura 4 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de julio llegaron a un valor promedio cercano a 102 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, disminuyendo 6,3% y 40% respecto a junio de 2009 y julio de 2008 respectivamente.

Figura 4: Generación histórica SIC

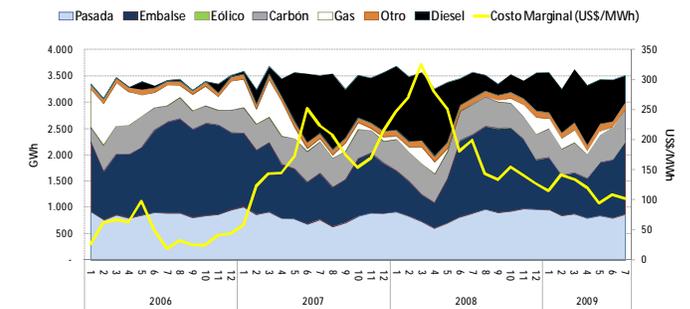


Figura 5: Generación histórica SIC (%)

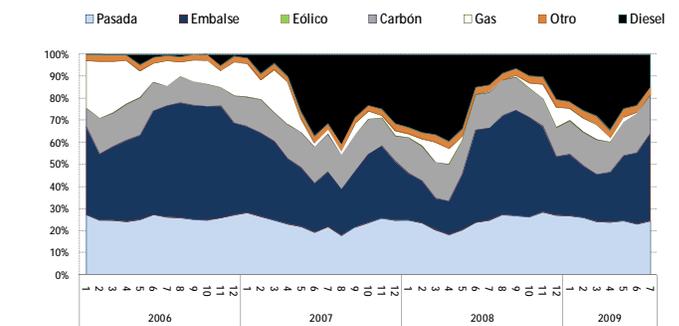
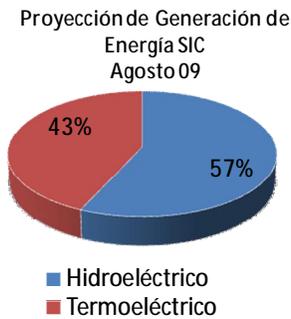


Figura 6: Proyección de Generación de Energía agosto 2009 SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de agosto de 2009, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 57% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

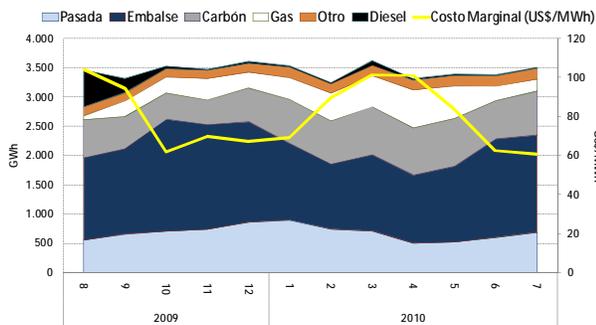
Las Figura 7 y Figura 8 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo IV se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrológica seca.

El CDEC pronostica que la Central San Isidro de Endesa comenzará a operar con GNL durante este mes, esto independiente del escenario hidrológico que se presente.

Es necesario señalar que la central Guacolda III, central de carbón, comenzó su operación comercial.

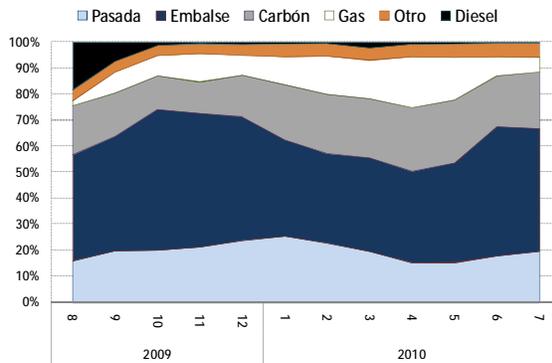
Se estima además la entrada de la central Ventanas III de Gener para el mes de enero de 2010.

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrológica media



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

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrológica media (%)



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

Evolución del Precio Nudo

El día lunes 15 de junio 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 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de este año.

Los valores definidos por la autoridad son de 82,82 US\$/MWh para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220, y 8,59 US\$/KW/mes para el precio de la potencia en la barra Maitencillo, los que determinan un precio monómico en la barra de Alto Jahuel 220 de 99,53 US\$/MWh.

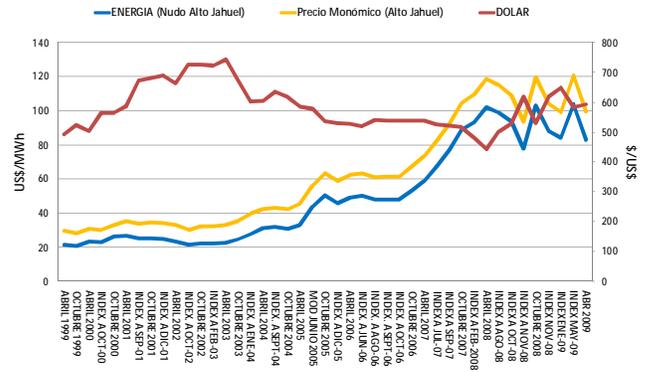
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 97,69 US\$/MWh.

Generación de Energía

Para el mes de julio, la generación de energía experimentó una baja de 1,7% respecto del mismo mes de 2008.

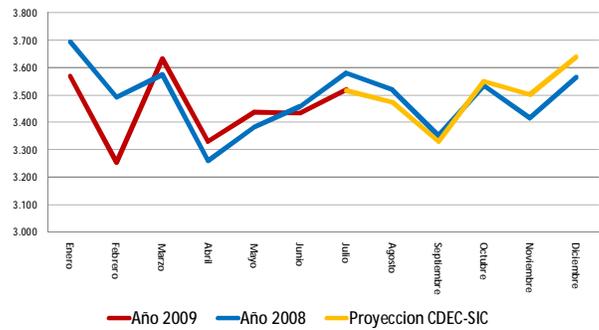
En el programa de operación de 12 meses desarrollado por el CDEC se realiza una proyección de generación de energía para el año 2009. Se estima una generación de 41.665 GWh; el cual, comparado con los 41.819 GWh generados durante el año 2008, representa una caída de 0,4%.

Figura 9: Precio nudo energía y potencia SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

Análisis Precios de Licitación

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, durante los años 2006, 2007 y 2009 se realizaron tres procesos de licitación para abastecer a clientes regulados, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo; típicamente indexado (Ver Anexo II). La Tabla 1 presenta el precio promedio de venta, ponderado por energía, de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 2 lo indica para las empresas distribuidoras.

Con el objetivo de asegurar la protección de los clientes regulados, evitando que los precios resultantes sean excesivos, y disminuyendo los riesgos de no completar los requerimientos de suministro, la CNE introdujo durante el mes de octubre de 2008 en el SIC, adecuaciones a las bases del tercer proceso. En primer término, se decidió postergar la recepción de ofertas, ampliando el plazo desde el 29 de diciembre al 30 de enero en el SIC y del 30 de marzo al 4 de septiembre de 2009 para el SING. Con respecto a las fórmulas de indexación, los cambios en las bases de licitación introducen dos fórmulas, una para el período 2010-2011 y otra para el período 2012 en adelante. Para el período 2010-2011 el precio se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio de tres meses 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. 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.

Como resultado del tercer proceso el precio medio de la energía licitada alcanzó los 99,41 US\$/MWh, referidos a la barra Quillota 220. Adicionalmente quedó pendiente a licitar un bloque de 850 GWh de la distribuidora CGE, el cual fue finalmente adjudicado durante el mes de julio mediante un segundo llamado a licitación, alcanzando un precio promedio de 92,91 US/MWh referidos a la barra Quillota 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SIC para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2010 y 2011.

Considerando los tres procesos de licitaciones se destaca que al indexar los contratos a julio de 2009, el precio medio de la energía licitada, referido a la barra Quillota 220, queda en 73,89 US\$/MWh y 58,65 US\$/MWh para aquellos contratos que inician su suministro a partir del año 2010 y 2011 respectivamente. Finalmente, el valor medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 69,84 US\$/MWh en la barra Quillota 220.

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a julio 2009).

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	71,9	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	72,5	6.782
Endesa	63,4	12.825
Guacolda	64,0	900
EMELDA	95,0	200
EPSA	98,1	75
Monte Redondo	92,7	275
Precio Medio de Licitación		69,84

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systept

NOTA: Los valores resultantes de la tercera licitación de suministro no han sido indexados. Esto debido a la alta variabilidad del indexador definido para los dos primeros años. En este caso se destaca que, para cubrirse la volatilidad del costo de suministro de corto plazo, los contratos han sido indexados en función del costo marginal, con una base de 88,222 US\$/MWh.

Análisis Precios de Licitación

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a julio 2009).

