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

[Volumen 4, número 6]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Junio 2011

Contenido

Editorial 2
SIC 7
Análisis General 8
Análisis Precio de Licitación 11
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo 12
Estado de los Embalses 13
Análisis Precios de los Combustibles 14
Análisis Precios Spot 15
Análisis Precio Medio de Mercado 16
RM 88 16
Análisis Parque Generador 17
Resumen Empresas 19
SING 30
Análisis General 31
Análisis Precio de Licitación 34
Análisis Precios de los Combustibles 34
Análisis Precios Spot 35
Análisis Precio Medio de Mercado 36
Análisis Parque Generador 36
Resumen Empresas 37
ANEXOS 40
Índice Precio de Combustibles
Precios de Licitación
Análisis por tecnología de Generación SIC
RM88
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Noticias

Suministro eléctrico sigue ajustado, a pesar de las lluvias. (La Tercera, 08/06/11)

Gener y Aguas Andinas firman acuerdo para desarrollo de central Alto Maipo. (Diario Financiero, 08/06/11)

Nueva Renca asegura abastecimiento de GNL para operar hasta julio. (El Mercurio, 07/06/11)

CDEC convoca a licitación de tendidos eléctricos para reforzar el sistema de transmisión troncal. (La Tercera, 07/06/11)

Laurence Golborne prevé caída en cuentas de luz a partir de 2012. (La Tercera, 03/06/11)

Hidroelectricidad en el SIC llega a su nivel más bajo desde la crisis de 1999. (El Mercurio, 06/06/11)

Codelco acude a tribunal eléctrico para buscar reducción de hasta 30% en precios de la energía. (El Mercurio, 02/06/11)

Rechazan la instalación de termoeléctrica de Southern Cross en la zona de Puchuncaví: Río Corriente (El Mercurio, 31/05/11)

Collahuasi inicia proceso de licitación para suministro de ERNC. (La Tercera, 27/05/11)

Comisión deberá entregar en septiembre informe sobre nueva política energética. (El Mercurio, 23/05/11)

Xstrata prevé iniciar construcción de centrales en 2013. (La Tercera, 23/05/11)

En 2012 se iniciaría construcción de primera unidad de Central Castilla. (El Mercurio, 19/05/11)

Línea de transmisión SING-SIC iniciaría tramitación este semestre. (Diario Financiero, 19/05/11)

HidroAysén y Xstrata compartirán 600 km de línea de transmisión. (La Tercera, 18/05/11)

Baja de tarifas eléctricas en Aysén requiere de un cambio regulatorio. (El Mercurio, 12/05/11)

Sólo un 35% de la generación en trámite ambiental es hidroeléctrica en el SIC. (Estrategia, 12/05/11)

HidroAysén revela en julio trazado final de su línea de transmisión. (El Mercurio, 11/05/11)

Exigirán a HidroAysén auditoría ambiental, rebaja de tarifas y financiar plan de difusión. (El Mercurio, 10/05/11)

Editorial

Carretera eléctrica y multicarrier: dos oportunidades

En el Mensaje Presidencial del 21 de mayo se plantearon dos importantes iniciativas en materia energética: la construcción de una carretera pública para la transmisión eléctrica y la creación de un multicarrier a nivel de distribución. Los anuncios realizados tienen todavía un carácter general, y a la fecha las autoridades sólo han anunciado que iniciarán estudios al respecto, sin entregar detalles específicos; sin embargo, podrían ser el punto de partida para nuevas reformas en el sector. Se han tornado un importante foco de discusión a nivel nacional por el creciente interés público en las definiciones en torno al suministro eléctrico en Chile.

En esta editorial buscamos analizar distintas interpretaciones que podrían formularse a partir de estos anuncios, y entregar algunos antecedentes adicionales para comprender mejor sus eventuales implicancias.

La Carretera Pública de Transmisión Eléctrica

El mensaje del Presidente de la Republica plantea estudiar la creación de un Sistema Interconectado Nacional, incluyendo la **posibilidad de una carretera eléctrica pública, de acceso abierto**, que permita a múltiples generadores comercializar su energía a lo largo de todo el país. El Ministro de Minería y Energía precisó que se podría utilizar un modelo similar al de las carreteras públicas concesionadas, donde los usuarios pagan su costo por uso[1], e insistió en garantizar el libre acceso de los generadores el sistema de transmisión y en la necesidad de contar con infraestructura de transmisión adaptada al crecimiento esperado del sector en un horizonte de largo plazo de 20 a 30 años.

El objetivo de la carretera pública sería facilitar la conexión de nuevos generadores para incrementar la oferta y competencia en el sector generación, en particular del tipo ERNC, y a la vez evitar que se repitan episodios de congestión como los que enfrenta actualmente el sistema de transmisión.

Es poco probable que la propuesta pretenda incorporar al Estado directamente como agente transmisor, sino que formular cambios regulatorios del segmento que logren otros objetivos.

El Sistema de Transmisión Troncal actual

El concepto de acceso abierto a un sistema de transmisión común es algo que ha estado presente desde los inicios de la reforma del sector eléctrico chileno a fines de los 80, y es la clave de las reformas que han tenido lugar en diversas latitudes. La existencia de sistemas de transporte abiertos que permitan a diversos generadores competir en el abastecimiento a los grandes clientes es la esencia de los mercados eléctricos modernos, aún cuando todavía no hay consenso a nivel mundial en cómo lograr implementar dichas redes comunes, menos en como tarificarlas y expandirlas, más aún dadas las características monopólicas en que se desarrollan dichas redes. Cada país ha elegido un modelo regulatorio particular para su desarrollo, el nuestro resultante de la Ley Corta I (Ley Nº 19.940 del 2004).

[1] Diario Estrategia, 25/05/2011.

El Sistema de Transmisión Troncal (STT) en Chile es el eje central del transporte de electricidad en los principales sistemas interconectados, SIC y SING, y cumple la función esencial de entregar transporte, seguridad y acceso a la transmisión para los diferentes actores del mercado eléctrico. Por definición, el acceso de los usuarios al STT es abierto y no discriminatorio, sujeto solo a los requisitos técnicos de la normativa vigente.[2]

El desarrollo del STT es definido por un comité dirigido por la Comisión Nacional de Energía[3], en un proceso que define tanto la expansión futura del sistema, como las tarifas para los usuarios que lo utilicen. Las obras de expansión son licitadas a terceros, quienes rentabilizan su inversión mediante el cobro de peajes, cobros que son gestionados de manera autónoma por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Uno de los desafíos de la expansión de un sistema de transmisión en un ambiente de mercado es que no se sabe con certeza cuáles son los proyectos de generación, ni de grandes consumos, a los que deberán servir futuras ampliaciones. En su concepción actual, la expansión del STT toma en cuenta sólo los proyectos de generación futuros anticipados por la CNE, lo que puede llevar a evaluar un número reducido de escenarios en un horizonte de planificación de 15 años, y donde el criterio que prima es **minimizar el costo total de expansión** del sistema. Por ende, el ejercicio de análisis futuro tiene una capacidad limitada para incorporar el alto grado incertidumbre de la evolución futura del parque generador, cuyo desarrollo es decisión exclusiva de inversionistas privados. Esto fue especialmente cierto en el estudio de expansión del STT del año 2006, donde se consideró un sólo escenario de inversiones en generación, condicionando un limitado desarrollo de nuevas instalaciones de transmisión. Esto se superó parcialmente en el estudio del 2010, donde se definió dos escenarios alternativos de expansión de generación, reflejando otras incertidumbres, y agregando objetivos de minimización del máximo arrepentimiento ante esas incertidumbres. Esto resultó en la formulación de un plan mayor de inversiones en transmisión para los próximos años, comparado con el del 2006. Lo anterior no implica que el futuro sistema así expandido necesariamente pueda responder, por ejemplo, a nuevos desarrollos específicos.

En resumen, nuestra regulación cuenta con una red con las principales características de la carretera pública anunciada: planificación centralizada, construcción licitada a privados, pago por uso mediante peajes y de libre acceso para todos los usuarios. Sin embargo, el sistema por diseño tiene pocas holguras para enfrentar la incertidumbre en el desarrollo del parque generador.

Adicionalmente, la tramitación ambiental de nuevos proyectos de transmisión y la gestión de concesiones y servidumbres para su desarrollo se han vuelto cada vez más complejas en el último tiempo, incorporando más factores de incertidumbre y mayores tiempos de tramitación y construcción. Esto condiciona que los tiempos de desarrollo de nuevas líneas sean extensos y no permiten dar solución rápidamente a los problemas de congestión cuando se presentan, lo que finalmente genera un sobrecosto para los usuarios y/o los desarrolladores de los nuevos proyectos de transmisión.

Los cambios que podrían venir para la transmisión

En ese contexto, si bien la creación de una carretera pública, por las características anunciadas, no se alejaría mucho de los conceptos del sistema actual, podría introducir cambios que fueran beneficiosos para el mercado.

Una interpretación posible de la propuesta es la creación de corredores energéticos, que consisten en definir una franja amplia (600-1.000 metros) en la cual el Estado se encargaría de tramitar previamente todos los permisos y servidumbres para la instalación de varias líneas transmisión (Ej: *National Interest Electric Transmission Corridor*, en EE.UU.). Esto presenta ventajas importantes que facilitarían la expansión del sistema de transmisión: reduce los tiempos de tramitación y construcción de nuevas líneas; reduce los costos de tramitación y riesgos de retrasos, disminuyendo el costo global de licitación de las obras de expansión; y reduce el impacto ambiental al agrupar servidumbres de múltiples líneas en una sola franja común.

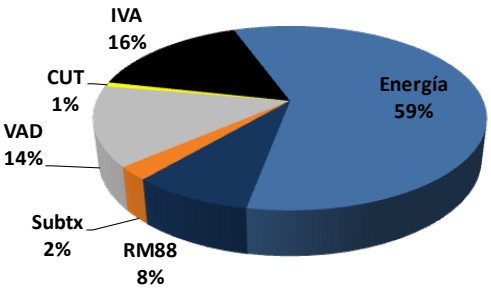
[2] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (2009)
[3] Estudio de Transmisión Troncal. desarrollado por un comité con representantes de empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras, junto con miembros del Ministerio de Energía y la CNE. El estudio se realiza cada 4 años y el más reciente se llevó a cabo en el 2010.

Este corredor energético puede implementarse específicamente en zonas de alta congestión o con alto potencial para el desarrollo de proyectos de generación, utilizando criterios que minimicen el impacto social y ambiental en la definición del trazado

Otra posible alternativa para introducir más holguras al sistema es modificar directamente los criterios de planificación en el estudio de expansión del STT. Esto se puede realizar incorporando más escenarios en el diseño de la expansión del sistema, que reflejen de mejor manera las incertidumbres en el crecimiento del parque generador y la demanda, o bien definiendo criterios más holgados para el nivel de uso de las líneas de transmisión. La autoridad podría incorporar zonas donde considere prioritario o conveniente invertir en transmisión para desarrollar nuevos proyectos de generación, priorizando la flexibilidad o desarrollo integral de la matriz energética a nivel país por sobre el mínimo costo de transmisión. Este camino necesariamente implicará sobre-instalar temporalmente el sistema de transmisión, lo que deberá ser financiado por los usuarios. Con el esquema actual de tarificación, el 80% de los peajes troncales los pagan los generadores y sólo un 20% los consumidores, dentro del Área de Influencia Común[4]. Un eventual aumento en el cargo para los clientes debería tener un impacto bajo en las tarifas finales, y podría ser incluso compensado por el aumento de oferta en generación, eventual mayor competencia en la oferta y la mayor seguridad del sistema. Por ejemplo, en la Figura 1 se descompone la tarifa residencial BT1 de Chilectra, donde se observa que el cargo único por acceso al troncal (CUT) representa menos del 1% del pago total.

De todos modos, la eficiencia asignativa en la repartición de los pagos que financiarán la expansión también es un aspecto relevante de definir, y no existe concordancia a nivel mundial con respecto al porcentaje debe ser cargo de los generadores y cuanto debe ser pagado por los clientes.

