



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Enero 2012

Contenido

Editorial	2
SIC	6
Análisis General	7
Análisis Precio de Licitación	10
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	11
Estado de los Embalses	12
Análisis Precios de los Combustibles	13
Análisis Precios Spot	14
Análisis Precio Medio de Mercado	15
RM 88	15
Análisis Parque Generador	16
Resumen Empresas	18
SING	29
Análisis General	30
Análisis Precio de Licitación	33
Análisis Precios de los Combustibles	33
Análisis Precios Spot	34
Análisis Precio Medio de Mercado	35
Análisis Parque Generador	35
Resumen Empresas	36
ANEXOS	37
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

HidroAysén realizará licitación internacional para su tendido. (La Tercera, 5/1/12)

Cuentas de la electricidad bajan 4,2% para los clientes del SIC. (Diario Financiero, 4/1/12)

Gobierno descarta aplicar decreto de racionamiento para el norte. (30/12/11)

Tierra Amarilla vuelve a operar. (La Tercera, 30/12/11)

Línea de transmisión clave para la zona central exhibe fuerte retraso en construcción. (El Mercurio, 28/12/11)

Colbún acude a tribunal internacional por demora en obras de central Santa María. (El Mercurio, 28/12/11)

AES Gener cerraría nuevos contratos con mineras en 2012. (Diario Financiero, 28/12/11)

Transec desiste de participar en gran parte de las licitaciones por US\$ 900 millones del SIC. (El Mercurio, 27/12/11)

Ministro Alvarez advierte que sistema eléctrico tiene una "fragilidad enorme". (La Tercera, 27/12/11)

Mineras restringen consumo de energía para evitar cortes a población en Arica e Iquique. (La Tercera, 24/12/11)

En abril volvería a operar la central de Campanario. (Estrategia, 22/12/11)

Minería elevará su consumo de energía eléctrica en un 90% al 2020. (Estrategia, 19/12/11)

Gener asegura suministro de gas para central que sostiene consumo de Santiago. (La Tercera, 16/12/11)

Servicio de Evaluación Ambiental de Antofagasta aprueba el mayor parque eólico del SING. (La Tercera, 16/12/11)

Editorial

Informe de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria

El mes pasado revisamos en nuestro editorial las propuestas formuladas por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), creada por el gobierno en mayo del 2011. Respecto del mismo tema, algunos parlamentarios y organizaciones ambientalistas cuestionaron la independencia de dicha comisión y crearon una "Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria", en adelante CCTP. Esta comisión quedó constituida por 40 personas, e integrada por parlamentarios, académicos, técnicos, y representantes de organizaciones ambientalistas, con un carácter y discurso más político que la CADE, tanto en su conformación como en las propuestas mencionadas.

Continuando con la editorial del mes pasado, en esta oportunidad se revisan algunos de los temas estudiados en el informe de la CCTP, particularmente aquellos relativos a los ámbitos técnico-económicos y normativos del sector eléctrico, comparándolos con los resultados y propuestas de la CADE, destacando que existen varias similitudes en las conclusiones y propuestas de ambas comisiones.

Tanto la CCTP como la CADE contaron con equipos multidisciplinarios en la elaboración de sus respectivos informes, dando como resultado propuestas interesantes a considerar. La principal fuente de diferencias está dada por el enfoque de las propuestas entre una y otra comisión, donde en una comisión proliferan más los argumentos políticos, mientras que en la otra los técnicos, donde una plantea una intervención directa del Estado y la otra busca fortalecer la competencia en un modelo de mercado. Pero un análisis razonado identifica la existencia de varias similitudes entre las propuestas de cada comisión.

Temas comunes a ambas comisiones

Ambas comisiones tratan temas comunes, con un elevado nivel de consenso en el diagnóstico, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Alta concentración en el sector y necesidad de crear mayor competencia en generación.
- Necesidad de independizar al operador del sistema, CDEC, de los propietarios de las instalaciones.
- Necesidad de crear mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo de la infraestructura eléctrica.
- Necesidad que el Estado asuma un papel estratégico en la planificación y expansión de redes de transmisión.
- Necesidad de establecer un ordenamiento territorial estratégico que permita compatibilizar el emplazamiento de proyectos energéticos con la protección del ambiente.
- Necesidad de crear impuestos o esquemas de compensación a municipios o comunidades locales donde se emplazan centrales eléctricas.
- Alta concentración de los derechos de agua y necesidad de perfeccionar esquema y desincentivar prácticas no competitivas.
- Necesidad de impulsar la eficiencia energética, incluyendo mecanismos como el desacople de los ingresos con las ventas de las distribuidoras.
- Necesidad de crear condiciones de transparencia en el sector (costos, competencia).
- Generar esquemas de gestión de demanda, tarifas flexibles y esquemas de *net metering*.
- Inclusión en el mercado spot de otros actores (hoy solo participan los generadores).

Existen algunas discrepancias en la forma de abordar los temas mencionados, pero estas diferencias están centradas en el tipo de discurso, técnico o político, según la comisión. Hay un tema esencial en diferencia y es que para la CCTP un problema central del sector eléctrico es que está gestionado en un 100% por el sector privado, aunque no se explicitan las formas en que esto podría cambiarse. La CADE mantiene una visión de mercado del sector, asignando sin embargo un mayor rol orientador, facilitador y fiscalizador al Estado, sin intervenir la propiedad de los activos privados.

A continuación se revisan tres de los temas de mayor coincidencia entre ambas comisiones, la concentración del mercado, la institucionalidad del CDEC y la necesidad de crear mecanismos de participación ciudadana.

Concentración del mercado eléctrico y entrada de nuevos actores

Ambas comisiones advierten sobre la concentración de la propiedad de activos eléctricos, particularmente en generación. Ambas afirman que es importante incentivar el ingreso de nuevos actores y que la existencia de un alto nivel de concentración puede traducirse en falta de competencia y eventuales actuaciones oligopólicas en el sector.

La CCTP reitera en su documento que la concentración en generación es uno de los principales problemas del sector eléctrico chileno, condicionando el desarrollo del sistema, los altos precios y una matriz de generación poco diversa y sucia. Plantea desconcentrar la propiedad a través de la realización de procesos de licitación de las distribuidoras exclusivos para nuevos actores.

En cambio, la CADE centra su mensaje en la necesidad de incrementar la competencia en el mercado de la generación, mediante el levantamiento de diversas barreras que enfrentan nuevos entrantes (lentos procesos de obtención de permisos, normativas poco definidas, incertidumbre de procesos de aprobación), particularmente en las licitaciones mencionadas.

Rol del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Ambas comisiones coinciden en la importancia de desligar a los CDEC de las empresas de generación, para así darles una mayor independencia para fiscalizar dicho mercado.

La CCTP formula que los CDECs carecen de transparencia e independencia debido a la composición de su directorio, por lo cual propone crear Centros de Operación Independiente (COI), con una institucionalidad autónoma de los generadores y con un directorio integrado por el Estado, clientes libres y regulados. El COI debe contar con personal ejecutivo nombrado por el Sistema de Alta Dirección Pública, ser financiado con fondos públicos y contar con un sistema de información en línea sobre las transacciones de energía, despachos y desempeño del parque eléctrico integrante del sistema. Adicionalmente, la CCTP recalca que se debe incorporar en el despacho las externalidades producidas por cada central al momento de generar, reconocer las características propias de las tecnologías renovables y la necesidad de incluir pronósticos de generación.

Se debe destacar que la entrega de información en línea, el reconocimiento de las distintas características propias de las tecnologías renovables y los pronósticos de generación son actividades que son realizadas en la actualidad por los CDECs, independiente que esto pueda perfeccionarse.

El informe CADE concuerda en el análisis de la CCTP, mencionando que los CDECs tienen una incapacidad y falta de independencia para fiscalizar efectivamente a los generadores en prácticas anticompetitivas. En la solución al problema existen diferencias de forma, pero no de fondo, debido a que la CADE propone crear un CDEC independiente como corporación de derecho privado, sin fines de lucro, con patrimonio propio, aportado por todos los miembros fundadores (todas las empresas coordinadas), regido por un Consejo Directivo compuesto por expertos independientes y administrado por un Director Ejecutivo. Adicionalmente, la CADE menciona la necesidad de que este organismo realice una planificación permanente de la transmisión, además de la recolección de información del mercado y la competencia del sector.

Participación ciudadana

Ambas comisiones advierten sobre la necesidad de crear mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo del sector eléctrico chileno. Se destaca que la CCTP creó mesas regionales de discusión para tratar este tema, recogiendo percepciones y propuestas de las distintas comunidades sobre el desarrollo eléctrico del país y de su región. Ambas comisiones también plantean la obligación de los distintos actores del sector eléctrico, tanto públicos como privados, de informar y educar a la población sobre las características del desarrollo de la infraestructura eléctrica.

La CCTP formula crear un Consejo Nacional para la Política y el Desarrollo Eléctrico, como “instancia democrática y vinculante de participación ciudadana para la definición de políticas públicas en el área energética”. Se plantea implementar programas de participación ciudadana de carácter vinculante para el desarrollo eléctrico de las regiones y municipios, con influencia real sobre las decisiones adoptadas desde el gobierno. En el caso de megaproyectos eléctricos indica que deben realizarse referéndum o plebiscitos vinculantes. Define un concepto de soberanía energética, donde las comunidades locales sean dueñas de su energía, administradoras de los recursos naturales para la generación eléctrica, y cuyos excedentes puedan ser inyectados y vendidos.

La CADE plantea revisar los espacios participativos en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), recogiendo, por ejemplo, las experiencias de participación en la definición de políticas energéticas en California. Plantea crear un Sistema Participativo de Discusión de la Política Energética de Largo Plazo, donde cada 4 años los Ministerios de Energía y Medio Ambiente convocarán a un análisis de la política energética de largo plazo. Se plantea la creación de un sistema de información energético-ambiental, de responsabilidad de los mismos ministerios, que entregue información sobre la evolución del sector, su estructura, los temas críticos y los indicadores ambientales y no ambientales del sector, traducidos a un lenguaje accesible al público general.

Temas particulares a la CCTP

La CCTP incluyó dentro de su análisis un tema particular, cual es el uso sustentable de la leña, además de la formulación de un eco-impuesto y de una propuesta de agenda legislativa y normativa para llevar a cabo las reformas propuestas.

En el primer análisis se plantea la necesidad de considerar oficialmente a la leña como combustible, lo que permitiría a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles fijar estándares de calidad y seguridad tanto para los combustibles provenientes de la leña, como de las tecnologías de combustión. La inclusión de este tema en las propuestas de la CCTP contiene tres objetivos claros:

- Aumentar el consumo de leña en reemplazo del consumo de petróleo, gas licuado y electricidad.
- Aumentar la eficiencia energética en la combustión a leña
- Disminuir las emisiones de material particulado proveniente de la combustión de leña.