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	58,6	12.000
Chilquinta	81,6	2.567
EMEL	65,0	2.007
CGE	89,5	7.220
SAESA	63,6	4.432
Precio Medio de Licitación		69,84

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

Tabla 3: Precios de Licitación (precios indexados a julio 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Jul-09 Barra Suministro	Indexado Jul-09 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	68,5	68,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	68,2	67,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	68,5	68,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	85,0	85,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	85,5	85,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	86,0	86,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	87,0	87,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	87,5	87,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	88,0	88,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	88,3	88,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	88,6	88,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	94,0	94,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	94,2	94,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	77,2	77,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	68,7	68,7	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	66,7	65,4	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	104,2	97,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	96,0	93,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	96,1	93,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	62,5	61,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	59,7	61,4	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	60,8	62,5	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	60,1	58,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	59,8	58,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	59,3	58,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	98,0	91,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	98,0	91,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	99,9	93,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	103,0	96,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	107,0	99,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	52,4	51,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	59,1	58,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	52,0	51,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	52,3	51,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	52,1	52,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	51,2	51,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	56,7	56,7	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	48,0	49,4	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	56,2	55,0	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	56,2	55,0	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	98,0	91,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	99,0	92,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	99,5	92,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	101,5	94,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	105,0	98,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	64,5	64,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	110,5	103,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	92,8	86,7	2010

Fuente: CNE, Systep

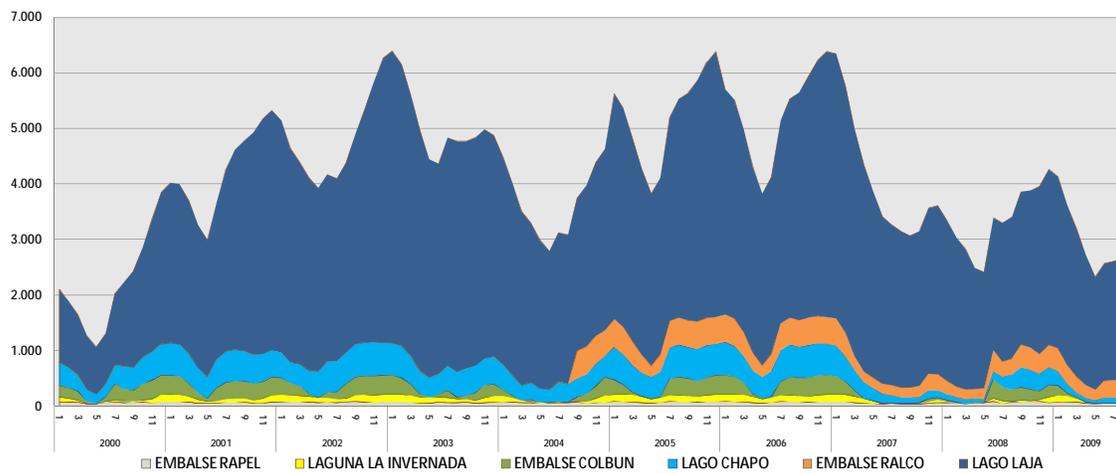
NOTA: En el Anexo II se puede observar los respectivos índices de indexación, tanto en sus valores base como el porcentaje que representa en la evolución de los respectivos precios.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de agosto de 2009 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.658 GWh, lo que representa un 2% más de lo registrado a comienzos del mes de julio de 2009, y una disminución de 22% respecto al mismo mes del año 2008.

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 6% menor a la disponible en agosto de 2008.

Figura 11: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

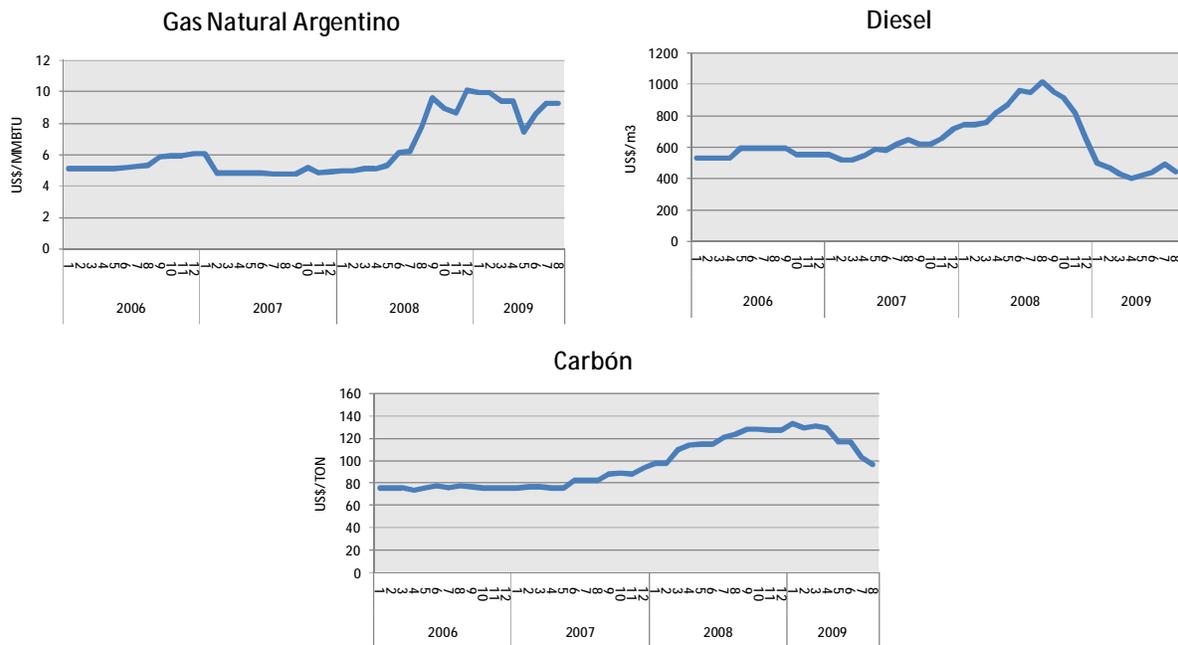
		Jul 2009	Ago 2009	Ago 2008
EMBALSE	CCIBUN	0	0	209
-----		% de la capacidad máxima	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	46	46	71
-----		% de la capacidad máxima	54%	84%
LAGUNA	LA INVERNADA	5	3	14
-----		% de la capacidad máxima	4%	2%
LAGC	LAJA	2.139	2.212	2.552
-----		% de la capacidad máxima	41%	42%
LAGC	CHAPC	106	89	277
-----		% de la capacidad máxima	17%	14%
EMBALSE	RALCO	315	308	286
-----		% de la capacidad máxima	62%	61%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 12.

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de julio presentan una disminución de 6% respecto los registrados en el mes de junio de 2009.

Es importante destacar que los costos marginales del sistema se mantienen en un 49% más bajo que lo observado en el mes de julio de 2008.

En la Tabla 6 y Figura 13 se muestran los valores esperados de costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	26	57	247	115
Febrero	62	123	272	142
Marzo	66	144	325	134
Abril	63	145	280	121
Mayo	98	171	252	95
Junio	49	252	181	108
Julio	19	223	200	102
Agosto	32	208	143	
Septiembre	25	176	134	
Octubre	24	154	155	
Noviembre	41	169	141	
Diciembre	44	215	127	

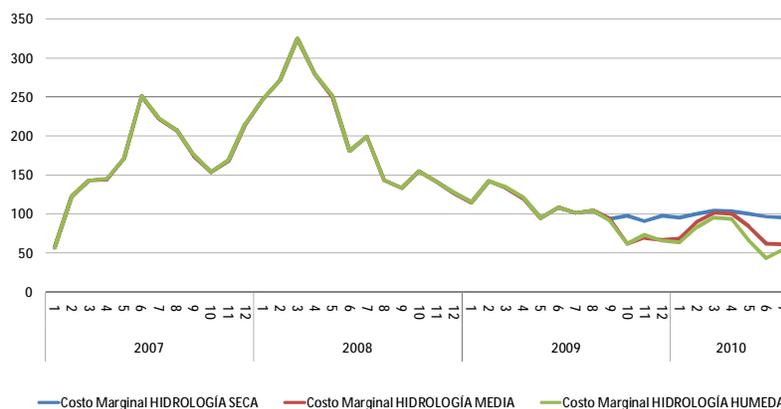
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2009	Agosto	104	104	104
-	Septiembre	94	94	92
-	Octubre	97	62	62
-	Noviembre	91	70	74
-	Diciembre	98	67	66
2010	Enero	96	69	64
-	Febrero	101	90	83
-	Marzo	105	102	95
-	Abril	104	101	93
-	Mayo	101	84	65
-	Junio	97	63	43
-	Julio	96	61	55

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

Figura 13: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)

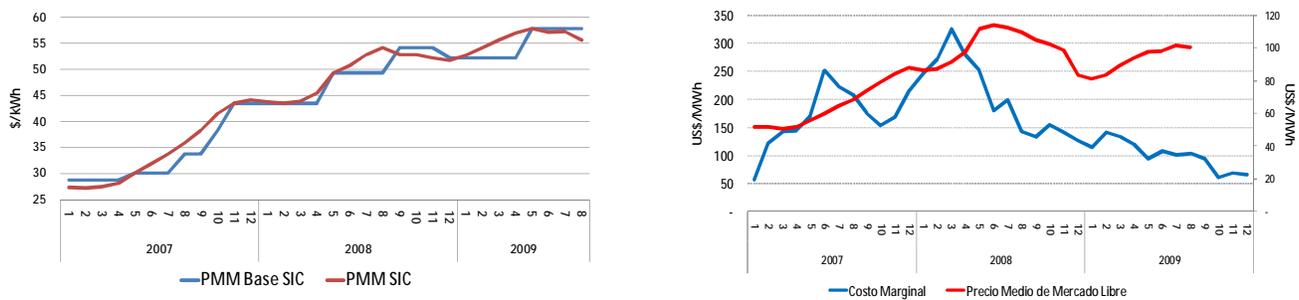


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado resultante este mes es de 55,57 \$/kWh, lo que representa un descenso de 3,94% respecto al precio medio base utilizado en la fijación de Precios de Nudo de abril de 2009 (57,84 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

La Tabla 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de junio de 2009.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a junio 2009

Empresa	Saldo Total de
Endesa	150.213
Gener	75.541
Colbun	113.905
Guacolda	17.909

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción; cuya operación se espera para el período comprendido entre agosto de 2009 y julio de 2010.

