Systep Ingeniería y Diseños
Fono: 56-2-2320501 |Web: www.systep.cl| Contacto: reporte@systep.cl

[Volumen 2, número 11]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Noviembre 2009

Contenido

Artículos de interés especial

Editorial 2
SIC 5
- Análisis General 6
- Análisis Precio de Licitación 9
- Estado de los Embalses 11
- Análisis Precios de los Combustibles 12
- Análisis Precios Spot 13
- Análisis Precio Medio de Mercado 14
- RM 88 14
- Análisis Parque Generador 15
- Resumen Empresas 17

SING 26
- Análisis General 27
- Análisis Precio de Licitación 30
- Análisis Precios de los Combustibles 30
- Análisis Precios Spot 31
- Análisis Precio Medio de Mercado 32
- Análisis Parque Generador 32
- Resumen Empresas 33

ANEXOS 34
- Índice Precio de Combustibles
- Análisis por tecnología de Generación SIC
- Generación del SIC bajo Hidrología Seca
- RM88
- Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC
- Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Noticias

NOVEDADES: Ver ANEXO VI Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Codelco y GDF Suez acuerdan fusión de sus activos eléctricos. (Fuente: Codelco, 06/11/09)

Falta de decreto de ley de energía renovable alerta a privados. (Fuente: Diario Financiero, 03/11/09)

Hidroaysén es calificado de "ilegal" por incumplimiento de tratado con Argentina. (Fuente: Invertia, 03/11/09)

Parque eólico Totoral de SN Power comienza exitosamente proceso de energización. (Fuente: Agencia Nexos, 30/10/09)

Proyecto de Xstrata en Aysén recibe numerosos reparos por tema sísmico. (Fuente: Diario Financiero, 28/10/09)

Celfin Capital y Fundación Chile lanzan bolsa de bonos de carbono. (Fuente: Diario Financiero, 27/10/09)

Cuatro proyectos eléctricos interesados en sumarse a la línea de HidroAysén. (Fuente: La Tercera, 26/10/09)

Presidenta Michelle Bachelet inaugura terminal de GNL Quintero. (Fuente: Electricidad Interamericana, 22/10/09)

Colbún mantiene conversaciones para sellar acuerdo por GNL. (Fuente: Estrategia, 21/10/09)

HidroAysén retoma el trámite de su proyecto. (Fuente: El Mercurio, 21/10/09)

Argentina plantea a Chile interés en comprar gas natural licuado. (Fuente: La Tercera, 19/10/09)

CNE informa indexación y entrega informe definitivo de precios de nudo de octubre 2009. (Fuente: CNE, 15/10/09)

Clientes libres logran participar en ente a cargo del sistema eléctrico: CDEC-SIC. (Fuente: Diario Financiero, 09/10/09)

GDF Suez inaugura Parque Eólico Monte Redondo. (Fuente: Diario Financiero, 09/10/09)

Editorial

En esta oportunidad se examina la fijación de Precios de Nudo de octubre pasado, incorporando una mirada al año 2010, cuando comienzan a regir los contratos de suministro de las distribuidoras, adjudicados mediante licitaciones. Adicionalmente, se analiza la nueva versión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio publicada recientemente.

Nuevo Cálculo de Precios de Nudo

En el mes de octubre se realizó una nueva fijación de precios de nudo[1], la última antes de la entrada en vigencia, en enero de 2010, de los precios de energía y potencia obtenidos en los procesos de licitación de las distribuidoras. Como resultado de esta fijación, el precio calculado en pesos en la barra Quillota 220 (40,14 $/kWh) disminuye un 14,39% respecto al precio de abril (46,89 $/kWh) y un 1,32% frente a la indexación correspondiente a octubre (40,68 $/kWh). El nuevo precio comenzará a regir cuando se publique el Decreto de Precios de Nudo respectivo. La baja en los precios se origina en un aumento de la participación del carbón en la generación eléctrica en desmedro del diesel, a la caída del crecimiento de la demanda y a una disminución en el precio del dólar, lo que reduce finalmente los costos de abastecimiento a clientes finales.

A partir de 2010, entrarán en vigencia los primeros contratos de suministro entre empresas generadoras y distribuidoras, resultados de los procesos de licitación realizados en los últimos años. Cada uno de estos contratos de suministro contiene un precio de energía por el correspondiente bloque de energía licitado y su fórmula de indexación respectiva; tales precios reciben en la Ley el nombre de “precios de nudo de largo plazo”. La energía tarificada mediante los precios de nudo de largo plazo en el SIC, corresponderá en 2010 a 20.726 GWh/año, equivalentes al 73% del total de la energía adjudicada en las licitaciones del sistema (28.226 GWh/año). Con el comienzo de la vigencia de los nuevos precios, cada distribuidora tendrá un precio de nudo en su zona de concesión, calculado como el promedio ponderado por la energía de los precios vigentes de sus suministros regulados, conforme a los contratos respectivos. No obstante, estos precios de nudo no pueden apartarse en más de un 5% respecto al promedio de todos los precios de nudo indexados; en caso que esto suceda, la diferencia positiva o negativa será absorbida por el resto de los suministros regulados, a prorrata de la energía consumida.

[1] Cabe recordar que la fijación de precios de nudo del mes de octubre de 2009 rige a partir del 1 de noviembre de este año, haciéndose efectiva de forma retroactiva una vez publicado el Decreto Supremo respectivo. Mientras dicho documento oficial no sea publicado, el precio de nudo vigente es el que se origina de la indexación del mes de octubre.

Los precios anteriores serán fijados mediante decreto por el Ministerio de Economía, los cuales serán dictados en ocasión de las fijaciones de precio de nudo de abril y octubre de cada año, cuando entre en vigencia un nuevo contrato de suministro licitado o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente. Con respecto a este último punto, se realizarán indexaciones cuando el precio de nudo de un suministro varíe en más de un 10% al aplicar la fórmula de indexación respectiva. La estructura de las fórmulas de indexación depende de la variación de los precios de combustibles y del Consumer Price Index (CPI) de Estados Unidos. Sin embargo, para los suministros licitados en el tercer proceso de licitación, existe una fórmula especial de indexación que se aplica en los años 2010 y 2011, la cual depende del índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimestral 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. Este índice se compara respecto al valor base de 88,22 US$/MWh fijado en las bases de licitación del tercer proceso, el cual refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados.

Dado que el costo marginal depende de la volatilidad de los precios de combustible y la participación hidráulica en la generación del sistema, existe la posibilidad que durante los años 2010 y 2011 se produzcan indexaciones con mayor frecuencia a la actual, lo que generaría incertidumbre en los precios regulados, más aún cuando la base de comparación está fija. Por lo tanto, habría indexaciones frecuentes mientras la variación acumulada de los precios de nudo de largo plazo indexados al costo marginal sea superior al 10%. Por ejemplo, en base a las proyecciones entregadas por el CDEC-SIC en el mes de noviembre, se tiene que durante el período febrero – abril de 2010, el índice de corto plazo de suministro alcanzaría un valor aproximado de 103 US$/MWh, el cual representa un 17% por sobre el precio base definido en la indexación, gatillando de esta manera una indexación del precio.

Nueva Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

El 16 de octubre de 2009 fue publicada en el Diario Oficial la Resolución Exenta Nº 85, que modifica la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) para los sistemas interconectados SIC y SING, la cual entrará en vigencia dos meses después de la fecha de publicación. La NTSyCS establece las exigencias para la seguridad y calidad de servicio eléctrico al definir los valores límites de las principales variables eléctricas, de acuerdo a los estados de operación del sistema, permitiendo un adecuado control de tensión, frecuencia y factor de potencia. Las exigencias son aplicables a las instalaciones eléctricas de los coordinados, lo cual abarca a empresas generadoras, empresas de transmisión troncal, subtransmisión y/o adicional, empresas distribuidoras y clientes libres que se conectan a un sistema de transmisión.

La norma actualmente en vigencia fue desarrollada por un consorcio internacional liderado por Systep y publicada en el año 2005, con modificaciones realizadas en los años 2006 y 2007. En su artículo 1-10 se indica que la Comisión Nacional de Energía (CNE) deberá evaluar cada 4 años el funcionamiento y eficiencia de la norma, considerando informes que realice la Dirección de Operación de cada CDEC respecto a los problemas surgidos en la implementación de la norma y la opinión de los Coordinados sobre dicho informe. Estos estudios fueron presentados a la CNE el 30 de junio de 2007; de su análisis y de la revisión de la norma, la CNE determinó que algunas exigencias requerían especificaciones en mayor detalle y que además se debían incorporar nuevas exigencias ante la aparición de nuevas tecnologías que podrían incorporarse a los sistemas eléctricos chilenos.

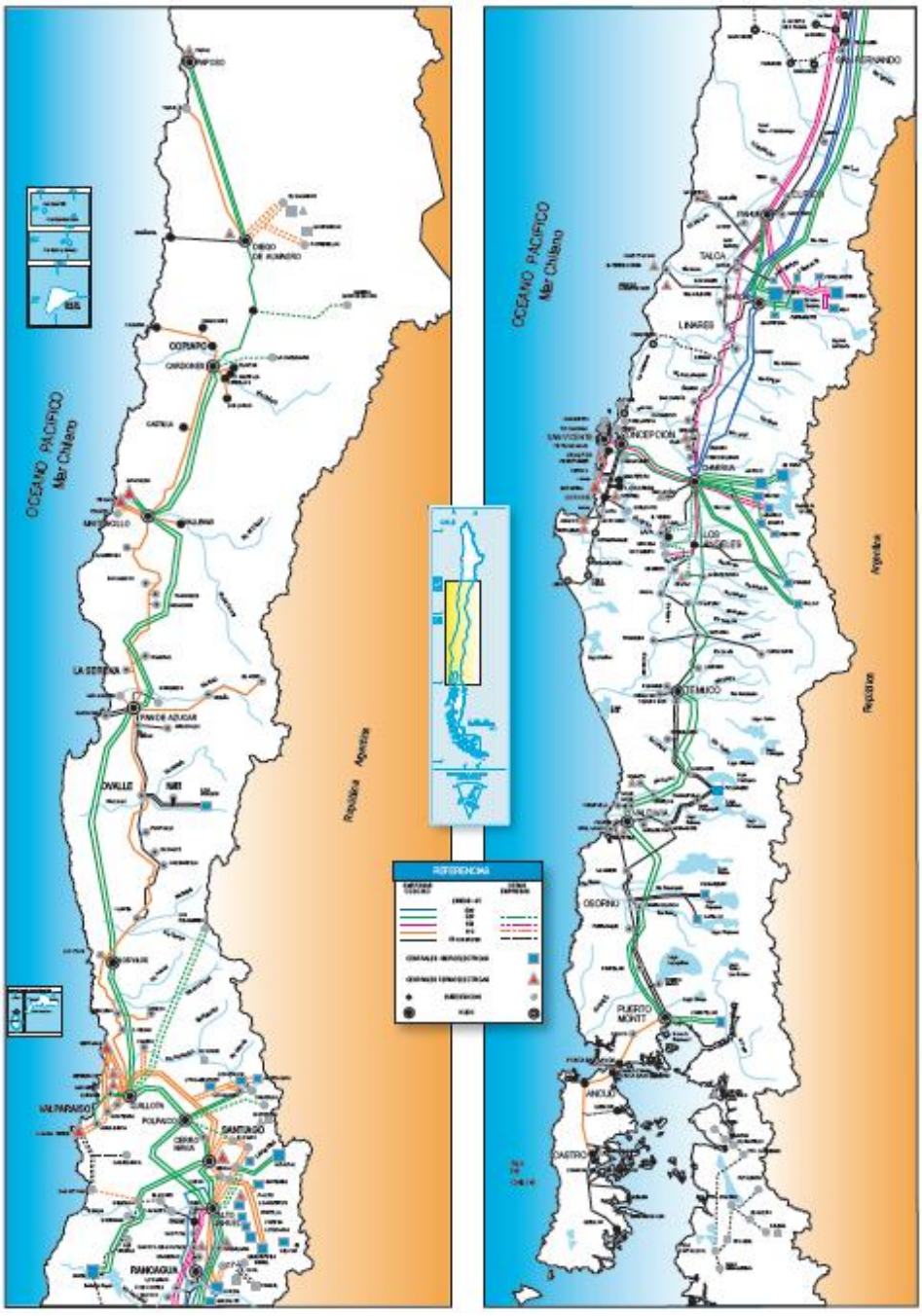
La principal novedad de esta norma es la incorporación de un capítulo con estándares de calidad de producto eléctrico en las instalaciones de los coordinados (tensiones superiores a 23 kV), tema que no había sido tratado en la normativa original y cuya finalidad es disminuir la contribución a la contaminación de la red de las instalaciones eléctricas de los coordinados, lo cual puede producir efectos indeseados y reducción de la vida útil en la operación de los equipos interconectados. La calidad de producto eléctrico se caracteriza por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro, siendo definida inicialmente en el Decreto Supremo Nº 327 de 1997, en el cual se indican las variables a utilizar para medir la calidad de producto. El decreto indicado definió límites para cada una de las variables en artículos transitorios, dejando la tarea de definir límites definitivos a las normas técnicas específicas que se dictaran al efecto. En respuesta a este requerimiento la NTSyCS define límites para la cantidad de armónicas de corriente, fluctuaciones de tensión, severidad de parpadeo o "flicker", componentes de secuencia negativa y armónicas de tensión. Al comparar las exigencias planteadas en la nueva norma con las indicadas en los artículos transitorios del DS Nº 327, se observa que las exigencias son prácticamente iguales, con algunas modificaciones y con mayores detalles en la metodología utilizada para calcular algunos indicadores.