Si bien la CADE considera en su análisis de escenarios los efectos que podría tener un impuesto a las emisiones, no profundiza como la CCTP en la formulación de este impuesto. La CCTP plantea crear un eco-impuesto, para “sincerar los costos de las diversas opciones de generación eléctrica en Chile”, estableciendo una carga fiscal a las emisiones ocasionadas por la generación térmica con valores que equivalen a la reparación del daño producido. Para cumplir objetivos redistributivos y tender a un desarrollo más sustentable, la CCTP plantea que se debe evitar que este eco-impuesto aumente el costo de la energía a los consumidores residenciales y Pymes. Argumenta que estos impuestos debieran ser solventados por los sectores que más generan y consumen energía (grandes empresas generadoras y mineras), por ser las que presentan mayores rentas. Esto tendría un impacto en la competitividad de la industria chilena, toda vez que debiera asumir una carga no presente en otras latitudes.

Adicionalmente, la CCTP entrega una agenda legislativa y normativa de las distintas modificaciones legales que se deben realizar para ejecutar las principales propuestas realizadas. Esta agenda, al explicitar cambios legales puntuales, formulados aisladamente y con anterioridad al estudio, puede incentivar a la promulgación de leyes sin un debido análisis integral y sin tener en cuenta el plan estratégico del desarrollo eléctrico que debe tener Chile.

Análisis y conclusiones

Se destaca del informe de la CCTP el nivel de detalle respecto de las medidas necesarias para contar con un 20% de energía ERNC al año 2020. Pero este informe queda trunco al no definir las tecnologías necesarias para generar el 80% complementario. Si bien menciona cuales tecnologías no deberían estar incluidas en este 80% (hidroeléctricas de gran envergadura y térmicas a carbón, diesel y gas) y menciona que basta con los proyectos ya aprobados y en construcción (no se incluyen Castilla de 2.354 MW, Patache de 100 MW, Pacífico de 350 MW, ni Hidroaysén de 2.700 MW), no define una propuesta clara para entender la matriz eléctrica futura. Esta preocupación es trascendental para entender su propuesta y el parque de generación que sugieren al año 2020. Destaca la ausencia en el informe de la CCTP, en comparación al de la CADE, de un análisis de escenarios, que sustente los impuestos a emisiones o la negativa de aceptar proyectos hidroeléctricos de envergadura.

El discurso de la CCTP ataca a la concentración y dice que hay que reducirla, pero no hay propuestas concretas, salvo el de licitaciones para actores nuevos. El argumento de mayor rol del gobierno se desarrolla poco, no quedando claro si cabe o no un rol empresario al Estado o uno que obliga las tecnologías que debieran instalar los privados. No se formulan los mecanismos a utilizar, para así entender mejor el objetivo a lograr.

Es importante destacar que ambos estudios piden una mayor participación del Estado, siendo necesaria la definición de un plan estratégico energético a nivel país, donde todos los cambios regulatorios que sean necesarios apunten a cumplir con este plan maestro. Esto no debiera implicar, a juicio de Systep, volver a un sistema de planificación centralizada, aunque es necesario que el Estado, de forma independiente a los cambios de gobierno, incentive y fomente de forma clara todas las acciones necesarias para cumplir con este plan estratégico, como al mismo tiempo fiscalice y desincentive todas las actividades que estén en contra.

Se puede concluir que los estudios realizados por la CADE y por la CCTP se complementan entre sí, siendo un aporte importante el análisis crítico de la CCTP en temas de eficiencia energética, tratamiento de la leña y otros. A partir de estas dos miradas se deben rescatar los caminos de unión, que muestran las reformas más importantes a realizar en el mercado eléctrico. Respecto de las discrepancias se debe debatir a nivel nacional, escuchar los argumentos de ambas partes para finalmente evaluarlas, considerando los aspectos económicos, sociales y medioambientales que están en juego.

Una conclusión central del análisis de ambas comisiones es que a pesar de las diferencias, preconcebidas o no, de los participantes, se llegan a conclusiones similares, mostrando las distintas debilidades existentes en el mercado eléctrico chileno, Es importante el dialogo entre las dos comisiones, sin caer en descalificaciones innecesarias, y así trabajar en conjunto para que el Estado pueda complementar estos dos estudios y lograr una gran reforma, que lleve al país a contar con un plan estratégico de desarrollo del sector eléctrico.

Por último, se debe tener presente que un cambio en la regulación genera una mayor incertidumbre en el mercado eléctrico, por lo cual una postergación en la toma de decisiones por parte del Estado, genera efectos indeseados, con un aumento en las barreras de entrada a nuevos actores. El gobierno actual debe aceptar con urgencia este gran desafío de modernizar el mercado eléctrico chileno y que vuelva a ser un referente mundial, como ya lo fue en la década de los 80.

SIC Sistema Interconectado Central

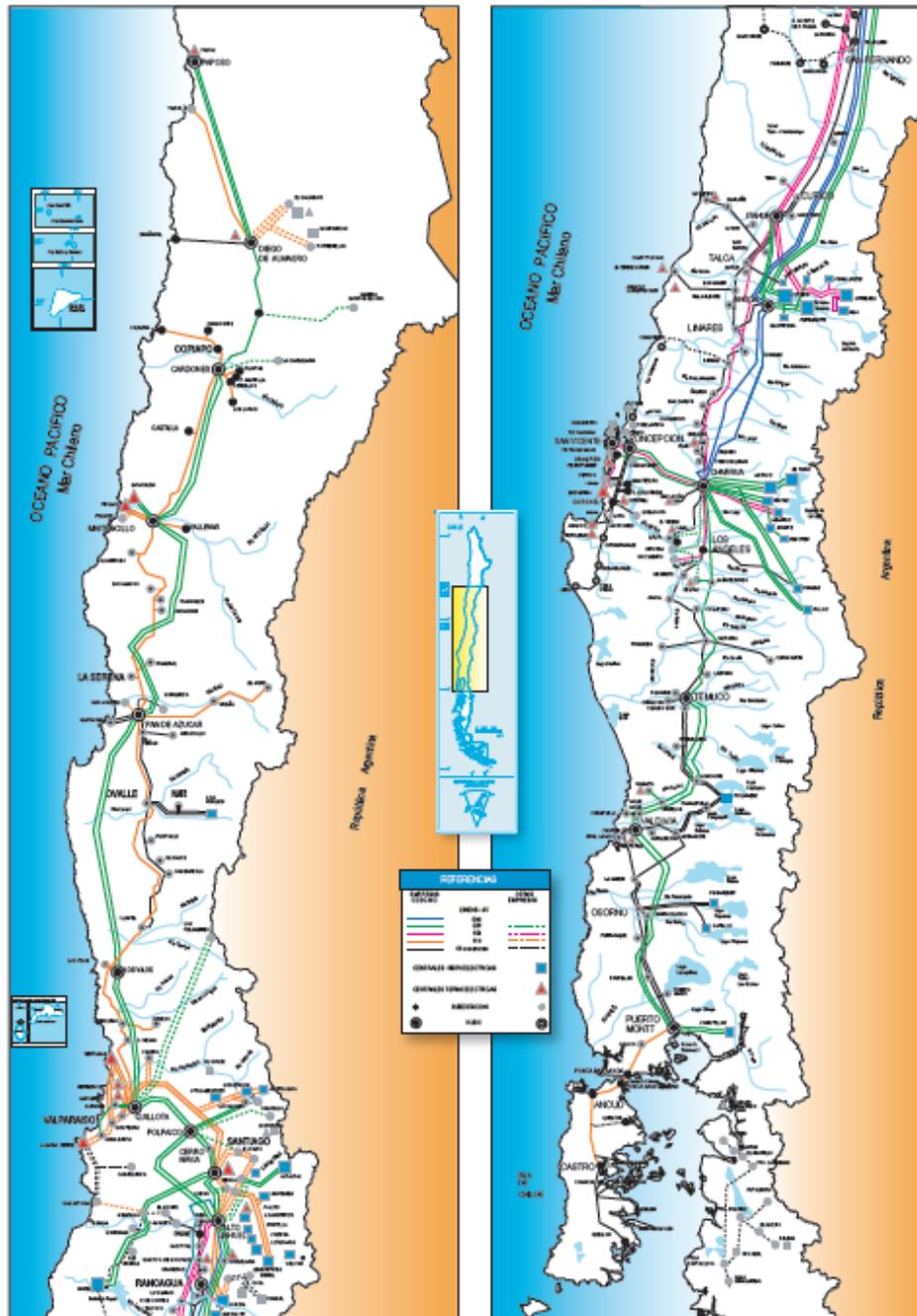
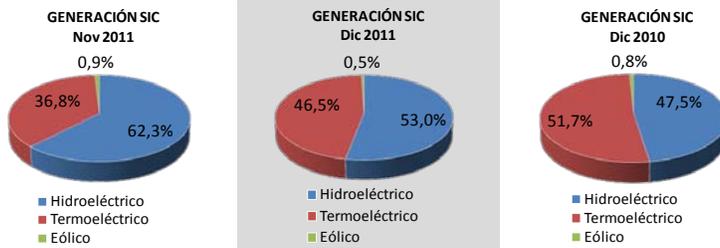


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de diciembre de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 6.1% respecto a noviembre, con un alza de 7.5% respecto a diciembre de 2010. El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día menos que el mes de noviembre.

La generación hidroeléctrica presentó una baja de -9.7% respecto de noviembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 34.1%. Con lo anterior, el 53.0% de la energía consumida en el SIC durante el mes de diciembre de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, revirtiendo la predominancia térmica que ha caracterizó el primer semestre del año 2011. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 21.85 GWh, correspondiente al 0.5% del total (4,147 GWh).

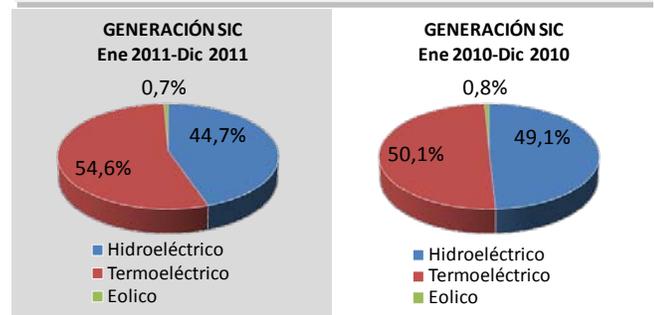
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema disminuyó en un -18.9% respecto a noviembre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 2.9% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un -90.5% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0.0%), mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 115.9%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 25.1%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 17.8% respecto al mes anterior.

En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Se destaca de la Figura 4, que la generación GNL representa para el mes de diciembre de 2011 un 13.3% de la matriz de energías del SIC, frente al 10.8% que representa el diesel y el 19.3% del carbón.