En total se incorporarán 1.520 MW de potencia, destacando las centrales de pasada La Higuera (155 MW), la central de pasada Confluencia (155 MW), la central diesel Tierra Amarilla (142 MW) y las centrales a carbón Ventanas III (240 MW) y Bocamina 2 (342 MW).

Al respecto se destaca el ingreso de las centrales diesel Termochile, Peñón, Punta Colorada Fuel, Termopacífico, Emelda y Calle Calle y la central eólica Punta Colorada para el mes de agosto, algunas de las cuales ya se encuentran a fines del mes de julio en período de pruebas para su pronta conexión al sistema.

Unidades en Mantenimiento

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

- Nehuenco II: 390 MW en agosto.
- Nueva Renca: 379 MW en agosto.
- Candelaria: 254 MW en agosto.
- El Toro: 400 MW en agosto.
- Renca: 100 MW en agosto.
- Guacolda: 304 MW en agosto y septiembre.
- Antuco: 300 MW en septiembre y octubre.
- Rapel: 350 MW en octubre.
- Abanico: 136 MW en octubre.
- Canutillar: 145 MW en octubre.
- Bocamina: 125 MW en octubre.
- Tal Tal: 120 MW en octubre.
- Ventanas 1: 338 MW en octubre

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Sep-09	155
Licán	Candelaria	Pasada	Nov-09	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Rucatayo	Empresas Eléctrica Pilmaiquén	Pasada	Jul-10	60
Térmicas				
TG TermoChile		Diesel	Ago-09	60
TG Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	Diesel	Ago-09	37
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Ago-09	16,3
Termopacífico	Generadora del Pacífico S.A.	Diesel	Ago-09	96
EMELDA	Bautista Bosch Ostale	Diesel	Ago-09	76
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Ago-09	20
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Nov-09	60
Arauco	Celulosa Arauco	Cogeneración	Ene-10	22
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Ene-10	240
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Jul-10	342
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Ago-09	20
Central Eólica Canela II	Endesa		Oct-09	60
Central Eólica Monte Redondo	Suez		Oct-09	38
Totoral	Norvind S.A.		Nov-09	46
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.520

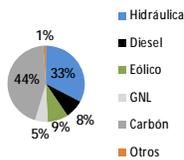
Fuente: CNE, CDEC-SIC, System

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.273	6.905
Diesel	1.270	894
Eólico	1.404	2.954
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	211	354
TOTAL	16.127	24.215
Aprobado	6.459	8.808
En Calificación	9.668	15.407
TOTAL	16.127	24.215

Fuente: SEIA, Syste

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	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	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
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	Cobón S.A.	316	500	02-09-2008	En Calificación	Embalse	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
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobón S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Térmica Cardones	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Turbina de Respaldo Los Quindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espirito	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	En Calificación	Biomasa	Respaldo	VI
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Anauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII

Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

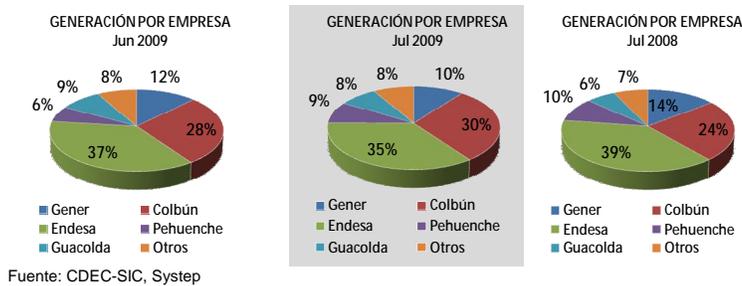
Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.127 MW (9.668 MW en calificación), con una inversión de 24.215 MMUS\$.

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

En el mes de julio destaca el ingreso a estudio de impacto ambiental del Incremento de Generación Eléctrica en la Planta Santa Fe, perteneciente a CMPC Celulosa S.A., por una capacidad de 100 MW en la VIII región utilizando biomasa como fuente de energía, y la aprobación de la Central Hidroeléctrica Osorno, con una capacidad de 58,2 MW. Adicionalmente, destaca el ingreso del Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo, por 640 MW en agosto.

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Resumen Empresas

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

Al mes de julio de 2009 el actor más importante del mercado es Endesa, con un 35% de la producción total de energía, seguido de Colbún (30%), Gener (10%), Pehuenche (9%) y Guacolda (8%).

En un análisis por empresa se observa que Pehuenche y Colbún aumentaron su producción en un 38,5% y 8,9% respectivamente, en relación a junio de 2009. Por otro lado, Gener, Guacolda y Endesa vieron disminuida su producción para el mismo período en un 14,9%, 5,6% y 1,6% respectivamente.

En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral

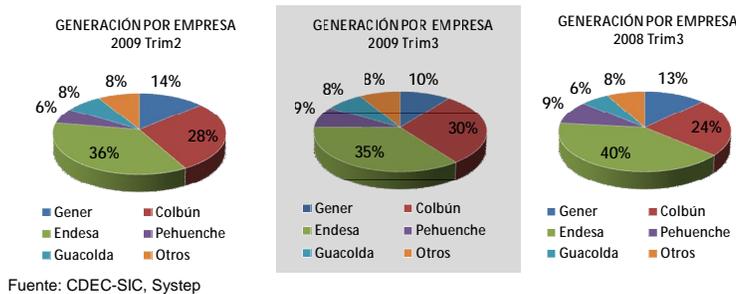
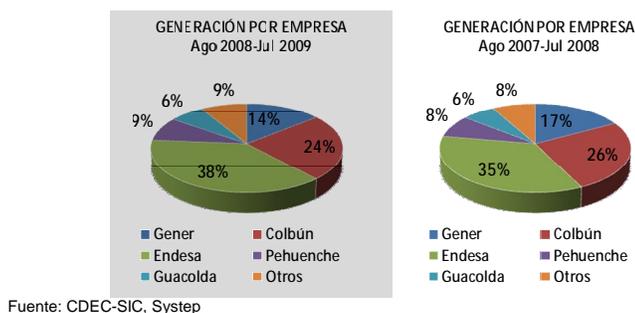


Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



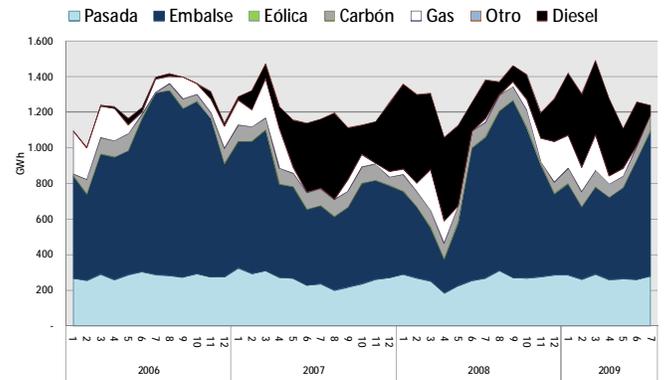
ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 20,7% respecto al mes anterior, con un aumento de un 2,8% en relación a julio de 2008, debido principalmente al aumento de la generación de las centrales Pangué y Ralco. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada aumentó en un 8,2% respecto a junio de 2009, con una mejora de 4,4% respecto a julio de 2008. La generación diesel muestra una disminución de 77,8% respecto a junio de 2009, con una disminución de un 75,1% en relación al año pasado, debido principalmente a la menor generación de San Isidro I y San Isidro II.

Respecto de las centrales de San Isidro y San Isidro II, se estima que, independiente del escenario hidrológico, comiencen a operar con GNL a partir del mes de agosto de 2009.