Otro elemento adicional es la incorporación de la definición de enlaces de corriente continua (HVDC), la inclusión de las severidades que pueden afectar a dichos sistemas y la definición de exigencias de calidad y seguridad específicas, todo lo anterior en concordancia con la posibilidad que se instalen líneas de transmisión que operen en corriente continua para transportar la energía generada en la región de Aysén a la zona central del país.

Finalmente, otra incorporación relevante es la inclusión de exigencias específicas de estabilidad de tensión y factor de potencia para parques eólicos, los cuales no eran tratados en la normativa original. Adicionalmente, hay nuevas exigencias definidas para la conexión de centrales al sistema troncal. Esto último es relevante, en particular, para enfrentar problemas cuando existen varios interesados en conectarse a un mismo circuito, ya que se requieren construir subestaciones seccionadoras con características de redundancia suficiente para realizar mantenimientos, sin modificar la configuración topológica. En este sentido, si bien no está dentro del ámbito de la norma técnica el definir consideraciones que permitan clasificar o no como parte del sistema troncal a las instalaciones requeridas para materializar la conexión, y en particular a las subestaciones seccionadoras, se plantean interrogantes en relación a estas subestaciones. En efecto, se podrían generar incertidumbres en su desarrollo, mientras no se dicte un reglamento que clarifique cómo se remunerarán las obras adicionales en el período comprendido entre la construcción de las obras y la realización de un nuevo estudio de expansión de la transmisión troncal, instancia en la cual se podrían clasificar dichas obras como troncales.

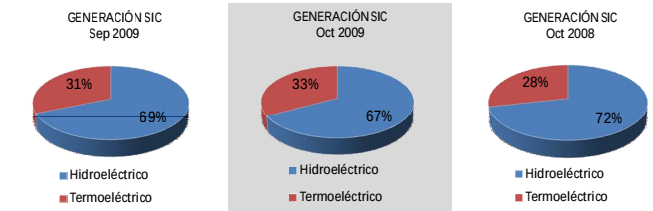
Para los clientes libres, las modificaciones incorporadas en esta nueva normativa técnica no supondrían un impacto económico inmediato, dado que las exigencias que tienen relación con la instalación de equipamiento de compensación de potencia reactiva en sistemas de transmisión adicional y subtransmisión, no entrarán en vigencia antes de 30 meses desde que comience a regir la nueva norma. Respecto a la calidad de producto, como se explicó anteriormente, corresponden a las mismas exigencias contenidas en los artículos transitorios del DS Nº327, por lo cual no representan nuevas exigencias en relación a las que están vigentes.

SIC
Sistema Interconectado Central



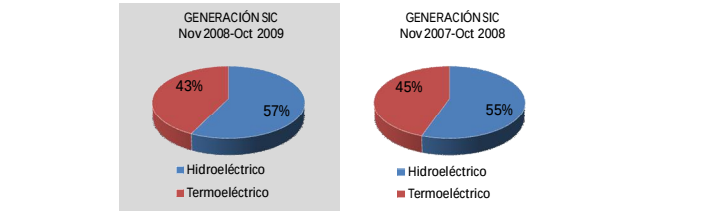
Fuente: CDEC-SIC

Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

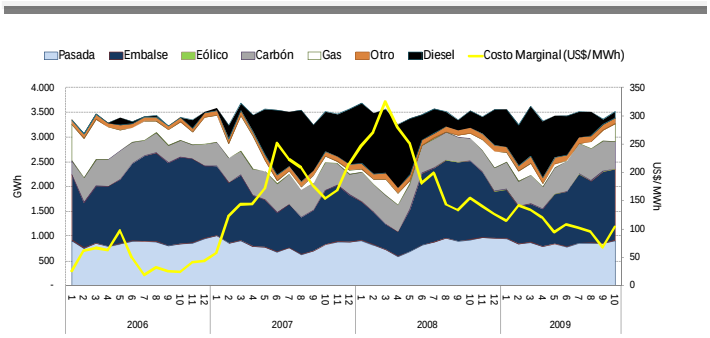
En términos generales, durante el mes de octubre la generación de energía en el SIC aumentó en un 4,6% respecto a septiembre de 2009, y disminuyó en un 0,4% respecto a octubre de 2008.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 2,1% respecto de septiembre de 2009, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 10,2%. De esta forma, un 67% de la energía consumida en el SIC en el mes de octubre fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de octubre el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un 0,9% respecto de septiembre de 2009. Por su parte, las centrales de pasada aumentaron su aporte en un 7,2% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 27,6%, la generación a carbón disminuyó en un 10,2%, mientras que la generación a gas aumentó en un 64,9% respecto de septiembre de 2009.

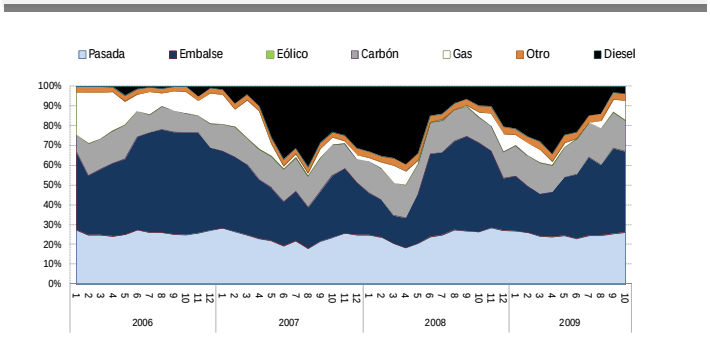
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de octubre llegaron a un valor promedio de 104 US$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 155 US$/MWh de octubre de 2008 representa una reducción de 33%.

Figura 3: Generación histórica SIC



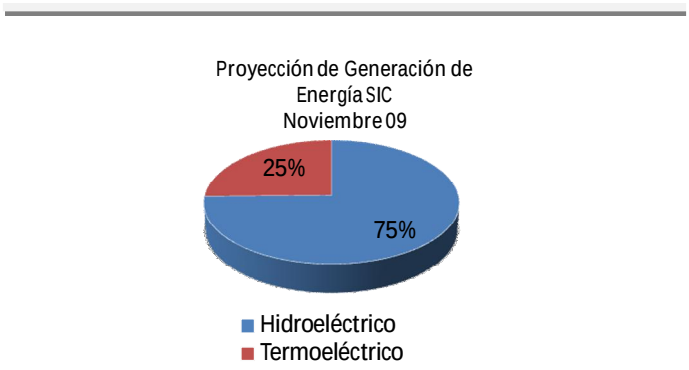
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



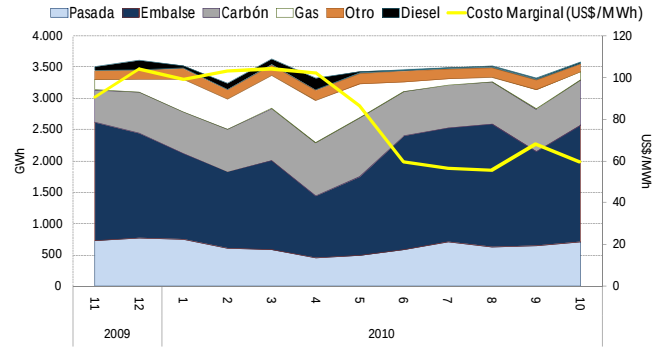
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Proyección de Generación de Energía noviembre 2009 SIC



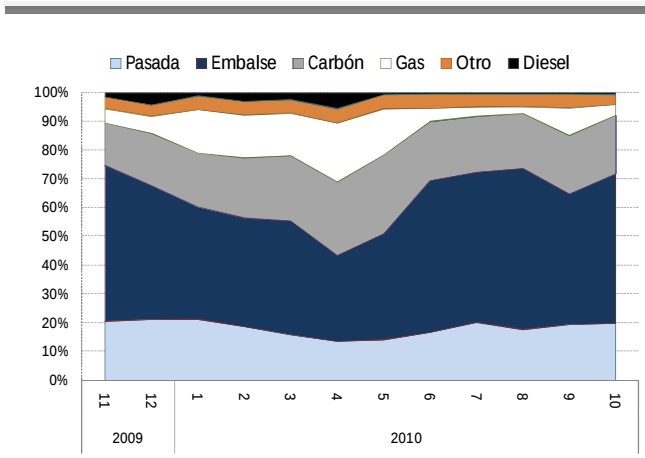
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de noviembre de 2009, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 75% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo III se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

La generación proyectada para los próximos meses muestra una baja generación en base a diesel en comparación con la generación histórica del SIC para los últimos tres años (Figura 3), encontrándose en niveles similares a los observados en 2006.

Lo anterior se explica principalmente debido a la entrada en operación de las centrales San Isidro (GNL) y Guacolda III (Carbón) durante el mes de septiembre de este año.

Además, se mantiene prevista la entrada de la central Ventanas III de Gener para el mes de enero del próximo año, en concordancia con los planes de operación vigentes.

Evolución del Precio Nudo

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

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de abril de 2009, el precio de la energía experimentó en el mes de septiembre de 2009 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 42,60 $/kWh y 4.793,15 $/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 51,88 $/kWh. Este valor representa una baja de 12% respecto al valor calculado en la fijación de abril de 2009.

Cabe recordar que la fijación de precios de nudo del mes de octubre de 2009 rige a partir del 1 de noviembre de este año, haciéndose efectiva de forma reactiva una vez publicado el Decreto Supremo respectivo. Mientras dicho documento oficial no sea publicado, el precio de nudo vigente es el que se origina de la indexación del mes de octubre.