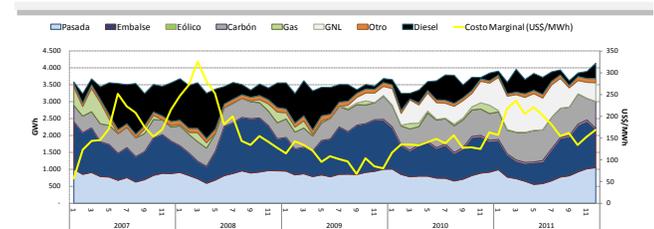
Los costos marginales del SIC durante el mes de diciembre llegaron a un valor promedio de 168 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 163 US\$/MWh de diciembre de 2010 representa un alza de 3.4%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 10.3% en los costos del sistema.

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



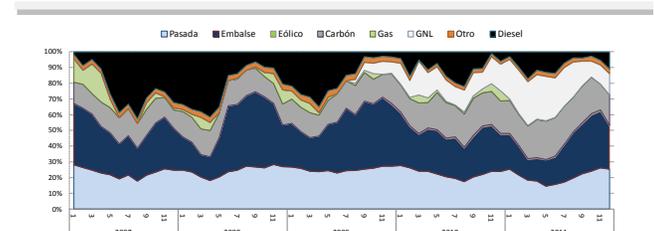
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 3: Generación histórica SIC



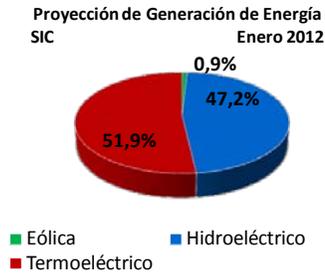
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Proyección de Generación de Energía enero de 2012



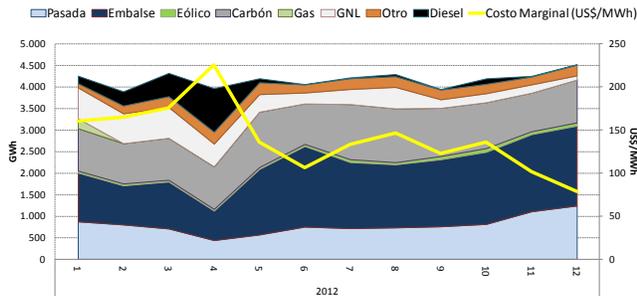
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de enero de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 47.2% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

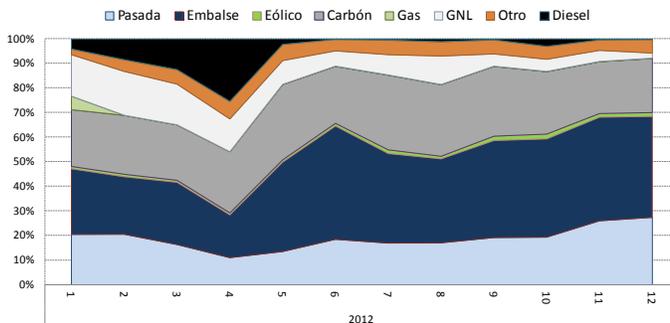
La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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.

Generación de Energía

Para el mes de diciembre de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 7.5% respecto del mismo mes de 2010, con un incremento de 6.1% respecto noviembre. El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día menos que el mes de noviembre.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46,115 GWh, lo que comparado con los 43,177 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6.8%.

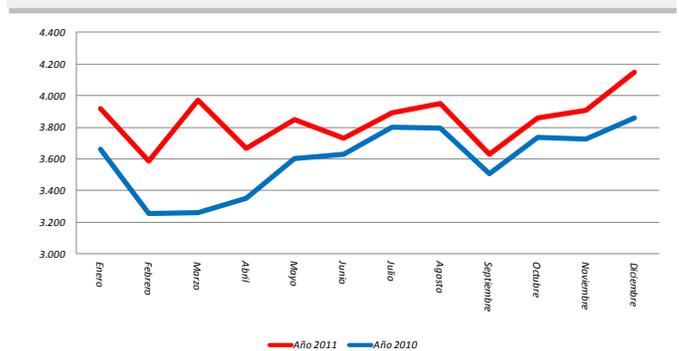
La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de diciembre de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

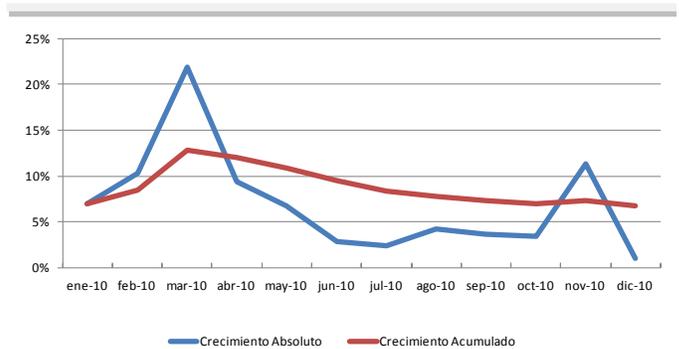
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de abril de 2010.

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



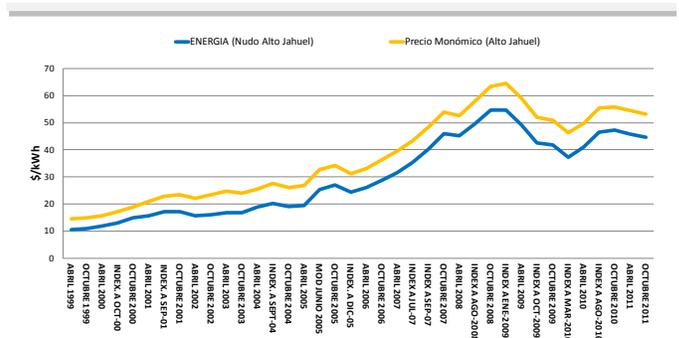
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexó 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. A partir del presente mes (enero de 2012), los precios vigentes dejan de estar indexados al costo de suministro de corto plazo, indexándose a CPI y precios de combustibles según lo establecido en los respectivos contratos.

La Tabla 3 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a diciembre de 2011 es de 82,46 US\$/MWh, lo que representa una reducción de 12,6% respecto del valor indexado al mes de noviembre de igual año (94,32 US\$/MWh), esto se debe fuertemente al cambio en la indexación a partir de este mes.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	90,9	5.419
Campanario	99,5	1.750
Colbún	88,6	6.782
Endesa	70,6	12.825
Guacolda	85,7	900
EMELDA	147,8	200
EPSA	147,8	75
Monte Redondo	133,2	275
Precio Medio de Licitación		82,46

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

De manera de dar cuenta a lo establecido en los Artículos 157° y 158°, la Comisión Nacional de Energía hace oficial durante el mes de diciembre de 2009 el documento “Procedimiento de Cálculo del Precio de Nudo Promedio”, a través del cual se define la metodología utilizada para obtener los valores definitivos de Precio de Nudo para clientes regulados.

En particular, el artículo 157° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.

Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 4 muestra una estimación de los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrarán a sus clientes.

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a diciembre 2011)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilctra	67,30	84,85	72,80	12.000
Chilquinta	88,20	81,98	81,98	2.567
EMEL	96,57	81,98	81,98	2.007
CGE	109,49	87,00	81,98	7.220
SAESA	81,42	80,75	81,98	4.432

Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a diciembre 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 78.08 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

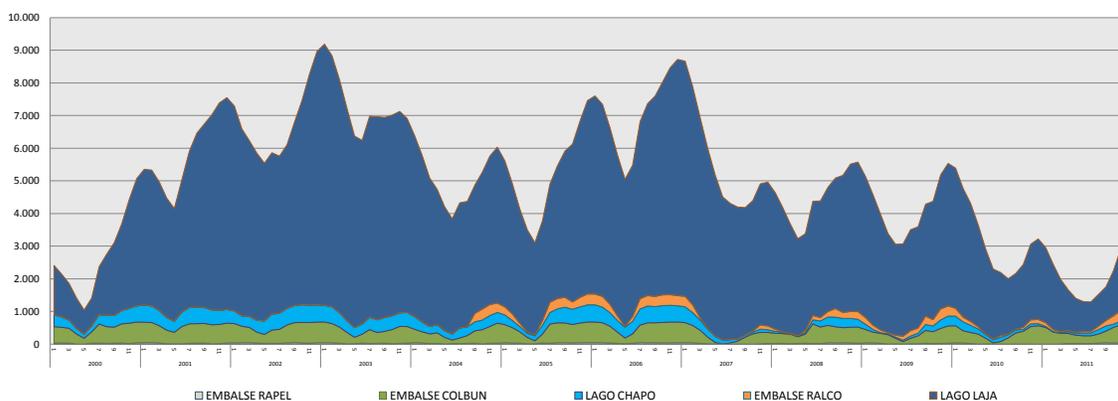
Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de diciembre de 2011, alcanzó los 3.383 GWh, lo que representa alza de 12% respecto al mes de noviembre, y un aumento de 4,3% respecto a diciembre de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al mes de diciembre de 2011 fue un 9% menor que la acumulada a igual mes del año 2010. En este sentido, si bien el nivel de algunos embalses para generación eléctrica han mostrados mejorías en algunos casos, dadas las lluvias de lo que va del año hidrológico del 2011, aún mantienen niveles bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

Nota: a partir de la presente edición, embalsadas se calculan a través de la metodología que actualmente publicada por la CNE para tal efecto. Por lo anterior, los datos mostrados en esta y futuras ediciones no son directamente comparables con Reportes anteriores.