Figura 1: Composición de la tarifa residencial BT1 de Chilectra (Abril 2011)



El alto porcentaje de la tarifa que representa el cargo por energía (pago a generadores) es el reflejo de los altos costos de generación actuales en el SIC. Para el 2012 se espera una reducción en el precio de la energía porque un volumen importante de los contratos de suministro dejará de estar indexado al costo marginal. Además, el cargo por saldos impagos de la RM88 tenderá a desaparecer hacia fines de año, lo que también impactará a la baja en las tarifas. Pese a todo, el cargo por energía seguirá representando sobre el 50% de la tarifa final del cliente.

Multicarrier para Distribución Eléctrica: El Comercializador

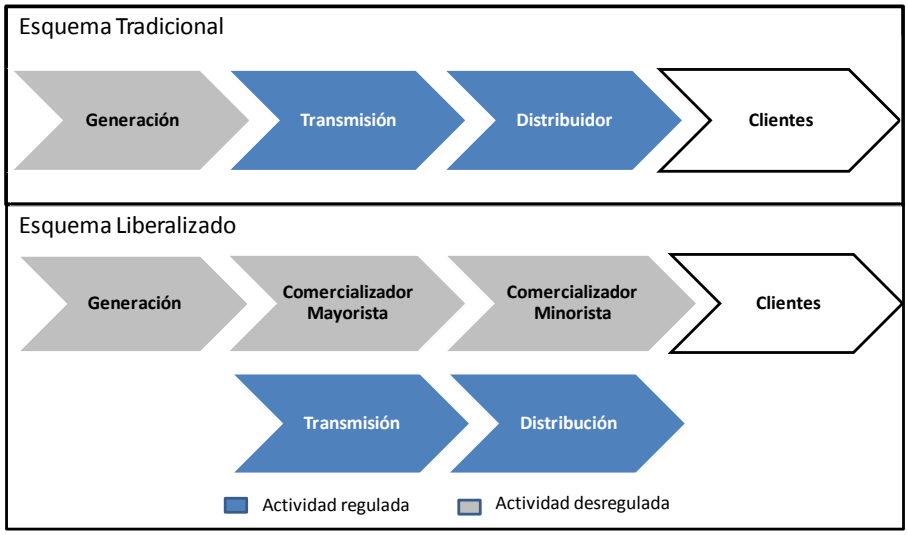
El Presidente Piñera también planteó la necesidad de “flexibilizar y hacer más competitiva la distribución en el sistema eléctrico, considerando la posibilidad de crear un multicarrier eléctrico, que otorgue a los consumidores mayores opciones para elegir a sus generadores de energía”. El Ministro Golborne precisó que se busca reducir el precio de la energía para el consumidor final, por la vía de la introducción de mayor competencia.

[4]Área de Influencia Común (AIC): zona que comprende los tramos del Sistema de Transmisión Troncal en que se realiza el 75% de las inyecciones y retiros. Actualmente está definido entre las barras Nogales y Charrúa.

En el mercado eléctrico, esta figura de multicarrier se denomina generalmente *Retailer* o Comercializador, y existe actualmente en países como Inglaterra, España, Colombia y algunos estados en EE.UU. El rol de este agente es gestionar las transacciones de energía a nivel minorista, y su incorporación fue un tema que de hecho se debatió en los proyectos de Ley Larga del año 2000 (Figura 2).

Actualmente, la comercialización a cliente final de la electricidad en Chile está a cargo de las distribuidoras, las que tienen además la concesión exclusiva para el suministro de una zona definida, proveyendo la infraestructura necesaria (postes, cables, transformadores), junto con su operación y mantenimiento. Al mismo tiempo, negocian los contratos de suministro con los generadores, proceso que se realiza vía licitaciones competitivas a partir de la Ley Corta II (Ley 20.018 del 2005), y son responsables de la medición, facturación y atención comercial de los clientes de la zona que abastece. Por su parte, los generadores pueden comercializar su energía directamente a grandes clientes libres, sin embargo la regulación actual no permite que agentes sin capacidad de generación puedan comprar y vender energía.

Figura 2: Cadena de valor en el mercado eléctrico



Pese a que la distribución eléctrica es una actividad monopólica por naturaleza, el **esquema regulatorio chileno busca simular el comportamiento de un mercado competitivo en la remuneración de ella**. Los costos de la energía y los cargos por transmisión en alta tensión son traspasados directamente a los consumidores. Por su parte, los ingresos propios de la distribuidora (el Valor Agregado de Distribución, VAD, ver Reporte Systep Diciembre-2008) están definidos por decreto, y se calculan como el costo que tendría una empresa eficiente y con tecnología moderna, para abastecer la misma demanda y clientes que la distribuidora real. Por lo tanto, la distribuidora está obligada a competir con esta empresa eficiente teórica para obtener retornos positivos.

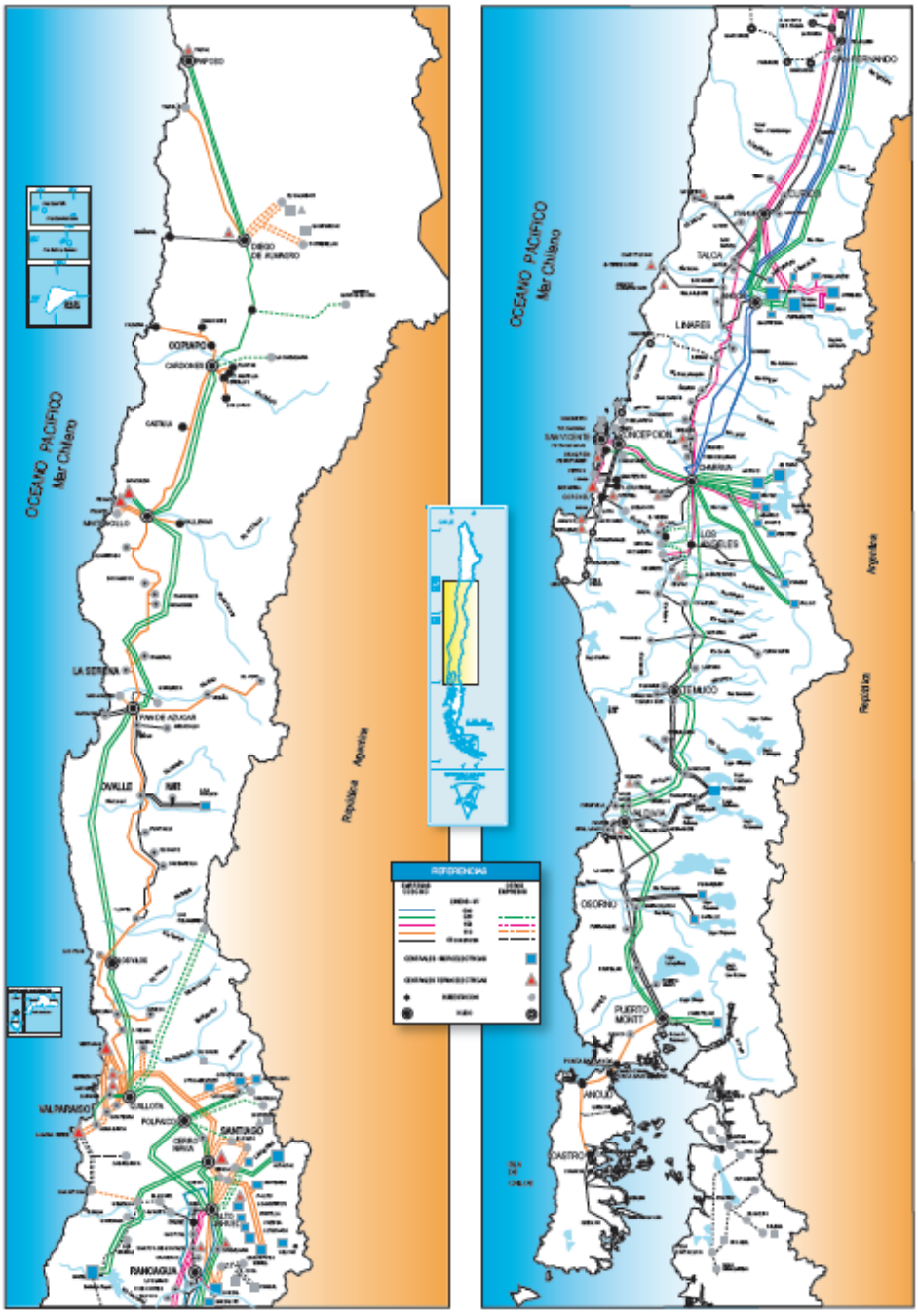
La introducción del Comercializador podría reducir el precio de la energía para el consumidor final, en la medida que pueda gestionar contratos de suministro a menores precios con los generadores, poniendo especial énfasis en los mecanismos para licitación. Esta es una diferencia importante con respecto al esquema actual, ya que las distribuidoras no tienen incentivos fuertes para obtener contratos más económicos, en la medida que traspasan estos costos directamente al cliente. Sin embargo, el tamaño del comercializador en este sentido es importante, lo que limita el número de participantes y la competencia.

Otra fuente importante de ahorros podría conseguirse vía la integración con servicios y plataformas de *retail* actualmente existentes, o bien vía economías de escala al atender un gran número de clientes. Al respecto, la industria del *retail* en Chile ha demostrado sólidos resultados y un gran nivel de cobertura.

Sin embargo, en el esquema regulatorio actual hay poco margen para la comercialización. De hecho, la empresa modelo que define las tarifas no recibe margen de utilidad explícito por la comercialización, aunque está autorizada a recuperar los costos incurridos por administración y gestión comercial. En el ejemplo de la Figura 1, los cargos de la distribuidora (VAD) representan un 14% de la tarifa, del cual menos del 40% corresponden al costo de operación, mantenimiento y administración (COMA). Una reducción significativa de 25% en el costo de comercialización reduciría menos de un 1,5% la tarifa final.

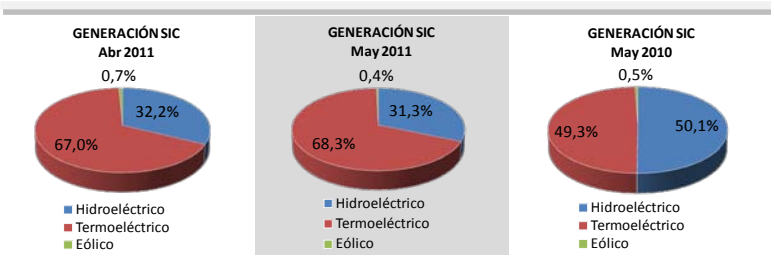
Finalmente, es importante definir de algún modo como se distribuyen los eventuales beneficios hacia los distintos tipos de clientes. No es evidente que bajo un esquema desregulado y competitivo, los clientes con menores ingresos o más “riesgosos” puedan acceder a los mejores precios y condiciones (como ocurre actualmente, por ejemplo, con el acceso a créditos en la banca, o con el sobrecosto que pagan los clientes de prepago en telefonía móvil), lo que es un punto muy sensible tratándose de un servicio de necesidad básica como la electricidad. Por lo demás, tampoco resulta evidente como podría convivir la figura del comercializador con los contratos de licitación para suministro a clientes regulados ya firmados, los que tienen vigencia hasta los años 2020-2025.

SIC
Sistema Interconectado Central



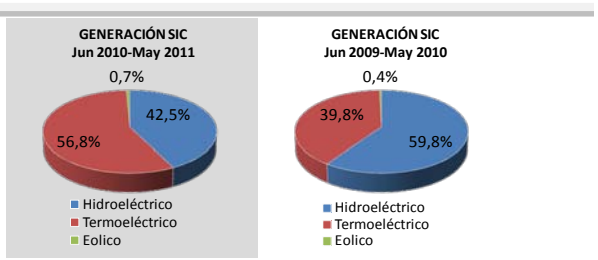
Fuente: CDEC-SIC

Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

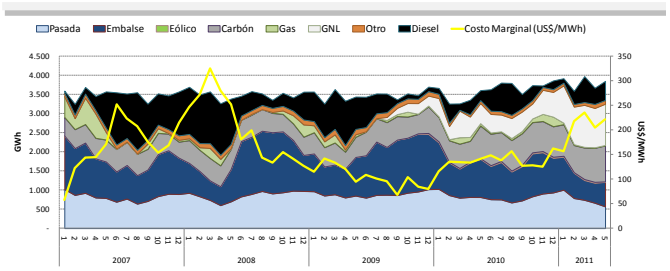
En términos generales, durante el mes de mayo de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 4,9% respecto a abril, con un alza de 6,7% respecto a mayo de 2010. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

La generación hidroeléctrica tuvo un alza de 2,0% respecto de abril, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en 6,8%. Con lo anterior, tan sólo un 31,3% de la energía consumida en el SIC durante el mes de mayo de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada para el mes de mayo de 15,03 GWh, correspondiente al 0,4% del total (3.846 GWh).