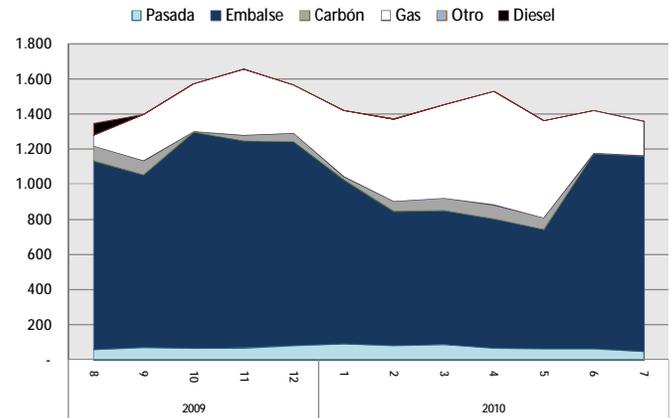
Se espera la operación de la central GNL de Quintero a partir de abril de 2010, tanto en un escenario seco como medio. Bajo una hidrología húmeda, la central operararía sólo en abril de 2010.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	260	282	270	8,2%	4,4%
Embalse	675	815	792	20,7%	2,8%
Gas	3	0	20	-100,0%	-100,0%
Carbón	76	87	82	14,1%	6,3%
Diesel	244	54	217	-77,8%	-75,1%
Eólico	2	3	2	63,4%	28,6%
Total	1.260	1.240	1.384		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.425	2.937	16,6%
Embalse	7.016	5.763	21,7%
Gas	2.040	626	225,8%
Carbón	789	1.037	-24,0%
Diesel	2.371	4.267	-44,4%
Eólico	34	18	93,8%
Total	15.675	14.649	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	786	282	854	-67,0%	-64,2%
Embalse	1.650	815	2.685	-69,7%	-50,6%
Gas	97	0	46	-100,0%	-100,0%
Carbón	210	87	246	-64,7%	-58,5%
Diesel	904	54	381	-85,8%	-94,0%
Eólico	6	3	9	-63,9%	-46,8%
Total	3.652	1.240	4.221		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

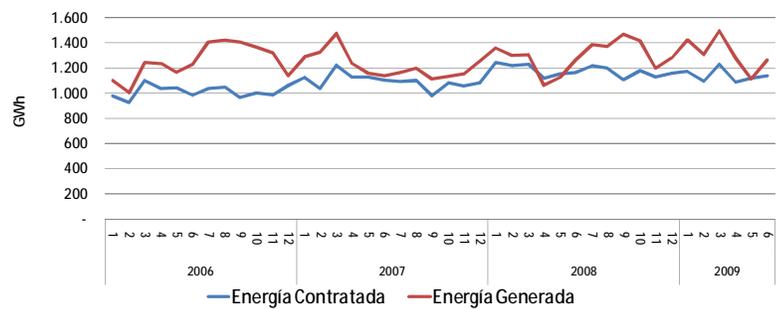
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante junio de 2009 fue de 1.260 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.137 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 21 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 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

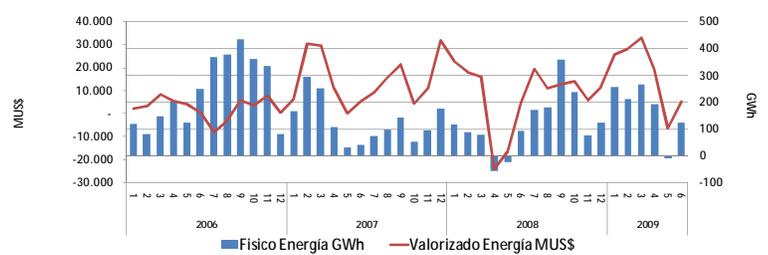


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 123,2 GWh, las que son valorizadas en 4,9 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

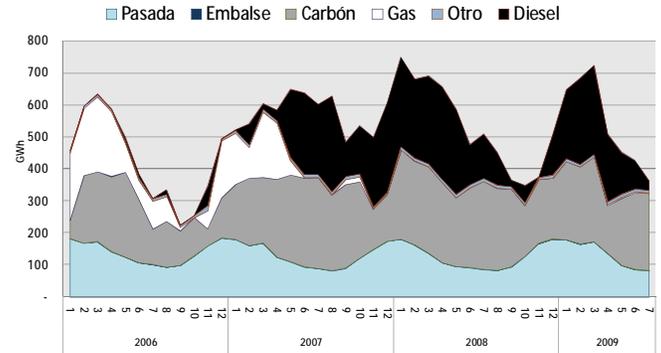
¹ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de 0,5% respecto al mes anterior, con una reducción de 12,3% en relación a julio de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de un 2,6% respecto a junio de 2009, con una reducción de un 3,5% en relación al año pasado. La generación diesel presenta una reducción de 66,1% respecto al mes pasado, y una baja de 78,6% respecto a julio de 2008, debido principalmente al menor aporte de Nueva Renca operando con diesel. El análisis incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas).

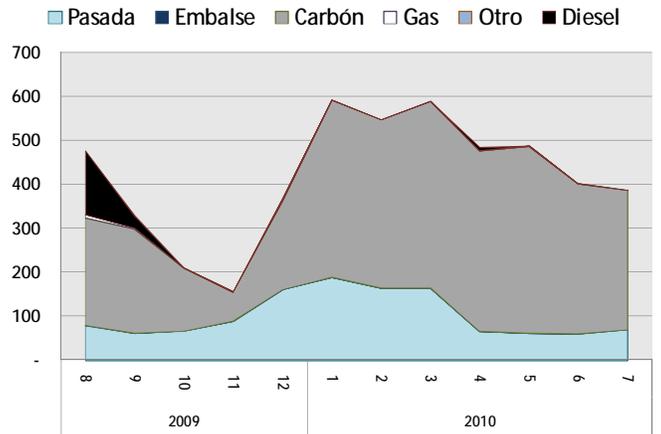
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	85	83	86	-2,6%	-3,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	4	0	0	-93,7%	0,0%
Carbón	241	242	276	0,5%	-12,3%
Diesel	88	30	139	-66,1%	-78,6%
Otro	9	8	10	-6,0%	-15,1%
Total	427	363	511		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.911	1.467	30,3%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	2	35	-94,9%
Carbón	2.392	2.825	-15,3%
Diesel	1.194	2.681	-55,5%
Otro	114	108	5,8%
Total	5.612	7.115	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	318	83	261	-68,4%	-74,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	13	0	0	-2,8%	-98,1%
Carbón	601	242	778	-68,9%	-59,8%
Diesel	429	30	260	-88,6%	-93,1%
Otro	27	8	28	-69,3%	-68,8%
Total	1.389	363	1.328		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

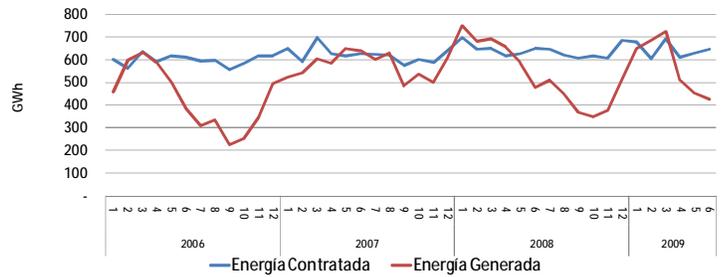
GENER

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Gener durante junio de 2009 fue de 427 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 649 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 25 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.

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)

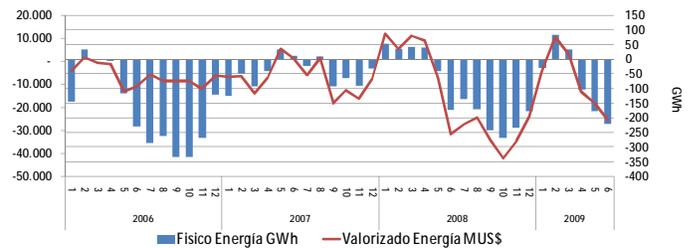


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -222 GWh, las que son valorizadas en -25,5 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un aumento de 30,6% respecto al mes anterior, con una baja de un 23,9% en relación a julio de 2008. La generación en base a centrales diesel muestra una baja de 3,8% respecto a junio de 2009, y un aumento de un 215,9% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento en su aporte de un 9,8% respecto a junio de 2009.