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



Fuente: CNE, Syste

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

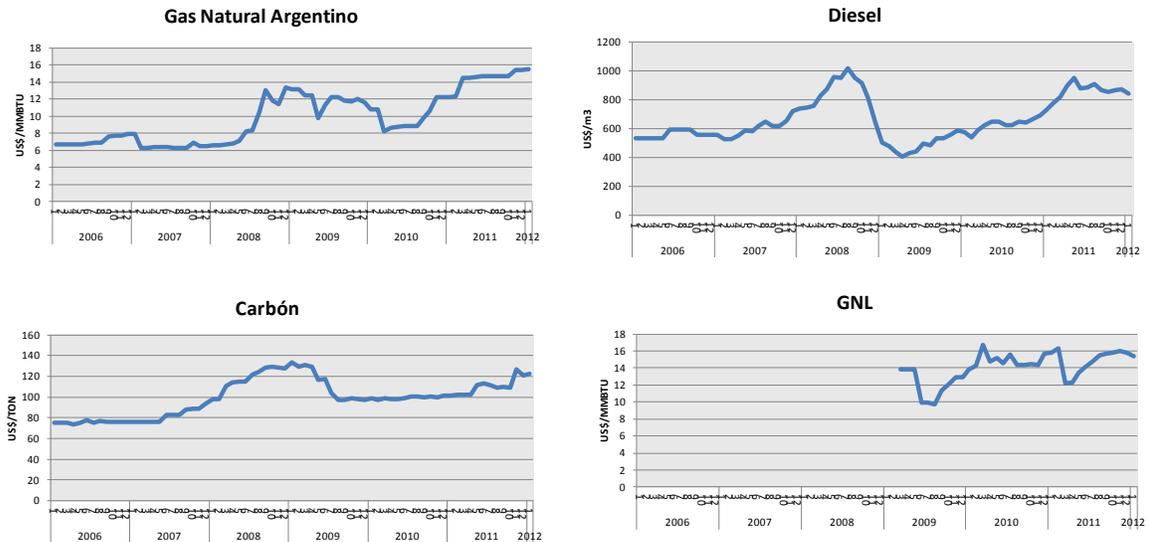
		Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010
EMBALSE COLBUN		552	559	560
	% de la capacidad máxima	85%	87%	87%
EMBALSE RAPEL		42	43	3
	% de la capacidad máxima	83%	85%	5%
LAGUNA LA INVERNADA		75	122	19
	% de la capacidad máxima	57%	92%	15%
LAGO LAJA		1.906	2.233	2.466
	% de la capacidad máxima	24%	28%	31%
LAGO CHAPO		120	128	67
	% de la capacidad máxima	21%	22%	12%
EMBALSE RALCO		318	298	127
	% de la capacidad máxima	88%	82%	35%

Fuente: CNE, Syste

Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

El complejo escenario que enfrenta el sistema eléctrico del país, caracterizado principalmente por la sequía que enfrenta la zona centro-sur, el alza en el precio de los combustibles internacionales y la estrechez del sistema, se ha visto reflejado en los precios del mercado spot durante lo que va del 2011.

Los costos marginales del SIC para el mes de diciembre de 2011 presentan un aumento de 10.3% respecto a los registrados en el mes de noviembre, con un alza de 3.4% respecto a lo observado en diciembre de 2010.

En la Tabla 7 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

Mes	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	57	247	115	116	157
Febrero	123	272	142	135	217
Marzo	144	325	134	135	236
Abril	145	280	121	133	205
Mayo	171	252	95	141	221
Junio	252	181	108	148	203
Julio	223	200	102	138	181
Agosto	208	143	96	157	154
Septiembre	176	134	68	127	162
Octubre	154	155	104	128	134
Noviembre	169	141	84,7	125	152
Diciembre	215	127	80	163	168

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	1	160,7	160,1	160,8
-	2	166,7	164,8	165,1
-	3	180,5	175,2	172,7
-	4	196,0	225,3	165,6
-	5	173,4	136,3	106,5
-	6	202,6	106,0	76,9
-	7	144,9	133,2	76,2
-	8	157,2	146,4	102,0
-	9	139,6	122,9	90,3
-	10	157,0	135,9	87,6
-	11	146,4	102,0	78,2
-	12	143,4	78,4	71,2

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

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



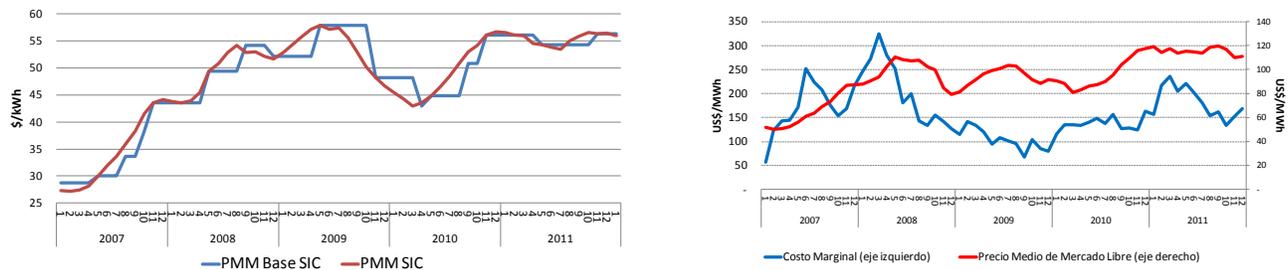
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 02 de Enero de 2012 es de 55.97 \$/kWh, lo que representa una baja de - 0.51% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56.25 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



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.

En el mes de noviembre de 2011 se agotó el saldo total de la cuenta por concepto de la Resolución Ministerial No. 88. Se terminan así los cargos a las tarifas por este concepto.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 9 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre enero y diciembre de 2012.

En total se espera la incorporación de 1,245 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de la central a carbón Santa María de Colbún se ha atrasado para el mes de abril, no obstante esta última ha comenzado el período de pruebas. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Rucatayo (60 MW en febrero de 2012) y San Andrés (40 MW en julio de 2012), y las centrales Taltal 1 y 2 operando con GNL a partir de octubre de 2012.

Unidades en Mantenición

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de diciembre de 2011, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses.

- Nehuenco (U-1 por MW): 4 días en enero.
- Rapel (U-1 por MW): 12 días en enero.
- Rapel (U-2 por MW): 12 días en enero.
- Pangué (U-1 por MW): 6 días en febrero.
- Machicura (U-1 por MW): 13 días en febrero.
- Ralco (U-2 por MW): 2 días en febrero.
- Pangué (U-2 por MW): 6 días en febrero.
- Rapel (U-3 por MW): 3 días en enero.
- Pehuenche (U-2 por MW): 1 día en enero.
- Machicura (U-2 por MW): 10 días en febrero.
- Rapel (U-5 por MW): 3 días en febrero.
- Ventanas (U-1 por MW): 9 días en febrero.
- Ventanas (U-1 por MW): 12 días en febrero.
- Machicura (U-2 por MW): 3 días en marzo.
- Pehuenche (U-1 por MW): 10 días en marzo.
- Nehuenco (U-1 por MW): 10 días en marzo.
- Pehuenche (U-2 por MW): 10 días en marzo.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras					
Nombre	Propietario		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]	
Hidráulicas					
Rucatayo	Pilmaiquén		Pasada	feb-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez		Pasada	abr-12	34
San Andrés	HydroChile		Pasada	jul-12	40
Puléfú	Capullo		Pasada	dic-12	9
Térmica Tradicional					
Santa María	Colbún	Carbón		abr-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón		jun-12	342
Taltal 1	Endesa	GNL		oct-12	122
Taltal 2	Endesa	GNL		oct-12	123
Otros Térmicos					
Lautaro	Comasa	Biomasa		feb-12	25
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.		feb-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración		mar-12	32
Eólicas					
Talinay Oriente	Vestas			jun-12	99
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)					1.245

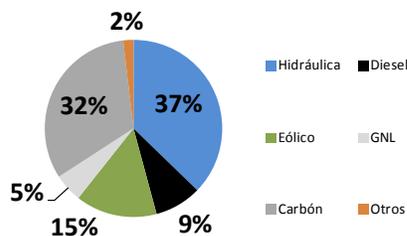
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.335	8.969
Diesel	1.449	1.091
Eólico	2.526	5.614
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	317	628
TOTAL	16.997	26.860
Aprobado	13.625	20.401
En Calificación	3.372	6.459
TOTAL	16.997	26.860

Fuente: SEIA, Syste

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.997 MW (13.599 MW en calificación), con una inversión de 26.860 MUS\$.

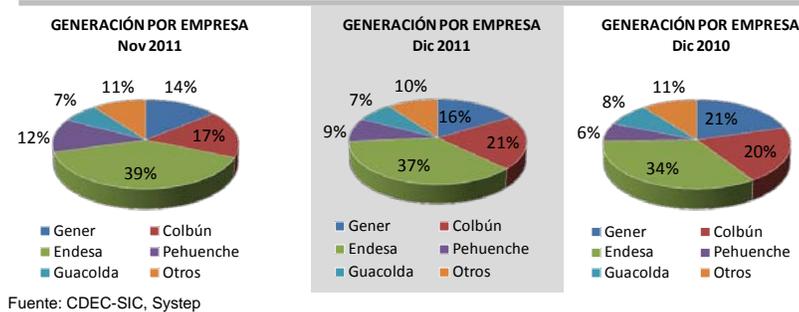
Se destaca en éste mes la aprobación de la central a biogás Santa Marta en la Región Metropolitana (14 MW), así como del Conjunto Hidroeléctrico Bonito en la X región (12 MW). En la Tabla 11 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoelectrica Castilla	MPX Energia S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoelectrica Energia Minera	Energia Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELECTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoelectrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energia 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 HIDROELECTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoelectrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberólica Cabo Leones I S. A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

Fuente: SEIA, Syste

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

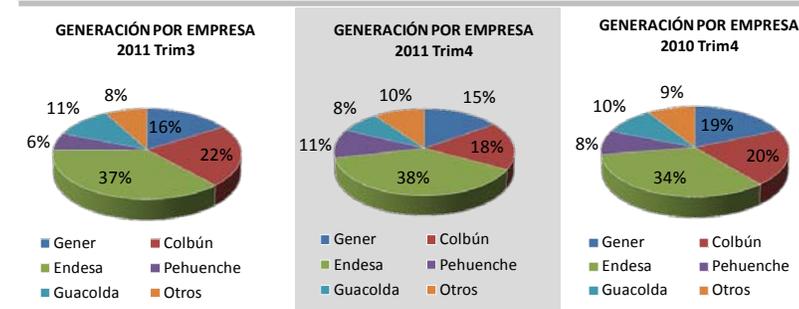
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes diciembre de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 37% de la producción total de energía, seguido de Colbún (21%), Gener (17%), Pehuenche (9%) y Guacolda (7%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa y Pehuenche disminuyeron su producción en un 1,1% y 22,9% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Gener, Colbún y Guacolda vieron aumentado su aporte en un 23,8%, 27,4% y 12,1% respectivamente. El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

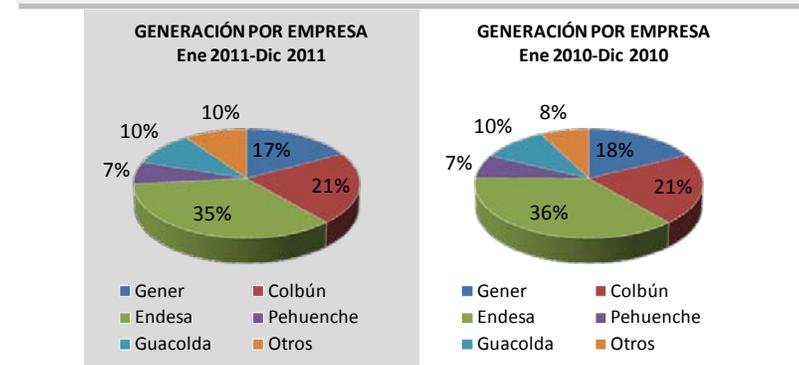
En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ENDESA