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de mayo el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 22,4% respecto a abril, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de 14,3% en relación al mismo mes. Aún así el aporte hidroeléctrico al sistema se encuentra en niveles menores que años anteriores, principalmente a causa de la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja de un 15,7%, mientras, la generación diesel presenta un alza de 17,5%, principalmente por la mayor producción de Candelaria II, Antilhue y los Pinos, de Colbún, y Trapén de ENLASA. La generación a carbón, por su parte, se incrementó en un 5,7% principalmente por el aumento en la producción de la central Ventanas 2 de Gener y del complejo Guacolda; mientras que la generación a GNL presentó un aumento en su aporte de 4,9%, principalmente por el alza en la producción de las centrales Nehuenco I y II GNL (Colbún), Quintero GNL (Endesa) y Nueva Renca GNL (Gener). Se destaca de la Figura 6, que la generación con GNL representa para el mes de mayo de 2011 un 28,2% de la matriz de energías del SIC, frente al 13,0% que representa el diesel y el 24,4% del carbón.

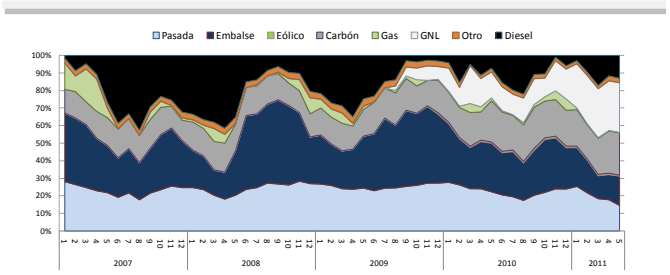
En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de mayo llegaron a un valor promedio de 221 US$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 141 US$/MWh de mayo de 2010 representa un alza de 57,3%, y un aumento de 7,8% respecto al mes anterior.

Figura 5: Generación histórica SIC



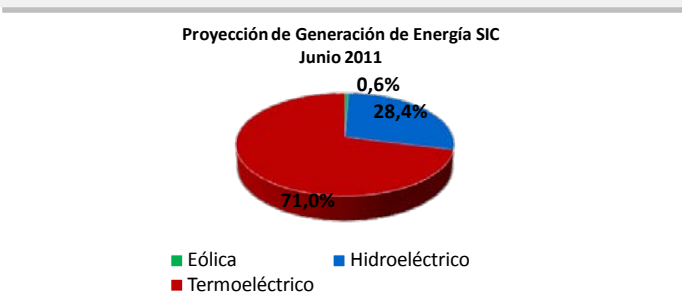
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



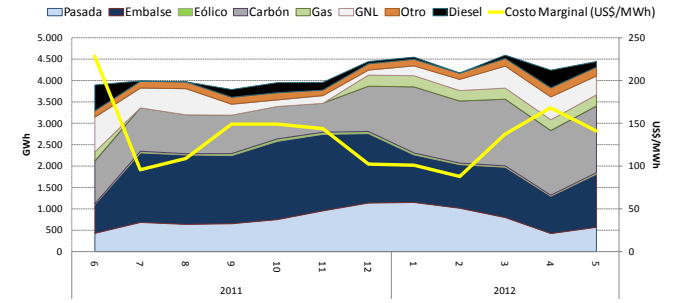
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Proyección de Generación de Energía junio de 2011



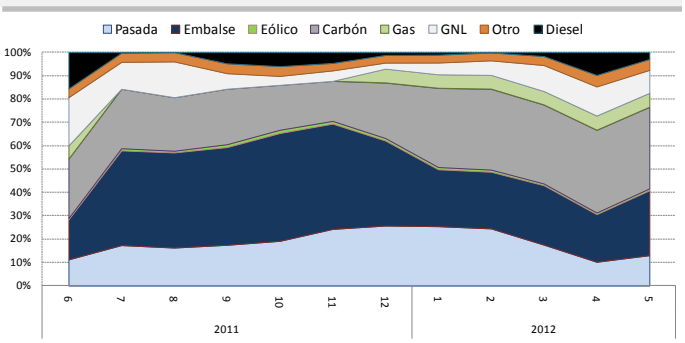
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 8: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de junio de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que sólo el 28% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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

Generación de Energía

Para el mes de mayo de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 6,7% respecto del mismo mes de 2010, con un aumento de 4,9% respecto abril. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 47.049 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 9,0%.

La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

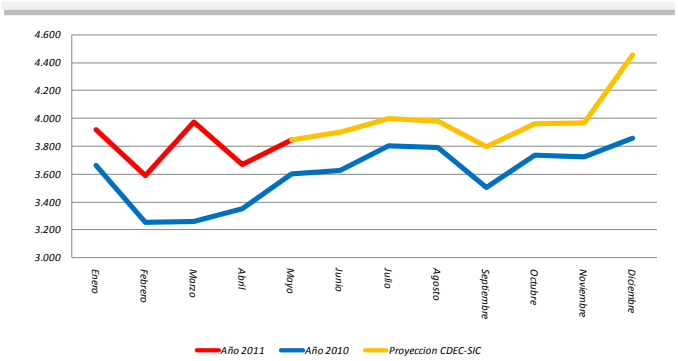
Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 31 de mayo 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 abril de 2011, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de mayo de 2011.

Los valores definidos por la autoridad son: 45,674 $/kWh y 4.653,54 $/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 54,40 $/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010.

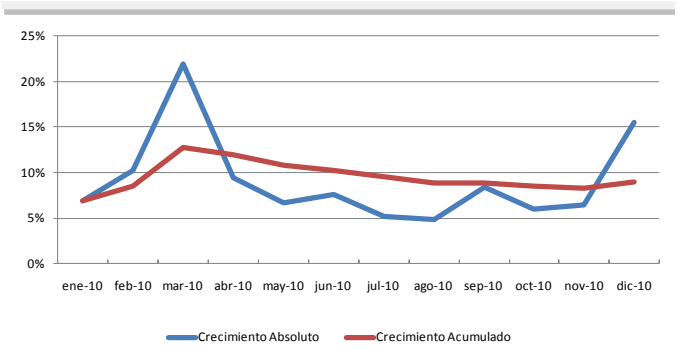
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 53,02 $/kWh (cargo por RM 88 igual a 7,345 $/kWh).

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



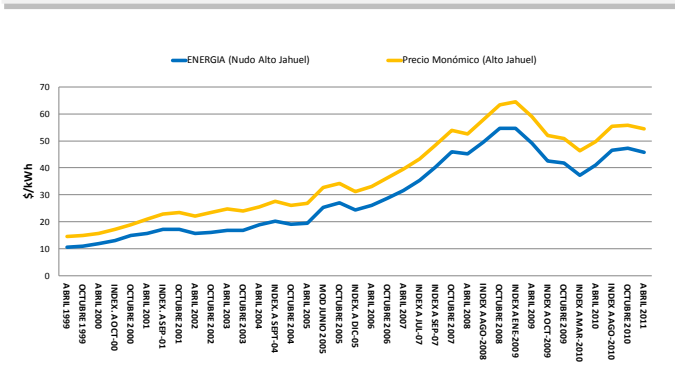
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 Nº20.018. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, y contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato, con un máximo de 15 años.

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

a) Con motivo de las fijaciones de precios.

b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado.

c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente.

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un 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 indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US$/$m^3$), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m^3/MWh) en 2010 y 0,204 (m^3/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

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

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	105,7	5.419
Campanario	158,3	1.750
Colbún	86,8	6.782
Endesa	82,5	12.825
Guacolda	85,8	900
EMELDA	155,1	200
EPSA	155,1	75
Monte Redondo	155,1	275
Precio Medio de Licitación		**94,20**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

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 157º del Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, indica que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, en el caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Dicho artículo entrega además a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo la responsabilidad de llevar a cabo las reliquidaciones entre empresas concesionarias originadas por la aplicación de esta metodología.

De esta forma, se calculan los reajustes de manera que ningún precio promedio por distribuidora referido a un nodo común sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema. Para el cálculo de los reajustes se tomó Quillota 220 como nodo de referencia. La Tabla 2 muestra los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrarán a sus clientes.

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Suministro) US$/MWh	Precio Medio Reajustado (Barra de Quillota) US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	66,27	103,55	79,13	12.000
Chilquinta	135,37	89,11	89,11	2.567
EMEL	97,72	89,11	89,11	2.007
CGE	140,51	95,09	89,11	7.220
SAESA	84,65	88,40	89,11	4.432

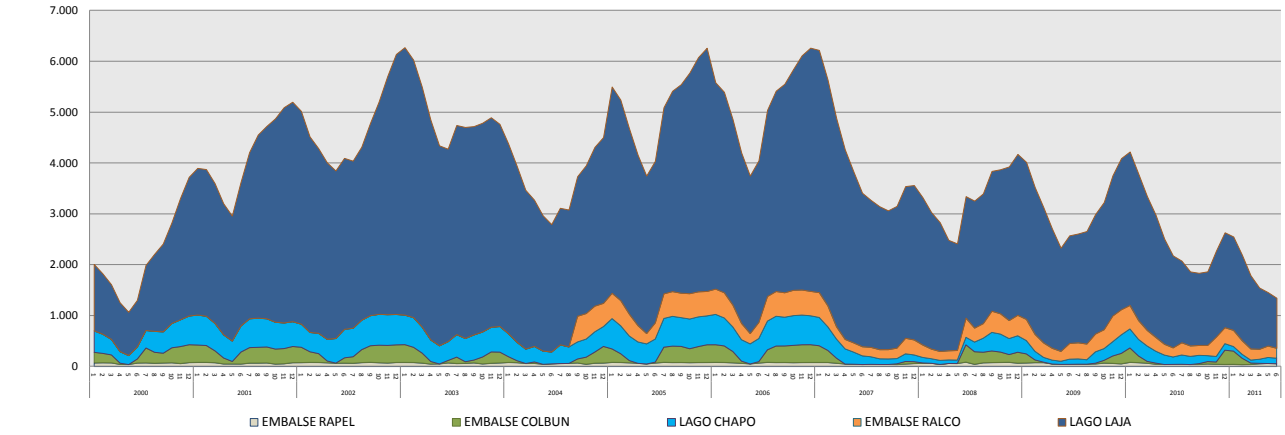
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a mayo 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 84,87 US$/MWh referido a la barra Quillota 220.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de junio de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.346 GWh, lo que representa una baja de 8% respecto a lo registrado a comienzos del mes de mayo, y una disminución de 38% respecto a junio de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 46% menor a la disponible en junio de 2010. En este sentido, los embalses para generación eléctrica si bien han mostrados leves mejorías en algunos casos, dadas las primeras lluvias del año hidrológico del 2011, aún mantienen niveles bajo lo normal.