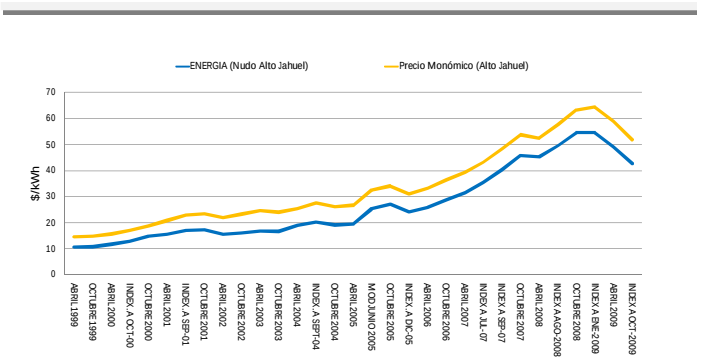
Generación de Energía

Para el mes de octubre, la generación de energía experimentó una baja de 0,4% respecto del mismo mes de 2008.

El programa de operación a 12 meses desarrollado por el CDEC proyecta que la generación de energía para el año 2009 será de 41.723 GWh. Comparado con los 41.819 GWh generados durante el año 2008, esto representaría una caída de 0,2%.

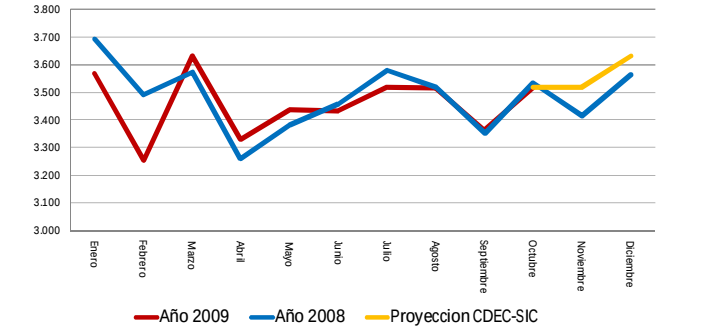
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía respecto al año 2008. Se puede apreciar que el consumo de energía se acerca paulatinamente a las condiciones presentadas el año pasado, señal de una lenta y gradual recuperación de la economía.

Figura 8: Precio nudo energía y monómico SIC



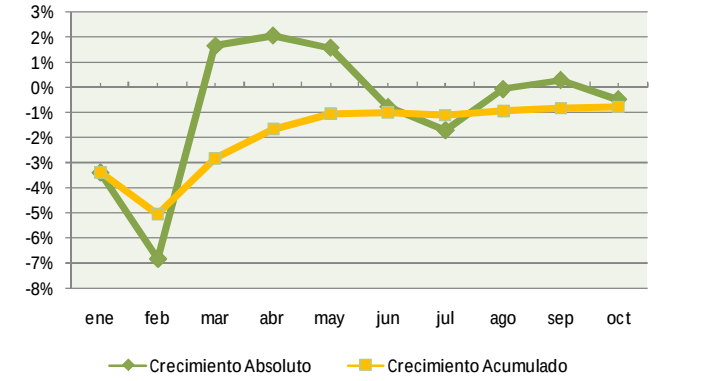
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Análisis Precios de Licitación SIC

La Ley Nº20.018, 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 y que se actualiza mediante la aplicación de indexadores (Ver Anexo I). La Tabla 1 presenta el precio promedio de venta ponderado por energía de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 2 hace lo propio 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 trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US$/MWh. 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 la licitación de un bloque de 850 GWh de la distribuidora CGE, el cual fue finalmente adjudicado en 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 licitación, se destaca que al indexar los contratos a octubre de 2009, el precio medio de la energía licitada, referido a la barra Quillota 220, queda en 75,27 US$/MWh y 57,95 US$/MWh para aquellos contratos que inician su suministro a partir del año 2010 y 2011 respectivamente. Finalmente, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 70,67 US$/MWh en la barra Quillota 220.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	74,1	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	74,5	6.782
Endesa	63,1	12.825
Guacolda	66,6	900
EMELDA	95,0	200
EPSA	98,1	75
Monte Redondo	92,7	275
Precio Medio de Licitación		**70,67**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

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 oct. 2009).

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	58,7	12.000
Chilquinta	82,0	2.567
EMEL	68,5	2.007
CGE	90,0	7.220
SAESA	65,8	4.432
Precio Medio de Licitación		**70,67**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Oct-09 Barra Suministro	Indexado Oct-09 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	71,6	71,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	71,2	70,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	71,5	71,5	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	83,4	83,4	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	74,3	74,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,3	66,0	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	66,8	66,0	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	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	63,8	65,6	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	65,0	66,8	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	60,6	59,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,3	59,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	59,9	58,6	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	53,0	52,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	59,8	59,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	52,5	52,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	52,8	52,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	52,7	52,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	51,8	51,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	57,4	57,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	48,6	49,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,8	52,7	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,8	52,7	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
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	105,0	98,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	67,2	66,6	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

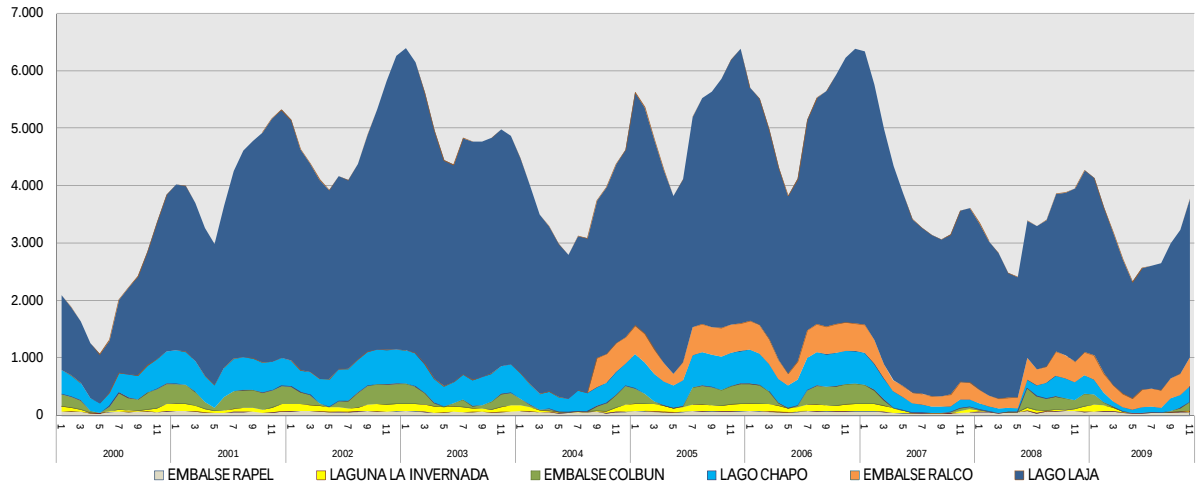
NOTA: En el Anexo I se pueden observar los respectivos coeficientes de indexación, tanto en valores base como en el porcentaje que representa en la evolución de los respectivos precios.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de noviembre de 2009 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.776 GWh, lo que representa un 17% más de lo registrado a comienzos del mes de octubre de 2009, y una disminución de 5% 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 noviembre de 2008.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008
EMBALSE	COLBUN	55	146	153
% de la capacidad máxima		15%	40%	42%
EMBALSE	RAPEL	66	60	81
% de la capacidad máxima		78%	71%	96%
LAGUNA	LA INVERNADA	9	28	35
% de la capacidad máxima		7%	21%	27%
LAGO	LAJA	2.500	2.755	3.021
% de la capacidad máxima		47%	52%	57%
LAGO	CHAPO	232	282	316
% de la capacidad máxima		37%	45%	50%
EMBALSE	RALCO	371	505	353
% de la capacidad máxima		73%	100%	70%

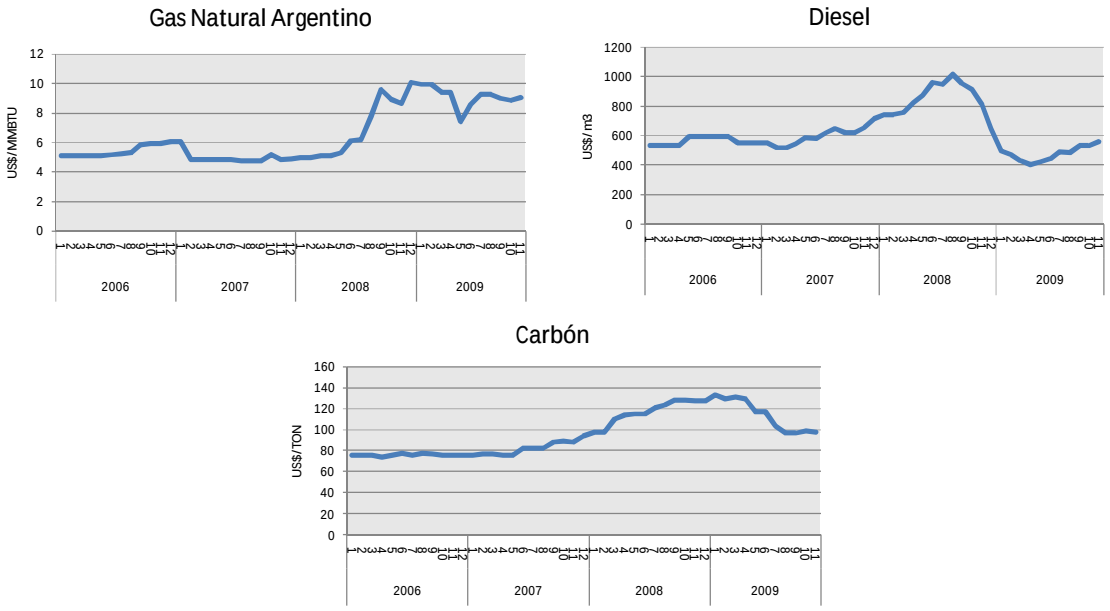
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de octubre presentan un alza de 53% respecto los registrados en el mes de septiembre de 2009.

Esta alza en los precios se debe a que durante octubre hubo dos unidades térmicas eficientes que no se encontraron disponibles durante la totalidad del mes.

Por una parte, la central Ventanas I de AES Gener estuvo fuera de operación casi todo el mes de octubre (desde el 3 de octubre), mientras que por otra, Guacolda II salió de operación a contar del día 23 del mismo mes.

Esta menor disponibilidad de unidades térmicas llevó al despacho de unidades diesel menos eficientes, presionando al alza los costos de generación del sistema central.

Es importante destacar que, a pesar de lo anterior, los costos marginales del sistema se mantienen un 33% más bajos que lo observado el mismo mes del año pasado.