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	255	280	291	9,8%	-3,8%
Embalse	261	341	448	30,6%	-23,9%
Gas	3	0	3	-96,5%	-95,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	434	417	132	-3,8%	215,9%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	953	1.038	874		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.142	2.783	12,9%
Embalse	3.551	2.808	26,5%
Gas	893	602	48,3%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	3.308	4.533	-27,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	10.894	10.726	

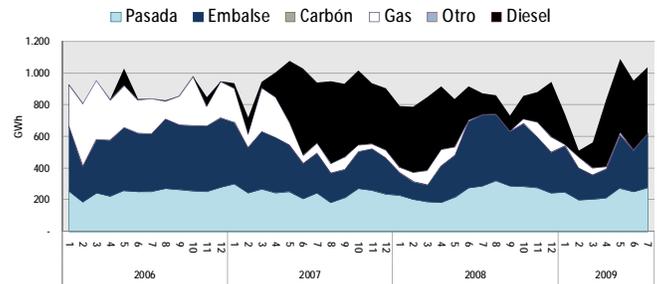
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	746	280	903	-69,0%	-62,5%
Embalse	780	341	1.215	-71,9%	-56,3%
Gas	33	0	4	-97,4%	-99,7%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	1.321	417	347	20,4%	-68,4%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.881	1.038	2.469		

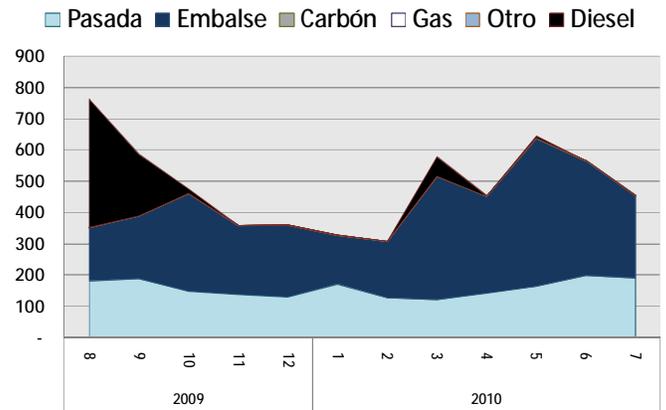
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

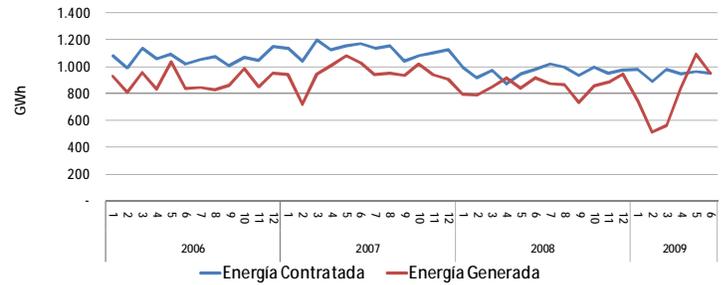
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante junio de 2009 fue de 953 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 947 GWh; por tanto, tuvo que realizar ventas de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de excedentario.

En la Figura 29 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

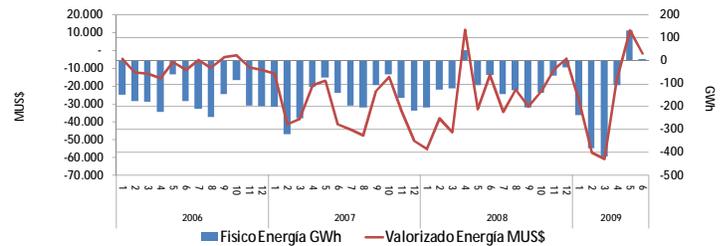


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 6,1 GWh, las que son valorizadas en 1,7 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Syste

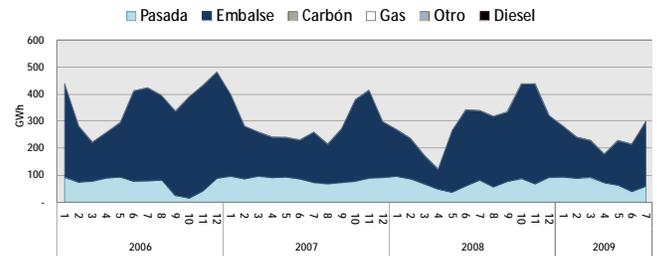
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

La producción utilizando centrales de embalse exhibe una mejora de un 36,8% respecto al mes anterior, y una baja de un 6,5% en relación a julio de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un aumento de un 46,1% respecto a junio de 2009, con una baja de un 29,2% en relación al año pasado.

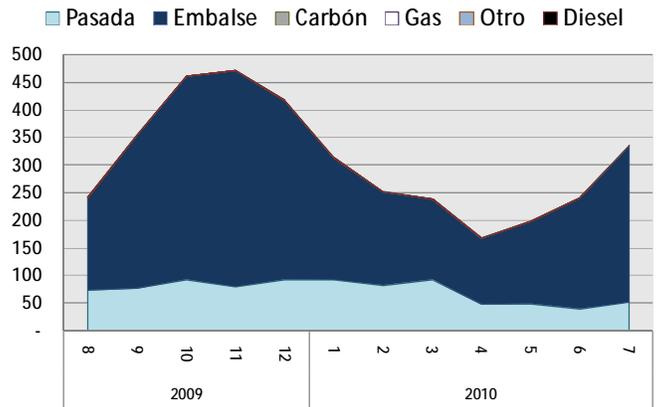
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 20: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	40	59	83	46,1%	-29,2%
Embalse	176	241	258	36,8%	-6,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	216	300	341		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.025	881	16,4%
Embalse	3.096	2.459	25,9%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	4.121	3.340	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	174	59	216	-72,9%	-66,4%
Embalse	451	241	780	-59,0%	-46,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	626	300	995		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

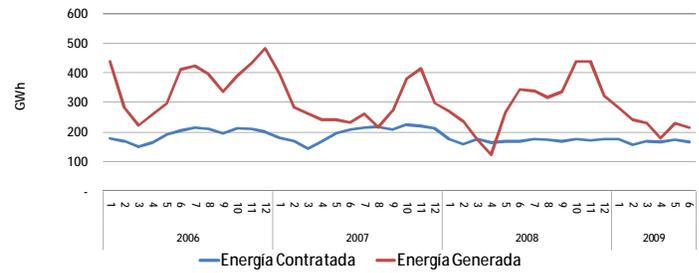
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante junio de 2009 fue de 216 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 168 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 33 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 33: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

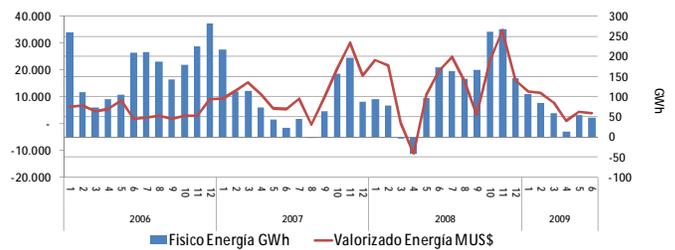


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de junio de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 48,8 GWh, las que son valorizadas en 3,8 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

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

Figura 35: Energía mensual generada en el SING

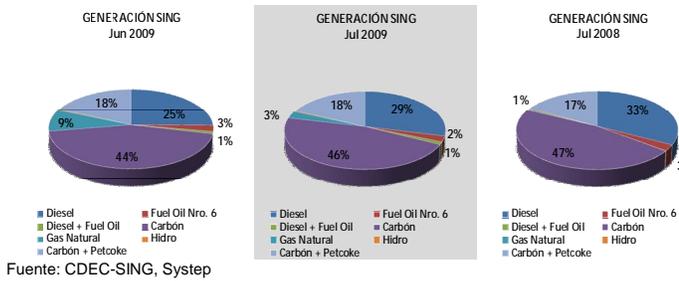
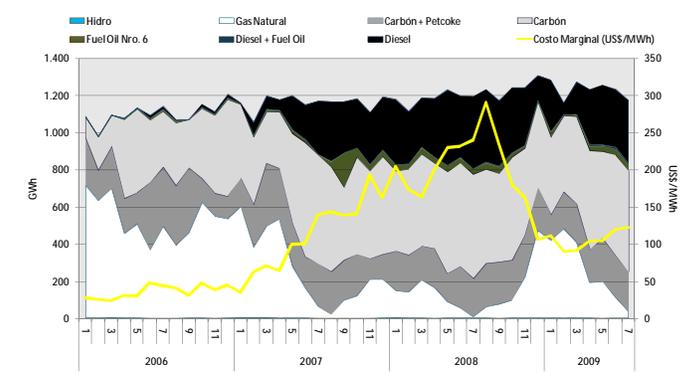


Figura 36: Generación histórica SING (GWh)



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de julio la generación de energía en el SING disminuyó en un 4,8% respecto a junio de 2009, disminuyendo en 1,8% respecto a julio de 2008.

Se observa que la generación diesel aumentó un 9,1% con respecto a junio de 2009; la generación a carbón aumentó en un 0,6%. La generación con gas natural disminuyó en 67,9% respecto al mes pasado, encontrándose en niveles mínimos.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Los costos marginales del SING durante el mes de julio han llegado a valores promedio cercanos a 123 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 2,2% respecto al mes anterior.