Figura 13: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		May 2011	Jun 2011	Jun 2010
EMBALSE	**COLBUN**	0	0	0
% de la capacidad máxima		0%	0%	0%
EMBALSE	**RAPEL**	59	55	42
% de la capacidad máxima		70%	65%	50%
LAGUNA	**LA INVERNADA**	4	3	3
% de la capacidad máxima		3%	3%	3%
LAGO	**LAJA**	1.050	983	1.807
% de la capacidad máxima		20%	19%	34%
LAGO	**CHAPO**	120	110	147
% de la capacidad máxima		19%	17%	23%
EMBALSE	**RALCO**	224	194	178
% de la capacidad máxima		44%	38%	35%

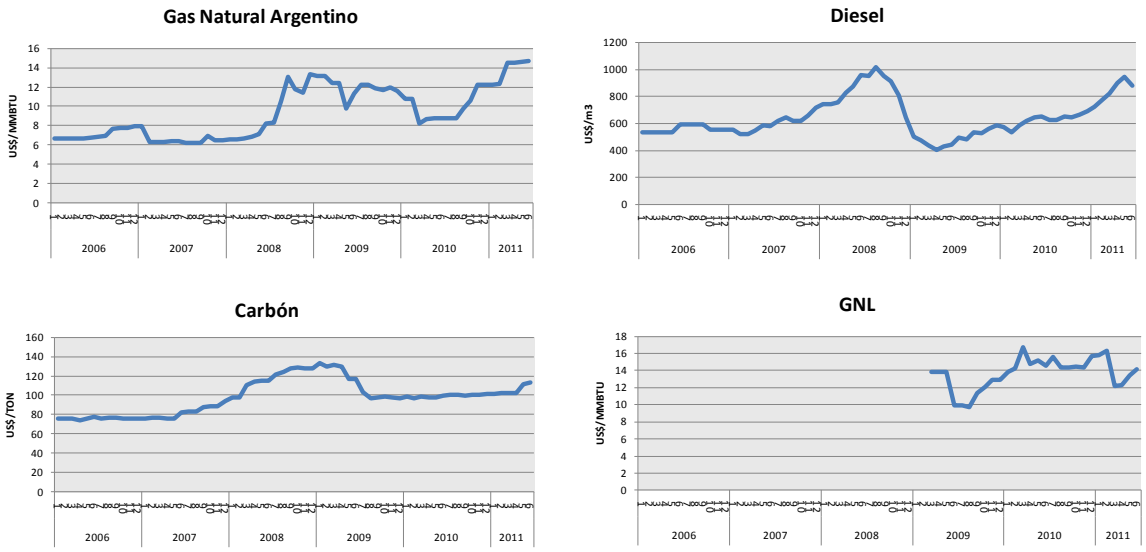
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 14.

Figura 14: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 mayo de 2011 presentan un alza de 7,8% respecto a los registrados en el mes de abril, con un aumento de 57,3% respecto a lo observado en mayo de 2010.

En la Tabla 5 y Figura 15 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	
Julio	223	200	102	138	
Agosto	208	143	96	157	
Septiembre	176	134	68	127	
Octubre	154	155	104	128	
Noviembre	169	141	84,7	125	
Diciembre	215	127	80	163	

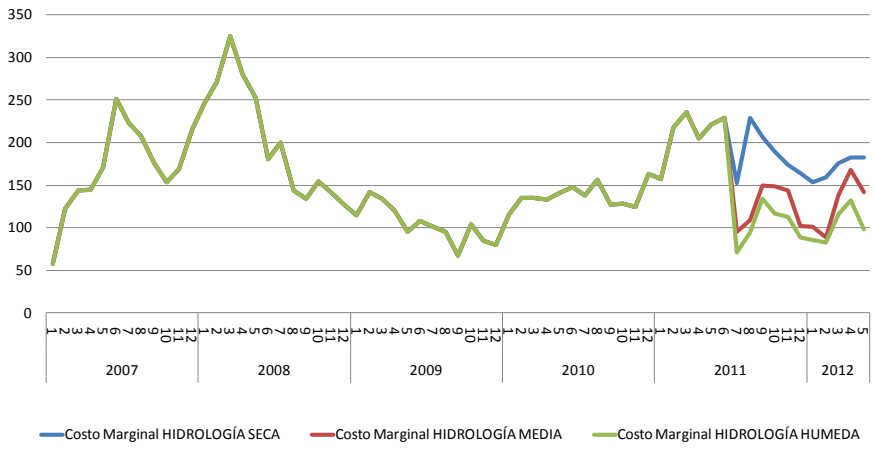
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2011	6	228,6	228,6	228,6
-	7	152,7	95,8	71,2
-	8	228,7	109,3	94,6
-	9	206,4	149,3	133,7
-	10	189,3	148,8	116,4
-	11	173,7	144,0	112,7
-	12	164,5	102,5	88,5
2012	1	153,6	101,2	85,5
-	2	159,2	88,1	82,7
-	3	175,6	137,5	115,7
-	4	182,4	168,4	131,7
-	5	182,2	141,4	98,5

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

Figura 15: Costo Marginal Quillota 220 (US$/MWh)



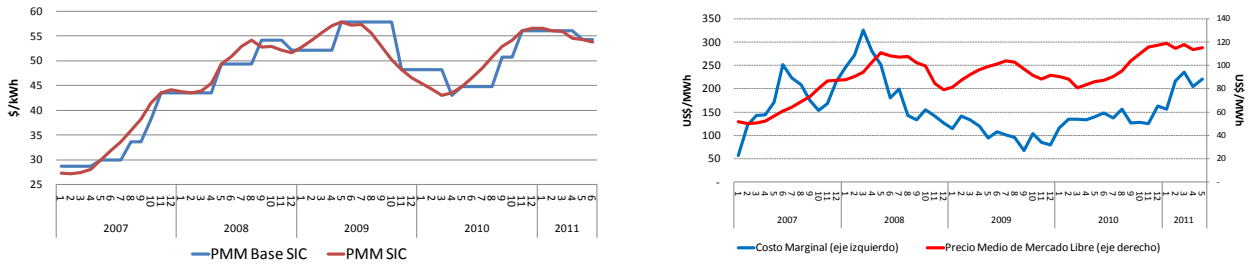
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 01 de Junio de 2011 es de 53,79 $/kWh, lo que representa una baja de 0,92% respecto al precio definido en la fijación de Abril 2011 (54,29 $/kWh).

Figura 16: 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.

La Tabla 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de abril de 2011.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a abril 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	34.512
Gener	17.379
Colbún	26.183
Guacolda	4.138
Pehuenche	5.139

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 7 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre junio de 2011 y junio de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.049 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en octubre de 2011), Rucatayo (60 MW en marzo de 2012) y San Andrés (30 MW en junio de 2012)

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 3 meses. Cabe destacar que dicha información corresponde al programa de mantenimiento mayor publicado a finales de 2010, donde se programan los mantenimientos para el año 2011. Dado lo anterior, no se incluiría la aplicación del Decreto de Racionamiento donde se tranfiere al CDEC la responsabilidad de optimizar los mantenimientos de las unidades generadoras de manera de garantizar la seguridad del sistema.

- Antuco (U1 por 160 MW): 79 días en marzo a junio.
- Alfalfal (U2 por 90 MW): 24 días en mayo y junio.
- Nehuenco (U1 por 350 MW): 9 días en junio.
- Currilinque (86 MW): 5 días en junio.
- Nueva Renca (370 MW): 55 días de julio a agosto.
- Alfalfal (U1 por 90 MW): 24 días en julio.
- El Toro (U1, U2 ,U3 y U4 por 110 MW c/u): 5 días en agosto c/u.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	jun-11	17
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	dic-11	111
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	mar-12	60
San Andres	HydroChile	Pasada	jun-12	30
Térmica Tradicional				
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	jun-11	60
Bocamina 2	Endesa	Carbón	nov-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	dic-11	343
Viñales	Arauco	Cogeneración	mar-12	32
Otros Térmicos				
Lautaro	Comasa	Biomasa	jun-11	25
Los Colorados 2	KDM	Biogás	ago-11	9
Eólicas				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		jun-11	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**1.049**

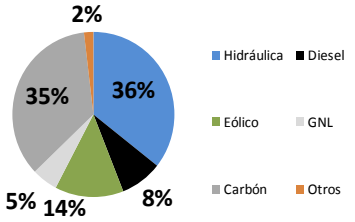
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
Hidráulica	6.067	8.355
Diesel	1.424	1.075
Eólico	2.331	5.061
GNL	879	527
Carbón	6.010	10.947
Otros	317	628
TOTAL	**17.028**	**26.594**
Aprobado	**13.930**	**20.968**
En Calificación	**3.098**	**5.626**
TOTAL	**17.028**	**26.594**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.028 MW (3.098 MW en calificación), con una inversión de 26.594 MMUS$.

Se destaca en éste mes el rechazo del proyecto Central Térmica RC Generación de Río Corrientes S.A., central a carbón de 700 MW en la V región. Destaca igualmente el ingreso de los proyectos Parque Eólico Lebu Segunda y Tercera Etapa de Inversiones BOSQUEMAR Ltda. por 158 MW y 280 MW respectivamente en la zona de la VIII región, además del Parque Eólico Renaico de Endesa ECO en la IX región por 106 MW.

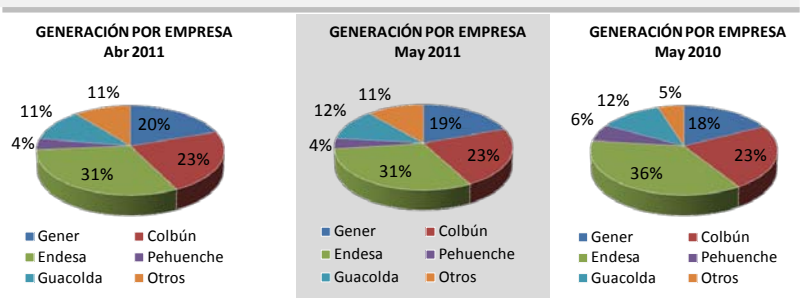
En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base
Parque Eólico Lebu Tercera Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	280	616	13-06-2011	En Calificación	Eólico	Base
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base

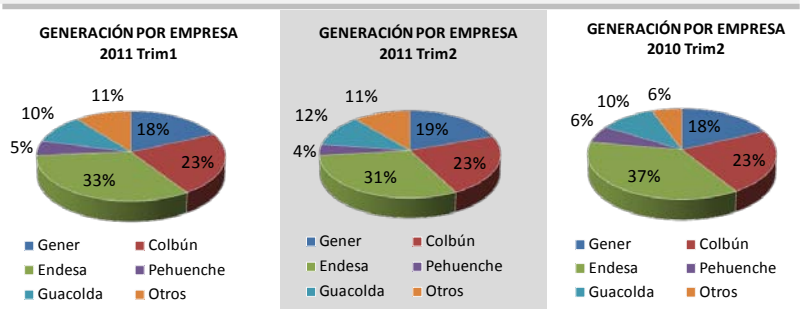
Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



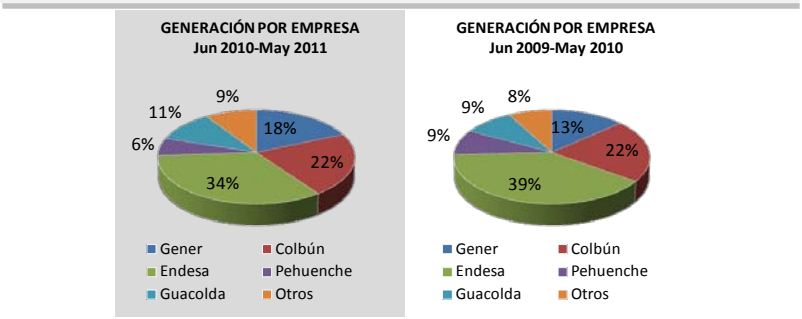
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Resumen Empresas

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

Al mes mayo de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 31% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (19%), Guacolda (12%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que todas aumentaron su producción en relación a abril. En particular Endesa aumentó en un 4,4%, Colbún 4,3%, Gener 2,9%, Guacolda 5,9% y Pehuenche en un 1,5%. El análisis no considera que el mes de mayo cuenta con un día mas que el mes de abril.