En la Tabla 6 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 60 US$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

Tabla 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	96
Septiembre	25	176	134	68
Octubre	24	154	155	104
Noviembre	41	169	141	
Diciembre	44	215	127	

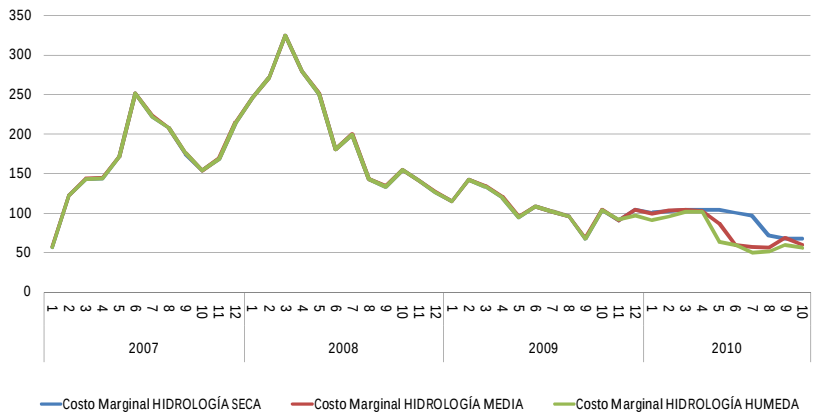
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2009	Noviembre	91	91	92
-	Diciembre	105	104	96
2010	Enero	100	99	91
-	Febrero	103	103	96
-	Marzo	104	104	101
-	Abril	105	102	102
-	Mayo	105	87	64
-	Junio	100	60	60
-	Julio	97	56	50
-	Agosto	71	56	52
-	Septiembre	68	68	61
-	Octubre	68	60	57

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

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



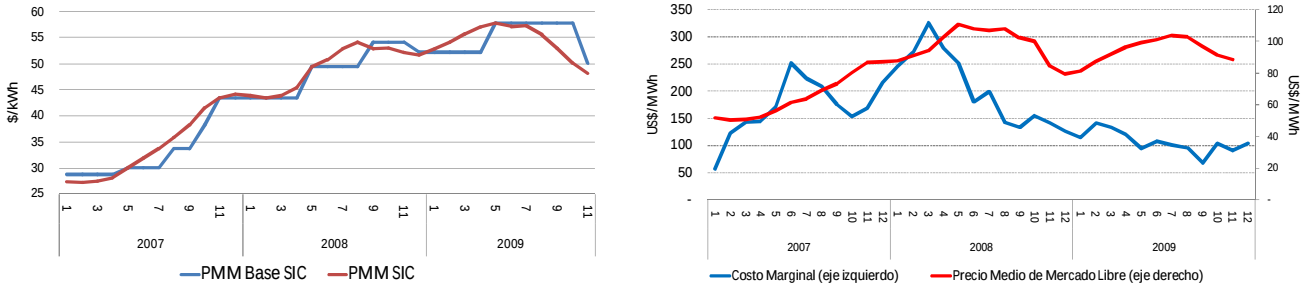
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado resultante este mes es de 48,22 $/kWh, lo que representa un descenso de 3,91% respecto al precio base fijado tras la indexación del precio de nudo de abril de 2009 ocurrido en el mes de octubre (50,18 $/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 septiembre de 2009.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a septiembre 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	132.417
Gener	66.644
Colbun	100.424
Guacolda	15.748

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre noviembre de 2009 y octubre de 2010.

En total se espera la incorporación de 1.905 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las centrales a carbón Ventanas III (240 MW) y Guacolda IV (139 MW), y 164 MW de generación eólica principalmente en la zona de la IV región. Finalmente se destaca el ingreso de las centrales Bocamina 2 (342 MW) y Santa María (343 MW), ambas a carbón, en el mes de octubre de 2010.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	Ene-10	17
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jun-10	155
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Nov-09	16,3
Termopacífico	Generadora del Pacifico S.A.	Diesel	Nov-09	96
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Nov-09	76
Arauco	Celulosa Arauco	Cogeneración	Ene-10	22
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Ene-10	240
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Sep-09	60
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Feb-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Feb-10	20
Guacolda IV	Guacolda	Carbón	Abr-10	139
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Oct-10	342
Santa María	Colbún	Carbón	Oct-10	343
Eólica				
Central Eólica Canela II	Endesa		Nov-09	60
Central Eólica Monte Redondo	Suez		Nov-09	38
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
Totoral	Norvind S.A.		Nov-09	46
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.905

Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systep

Unidades en Mantención

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

- Santa Lidia: 125 MW en noviembre.
- Ventanas 2: 338 MW en noviembre.
- San Isidro II: 248 MW en noviembre.
- Campanario: 118 MW en noviembre.
- Abanico: 136 MW en noviembre y diciembre.
- Canutillar: 145 MW en noviembre y diciembre.
- San Isidro I: 370 MW en diciembre.
- Rapel: 350 MW en diciembre y enero.
- Nueva Renca: 379 MW en diciembre y enero.

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 16.276 MW (9.423 MW en calificación), con una inversión de 24.578 MMUS$. En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

En el mes de noviembre destaca el ingreso a estudio de impacto ambiental de la ampliación de la Central Olivos (19,2 MW) en la IV Región y la aprobación del Parque Eólico Laguna Verde (24 MW) en la V Región.

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
Hidráulica	5.287	6.934
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	225	394
TOTAL	**16.276**	**24.578**
Aprobado	**6.852**	**9.621**
En Calificación	**9.423**	**14.957**
TOTAL	**16.276**	**24.578**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

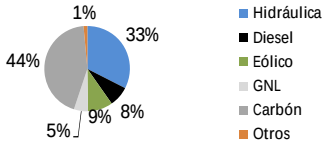
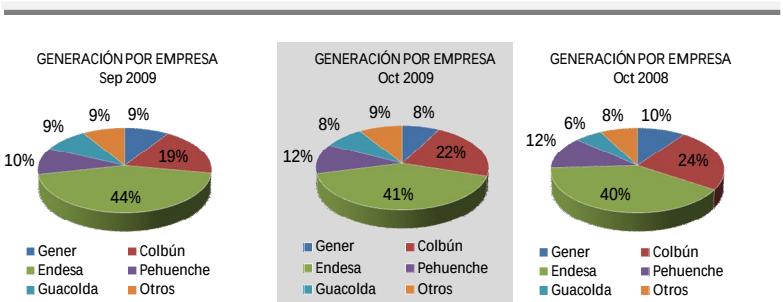


Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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 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	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 Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	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

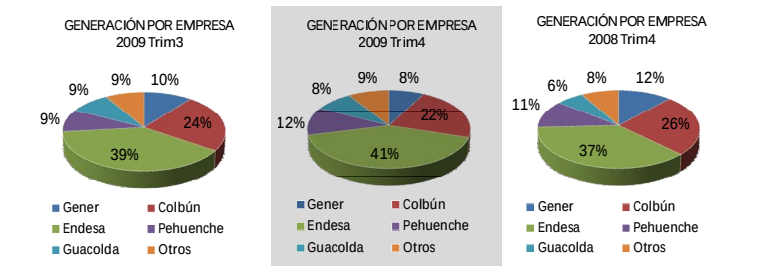
Fuente: SEIA, Systep

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



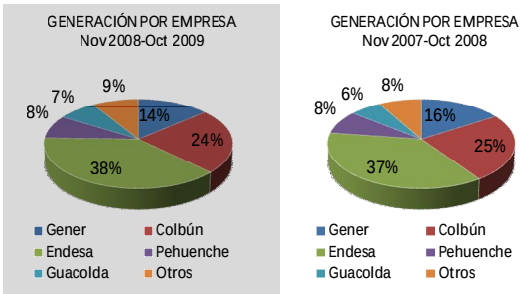
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes de octubre de 2009, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 41% de la producción total de energía, seguido de Colbún (22%), Pehuenche (12%), Gener (8%) y Guacolda (8%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún y Pehuenche aumentaron su producción en un 24% y 17,5% respectivamente, en relación a septiembre de 2009. Por otro lado Gener, Endesa y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 11,9%, 1,6% y un 5,6% 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.

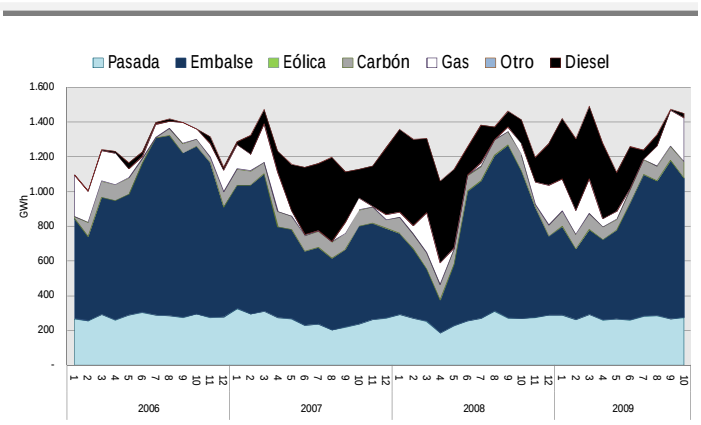
ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 12,4% respecto al mes anterior, con una baja de un 5,7% en relación a octubre de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada aumentó en un 3,5% respecto a septiembre de 2009, con un alza de un 2,7% respecto a octubre de 2008. La generación diesel muestra un aumento de un 393,7% respecto a septiembre de 2009, con una disminución de un 82,3% en relación al año pasado.

El alza de la generación con gas se debe a la entrada en operación de la central San Isidro GNL durante el mes de septiembre.

Se espera el ingreso al sistema de la central Quintero GNL a partir de abril de 2010.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

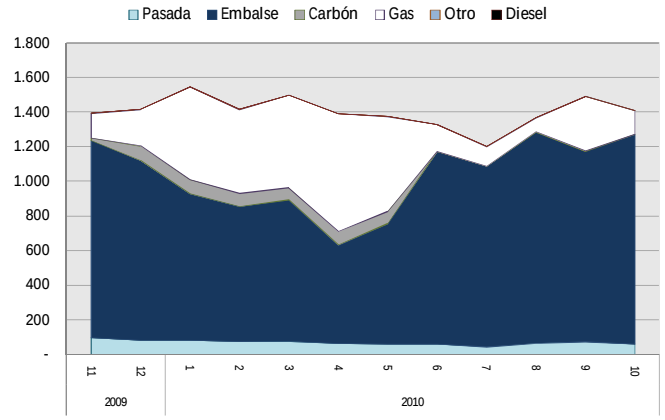
Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA

	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	266	276	268	3,5%	2,7%
Embalse	912	799	848	-12,4%	-5,7%
Gas	206	253	61	23,0%	312,7%
Carbón	81	93	93	14,1%	0,2%
Diesel	5	25	140	393,7%	-82,3%
Eólico	4	4	4	13,4%	5,6%
Total	1.474	1.450	1.415		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA

	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.434	3.133	9,6%
Embalse	5.641	7.073	-20,2%
Gas	2.637	579	355,6%
Carbón	725	1.017	-28,6%
Diesel	2.788	3.629	-23,2%
Eolico	32	28	13,9%
Total	15.257	15.458	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA

	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	834	276	831	-66,8%	-67,0%
Embalse	2.503	799	1.936	-58,7%	-68,1%
Gas	321	253	420	-39,7%	-21,1%
Carbón	252	93	172	-46,2%	-63,1%
Diesel	124	25	522	-95,2%	-80,0%
Eólico	10	4	10	-55,0%	-58,5%
	4.044	1.450	3.891		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

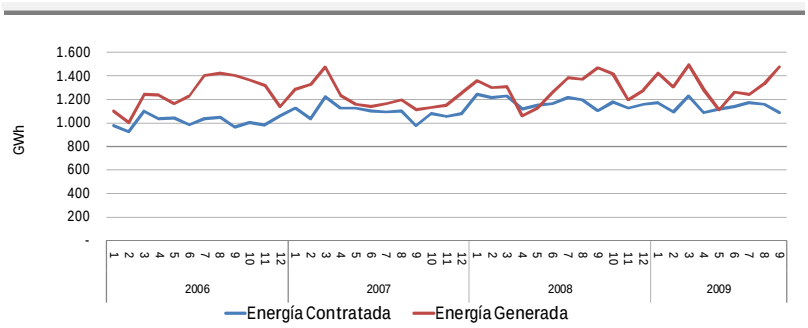
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante septiembre de 2009 fue de 1.474 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.084 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)

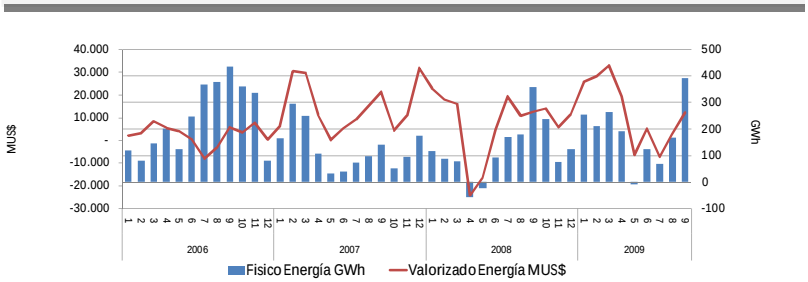


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 390,3 GWh, las que son valorizadas en 12 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, Systep

[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 una baja de 26,2% respecto al mes anterior, con una reducción de 0,4% en relación a octubre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 21,7% respecto a septiembre de 2009, con una reducción de un 19% en relación al año pasado. La generación diesel presenta un alza de 306% respecto al mes pasado, y una baja de 97,9% respecto a octubre de 2008.