Figura 37: Generación histórica SING (%)

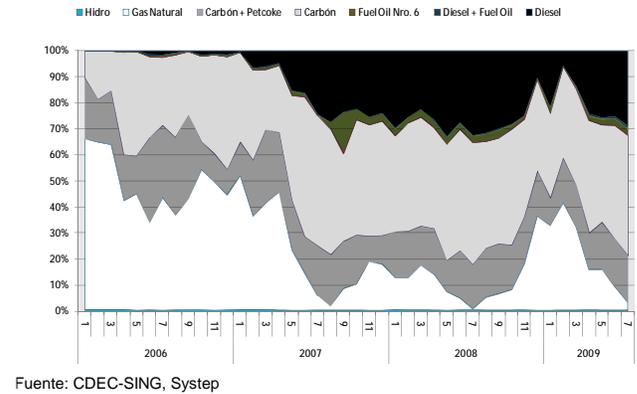
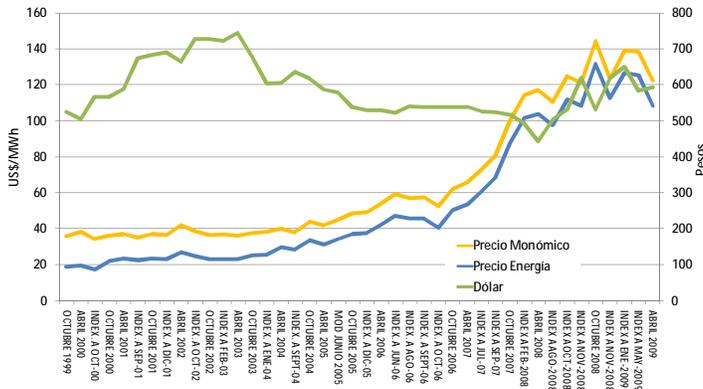
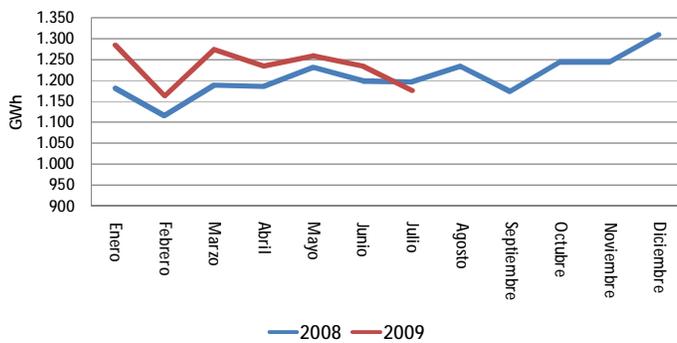


Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo

El día lunes 15 de junio fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SING, correspondientes a la fijación realizada en abril de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de este año.

Los valores definidos por la autoridad son de 108,43 US\$/MWh para el precio de la energía y 8,52 US\$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 122,04 US\$/MWh. Este valor representa una baja de un 15,30% en dólares respecto a la fijación de octubre de 2008, y una disminución de 5,28% en pesos.

Generación de Energía

En el mes de julio, la generación real del sistema fue de 1.176 GWh. Esto representa una disminución de 1,8% con respecto al mismo mes del 2008.

En el año 2008, al mes de julio se generaron 8.299 GWh; mientras que durante el año 2009 se han generado 8.624 GWh, lo que representa un aumento de un 3,9%.

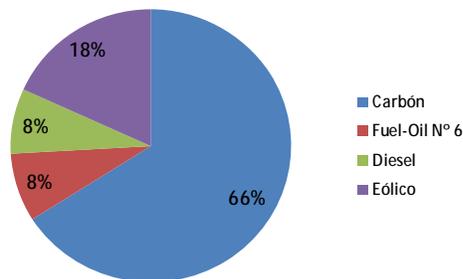
Tabla 23: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.682	5.359

Aprobado	525	918
En Calificación	2.157	4.441
TOTAL	2.682	5.359

Fuente: SEIA, Systep

Figura 40: 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 principios de agosto de 2009, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.682 MW (2.157 MW en calificación), con una inversión de 5.359 MMUS\$.

Tabla 24: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

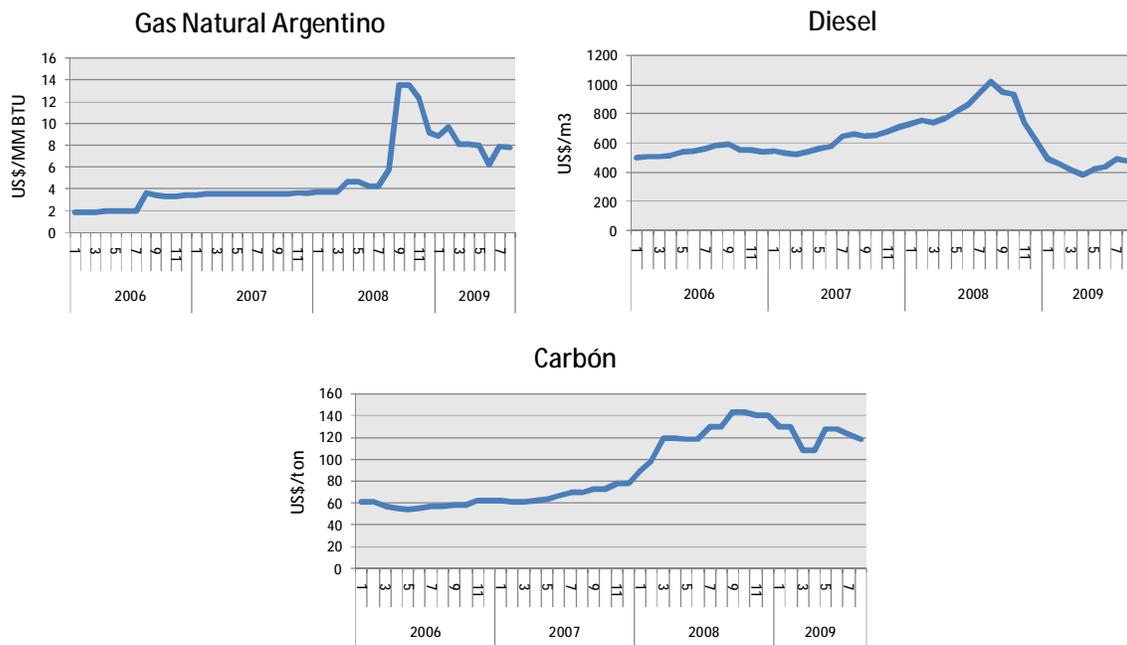
Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Codrane	NORGEN S.A.	560	1100	11-07-2008	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Pacifico	Rio Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Granja Eólica Calama	Codeco Chile, División Codeco Norte	250	700	22-06-2009	En Calificación	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoelectrica Salar	Codeco Chile, División Codeco Norte	85	55	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDI DA UMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gabby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	36	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	En Calificación	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
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	EN ORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrogenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,8	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Precios de combustibles

En la Figura 41 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación.

Figura 41: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systeop

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

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	28	35	204	112
Febrero	26	63	174	90
Marzo	24	72	164	92
Abril	31	65	201	105
Mayo	30	101	230	105
Junio	49	101	232	120
Julio	45	140	241	123
Agosto	41	143	291	-
Septiembre	31	139	236	-
Octubre	48	141	181	-
Noviembre	39	194	164	-
Diciembre	46	163	106	-

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

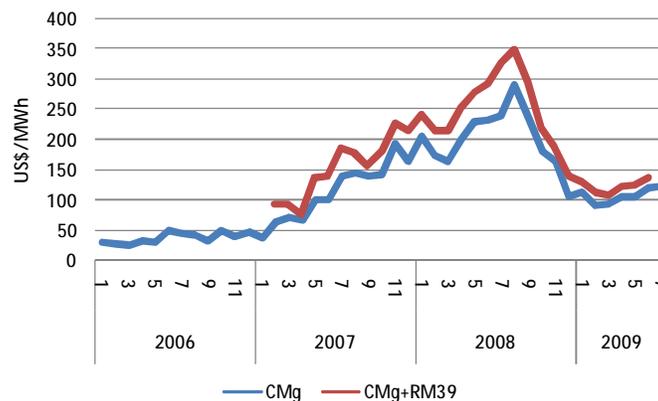
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año pasado 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.

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 42 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 2009, 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 17,7 US\$/MWh.

Figura 42: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para julio, determinado a comienzos de agosto de 2009, es de 73,06 \$/kWh, que representa una disminución de 10,44% respecto al Precio Medio Base, de 81,58 \$/kWh.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 26 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

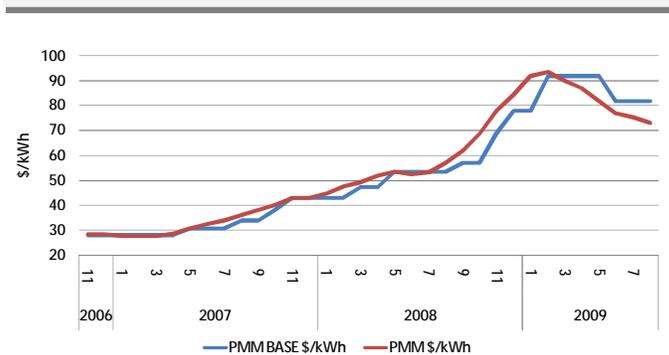
En total se incorporarán 795 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años y una central diesel. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural. Cabe destacar que durante el mes de julio comenzaron las pruebas de puesta en servicio de la central Tamaya, de Electroandina, la que aportará 104 MW al sistema.

Unidades en Mantenimiento

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

- TG1B: 129 MW en agosto.
- TG2A: 130 MW en agosto.
- TGIQ: 24 MW en septiembre.
- TG11: 208 MW en octubre.
- CTM1: 166 MW en septiembre y octubre.
- NTO1: 136 MW en septiembre y octubre.
- NTO2: 141 MW en octubre.
- TG1 y TG2: 50 MW en octubre.
- U10: 38 MW en septiembre.
- U11: 38 MW en octubre.
- U13: 86 MW en agosto.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
ZOFRI_3	Norgener	Diesel	Nov-09	4,8
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)				795

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, Edelnor, GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener.