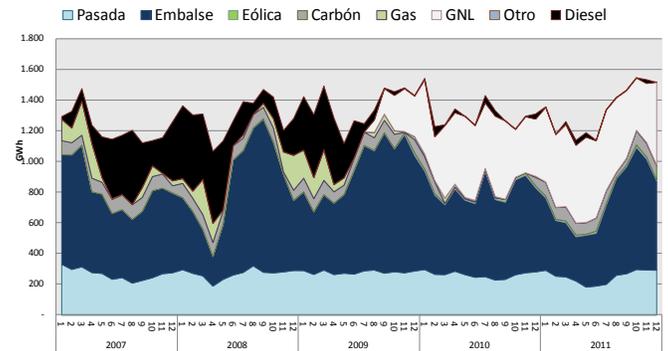
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -19.5% respecto al mes de noviembre, y un aumento de 6.4% en relación a diciembre de 2010. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -0.5% respecto a noviembre, con un aumento de 3.9% respecto a diciembre de 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta un alza de un 6.1% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 40.1% respecto a noviembre, con un aumento del 44.9% respecto a diciembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

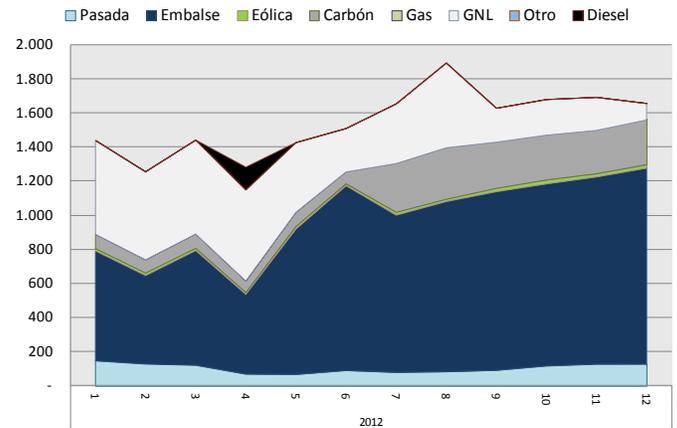
En la Figura 20 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	294	292	281	-0,5%	3,9%
Embalse	723	582	547	-19,5%	6,4%
Gas	3	0	5	-84,4%	-90,7%
GNL	387	543	375	40,1%	44,9%
Carbón	89	94	56	6,1%	69,7%
Diésel	25	0	34	-98,3%	-98,7%
Eólico	15	6	13	-59,1%	-55,3%
Total	1.535	1.518	1.311		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 10: Generación Endesa, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN ENDESA			
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.000	3.152	-4,8%
Embalse	6.092	6.623	-8,0%
Gas	4	104	-95,9%
GNL	5.803	5.255	10,4%
Carbón	929	216	330,4%
Diésel	129	240	-46,3%
Eólico	132	151	-12,6%
Total	16.088	15.740	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	729	883	820	7,7%	21,1%
Embalse	1.839	2.100	1.800	16,7%	14,2%
Gas	0	4	6	-42,7%	7558,7%
GNL	1.459	1.272	1.055	20,6%	-12,8%
Carbón	159	277	56	398,2%	74,1%
Diésel	6	28	40	-30,4%	380,5%
Eólico	28	37	43	-14,2%	30,4%
Total	4.220	4.601	3.819		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

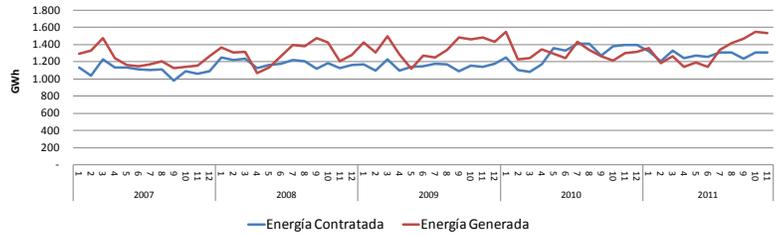
La generación real de energía para Endesa durante noviembre de 2011 fue de 1.518 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.303 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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.

Transferencias de Energía

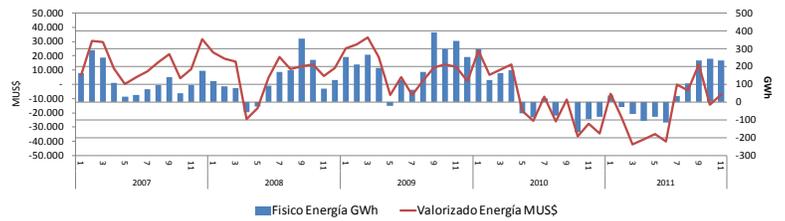
Durante el mes de noviembre de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 232 GWh, las que son valorizadas en -6,98 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 34.4% respecto a noviembre, con un aumento de 15.8% en relación a diciembre del año 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 35.0% respecto al mes de noviembre, con una disminución de -16.9% en relación a diciembre de 2010. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -90.9% respecto al mes de noviembre.

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

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

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

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	115	155	134	34,4%	15,8%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	1	0	215	-100,0%	-100,0%
GNL	82	7	0	-90,9%	0,0%
Carbón	256	346	417	35,0%	-16,9%
Diesel	90	167	16	84,6%	917,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	9	9	16,6%	1,7%
Total	553	685	791		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GENER			
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.184	1.441	-17,8%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	36	612	-94,1%
GNL	1.730	0	0,0%
Carbón	4.368	4.074	7,2%
Diesel	518	1.402	-63,1%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	96	3,4%
Total	7.936	7.625	

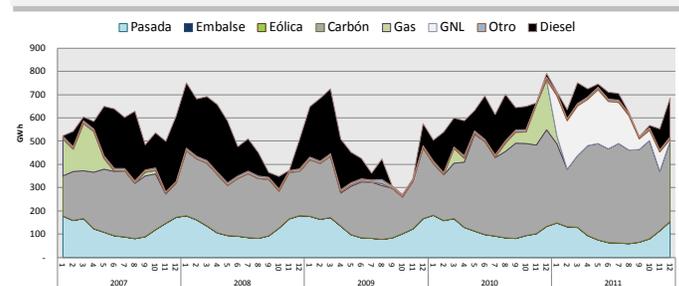
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	188	351	331	6,1%	86,8%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	1	439	-99,7%	0,0%
GNL	369	134	0	0,0%	-63,8%
Carbón	1.233	1.026	1.196	-14,1%	-16,8%
Diesel	35	268	117	129,7%	656,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	23	26	23	12,3%	13,0%
Total	1.848	1.806	2.105		

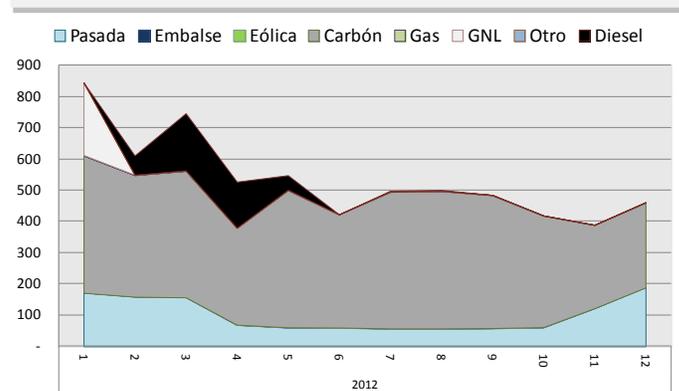
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

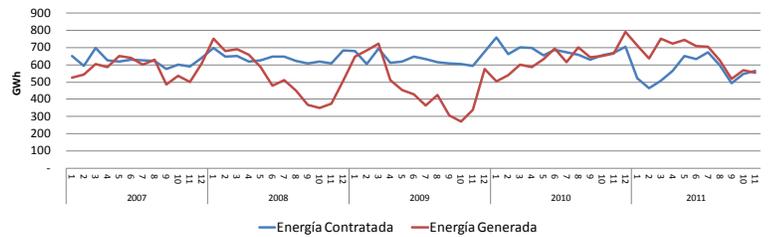
La generación real de energía para Gener durante noviembre de 2011 fue de 685 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 565 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

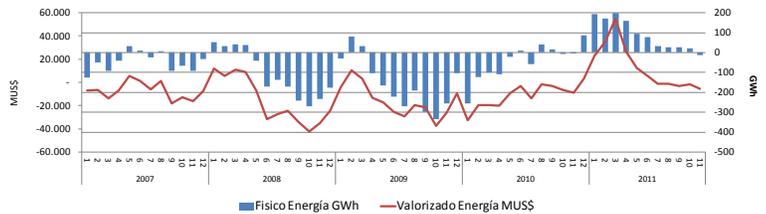
Durante el mes de noviembre de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a -11,74 GWh, las que son valorizadas en -5,39 MUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -3.7% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 44.2% en relación a diciembre de 2010. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -4.9% respecto a noviembre, con un aumento de 38.2% respecto a diciembre de 2010.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 490.0% respecto a noviembre, con un aumento de 192.0% respecto a diciembre de 2010. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 3 GWh respecto a noviembre.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	314	299	216	-4,9%	38,2%
Embalse	296	285	198	-3,7%	44,2%
Gas	1	0	17	-100,0%	-100,0%
GNL	0	3	277	0,0%	-98,9%
Carbón	22	54	0	149,6%	0,0%
Diesel	36	211	72	490,0%	192,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	669	852	781		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN COLBUN			
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.804	2.540	10,4%
Embalse	2.630	2.705	-2,8%
Gas	15	280	-94,6%
GNL	2.402	993	141,9%
Carbón	96	0	0,0%
Diesel	1.901	2.563	-25,8%
Eólico	0	0	0,0%
Total	9.849	9.081	

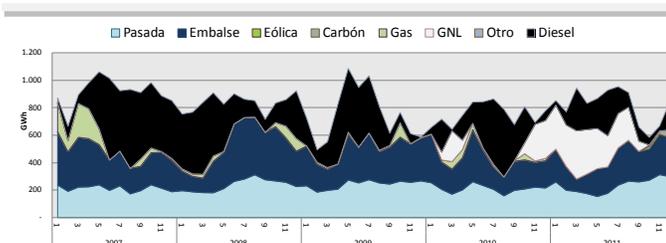
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	763	885	647	36,8%	16,0%
Embalse	789	811	590	37,4%	2,8%
Gas	0	9	72	-87,3%	0,0%
GNL	570	4	626	-99,4%	-99,3%
Carbón	1	95	0	0,0%	10137,2%
Diesel	409	302	350	-13,6%	-26,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.532	2.106	2.285		