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.

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER

	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	84	102	127	21,7%	-19,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	1	0,0%	-100,0%
Carbón	215	159	159	-26,2%	-0,4%
Diesel	0	1	54	306,0%	-97,9%
Otro	8	9	9	6,0%	-0,2%
Total	307	271	349		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER

	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.149	1.478	45,4%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	4	-68,0%
Carbón	2.304	2.745	-16,1%
Diesel	1.400	2.297	-39,0%
Otro	118	106	11,2%
Total	5.973	6.630	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

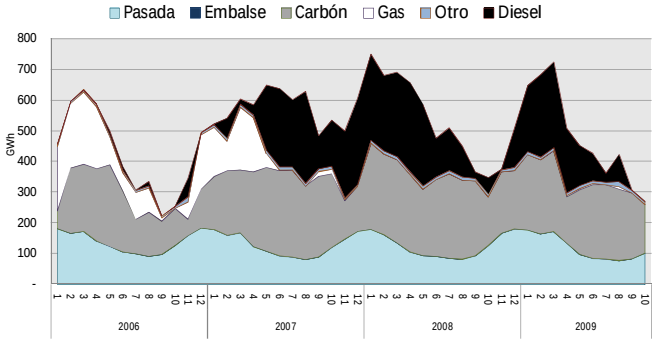
Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER

	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	245	102	473	-78,4%	-58,2%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	9	0	1	-100,0%	-100,0%
Carbón	689	159	551	-71,2%	-77,0%
Diesel	118	1	183	-99,4%	-99,0%
Otro	33	9	25	-65,6%	-74,1%
Total	1.094	271	1.233		

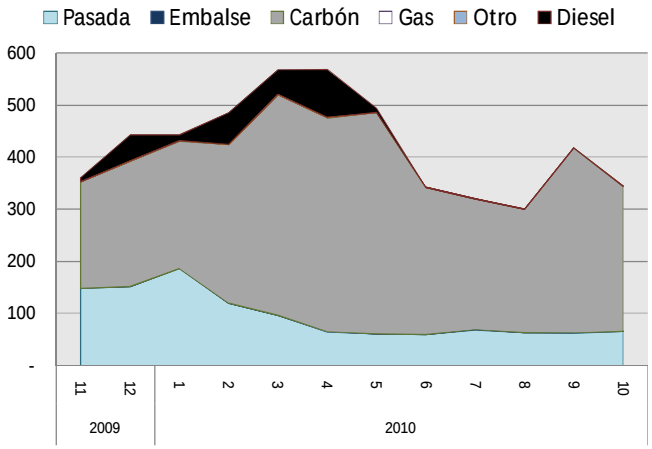
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

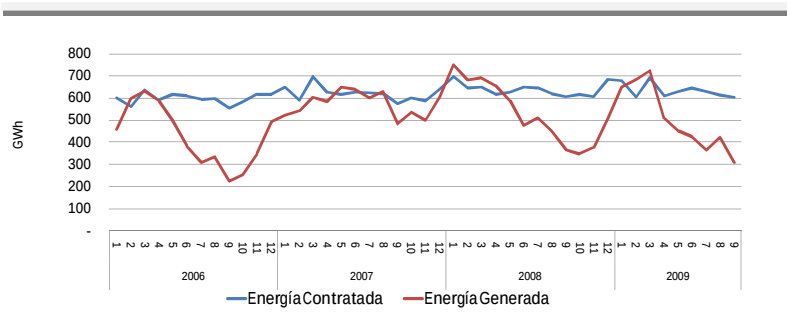
La generación real de energía para Gener durante septiembre de 2009 fue de 307 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 607 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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.

Transferencias de Energía

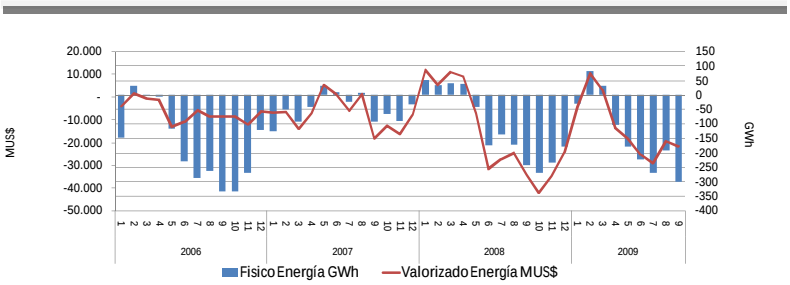
Durante el mes de septiembre de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -300 GWh, las que son valorizadas en -21,5 MMUS$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Transferencias de energía Gener



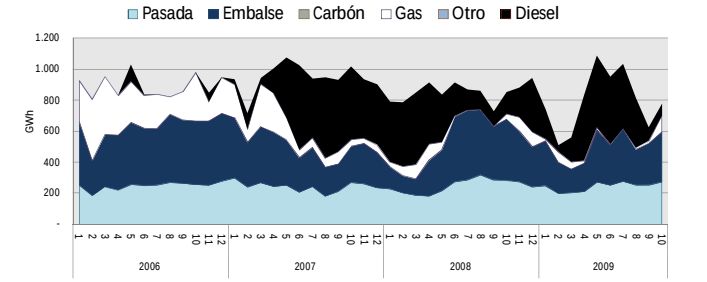
Fuente: CDEC-SIC, Systep

[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 alza de un 18,9% respecto al mes anterior, con una baja de un 19% en relación a octubre de 2008. La generación en base a centrales diesel muestra una baja de 17,5% respecto a septiembre de 2009, y una disminución de 47,6% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan un alza en su aporte de un 8,4% respecto a septiembre de 2009, y una reducción de un 3% respecto al año pasado.

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

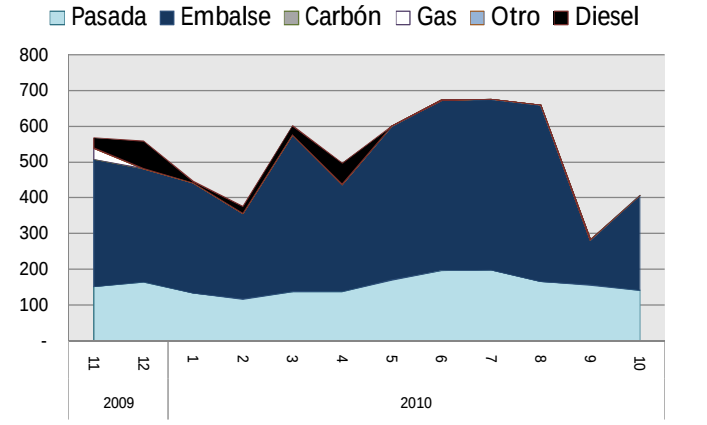
Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN

	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	257	279	287	8,4%	-3,0%
Embalse	270	321	396	18,9%	-19,0%
Gas	13	107	31	752,2%	240,1%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	90	74	142	-17,5%	-47,6%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	629	781	857		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN

	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.978	3.007	-1,0%
Embalse	3.162	3.374	-6,3%
Gas	1.149	456	151,8%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	3.987	3.438	16,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	11.276	10.276	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN

	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	279	811	-65,7%	-65,0%
Embalse	839	321	978	-67,2%	-61,7%
Gas	24	107	218	-51,1%	338,4%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	826	74	677	-89,0%	-91,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.484	781	2.684		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

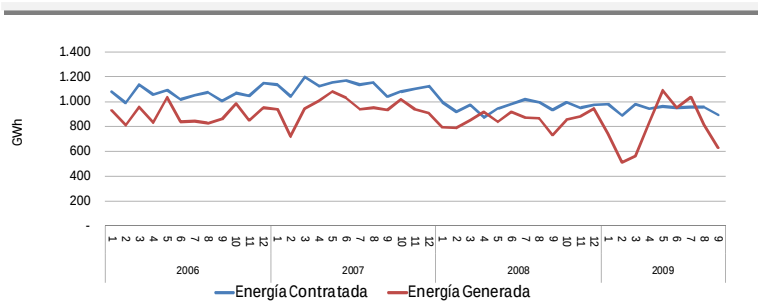
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante septiembre de 2009 fue de 629 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 892 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

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)

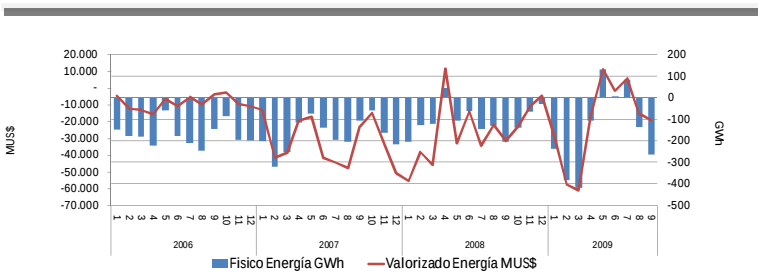


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -262,8 GWh, las que son valorizadas en -19,3 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, Systep

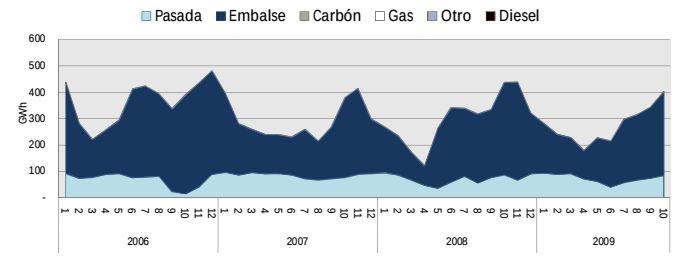
[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

La producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 17,9% respecto al mes anterior, y una baja de un 9,1% en relación a octubre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un aumento de un 15,8% respecto a septiembre de 2009, con una baja de 2,8% en relación al año pasado.