En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de mayo la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 17,2% respecto al mes de abril, con una baja de 30,4% en relación a mayo de 2010, principalmente por la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 17,8% respecto a abril, con una caída de 30,7% respecto a mayo de 2010. Respecto a la generación a carbón, la producción de las centrales de Endesa disminuyó en un 1,9% respecto al mes pasado. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de 9,8% respecto a abril, con un alza del 5,4% respecto a mayo de 2010, motivado principalmente por la mayor operación del complejo Quintero GNL y San Isidro GNL. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Abr 2011	May 2011	May 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	222	183	264	-17,8%	-30,7%
Embalse	287	337	484	17,2%	-30,4%
Gas	0	0	8	0,0%	-100,0%
GNL	508	558	530	9,8%	5,4%
Carbón	76	75	0	-1,9%	0,0%
Diésel	33	30	1	-9,7%	3023,9%
Eólico	12	7	10	-45,9%	-31,6%
Total	**1.139**	**1.189**	**1.296**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.976	3.341	-10,9%
Embalse	5.802	8.261	-29,8%
Gas	23	200	-88,4%
GNL	5.579	3.269	70,7%
Carbón	464	672	-31,0%
Diesel	221	512	-56,9%
Eolico	150	98	52,6%
Total	**15.214**	**16.353**	

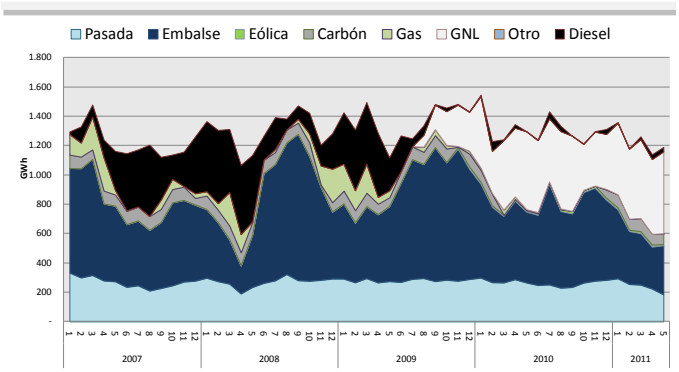
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	794	405	795	-49,1%	-49,0%
Embalse	1.186	624	1.500	-58,4%	-47,4%
Gas	1	0	33	-100,0%	-100,0%
GNL	1.501	1.067	1.486	-28,2%	-28,9%
Carbón	257	151	0	0,0%	-41,4%
Diesel	27	63	31	102,1%	129,9%
Eólico	33	19	33	-42,9%	-42,6%
Total	**3.799**	**2.328**	**3.879**		

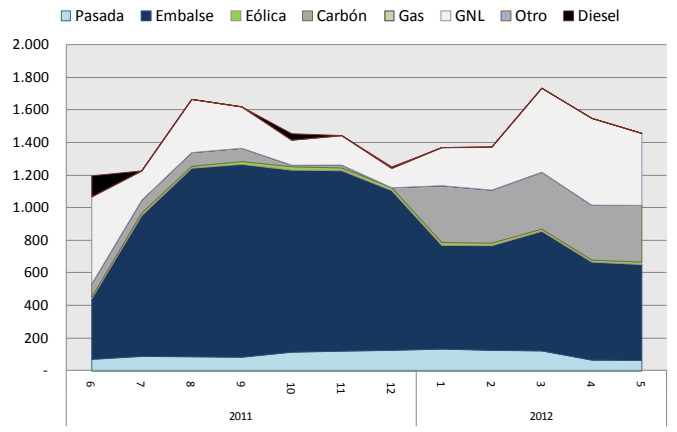
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

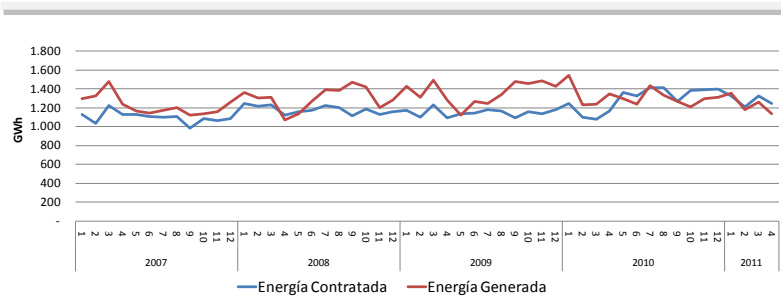
La generación real de energía para Endesa durante abril de 2011 fue de 1.139 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.243 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 23 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

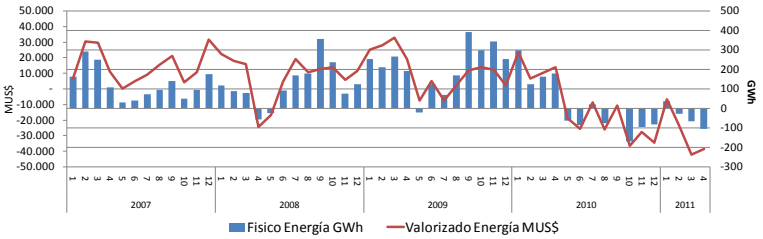
Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -104,2 GWh, las que son valorizadas en -38,68 MMUS$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[1]

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de mayo la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 7,0% respecto al mes de abril, con una baja de 0,2% en relación a mayo de 2010. Tal situación se produce por el aumento de la producción de la central Ventanas II respecto al mes anterior. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 19,6% respecto a abril, con una disminución de 33,5% en relación a mayo del año 2010, principalmente por un menor aporte de la central Alfalfal y Queltehue. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 16,4% respecto al mes de abril, principalmente debido al aumento en la producción de la central Nueva Renca GNL respecto al mes pasado. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

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

En la Figura 26 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Abr 2011	May 2011	May 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	94	76	114	-19,6%	-33,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	4	0,0%	-100,0%
GNL	199	231	0	16,4%	0,0%
Carbón	388	416	417	7,0%	-0,2%
Diesel	35	14	88	-59,5%	-83,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	9	2,5%	-4,6%
Total	**725**	**746**	**632**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.358	1.475	-7,9%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1.601	100	1497,4%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.801	2.953	62,6%
Diesel	855	936	-8,6%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	101	106	-5,0%
Total	**8.716**	**5.570**	

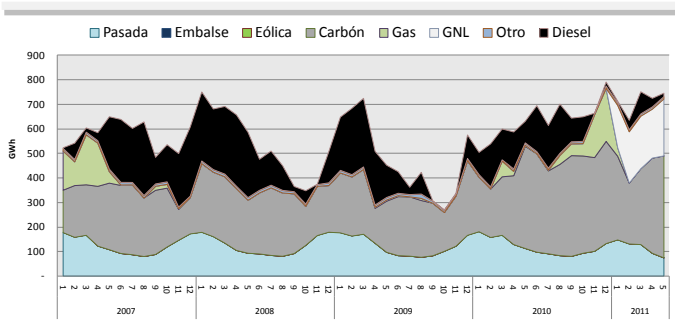
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	411	170	342	-50,4%	-58,6%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	35	0	22	-100,0%	-100,0%
GNL	594	430	0	0,0%	-27,5%
Carbón	899	804	1.099	-26,8%	-10,6%
Diesel	136	49	425	-88,4%	-63,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	25	17	26	-34,9%	-31,8%
Total	**2.100**	**1.471**	**1.915**		

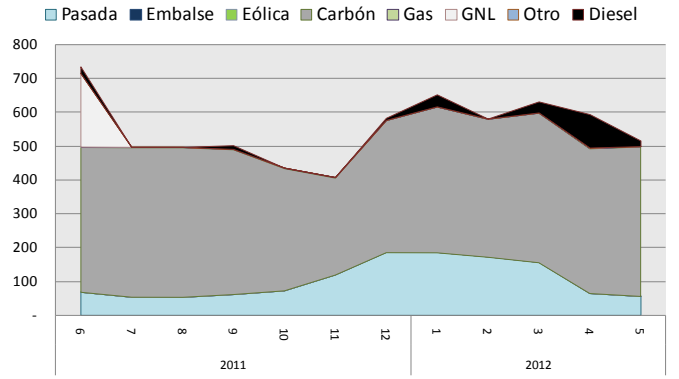
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

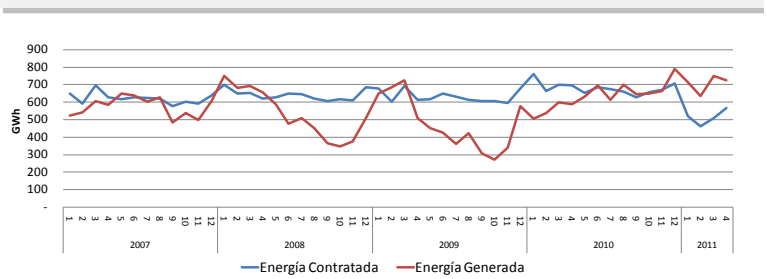
La generación real de energía para Gener durante abril de 2011 fue de 725 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 567 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 27 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

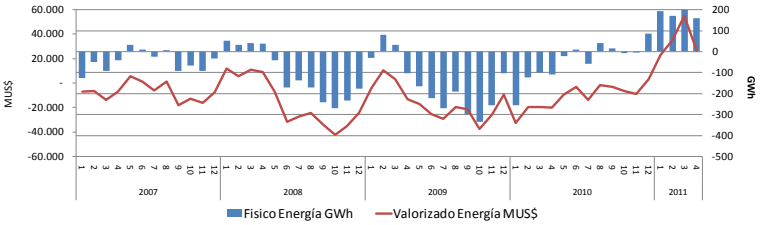
Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 158,4 GWh, las que son valorizadas en 26,23 MUS$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

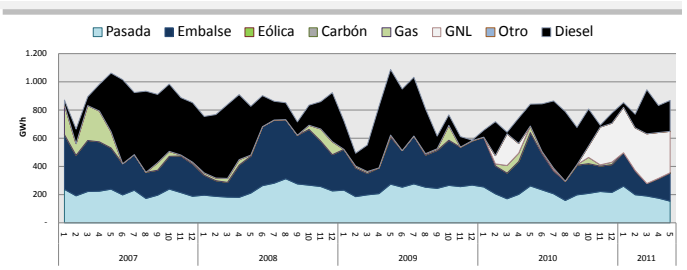
[2] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de mayo, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 44,5% respecto al mes de abril, principalmente por el alza en el último mes de la generación de la central Canutillar, con una reducción de 46,6% en relación a mayo de 2010. La generación de centrales diesel presenta un alza de 14,4% respecto a abril, con un aumento de 41,2% respecto a mayo de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Candelaria I y II, Antilhue y Los Pinos presentan una importante alza respecto a la producción del mes pasado. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una disminución en su aporte de 12,1% respecto a abril, principalmente por la baja de la producción de las centrales Rucúe, Quilleco y Machicura, con una reducción de 41,3% respecto a mayo de 2010. Se destaca la generación GNL durante mes de mayo la cual asciende a 294 GWh, 34% de la producción total de la empresa, fruto principalmente de la producción de Nehuenco GNL (I y II). El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

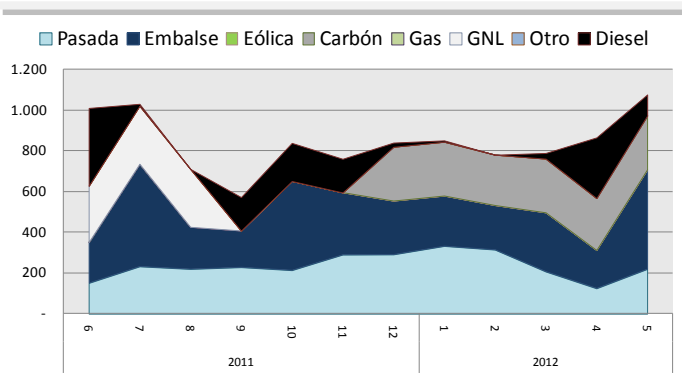
En la Figura 30 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para finales del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Abr 2011	May 2011	May 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	175	154	262	-12,1%	-41,3%
Embalse	140	202	379	44,5%	-46,6%
Gas	1	0	48	-100,0%	-100,0%
GNL	326	294	0	-9,7%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	192	220	156	14,4%	41,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**835**	**871**	**844**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.525	2.913	-13,3%
Embalse	2.347	3.362	-30,2%
Gas	189	313	-39,7%
GNL	2.024	354	471,9%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.286	2.056	11,2%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**9.371**	**8.998**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	650	329	698	-52,9%	-49,4%
Embalse	496	343	870	-60,6%	-31,0%
Gas	5	1	124	-98,8%	-67,8%
GNL	980	620	69	793,7%	-36,7%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	444	412	675	-38,9%	-7,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**2.574**	**1.705**	**2.436**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