Al mes de julio de 2009, el actor más importante del mercado es GasAtacama, con un 26% de la producción total de energía, seguido por Electroandina con un 24% y por Edelnor con un 22%.

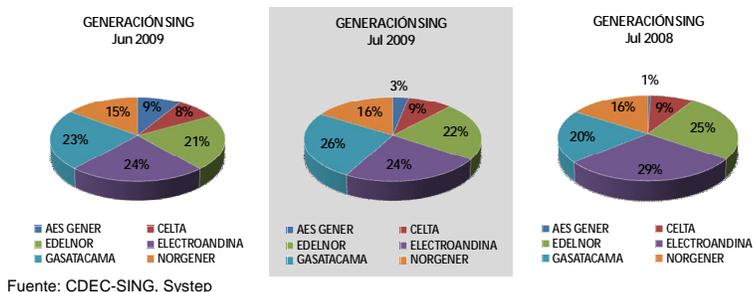
En un análisis por empresa, se observa que GasAtacama, Celta y Norgener aumentaron su producción en un 5,5%, 2,7% y 3,1% en relación a junio de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, AES Gener, Electroandina y Edelnor, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 66,0%, 3,6% y 0,7%, respectivamente.

En la Figura 44 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 45 se presentan las transferencias de energía de las empresas en junio de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Norgener y Edelnor; la primera pasó de ser deficitaria a excedentaria, mientras que la segunda pasó de ser excedentaria a deficitaria.

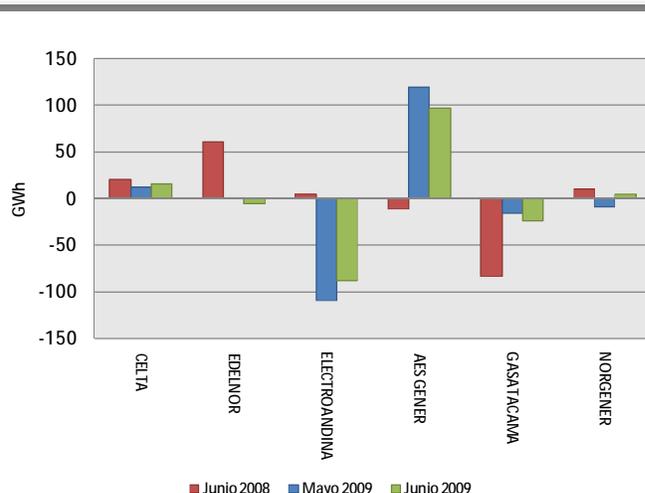
Cabe destacar que en el mes de julio comenzaron las pruebas de operación del primer Pequeño Medio de Generación (PMG) en el SING, que corresponde a una unidad diesel INACAL de la empresa Inacal, filial de Cementos Bío-Bío S.A., con una capacidad de 6,8 MW.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

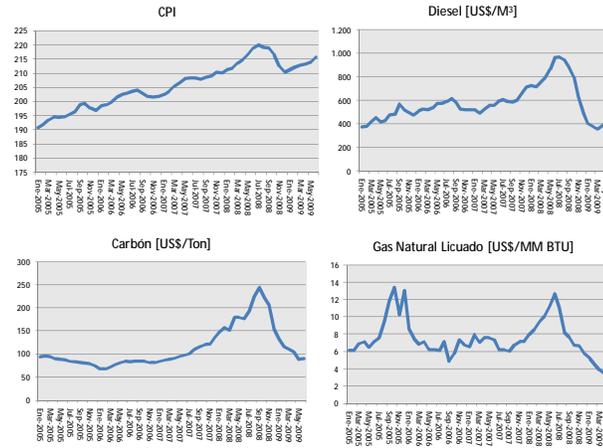
ANEXOS

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Con fecha 20 de julio, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre una discrepancia entre Electroandina S.A. y la Dirección de Peajes (DP) del CDEC-SING, respecto al Informe de Valorización de Transferencias (IVT) correspondiente al mes de abril, emitido por la DP el 18 de mayo de 2009. La discrepancia surge respecto al procedimiento de cálculo de las compensaciones debido al mayor sobre costo del sistema por requerimientos de seguridad, en correspondencia con la Resolución Ministerial N°39 (RM39). En particular, para el cálculo de las compensaciones debido al funcionamiento de una central en su mínimo técnico, debe realizarse una simulación súper-óptima de la operación, esto es, sin considerar las restricciones de seguridad. El sobre costo en la operación real en comparación a la operación simulada será compensado a quienes resulten perjudicados por aquellos agentes que se vieron beneficiados de la operación real del sistema. En el caso presentado por Electroandina, dos de sus centrales se vieron desplazadas de la operación real por la central que operó a mínimo técnico, a pesar de tener costos menores de generación. Esto se debe a que la metodología que aplica el CDEC-SING sólo considera a las unidades que fueron despachadas en la operación real dentro de la simulación súper-óptima, lo que conlleva que centrales que fueron desplazadas por criterios de seguridad no pueden ser compensadas por la energía no generada. El Panel decidió por mayoría, con dos votos en contra, no acoger la propuesta de Electroandina, que solicitó que se incluya en la simulación súper-óptima a aquellas unidades generadoras que no fueron despachadas en la operación real, y que dicho procedimiento sea aplicado en el futuro para los cálculos de IVT. Entre los motivos en consideración por el Panel se encuentra un mayor sobre costo para el sistema al considerar pagos por la energía no generada de aquellas centrales desplazadas de la generación real. Sin embargo, en la actualidad se realizan pagos a aquellas centrales que, participando en la operación real, deben disminuir su generación por efecto de la central que opera en mínimo técnico, criterio que en opinión de los votos de la minoría, también debería ser aplicado a aquellas unidades que fueron desplazadas de la operación real a pesar de tener un menor costo de generación que la central que opera a mínimo costo por motivos de seguridad.

Índice Precio de Combustibles

Figura II-I: Índice Precio de Combustibles



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

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio				Fórmula de Indexación				
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	56,10	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	56,26	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	6,53	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	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: System

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

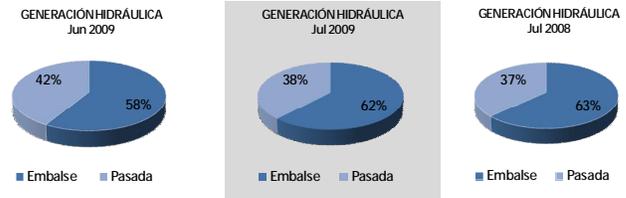
La generación en el SIC en el mes de julio, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -5,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 18,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 20,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -6,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un 25,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 25,7% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -2,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 9,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 13,7% en relación a los últimos 12 meses.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008
Embalse	1.112	1.397	1.499
Pasada	790	862	887
Total	1.902	2.259	2.385



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

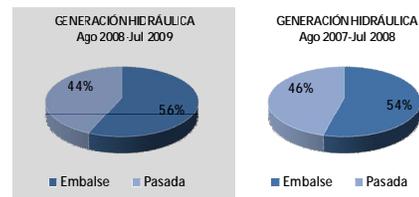
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3
Embalse	2.882	1.397	4.680
Pasada	2.428	862	2.751
Total	5.309	2.259	7.431



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

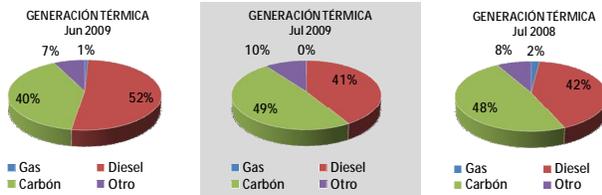
GENERACION HIDRÁULICA		
	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008
Embalse	13.863	11.031
Pasada	10.700	9.411
Total	24.563	20.442



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

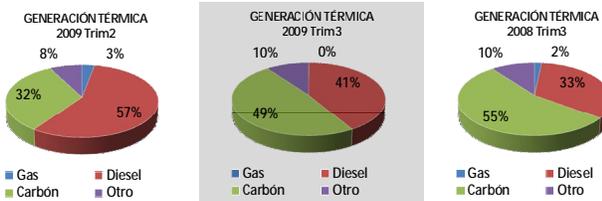
GENERACION TÉRMICA			
	Jun 2009	Jul 2009	Jul 2008
Gas	11	0	23
Diesel	791	519	495
Carbón	614	609	574
Otro	112	126	98
Total	1.528	1.255	1.190



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

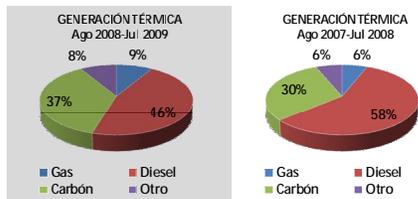
GENERACION TÉRMICA			
	2009 Trim2	2009 Trim3	2008 Trim3
Gas	144	0	51
Diesel	2.771	519	1.006
Carbón	1.591	609	1.641
Otro	376	126	311
Total	4.882	1.255	3.009



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Ago 2008-Jul 2009	Ago 2007-Jul 2008
Gas	1.450	1.271
Diesel	7.805	12.319
Carbón	6.255	5.422
Otro	1.450	1.319
Total	16.959	21.331



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 5,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -17,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -20,5% en relación a los últimos 12 meses.