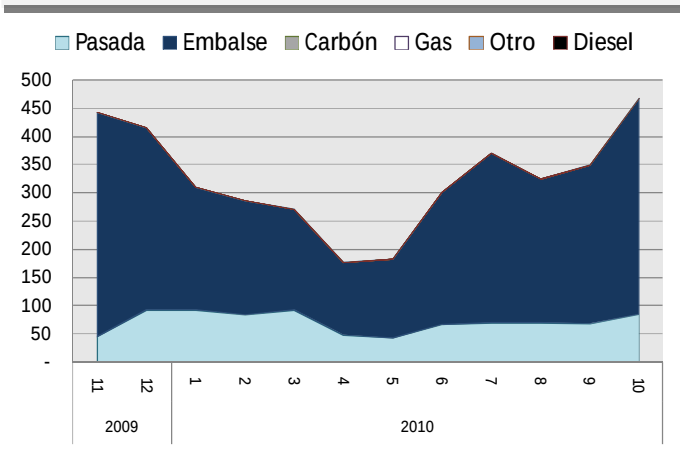
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

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)

GENERACIÓN PEHUENCHE

	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	74	86	88	15,8%	-2,8%
Embalse	271	319	351	17,9%	-9,1%
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	345	405	440		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE

	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.080	882	22,3%
Embalse	2.917	2.683	8,7%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	3.997	3.565	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE

	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	201	86	249	-65,5%	-57,4%
Embalse	760	319	954	-66,5%	-58,0%
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	962	405	1.203		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

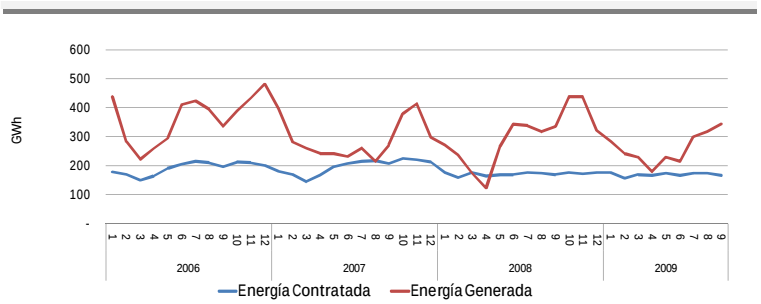
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante septiembre de 2009 fue de 344,8 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 166,2 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)

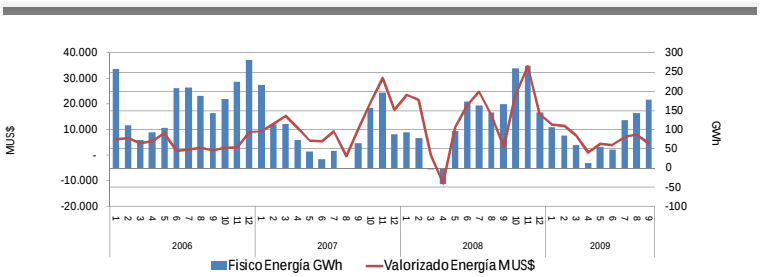


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de septiembre de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 178,6 GWh, las que son valorizadas en 4,6 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



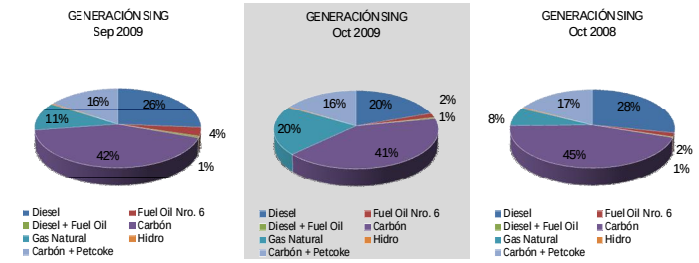
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

SING
Sistema Interconectado del Norte Grande

Fuente: CDEC-SING

Figura 35: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de octubre la generación de energía en el SING aumentó en un 0,4% respecto a septiembre de 2009, aumentando en 1,5% respecto a octubre de 2008.

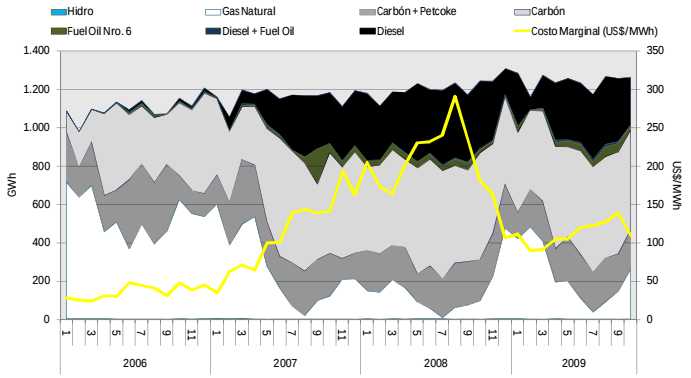
Se observa que la generación diesel disminuyó un 25,3% con respecto a septiembre de 2009; mientras que la generación a carbón disminuyó en un 2,4%. La generación con gas natural aumentó en un 79,3% respecto al mes pasado.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2006. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US$/MWh. Hoy, y dado el mayor uso de generación diesel, los costos marginales del SING han presentado un alza importante. De esta forma, durante el mes de octubre del presente año el costo marginal del sistema alcanza valores promedio de 110 US$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 21,6% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 6. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 36.

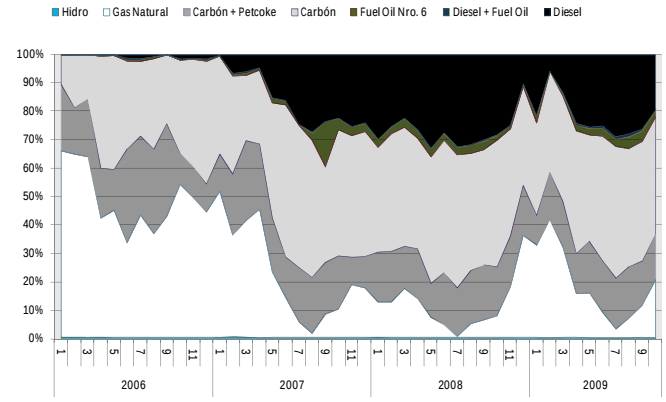
.

Figura 36: Generación histórica SING (GWh)



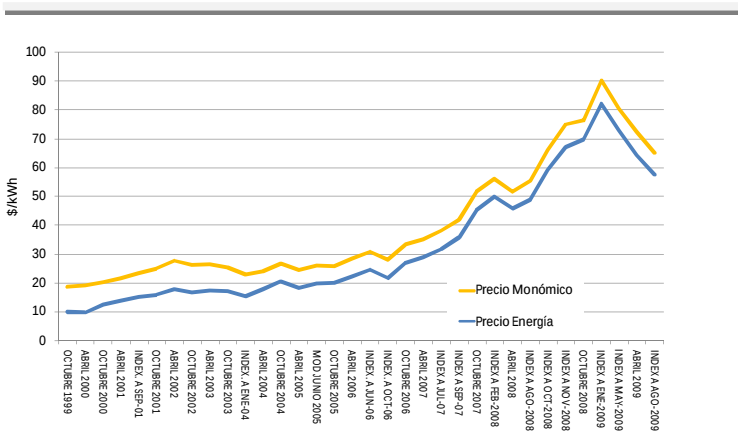
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 37: Generación histórica SING (%)



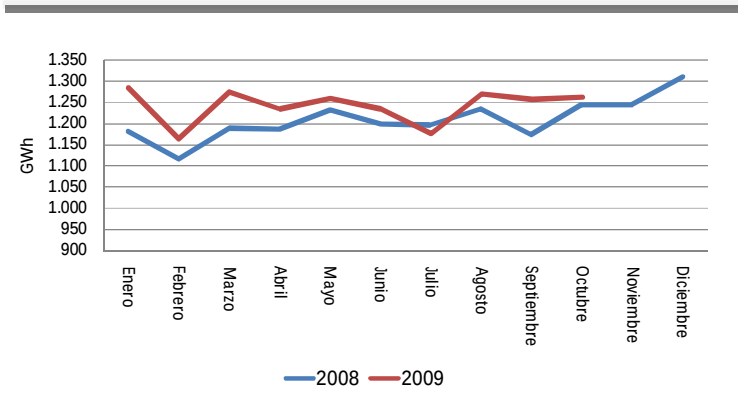
Fuente: CDEC-SING, Systep

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

De acuerdo a lo establecido en el artículo 160 de la LGSE, los precios de nudo deben ser fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año y deben ser reajustados cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultante de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas, experimente una variación acumulada superior a 10%.

A partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo de la fijación de Abril de 2009, el precio de la energía del SING alcanzó un descenso acumulado sobre el 10% en el mes de agosto.

Los valores definidos por la autoridad son de 57,58 $/kWh para el precio de la energía y 4.762,80 $/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 65,18 $/kWh. Este valor representa una baja de un 9,92% en pesos respecto a la fijación de Abril de 2009. Estos valores han regido desde 16 de agosto en adelante.

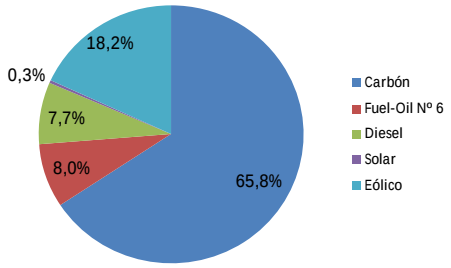
Cabe recordar que la fijación de precios de nudo del mes de octubre de 2009 rige a partir del 1 de noviembre de este año, haciéndose efectiva de forma reactiva una vez publicado el Decreto Supremo respectivo. Mientras dicho documento oficial no sea publicado, el precio de nudo vigente es el que se origina de la indexación del mes de octubre.

Tabla 23: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS$)
Carbón	1,770	3,500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	9	40
Eólico	489	1,217
TOTAL	2,691	5,399
Aprobado	1,085	2,018
En Calificación	1,606	3,381
TOTAL	2,691	5,399

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 aquéllas 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 noviembre de 2009, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.691 MW (1.606 MW en calificación), con una inversión de 5.399 MMUS$.

Durante el mes de octubre no se registraron ingresos de nuevas centrales al SEIA en el SING.