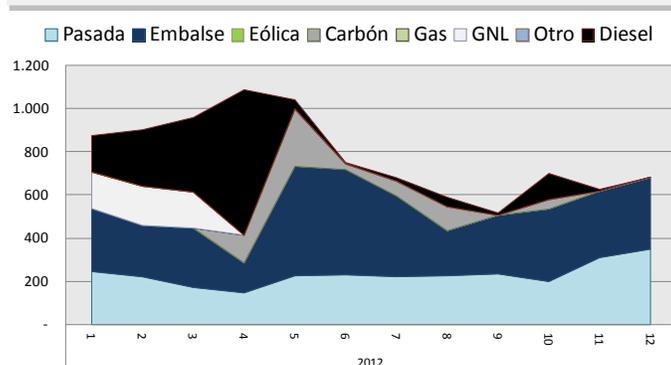
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

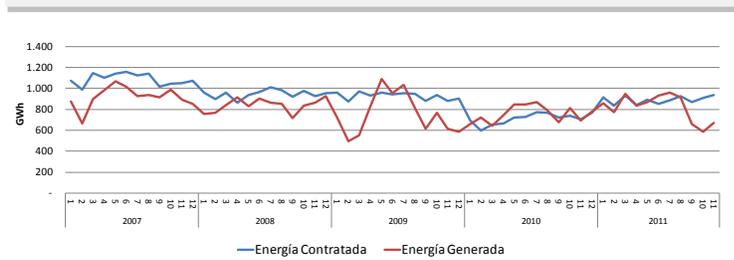
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante noviembre de 2011 fue de 852 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 937 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot dado 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)

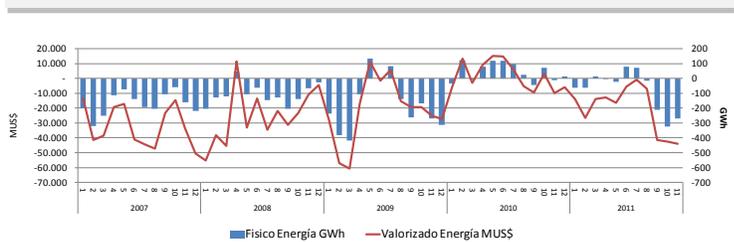


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -269 GWh, las que son valorizadas en -43,9 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, Systeop

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

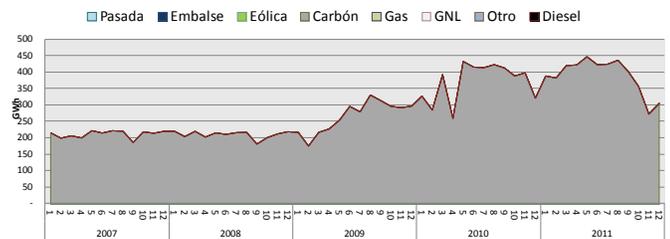
GUACOLDA

Durante el mes de diciembre, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 12.1% respecto al mes de noviembre, con una disminución de -4.9% en relación a diciembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

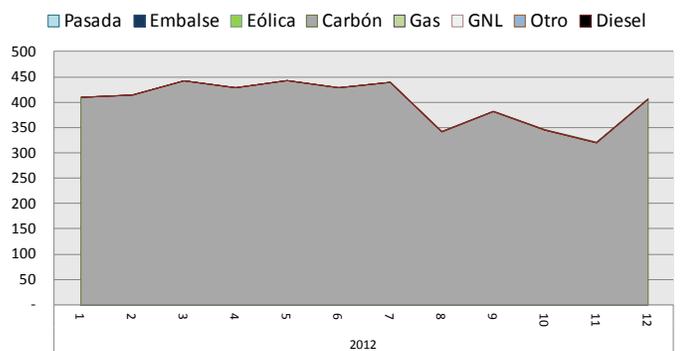
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	273	306	322	12,1%	-4,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	273	306	322		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Guacolda, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.694	4.483	4,7%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.694	4.483	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.266	938	1.111	-15,6%	-25,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.266	938	1.111		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

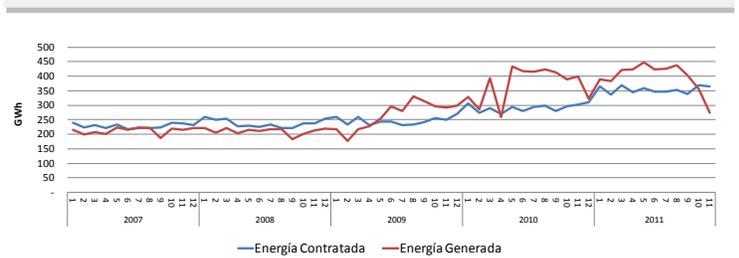
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante noviembre de 2011 fue de 306 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 365 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

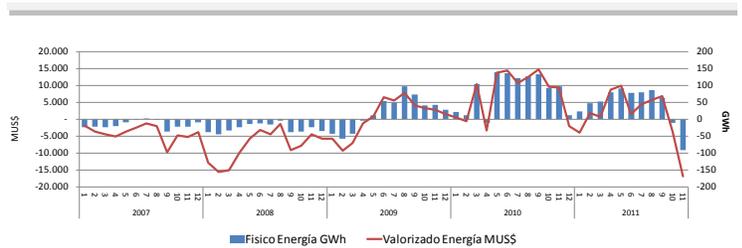


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -91,8 GWh, las que son valorizadas en -16,89 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

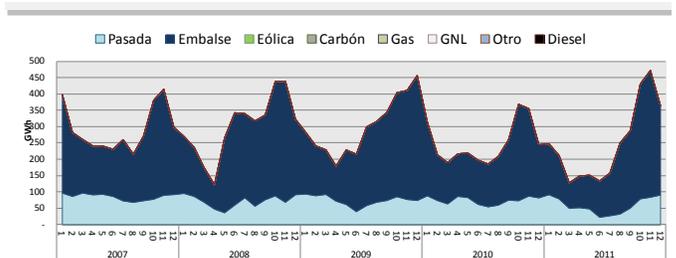
PEHUENCHE

Durante el mes de diciembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -29.6% respecto al mes de noviembre, con un aumento de 67.8% en relación a diciembre de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 8.1% respecto a noviembre, con un aumento de 10.6% en relación a diciembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

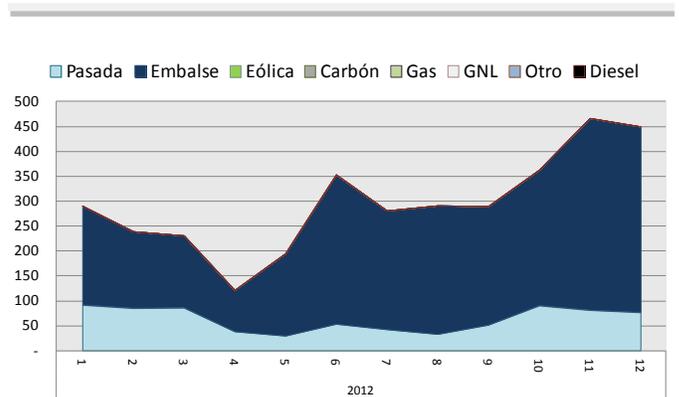
En la Figura 36 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	84	91	82	8,1%	10,6%
Embalse	389	274	163	-29,6%	67,8%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	473	365	245		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010	Var. Últimos 12 meses
Pasada	710	892	-20,4%
Embalse	2.282	2.091	9,1%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	2.992	2.983	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	111	254	243	4,5%	129,6%
Embalse	586	1.016	728	39,5%	73,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	697	1.270	971		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

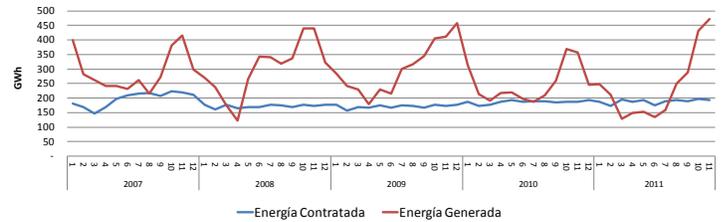
La generación real de energía para Pehuenche durante noviembre de 2011 fue de 365 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 192 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 37 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Transferencias de Energía

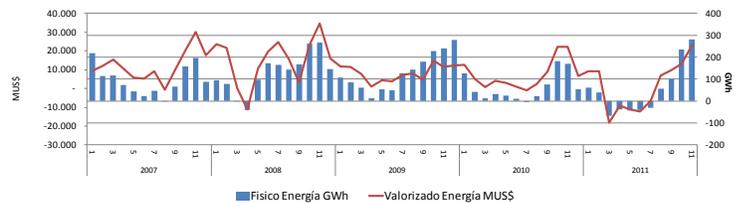
Durante el mes de noviembre de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 281 GWh, las que son valorizadas en 23,1 MMUS\$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

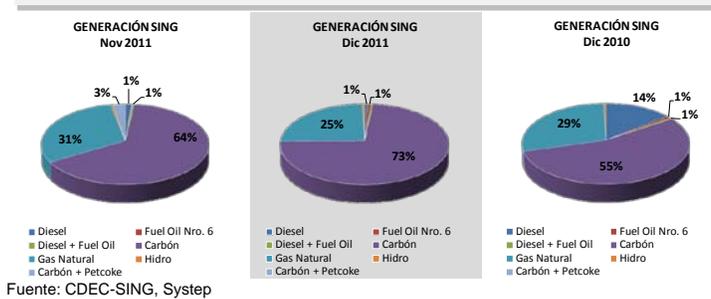
Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

⁵ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

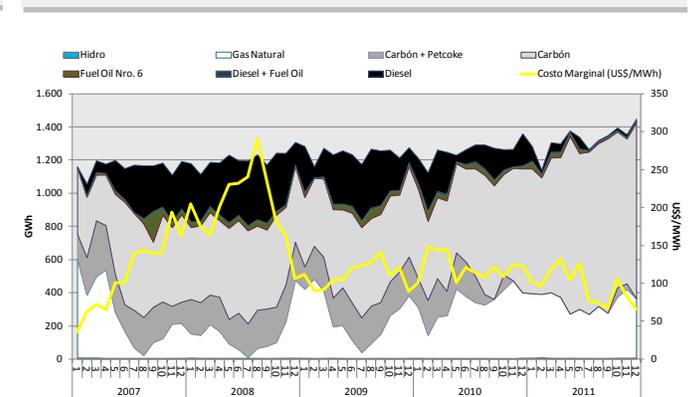
Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de diciembre de 2011 la generación de energía en el SING aumentó en un 6,9% respecto a noviembre, con un aumento de 6,5% respecto a diciembre de 2010.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 37,8% con respecto a noviembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 21,2%. La generación con gas natural disminuyó en un 13,5% respecto al mes pasado.