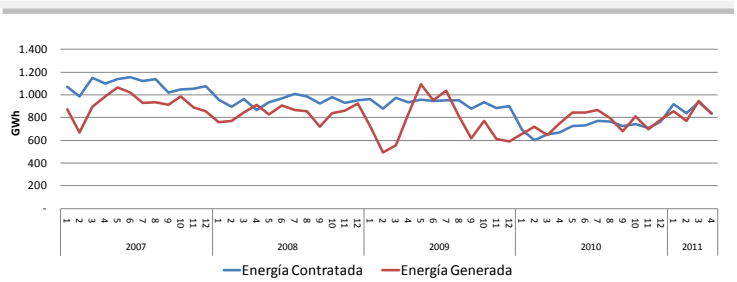
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante abril de 2011 fue de 835 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 840 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 31 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 31: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

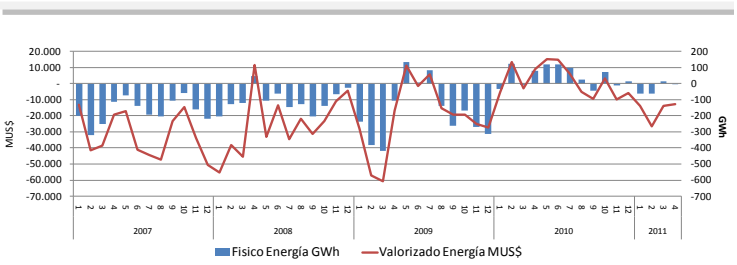


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -5,8 GWh, las que son valorizadas en -12,96 MMUS$. En la Figura 32 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 32: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

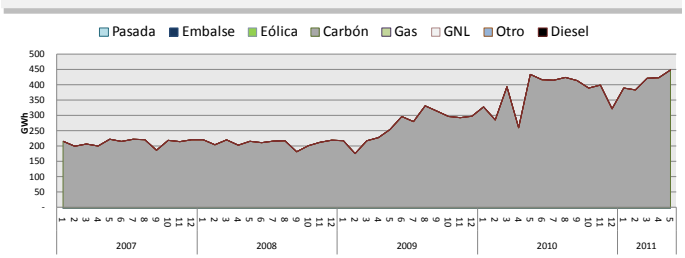
[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

GUACOLDA

Durante el mes de mayo, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 5,9% respecto al mes de abril, con una subida de 3,3% en relación a mayo de 2010. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



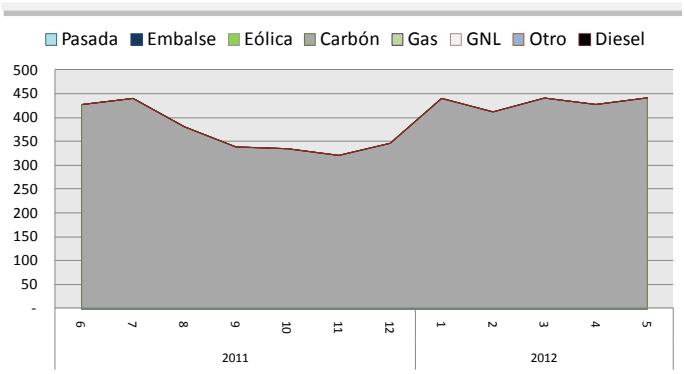
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Abr 2011	May 2011	May 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	423	448	434	5,9%	3,3%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**423**	**448**	**434**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 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	4.391	3.814	15,1%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**4.391**	**3.814**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	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	1.194	872	1.111	-21,6%	-27,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**1.194**	**872**	**1.111**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

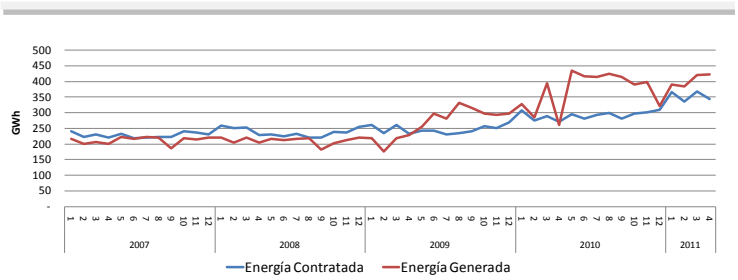
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante abril de fue de 423 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 344 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 35 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 35: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

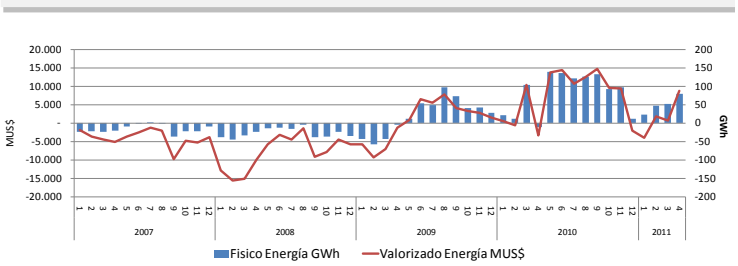


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 79,1 GWh, las que son valorizadas en 8,79 MMUS$. En la Figura 36 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[4]

Figura 36: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systep

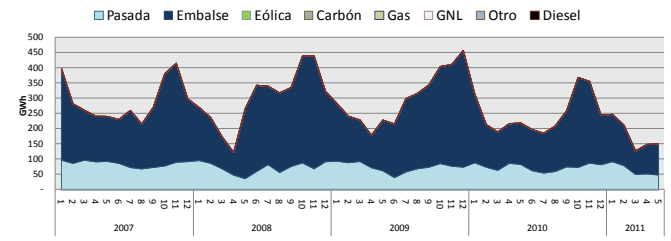
[4] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de mayo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 6,1% respecto al mes de abril, con una disminución de 24,3% en relación a mayo de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de 6,9% respecto a abril, con una disminución de 41,6% en relación a mayo de 2010. El análisis no considera que el mes de mayo cuente con un día mas que el mes de abril.

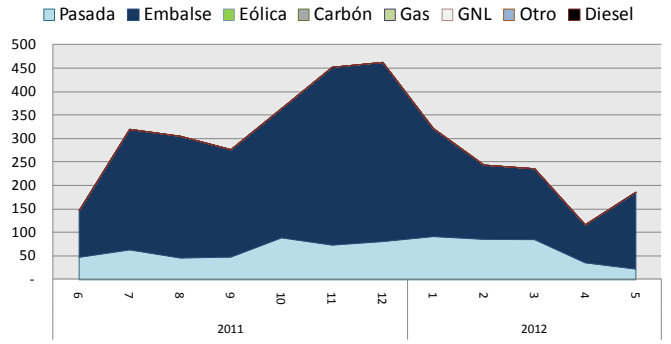
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Abr 2011	May 2011	May 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	52	49	83	-6,9%	-41,6%
Embalse	98	104	137	6,1%	-24,3%
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	**150**	**152**	**220**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	906	875	3,6%
Embalse	2.147	2.735	-21,5%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	**3.053**	**3.610**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	221	101	232	-56,7%	-54,5%
Embalse	367	201	403	-50,1%	-45,3%
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	**589**	**302**	**636**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

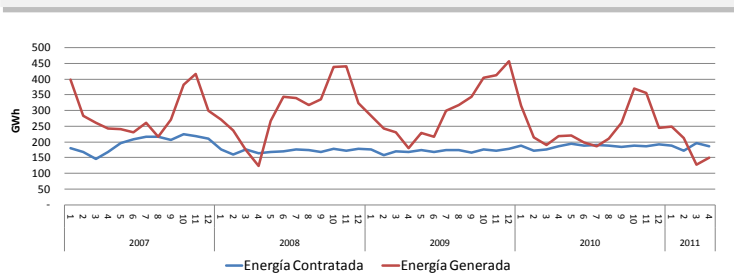
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante abril de 2011 fue de 150 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 187 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 39 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

Figura 39: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

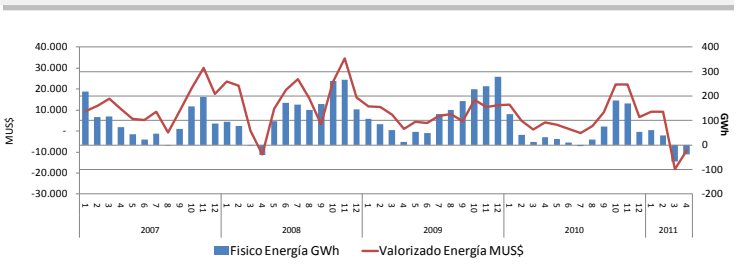


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -37,4 GWh, las que son valorizadas en -9,05 MMUS$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[5]

Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



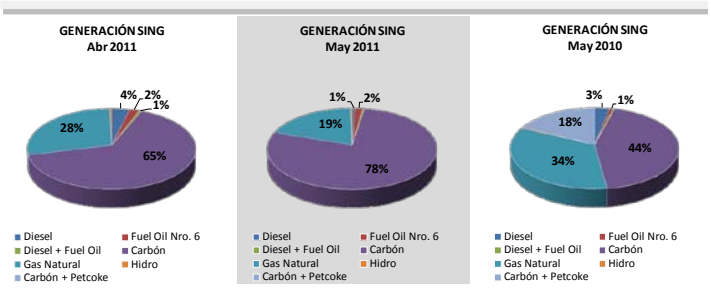
Fuente: CDEC-SIC, Systep

[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.

SING
Sistema Interconectado del Norte Grande

Fuente: CDEC-SING

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

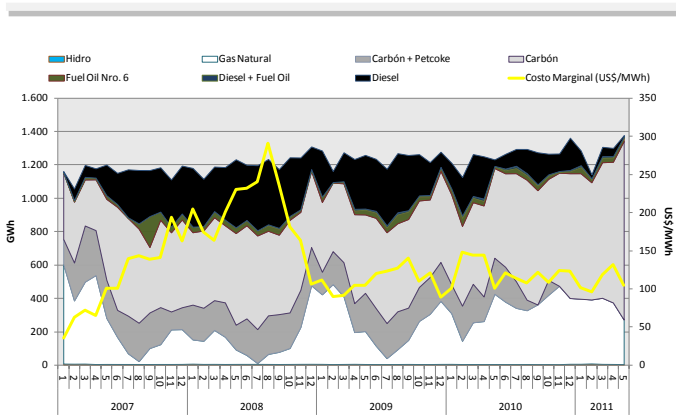
Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de mayo de 2011 la generación de energía en el SING aumentó en un 5,9% respecto a abril, con un aumento de 11,8% respecto a mayo de 2010.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 81,9% con respecto a abril, mientras que la generación a carbón aumentó en un 26,9%. La generación con gas natural disminuyó en un 27,6% respecto al mes pasado.