Tabla 24: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	En Calificación	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200.7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222.1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	En Calificación	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3.6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7.6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	En Calificación	Solar	Base	II
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8.9	25.1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7.8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4.8	1.9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3.8	2.8	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley Nº20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes los regulados del SING, en el cual las empresas generadores ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 25). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

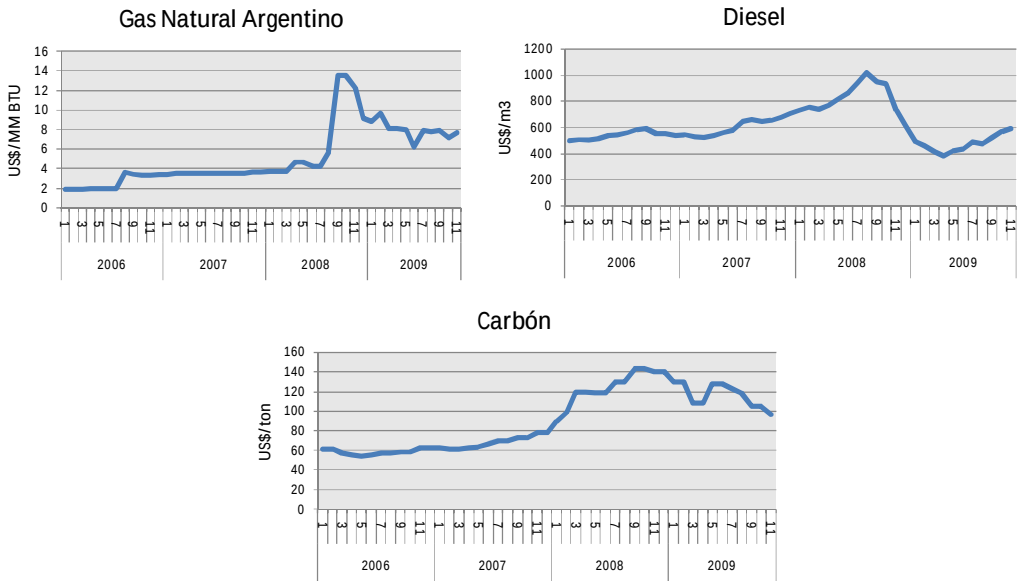
Tabla 25: Precios de Licitación (precios indexados a octubre 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Oct-09	Año de Inicio Suministro
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	88,15	2012

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, Systep

Tabla 26: 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	127
Septiembre	31	139	236	140
Octubre	48	141	181	110
Noviembre	39	194	164	-
Diciembre	46	163	106	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

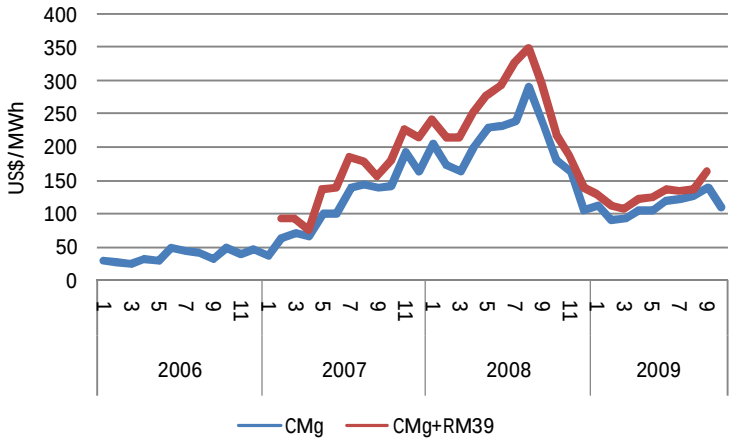
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 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 septiembre de 2009, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de agosto. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de septiembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 25,0 US$/MWh.

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

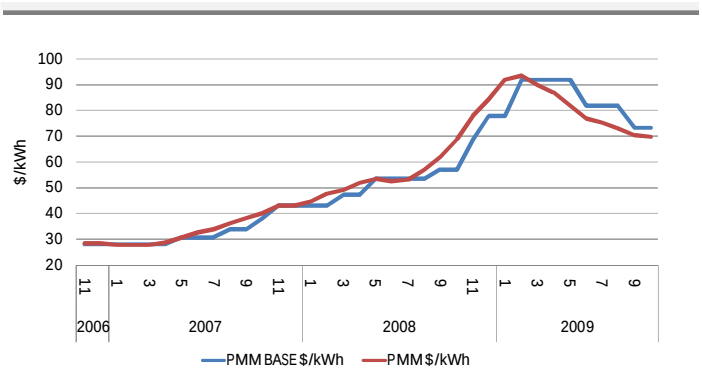


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para octubre, determinado a comienzos de noviembre de 2009, es de 69,55 $/kWh, que representa una disminución de 4,80% respecto al Precio Medio Base, de 73,06 $/kWh.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

Tabla 27: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. 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

Unidades en Mantención

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

- TG1A: 129 MW en noviembre y diciembre.
- TV1C: 135 MW en noviembre.
- TG11: 208 MW en diciembre.
- CTM3: 251 MW en noviembre.
- NTO2: 141 MW en noviembre y diciembre.
- TG3: 38 MW en noviembre.
- U11: 38 MW en noviembre.

Resumen Empresas

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

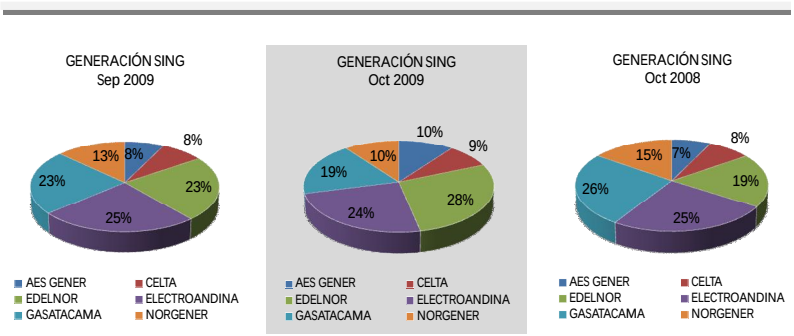
Al mes de octubre de 2009, el actor más importante del mercado es Edelnor, con un 28% de la producción total de energía, seguido por Electroandina y GasAtacama con un 24% y 19%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, Edelnor y Celta aumentaron su producción en un 38,5%, 21,5% y 4,1% en relación a septiembre de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, Norgener, GasAtacama y Electroandina, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 21,4%, 18,6% y 3,0%, 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 agosto de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Edelnor, GasAtacama y Norgener; la primera pasó de ser deficitaria a excedentaria, mientras que las últimas cambiaron su condición desde excedentarias a deficitarias.

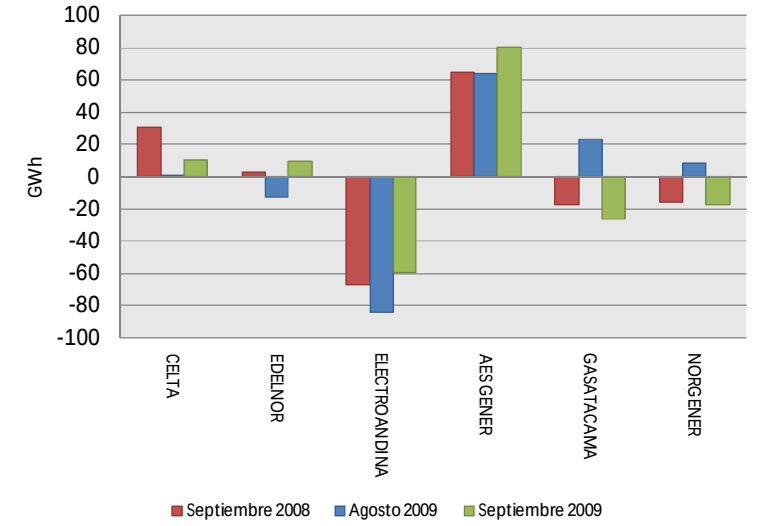
Cabe destacar que durante el mes de julio comenzaron las pruebas de operación del primer Pequeño Medio de Generación (PMG) en el SING, que corresponde a una unidad diesel INACAL de la empresa Inacal, filial de Cementos Bío-Bío S.A., con una capacidad de 6,8 MW.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura II-I: Índice Precio de Combustibles

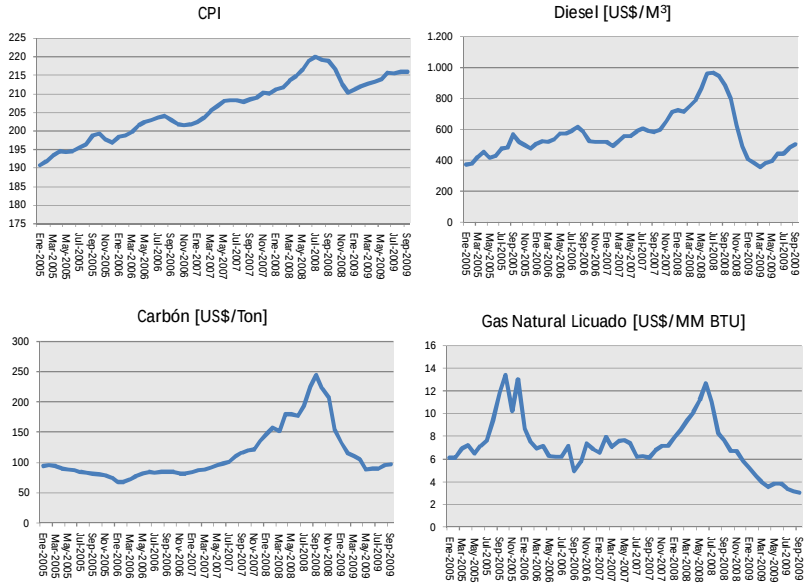


Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía	Precio	Fórmula de Indexación							
		GWh/año	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	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

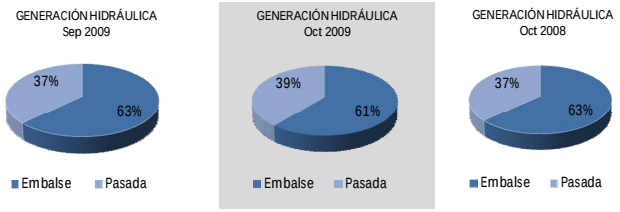
La generación en el SIC en el mes de octubre, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un -6,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 2,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -9,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -1,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 7,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,1% en relación a los últimos 12 meses.

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

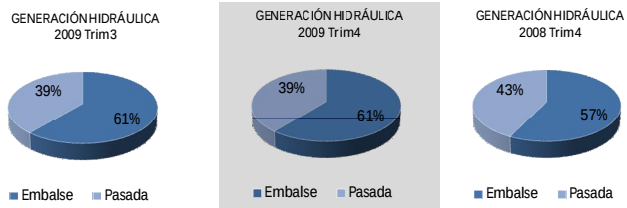
GENERACION HIDRÁULICA			
	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008
Embalse	1.453	1.440	1.596
Pasada	857	919	929
Total	2.310	2.359	2.525



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

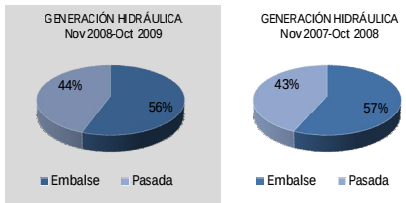
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4
Embalse	4.102	1.440	3.868
Pasada	2.585	919	2.866
Total	6.687	2.359	6.734



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

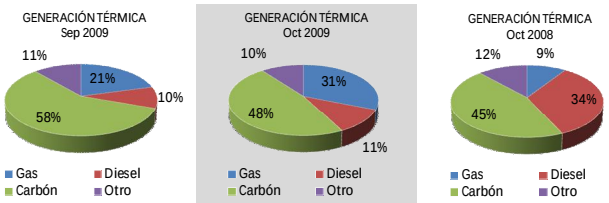
GENERACION HIDRÁULICA		
	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008
Embalse	13.230	13.130
Pasada	10.549	10.038
Total	23.778	23.167



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

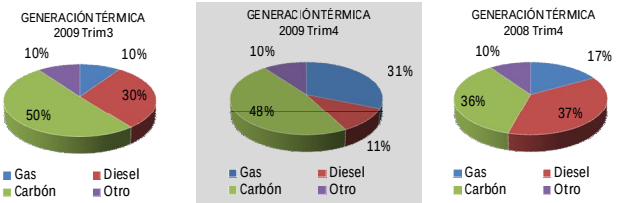
GENERACION TÉRMICA			
	Sep 2009	Oct 2009	Oct 2008
Gas	218	360	93
Diesel	101	129	341
Carbón	611	549	454
Otro	119	119	118
Total	1.049	1.156	1.006



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

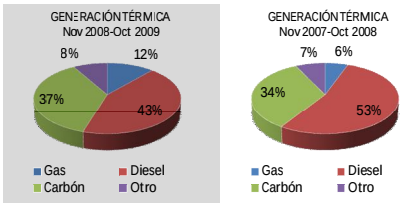
GENERACION TÉRMICA			
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4
Gas	355	360	639
Diesel	1.105	129	1.406
Carbón	1.867	549	1.358
Otro	372	119	368
Total	3.699	1.156	3.771



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Nov 2008-Oct 2009	Nov 2007-Oct 2008
Gas	2.043	1.043
Diesel	7.668	9.990
Carbón	6.540	6.295
Otro	1.483	1.352
Total	17.734	18.680



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de octubre, muestra una variación de un 14,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 10,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -5,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas natural, se presentan con una variación de 285,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 64,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 95,8% en relación a los últimos 12 meses.