Las centrales que utilizan como combustible el gas natural, presentan una variación de -98,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -96,8% en comparación al mes recién pasado y de un 14,1% en relación a los últimos 12 meses.

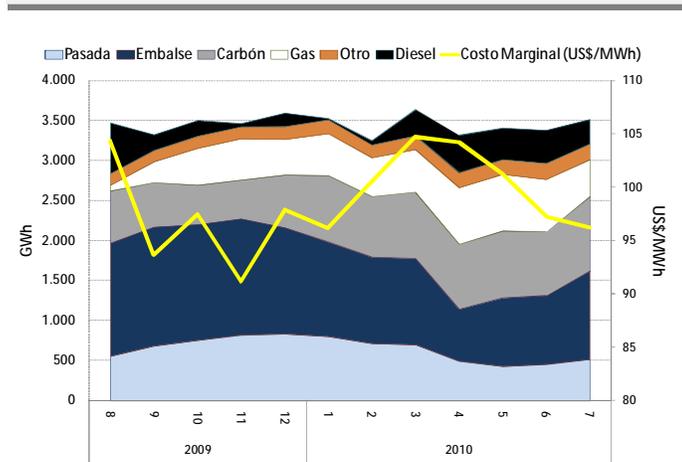
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de 5,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -34,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -36,6% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 6,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 29,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 12,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 9,9% en relación a los últimos 12 meses.

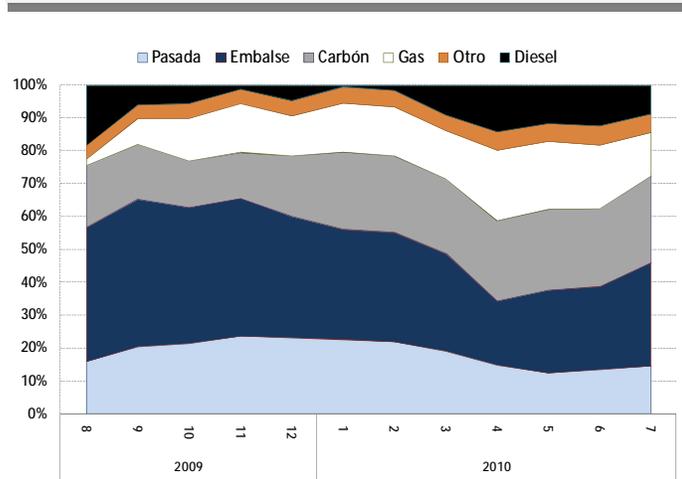
Generación del SIC bajo hidrología Seca

Figura IV-I: Generación proyectada SIC, hidrología seca (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura IV-II: Generación proyectada SIC, hidrología seca (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a junio 2009 (\$)

EMPRESA	Cuentas pendientes por diferencias Sept-08 Abr-09				Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Junio-09)			
	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Jun-09	Total Saldo Acumulado May-09	Diferencia Jun-09	Recaudacion Jun-09	Total Saldo Acumulado Junio-09
	\$	\$	\$		\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	15.030.112.627	23.546.524.071	8.516.411.444	8.453.536.366	22.646.782.862	473.386.779	-823.968.179	22.374.453.515
COLBUN	77.199.791.312	121.129.998.763	43.930.207.451	43.603.181.500	115.298.457.356	2.403.909.517	-4.195.972.837	113.904.787.972
ENDESA	99.094.079.939	155.227.035.536	56.132.955.597	55.720.371.316	152.123.308.236	3.116.740.211	-5.552.803.184	150.212.881.120
SGA	3.896.769.727	6.068.202.069	2.171.432.342	2.155.950.267	4.951.677.748	144.229.630	-178.638.819	4.934.378.227
PUYEHUE	1.210.580.410	1.889.850.303	679.269.893	674.275.884	1.818.547.068	37.766.192	-66.152.383	1.796.444.553
GUACOLDA	12.760.926.641	19.908.597.300	7.147.670.659	7.096.108.477	18.024.623.256	474.770.277	-652.708.443	17.908.966.067
GENER	33.236.312.864	51.979.515.777	18.743.202.913	18.606.536.924	48.267.972.903	1.185.196.320	-1.754.803.323	47.865.147.557
ESSA	18.325.888.058	28.722.609.412	10.396.721.355	10.319.592.477	28.028.996.417	570.544.549	-1.020.987.745	27.675.402.584
IBENER	2.325.922.798	3.644.479.222	1.318.556.425	1.308.813.577	3.455.236.738	72.847.739	-187.624.765	3.352.398.687
ARAUCO	6.592.532.036	10.349.017.217	3.756.485.182	3.728.049.512	9.715.773.541	187.019.236	-353.815.041	9.582.548.916
CAMPANARIO	7.382.783.010	11.559.796.714	4.177.013.703	4.146.233.432	8.419.858.229	245.686.124	-298.791.889	8.395.845.833
ELEKTRAGEN	1.643.700.896	2.565.217.481	921.516.585	915.508.778	2.083.822.293	57.563.384	-74.940.894	2.073.645.072
FPC	437.398.997	706.875.322	269.476.325	267.215.952	690.260.196	0	-25.949.463	666.695.808
SC DEL MAIPO	89.069.962	139.609.539	50.539.576	50.165.533	121.343.182	2.750.525	-4.526.017	119.986.971
TECNORED	754.114.591	1.180.357.501	426.242.910	423.114.831	823.011.774	24.672.375	-29.801.014	820.726.910
POTENCIA CHILE	3.572.267.148	5.581.042.703	2.008.775.555	1.994.115.680	3.238.626.742	122.637.185	-114.558.051	3.257.896.392
SAGESA	0	0	0	0	19.697.447	0	0	19.765.508
GESAN	28.799.147	45.144.845	16.345.698	16.224.667	22.251.424	889.391	-760.877	22.456.824
PACIFIC HYDRO	266.314.140	417.271.991	150.957.851	149.842.608	162.847.286	8.350.397	-5.226.863	166.533.510
LA HIGUERA	2.411.968.738	3.775.938.262	1.363.969.524	1.353.869.428	1.301.982.530	78.233.498	-40.128.522	1.344.586.282
HIDROMAULE	643.928.496	1.024.291.584	380.363.088	378.147.220	345.577.962	19.764.252	-9.879.415	356.656.884
ELECTRICA CENIZAS	192.417.834	294.091.799	101.673.965	101.302.190	87.619.489	11.644.439	-1.476.697	98.089.985
EPSA	567.390.591	862.486.974	295.096.383	294.852.454	261.673.329	25.067.660	-6.132.494	281.512.662
EL MANZANO	74.029.746	111.816.576	37.786.830	37.761.569	31.018.239	5.764.574	-741.601	36.148.390
LOS ESPINOS	1.274.832.590	1.818.461.599	543.629.009	544.153.200	411.142.134	131.366.396	-190.629	543.738.532
ENLASA	1.775.751.092	2.549.629.225	773.878.133	774.627.957	580.046.558	190.197.986	-2.024.364	770.224.431
CRISTORO	7.931.539	11.508.814	3.577.274	3.579.571	2.828.638	741.159	0	3.579.571
PETROPOWER	2.421.613.017	3.778.724.414	1.357.111.397	1.347.295.553	1.824.557.707	85.892.146	0	1.916.754.297
GAS SUR	76.280.532	103.017.211	26.736.679	26.757.812	6.115.976	20.620.703	0	26.757.812
ORAFI	1.092.742	1.455.438	362.697	363.324	181.524	181.172	0	363.324
NUEVA ENERGIA	88.035.184	117.494.933	29.459.749	29.506.453	13.516.586	15.943.163	0	29.506.453
TOTAL	293.382.636.404	459.110.062.596	165.727.426.192	164.521.054.510	424.779.355.369	9.714.376.979	-15.402.603.509	420.558.880.649

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Comiente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cueno	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	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	En Calificación	Embalse	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
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	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Térmica Cardones	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidráulica Canelina 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	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espirito	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	En Calificación	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Baufista 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 Mañencillo	Empresa Eléctrica Vallendar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina (e-seia)	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Asemeaderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorado	Barriek Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA ModifCH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zafarfu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC (CONTINUACIÓN)

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA 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	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo FO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguasCalientes	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
Minicentral 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 de Pasada Carilafquén-Malacahuello	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	II
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
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 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 Butamal, Región del Bio-Bio CH Butamal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	En Calificación	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	En Calificación	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
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ersenada-Río Blanco, Parte Nº2	Hidroeléctrica Ersenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallerar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	II
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	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	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº2	Respaldo	II
INSTALACIÓN DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	3,5	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CH Diuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	En Calificación	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@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Alejandro Navarro Espinosa

Gerente de Estudios

anavarro@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Especialista Generación

jmoreno@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios SIC

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios SING

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