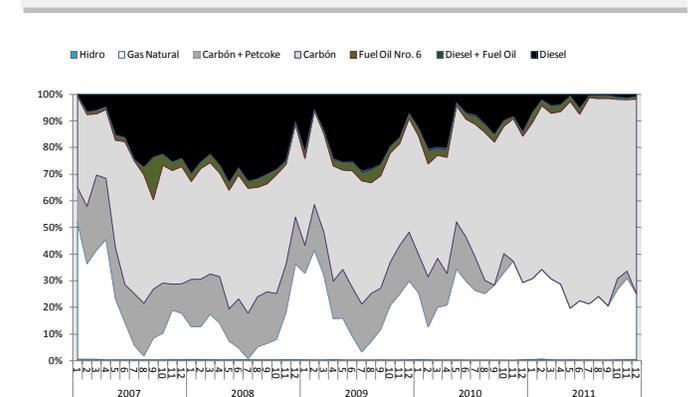
En la Figura 40 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de diciembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 66 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 21,0% respecto al mes anterior.

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)



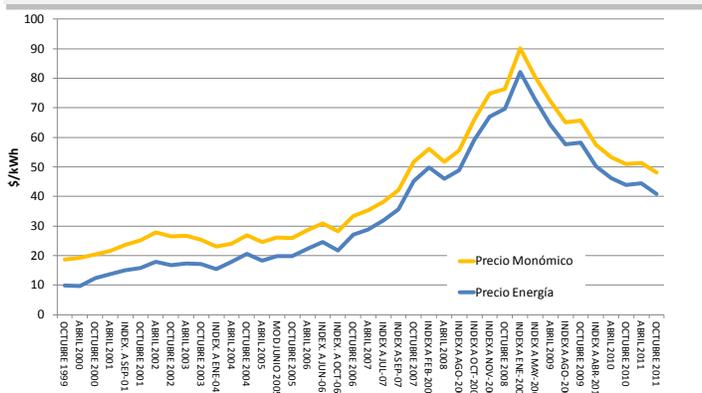
Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 41: Generación histórica SING (%)



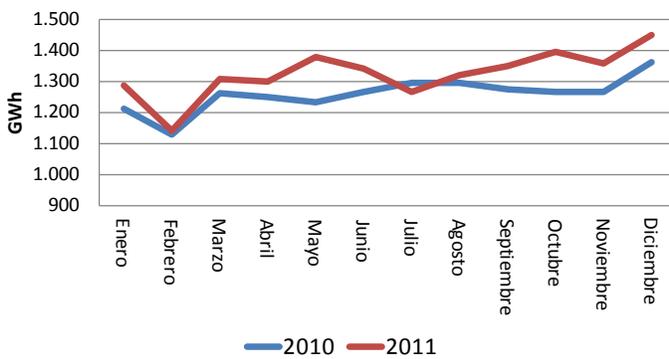
Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 31 de diciembre fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 40,887 \$/kWh y 4.451,54 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 47,99 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 5,66% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2011.

Generación de Energía

En el mes de diciembre, la generación real del sistema fue de 1.449 GWh. Esto representa un aumento de 6,5% con respecto al mismo mes del 2010.

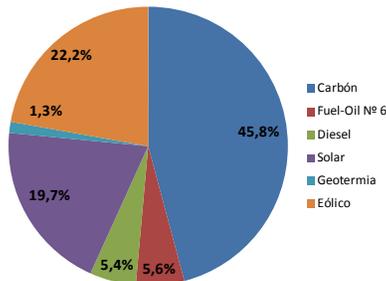
La generación acumulada a diciembre del año 2011 es de 15.889 GWh, lo que comparado con los 15.102 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 5,2%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	762	2.442
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	3.863	8.761
Aprobado	3.511	7.655
En Calificación	352	1.106
TOTAL	3.863	8.761

Fuente: SEIA, Systep

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Pacifico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica Alto Loa S.p.A.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CLS.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoelectrónica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	En Calificación	Geotermia	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Parinacota	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salae de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTUS CHILE Spa	30	82	11-11-2011	En Calificación	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	En Calificación	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A.	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 28 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de enero de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 3.863 MW (352 MW en calificación), con una inversión de 8.761 MMUS\$.

Destaca en el mes de diciembre la aprobación de las centrales Complejo Solar FV Pica (I Región), de 90 MW e inversión de 288 MMUS\$; Parque Eólico Calama (II Región), de 128 MW e inversión de 280 MMUS\$, y Parque Eólico Ckani (II Región), de 240 MW e inversión de 500 MMUS\$.

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 29). 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 26: Precios de Licitación (precios indexados a diciembre de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Dic-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	95,20	2012

Precios de combustibles

En la Figura 45 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del resumen de precios de combustibles publicado por el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación durante el mes anterior.

Figura 45: Valores informados por las Empresas

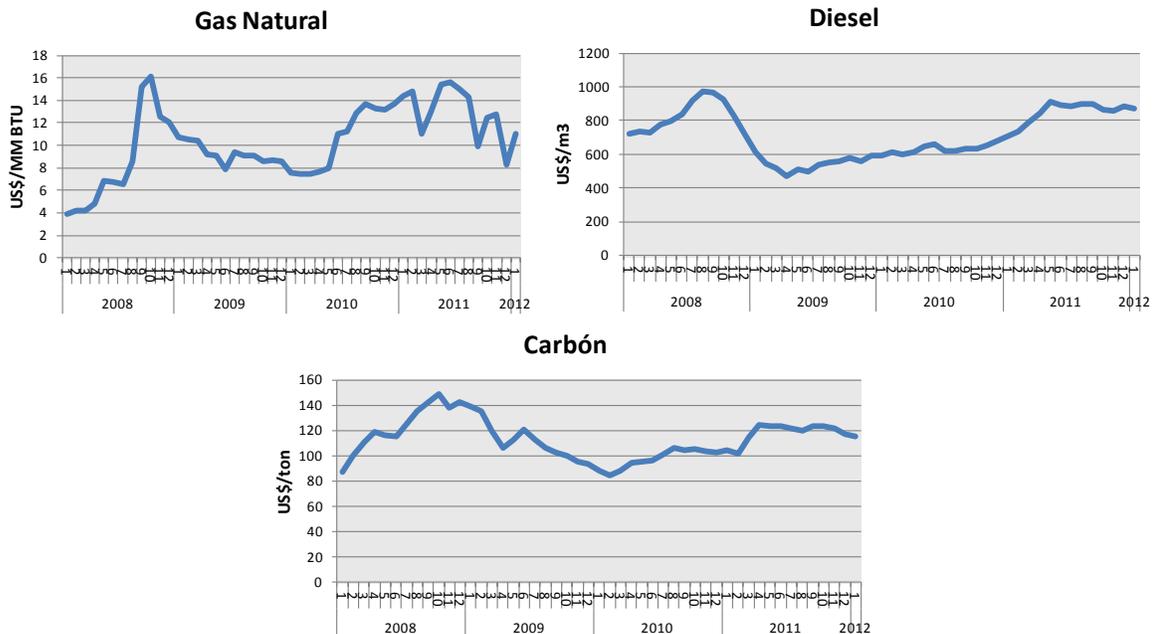


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011
Enero	204	112	101	102
Febrero	174	90	148	96
Marzo	164	92	144	119
Abril	201	105	144	132
Mayo	230	105	101	104
Junio	232	120	121	126
Julio	241	123	114	76
Agosto	291	127	108	74
Septiembre	236	140	122	67
Octubre	181	110	109	106
Noviembre	164	121	124	83
Diciembre	106	89	123	66

Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

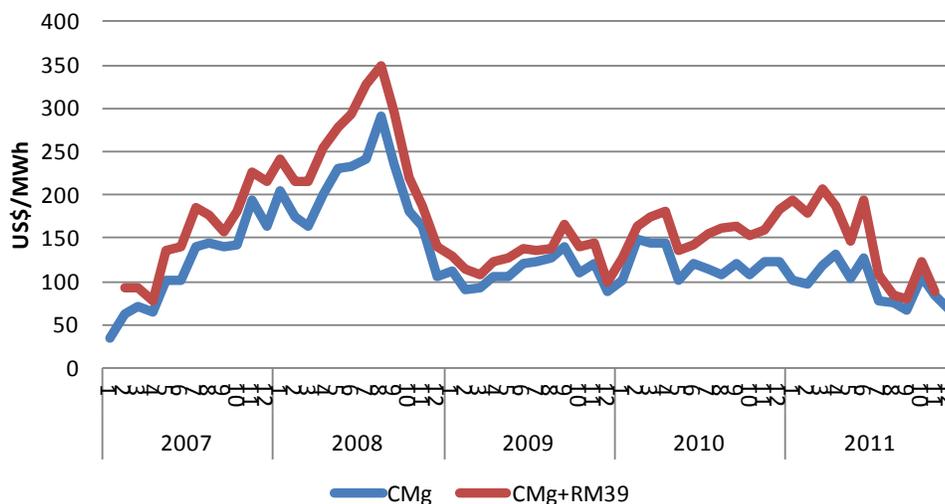
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de diciembre, el costo marginal fue de 66 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 46,5% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 21,0% respecto al mes de noviembre de 2011.

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

La Figura 46 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 noviembre de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de noviembre. 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 noviembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 4,8 US\$/MWh.

Figura 46: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 2 de enero de 2012 es de 59,798 \$/kWh, que representa una disminución de 1,25% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

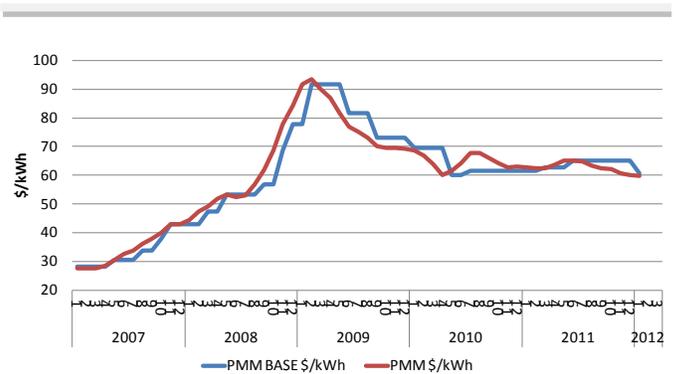
Durante el año 2011 se destaca la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de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

Unidades en Mantenición

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

- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo.
- CTM1 (Mejillones): 166 MW en enero.
- U16 (Tocopilla): 280 MW entre enero y marzo.
- TV2C (GasAtacama): 135 MW en marzo.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener. Desde el mes de abril de 2011 la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos, mientras que desde el mes de agosto de 2011 la generación de E-CL incluye la producción de las Centrales Térmicas Andina y Hornitos.