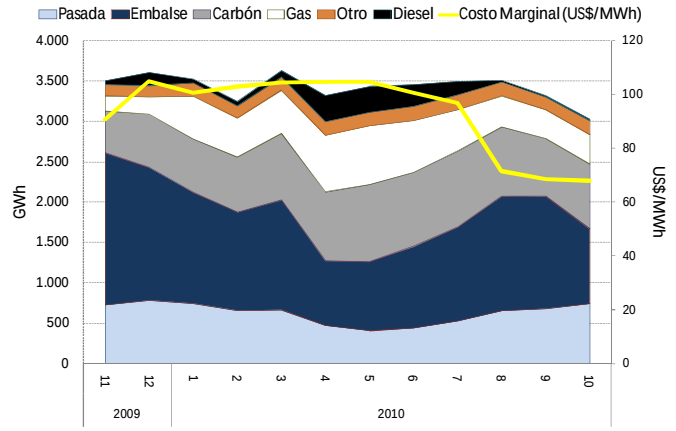
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -62% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 27,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -23,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 20,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,9% 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 0,4% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 9,7% en relación a los últimos 12 meses.

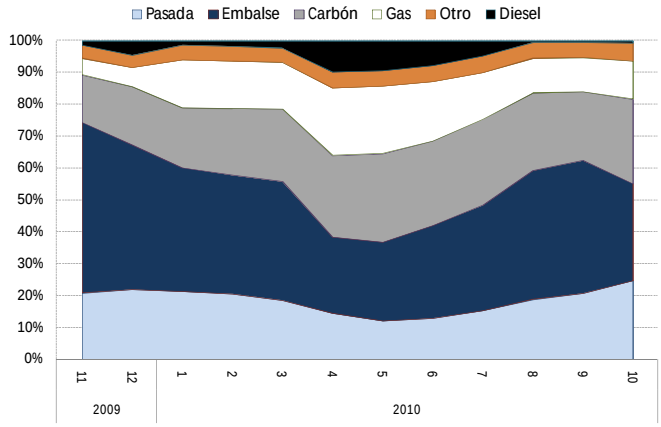
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

RM 88

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

	Total				Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Sep-09)					
EMPRESA	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Sep-09	Total diferencia Actualizada a Sep-09	Diferencia no recaudada Mar-Sep-09	Estimado a Recaudar Oct-09	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Sep-09
	$	$		$		$	$	$	$	$
PEHUENCHE	9.280.489.366	11.987.452.670	-170.225.694	2.536.737.610	2.544.519.404	**2.544.519.404**	789.327.564	889.886.880	**15.519.792.287**	**19.743.526.134**
COLBUN	47.746.350.200	61.531.034.677	-883.694.982	12.900.989.494	12.940.765.644	**12.940.765.644**	3.914.077.045	4.531.910.394	**79.037.358.051**	**100.424.111.134**
ENDESA	62.133.743.114	79.996.351.030	-1.161.883.688	16.700.724.227	16.752.396.270	**16.752.396.270**	5.089.730.932	5.996.421.150	**104.578.697.356**	**132.417.245.708**
SGA	2.664.222.859	3.393.787.618	-52.628.015	676.936.744	679.127.425	**679.127.425**	131.127.374	192.349.856	**3.354.617.183**	**4.357.221.838**
PUYEHUE	741.713.099	958.441.773	-13.581.225	203.147.449	203.769.698	**203.769.698**	64.054.704	71.444.283	**1.246.001.556**	**1.585.270.242**
GUACOLDA	9.083.353.967	11.414.046.274	-187.285.743	2.143.406.565	2.150.575.566	**2.150.575.566**	595.297.311	705.108.935	**12.297.230.642**	**15.748.212.453**
GENER	21.851.945.514	27.943.046.825	-425.815.828	5.665.285.483	5.683.070.868	**5.683.070.868**	1.591.228.517	1.895.496.578	**33.057.811.984**	**42.227.607.947**
ESSA	11.226.633.464	14.513.216.140	-205.162.401	3.081.420.275	3.090.843.843	**3.090.843.843**	994.514.497	1.102.560.716	**19.228.863.449**	**24.416.782.505**
IBENER	1.431.352.911	1.849.782.416	-26.193.952	392.235.553	393.436.525	**393.436.525**	61.820.019	135.707.933	**2.366.771.527**	**2.957.736.003**
ARAUCO	3.845.087.159	5.003.629.011	-63.376.626	1.095.165.227	1.098.500.525	**1.098.500.525**	315.827.613	382.157.842	**6.664.903.663**	**8.461.389.642**
CAMPANARIO	5.946.041.885	7.272.772.720	-146.248.422	1.180.482.412	1.184.831.185	**1.184.831.185**	224.003.791	323.359.891	**5.639.456.499**	**7.371.651.365**
ELEKTRAGEN	1.132.654.243	1.464.204.557	-20.698.219	310.852.096	311.802.890	**311.802.890**	27.367.037	81.105.113	**1.414.488.215**	**1.834.763.255**
FPC	118.520.508	187.319.415	0	68.798.906	68.926.641	**68.926.641**	1.787.593	28.030.208	**0**	**98.744.441**
SC DEL MAIPO	54.387.465	70.372.615	-989.064	14.996.086	15.041.825	**15.041.825**	324.809	4.890.501	**85.291.247**	**105.548.383**
TECNORED	507.243.253	642.007.668	-10.100.304	124.664.111	125.068.819	**125.068.819**	-52.045	32.251.840	**562.478.072**	**719.746.685**
POTENCIA CHILE	2.323.305.600	2.977.602.684	-44.099.246	610.197.838	612.126.595	**612.126.595**	-12.931.288	124.217.465	**2.166.375.643**	**2.889.788.415**
PSEG	0	0	0	0	0	**0**	5.768.520	761.045	**13.272.762**	**19.802.326**
GESAN	17.574.650	22.740.914	-319.817	4.846.447	4.861.216	**4.861.216**	-70.319	827.031	**14.423.579**	**20.041.507**
PACIFIC HYDRO	163.998.492	211.918.874	-3.004.031	44.916.352	45.053.937	**45.053.937**	-296.059	5.705.177	**99.499.349**	**149.962.403**
LA HIGUERA	1.512.534.735	1.947.596.077	-28.132.073	406.929.268	408.192.476	**408.192.476**	-1.330.186	43.917.933	**765.936.891**	**1.216.717.114**
HIDROMAULE	421.442.325	554.181.883	-7.107.050	125.632.508	125.994.020	**125.994.020**	83.974	10.885.401	**189.843.421**	**326.806.817**
ELECTRICA CENIZAS	228.590.365	292.221.710	-4.187.776	59.443.569	59.633.949	**59.633.949**	-17.264	1.621.023	**28.270.939**	**89.508.647**
EPSA	496.399.985	636.174.609	-9.014.105	130.760.518	131.173.544	**131.173.544**	585.191	6.864.950	**119.726.008**	**258.349.693**
EL MANZANO	85.694.767	105.529.857	-2.072.890	17.762.200	17.822.085	**17.822.085**	85.304	833.123	**14.529.815**	**33.270.327**
LOS ESPINOS	2.536.271.315	3.093.471.530	-60.038.614	497.161.601	499.190.615	**499.190.615**	97.225	229.411	**4.000.966**	**503.518.217**
ENLASA	3.781.089.841	4.504.744.307	-96.491.081	627.163.385	629.903.847	**629.903.847**	1.032.472	2.436.205	**42.487.870**	**675.860.394**
CRISTORO	13.419.989	17.012.213	-258.716	3.333.508	3.344.594	**3.344.594**	0	0	**0**	**3.344.594**
PETROPOWER	1.608.832.431	2.056.431.617	-30.885.935	416.713.252	418.044.321	**418.044.321**	49.964.630	67.371.820	**1.174.977.034**	**1.710.357.805**
GAS SUR	227.142.142	252.941.639	-6.989.240	18.810.257	18.941.749	**18.941.749**	0	0	**0**	**18.941.749**
ORAFTI	2.029.502	2.459.954	-46.148	384.304	386.065	**386.065**	0	0	**0**	**386.065**
NUEVA ENERGIA	211.792.844	240.366.561	-6.095.897	22.477.820	22.626.261	**22.626.261**	0	0	**488.852.019**	**511.478.280**
PANGUIPULLI	50.206.038	38.298.437	-4.258.338	-16.165.939	-16.165.939	**-16.165.939**	0	0	**0**	**-16.165.939**
HIDROELEC	975.809	744.372	-45.654	-277.091	-277.091	**-277.091**	0	0	**0**	**-277.091**
TOTAL	**191.445.039.838**	**245.181.902.648**	**-3.670.930.773**	**50.065.932.037**	**50.223.529.371**	**50.223.529.371**	**13.843.408.958**	**16.638.352.705**	**290.175.958.027**	**370.881.249.062**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO V

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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 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	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 Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	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	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DIA Parque Eolico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
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 Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroelectrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén 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 Eolico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC (CONTINUACIÓN)

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	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 Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
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	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Auas 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 eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliacion 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
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	En Calificación	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañia Papelera del Pacifico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	En Calificación	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacifico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	HIdráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración 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
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL 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
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	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 HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Con fecha 2 de noviembre, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre la discrepancia presentada por la Compañía Transmisora del Norte Chico S.A., en adelante CTNC, y de Transelec S.A., en adelante Transelec, respecto a la conformación del Directorio del CDEC-SIC. En las presentaciones de las empresas, se solicitó al Panel que designe a los directores correspondientes al segmento de transmisión troncal en conformidad al artículo 23, inciso segundo del Reglamento de los CDEC.

En su presentación, CTNC indica que la elección de los candidatos de Transelec al directorio deja sin representación a CTNC, calificando de discriminatorio el hecho que Transelec dividiera sus votos entre las dos duplas presentadas. Por lo anterior, pide al Panel que designe a los candidatos propuestos por CTNC señores Francisco Aedo (titular) y Francisco de la Fuente Stranger (suplente) y una de las parejas presentadas por Transelec. Por su parte, Transelec argumentó que nada impide que pueda dividir su votación entre sus candidatos y que CTNC representa muy poca participación en el Sistema de Transmisión Troncal, estando además limitada su expansión por el hecho que representa sólo el 0,2% del total de activos de su matriz Guacolda, cuyo giro principal es la generación de energía, lo cual podría traducirse en un menoscabo a la representación de los segmentos independientes al sobreponderar los intereses del sector de generación. En base a estos antecedentes, Transelec solicita confirmar como directores titulares a los señores Rodrigo López Vergara y Raúl Valpuesta Araya, con sus respectivos suplentes los señores Belisario Maldonado Molina y Christian Perigault Sanguineti.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados por las empresas aceptar la propuesta de Transelec, es decir, designar como directores titulares a titulares a los señores Rodrigo López Vergara y Raúl Valpuesta Araya, con sus respectivos suplentes los señores Belisario Maldonado Molina y Christian Perigault Sanguineti.

.

©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.

Systep 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