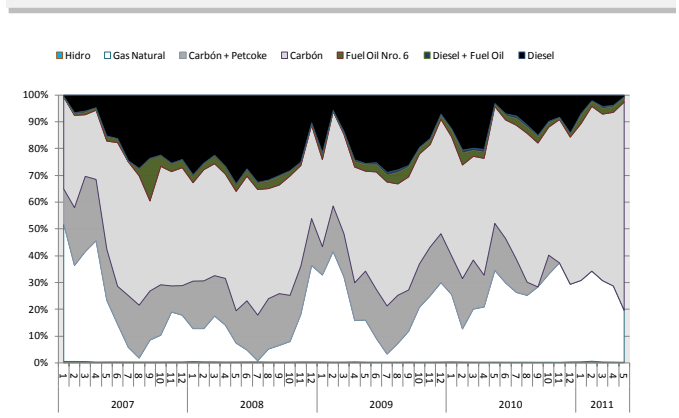
En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US$/MWh. Durante el mes de mayo del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 104 US$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 20,8% respecto al mes anterior.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)



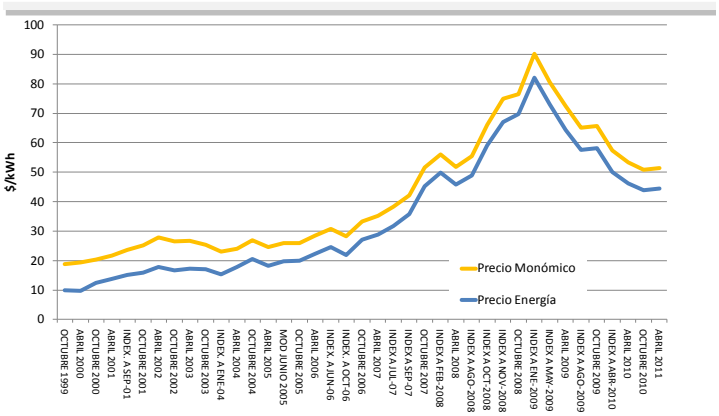
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 43: Generación histórica SING (%)



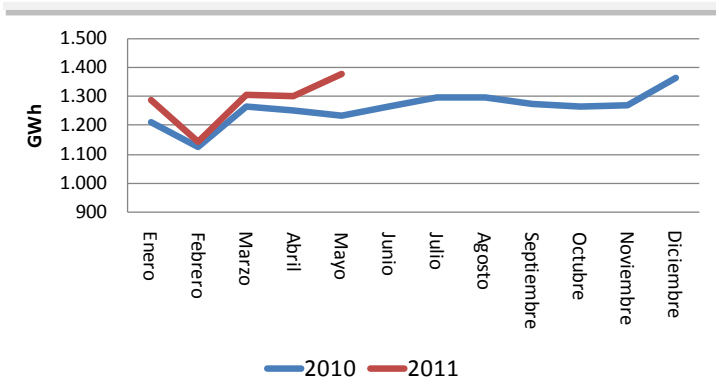
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

Los valores definidos por la autoridad son: 45,520 $/kWh y 4.319, 82 $/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 51,42 $/kWh. Este valor representa un aumento de 1,06% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2010.

Generación de Energía

En el mes de mayo, la generación real del sistema fue de 1.377 GWh. Esto representa un aumento de 11,8% con respecto al mismo mes del 2010.

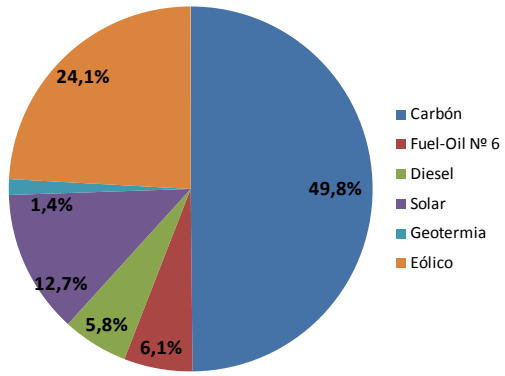
La generación acumulada a mayo del año 2011 es de 6.411 GWh, lo que comparado con los 6.082 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 5,4%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	452	1.484
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
TOTAL	3.553	7.803
Aprobado	2.739	5.575
En Calificación	814	2.228
TOTAL	3.553	7.803

Fuente: SEIA, Systep

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de junio de 2011, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 3.553 MW (814 MW en calificación), con una inversión de 7.803 MMUS$.

Destaca la aprobación de los proyectos Planta Pozo Almonte Solar 2 y Planta Lagunas, ambas solares fotovoltaicas ubicadas en la I Región, por una potencia de 7,8 MW y 30 MW, respectivamente. Adicionalmente, ingresó a evaluación el proyecto Parque Eólico Calama, por una capacidad de 128 MW e inversión de MMUS$ 280, en la II Región.

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	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	En Calificación	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	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	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	En Calificación	Solar	Base	I
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
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 Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
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	En Calificación	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	En Calificación	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
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Systep

Análisis Precios de Licitación SING

La Ley Nº20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes 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 27). 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.

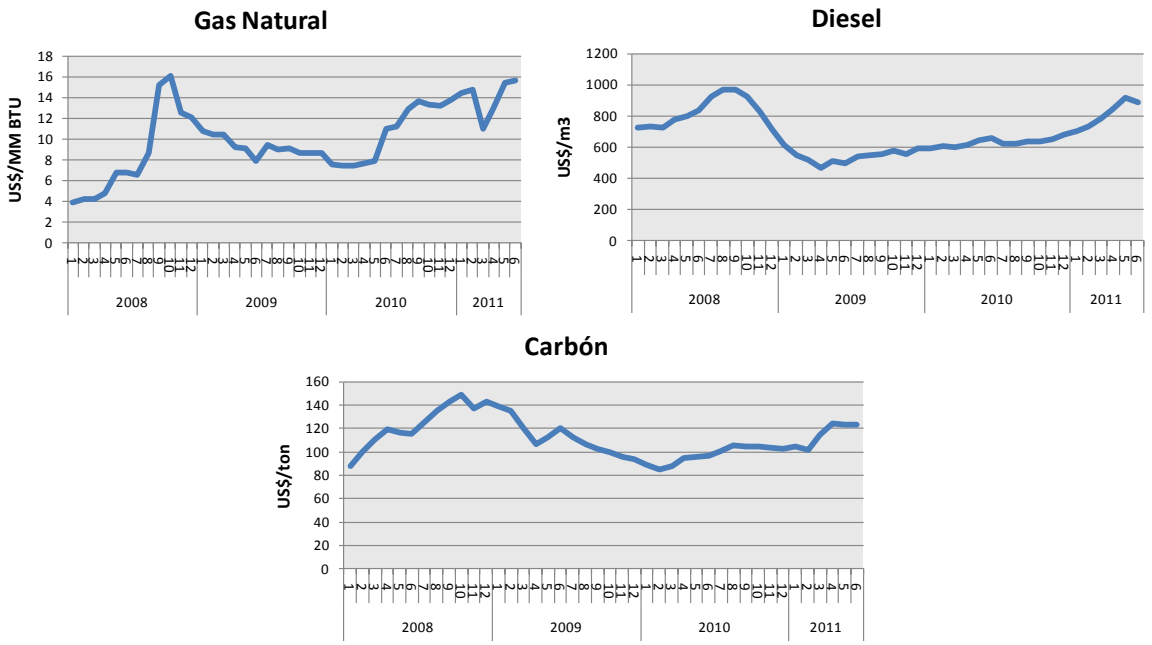
Tabla 27: Precios de Licitación (precios indexados a mayo de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado May-11	Año de Inicio Suministro
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	97,25	2012

Precios de combustibles

En la Figura 47 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 47: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 28: 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	-
Julio	241	123	114	-
Agosto	291	127	108	-
Septiembre	236	140	122	-
Octubre	181	110	109	-
Noviembre	164	121	124	-
Diciembre	106	89	123	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

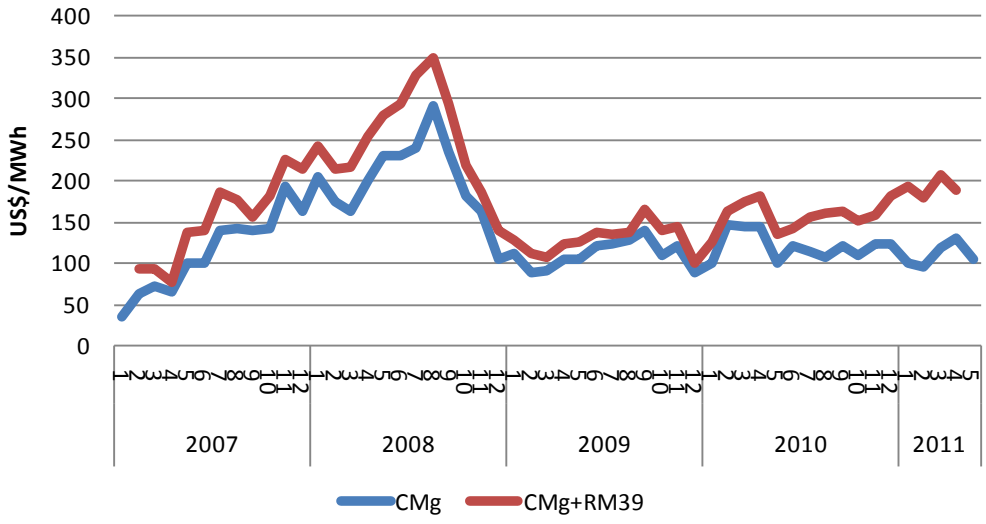
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 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 mayo, el costo marginal fue de 104 US$/MWh, lo que representa un aumento de 3,4% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 20,8% respecto al mes de abril de 2011.

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

La Figura 48 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 abril de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de abril. 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 abril, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 56,5 US$/MWh.

Figura 48: Costo Marginal Crucero 220 (US$/MWh)

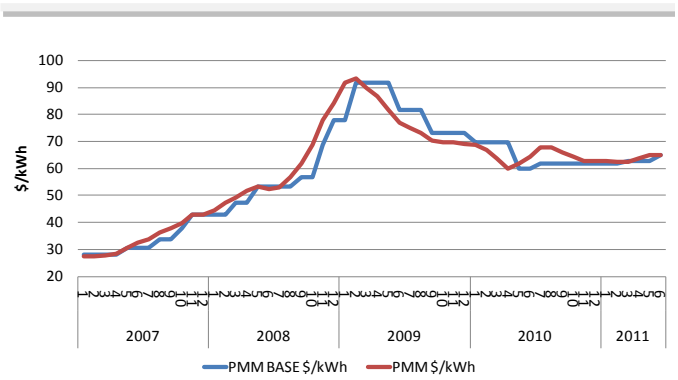


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de junio de 2011 es de 65,021 $/kWh, que representa una disminución de 0,06% respecto al Precio Medio Base (65,058 $/kWh) definido en la fijación de abril de 2011.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 29 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2011, junto con actualizaciones del CDEC.

En total se incorporarán 230 MW de potencia en un horizonte de 1 año. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), y la entrada en operación comercial durante abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener, todas las cuales operan con carbón como combustible.

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta
Térmicas				
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**230**

Fuente: CNE, CDEC-SING

Unidades en Mantención

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

- CTM2 (Mejillones): 175 MW en junio.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio y julio.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en junio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio y julio.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en julio y agosto.
- TG1A (Atacama): 129 MW en julio.
- TG1B (Atacama): 129 MW en julio.

Resumen Empresas

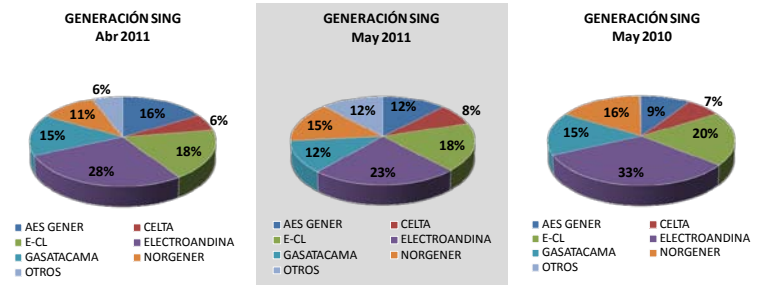
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener. Desde el mes de abril la generación de AES Gener incluye la producción de la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

Al mes de mayo de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 23% de la producción total de energía, seguido por E-CL y Norgener con un 18% y 15%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Norgener, Celta y E-CL aumentaron su producción en un 43,1%, 34,3% y 4,7%, respectivamente, en relación a abril de 2011. Por su parte AES Gener, GasAtacama y Electroandina vieron para el mismo período disminuida su producción en un 20,2%, 14,5% y 10,6%, respectivamente. En la Figura 50 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

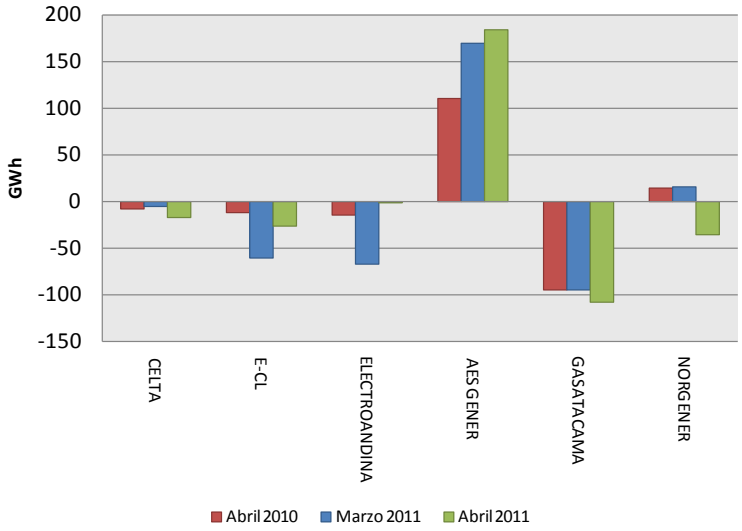
En la Figura 51 se presentan las transferencias de energía de las empresas en abril de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Norgener, la cual cambió su condición de excedentaria a deficitaria, y Electroandina, la cual eliminó casi totalmente su déficit.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual

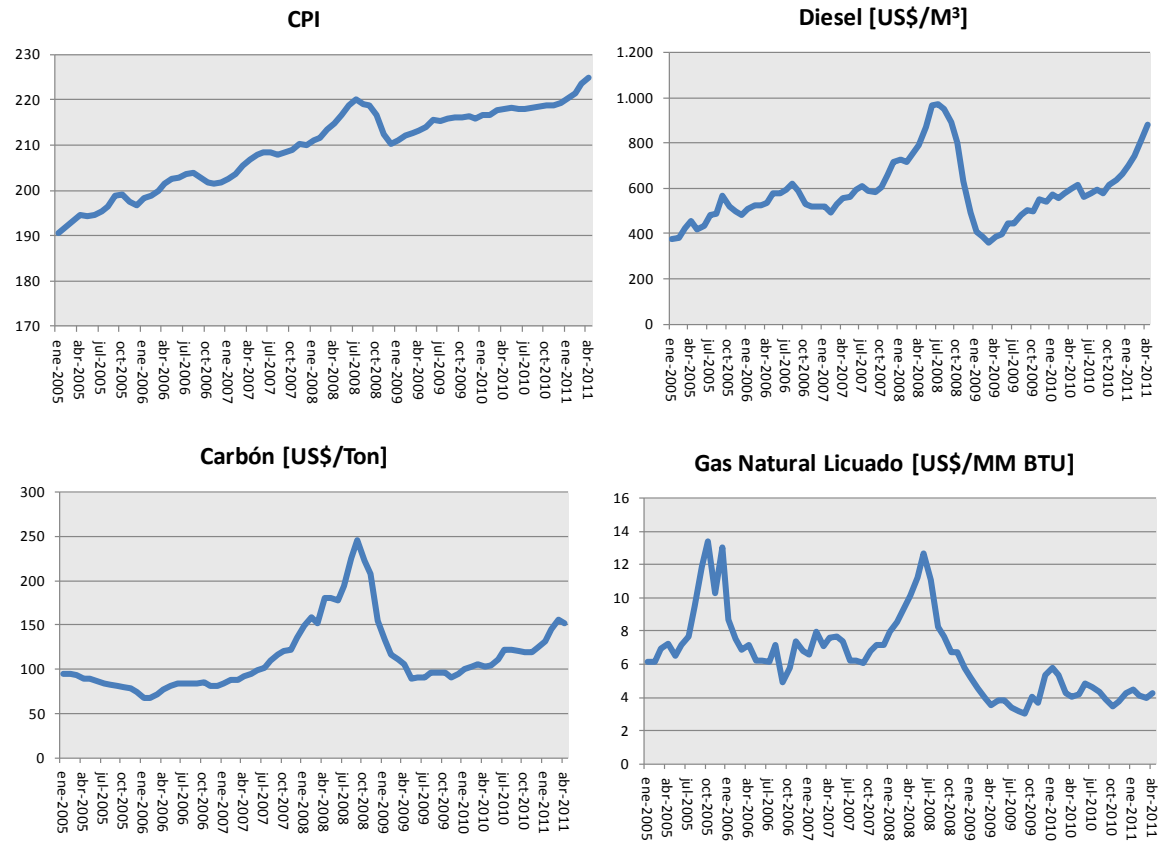


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos.

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)

ANEXO II

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado May-11 Barra Suministro	Indexado May-11 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	93,8	93,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	93,3	92,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	93,6	93,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	166,1	166,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	166,1	166,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	131,5	131,5	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	117,1	117,1	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	70,1	68,7	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	166,1	155,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	166,1	161,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	166,1	161,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	74,6	73,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	166,1	155,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	71,3	73,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	72,6	74,6	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	62,2	60,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,9	60,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	61,5	60,3	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	166,1	155,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	166,1	155,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	166,1	155,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	166,1	155,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	166,1	155,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	61,8	61,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	69,6	68,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	166,1	155,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	61,3	60,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	61,6	61,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	61,4	61,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	60,3	60,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	166,1	166,1	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	66,8	66,8	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,6	58,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,3	54,2	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,3	54,2	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	166,1	155,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	166,1	155,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	166,1	155,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	166,1	155,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	166,1	155,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	86,5	85,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	166,1	155,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	166,1	155,1	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía	Precio	Fórmula de Indexación							
		GWh/año	US$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	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	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	93,99	7,31	557,33	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	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

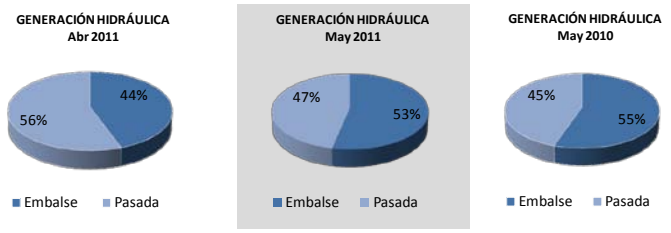
La generación en el SIC en el mes de mayo, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -33,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,0% en comparación al mes recién pasado, y de un -23,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -35,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 22,4%en comparación al mes recién pasado, y de un -31,1% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -30,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -14,3% en comparación al mes recién pasado, y de un -12,2% en relación a los últimos 12 meses.

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

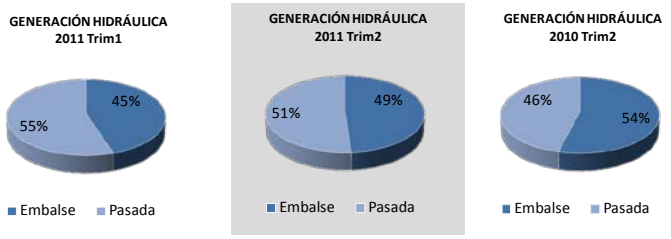
GENERACION HIDRÁULICA			
	Abr 2011	May 2011	May 2010
Embalse	525	643	1.000
Pasada	657	563	807
Total	**1.182**	**1.205**	**1.807**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

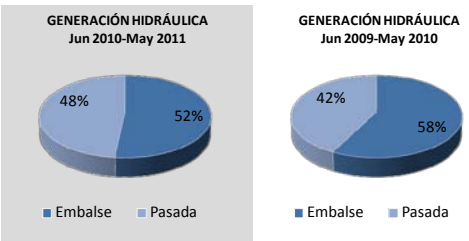
GENERACION HIDRÁULICA			
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2
Embalse	2.050	1.168	2.773
Pasada	2.511	1.219	2.365
Total	**4.560**	**2.387**	**5.138**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

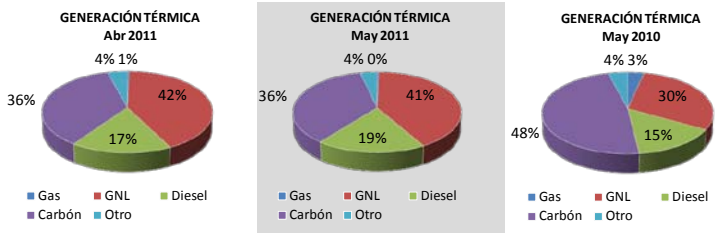
GENERACION HIDRÁULICA		
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010
Embalse	9.897	14.357
Pasada	9.251	10.534
Total	**19.148**	**24.891**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

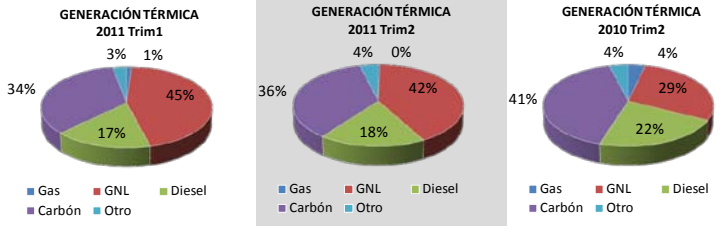
GENERACION TÉRMICA			
	Abr 2011	May 2011	May 2010
Gas	11	9	62
GNL	1.033	1.084	530
Diesel	425	499	262
Carbón	888	939	851
Otro	103	95	73
Total	**2.459**	**2.626**	**1.778**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

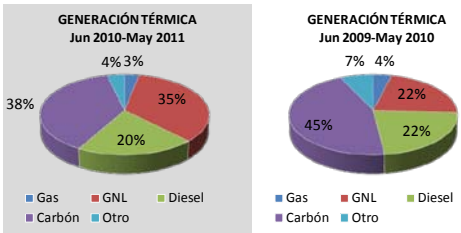
GENERACION TÉRMICA			
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2
Gas	72	19	192
GNL	3.074	2.117	1.556
Diesel	1.140	924	1.202
Carbón	2.351	1.826	2.210
Otro	203	198	216
Total	**6.841**	**5.085**	**5.376**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Jun 2010-May 2011	Jun 2009-May 2010
Gas	781	649
GNL	8.842	3.623
Diesel	5.242	3.706
Carbón	9.732	7.439
Otro	962	1.168
Total	**25.560**	**16.584**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de mayo, muestra una variación de un 47,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 54,1% 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 -85,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un -15,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 20,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 104,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 4,9% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 90,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 17,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 41,5% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 10,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 30,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, el aporte de las centrales que utilizan otro tipo de combustibles térmicos no convencionales, se presentan con una variación de 31,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -7,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -17,6% en relación a los últimos 12 meses.

ANEXO IV

RM 88

Tabla IV-I Resumen por empresas a abril 2011 ($)

EMPRESA	TOTAL SALDO ACUMULADO ABRIL 2011 $
CENELCA	-
PEHUENCHE	5.139.335.545
COLBUN	26.182.873.022
ENDESA	34.512.182.776
SGA	1.137.768.861
PUYEHUE	412.752.543
GUACOLDA	4.138.025.523
GENER	11.023.044.426
ESSA	6.355.460.207
IBENER	689.881.027
ARAUCO	2.179.557.867
CAMPANARIO	1.964.626.367
ELEKTRAGEN	473.059.255
NUEVA ENERGIA	156.807.301
SC DEL MAIPO	27.356.413
TECNORED	188.263.273
POTENCIA CHILE	743.828.057
PSEG	-
GESAN	5.113.343
PACIFIC HYDRO	37.950.470
LA HIGUERA	306.667.957
HIDROMAULE	80.624.506
ELECTRICA CENIZAS	22.309.207
EPSA	62.826.657
EL MANZANO	8.797.705
LOS ESPINOS	144.967.238
ENLASA	226.192.715
CRISTORO	879.983
PETROPOWER	518.409.101
GAS SUR	8.214.576
ORAFTI	91.755
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	41.364
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	5.725.634
TOTAL	**96.753.634.674**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	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
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	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
Parque Eólico Lebu Tercera Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	280	616	13-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
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. CONSULTING 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 Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	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 Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroelectrica 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 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
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 Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	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

ANEXO V

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	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	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	24	48	25-02-2011	En Calificación	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
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Ilata	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
Ampliacion Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	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 Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	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	En Calificación	Biogas	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 Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-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"	Hidroaustral 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	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
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	Electrica 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 Robleria	Generadora Eléctrica Robleria 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 Hidroelectrica de Pasada El Callao	Hidroenersur 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

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago
Fono: 56-2-2320501
Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard
Director
hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout
Gerente General
smocarquer@systep.cl

Pedro Miquel Durán
Ingeniero Senior
pmiquel@systep.cl

Juan Pablo Diaz Vera
Ingeniero Senior
jpdiaz@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán
Ingeniero de Estudios
oalamos@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.