Al mes de diciembre de 2011, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 31% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Electroandina con un 23% y 18%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que E-CL, GasAtacama y Norgener aumentaron su producción en un 45,3%, 15,1% y 6,3%, respectivamente, en relación a noviembre de 2011. Por su parte Celta, Electroandina y AES Gener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 63,2%, 7,9% y 0,5%, respectivamente. En la Figura 48 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 49 se presentan las transferencias de energía de las empresas en noviembre de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Norgener, la cual cambió su condición de deficitaria a excedentaria.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual

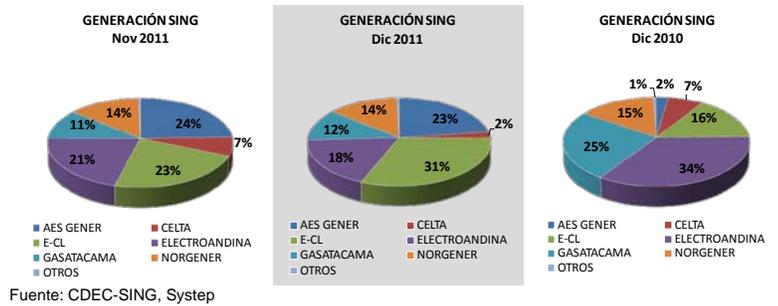
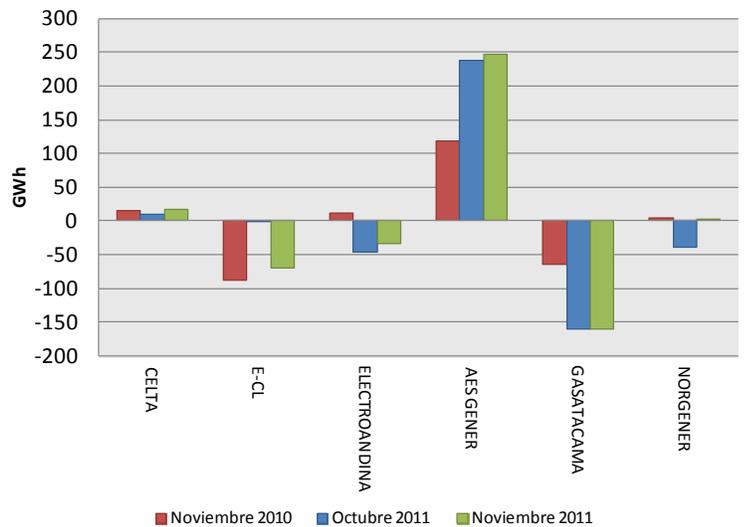


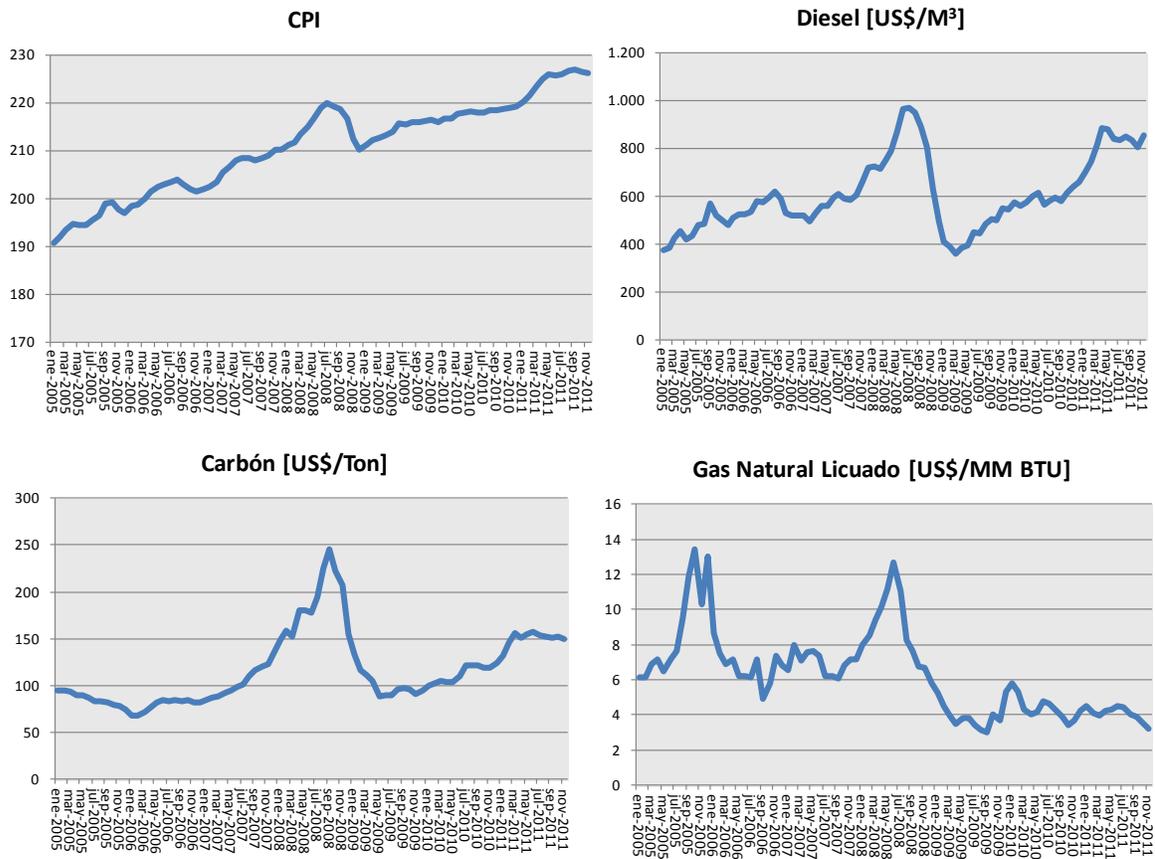
Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Dic-11 Barra Suministro	Indexado Dic-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	93,6	92,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	93,1	92,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	93,4	93,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	92,1	92,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	92,1	92,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	129,8	129,8	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	115,6	115,6	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,0	70,6	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	108,5	101,4	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,1	97,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,1	97,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	95,9	94,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	129,5	120,9	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	91,6	94,2	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	93,3	95,9	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,1	62,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,7	62,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,4	62,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	61,2	60,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	69,0	68,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	106,3	99,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	60,6	60,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	60,9	60,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	60,8	60,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	59,8	59,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	106,6	106,6	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	66,2	66,2	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,0	57,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	57,3	56,1	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	57,3	56,1	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	158,3	147,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	158,3	147,8	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	86,4	85,7	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,1	107,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	158,3	147,8	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	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 diciembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 19.9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -9.7% en comparación al mes recién pasado, y de un -2.9% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 25.7% respecto al mismo mes del año anterior, de un -18.9% en comparación al mes recién pasado, y de un -3.6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 14.2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 2.9% en comparación al mes recién pasado, y de un -2.0% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

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

GENERACION HIDRÁULICA			
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010
Embalse	1.408	1.141	908
Pasada	1.028	1.057	926
Total	2.436	2.199	1.834



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

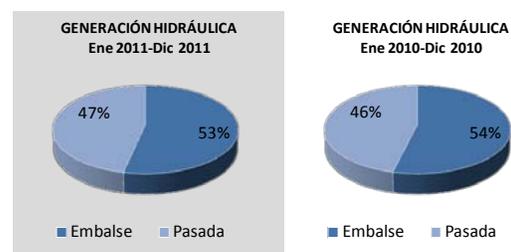
GENERACION HIDRÁULICA			
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4
Embalse	3.214	3.926	3.118
Pasada	2.268	3.019	2.647
Total	5.482	6.945	5.765



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION HIDRÁULICA		
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010
Embalse	11.004	11.419
Pasada	9.603	9.800
Total	20.607	21.218

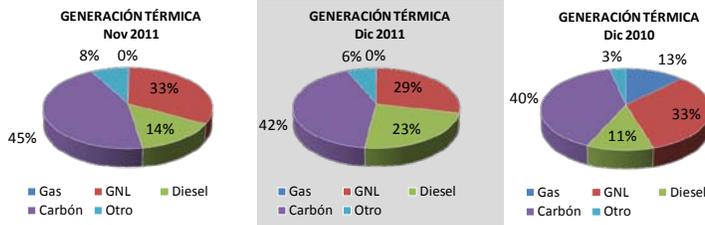


Fuente: CDEC-SIC, Svsteeo

ANEXO III

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

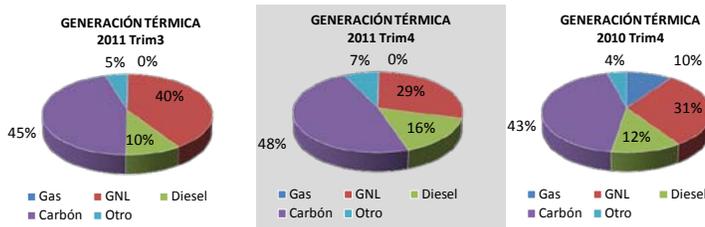
GENERACION TÉRMICA			
	Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010
Gas	5	0	251
GNL	469	553	652
Diesel	208	449	228
Carbón	640	801	794
Otro	114	123	69
Total	1.436	1.927	1.993



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

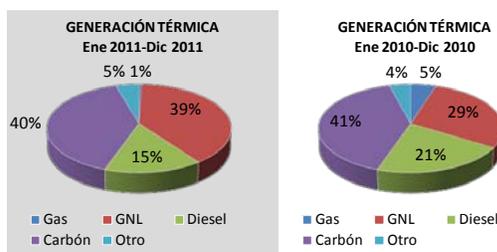
GENERACION TÉRMICA			
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4
Gas	14	14	534
GNL	2.398	1.410	1.681
Diesel	565	761	659
Carbón	2.659	2.336	2.362
Otro	278	356	225
Total	5.915	4.877	5.461



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACION TÉRMICA		
	Ene 2011-Dic 2011	Ene 2010-Dic 2010
Gas	124	1.064
GNL	9.935	6.248
Diesel	3.896	4.642
Carbón	10.086	8.773
Otro	1.142	907
Total	25.183	21.634



Fuente: CDEC-SIC, Svsttep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de diciembre, muestra una variación de un -3.3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 34.1% en comparación al mes recién pasado, y de un 16.4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -99.8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -90.5% en comparación al mes recién pasado, y de un -88.4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -15.1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 17.8% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 97.0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 115.9% en comparación al mes recién pasado, y de un -16.1% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 0.8% respecto al mismo mes del año anterior, de un 25.1% en comparación al mes recién pasado, y de un 15.0% 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 79.7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 8.6% en comparación al mes recién pasado, y de un 25.9% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de diciembre cuenta con un día más que el mes de noviembre.

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberódica Cabo Leones I.S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTNG S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120	250	30-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106	240	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 180	Base	III

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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 Vallener	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil N°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 N°2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel N°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
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
PARQUE EOLICO CUEL KUeEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75	21-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chibé S.A.	36	100	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zafartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensur S.A.	24	48	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

ANEXO IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquién	Hidroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Canilaquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Homopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	VI
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14	36	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Cokiosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278	07-12-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
"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	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
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
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A.	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP Nº 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	RM
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Collil	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
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 Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Ampliación Central Térmica Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.	4,8	0,6	22-08-2011	En Calificación	Diesel	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0	01-06-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroenersur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@systep.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

