



Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Junio 2012

Contenido

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

Noticias

Corte Suprema ordenó someter a Estudio de Impacto Ambiental a Bocamina II. (La Tercera, 18/6/12)

Gobierno lanzará el próximo año proyecto de interconexión SING-SIC. (Diario Financiero, 13/6/12)

Ante la Corte Suprema, MPX propone dejar a Castilla sin centrales diésel de respaldo. (El Mercurio, 13/6/12)

Justicia extiende hasta julio proceso de conciliación por proyecto Central Castilla. (La Tercera, 12/6/12)

Presidente encarga segunda etapa del CADE, que estará enfocada en la carretera eléctrica. (Pulso, 12/6/12)

GasAtacama reingresa proyecto de GNL. (Pulso, 7/6/12)

Endesa desiste de acciones legales para reabrir embalse Laguna Maule. (La Segunda, 6/6/12)

CGE Distribución declara desierta licitación y alista nuevo proceso. (Diario Financiero, 5/6/12)

Colbún paraliza HidroAysén al suspender el estudio ambiental de su línea de transmisión. (El Mercurio, 31/5/12)

Chilquinta y Saesa entran a troncal. (La Tercera, 28/5/12)

CDEC declaró desierta licitación clave para reforzar el sistema de transmisión eléctrica. (La Tercera, 25/5/12)

Corte obliga a Endesa a cerrar compuertas en laguna del Maule. (La Tercera, 25/5/12)

Mitsubishi Construirá la Central Guacolda V. (Estrategia, 24/5/12)

Editorial

Dificultades en el desarrollo de la infraestructura eléctrica en el Sistema Interconectado Central

Diversos hechos ocurridos en las semanas recientes evidencian las crecientes dificultades que se enfrentan en el desarrollo de la infraestructura eléctrica nacional, particularmente en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde vive más del 90% de la población del país y donde se estima que la demanda de energía para los próximos trece años se duplicará, avizorándose la mantención de una condición de abastecimiento eléctrico precario y de precios altos.

Una primera dificultad tiene que ver con el retraso del desarrollo de la infraestructura de transmisión troncal. Efectivamente, el 23 de mayo reciente el CDEC-SIC declaró desierta la licitación de las líneas de transmisión troncal en 500 kV entre Polpaico y Cardones, y la licitación asociada al tercer circuito de la línea Charrúa-Ancoa 500 kV, retrasando el inicio de las obras en por lo menos cuatro meses más (además de las prórrogas de cinco meses en los plazos de entrega de documentos y apertura de ofertas), extendiendo así los graves problemas de congestión existentes hoy en el SIC.

Una segunda dificultad tiene que ver con las barreras que se están manifestando en el desarrollo de nuevas inversiones en generación eléctrica de base, de las cuales la suspensión del desarrollo del proyecto de Hidroaysén es sólo una muestra.

Licitaciones de Transmisión Troncal Declaradas Desiertas

El desarrollo de la infraestructura eléctrica necesariamente tiene que conciliar los nuevos aportes de centrales generadoras con el fortalecimiento de los corredores de transmisión que permitan transportar la energía generada a los centros de consumo. Esto tiene especiales particularidades en un país longitudinal como Chile, donde la geografía impone exigencias y restricciones para su desarrollo.

En ese contexto, Chile adoptó con la ley corta 1 un esquema de expansión planificada centralmente de la transmisión troncal, que aunque fue criticado por primeras etapas de expansión con una mirada miope de las necesidades, ha formulado en un ejercicio reciente un ambicioso plan de nuevas líneas con inversiones que alcanzan los mil millones de dólares.

Efectivamente, el 7 de mayo de 2011 fue publicado en el Diario Oficial de la República de Chile el Decreto Convocatorio N°115 que llamaba a licitación de las siguientes obras del SIC:

- Nueva línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV
- Nueva línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV
- Nueva línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV
- Nueva línea 2x500 Charrúa – Ancoa: tendido del primer circuito
- Nueva línea 2x220 Ciruelos – Pichirropulli: tendido del primer circuito
- Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I
- Instalación de un CER en Subestación Cardones
- Nueva línea Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito

La convocatoria tuvo mucha acogida a nivel internacional, presentándose ofertas de empresas de Brasil, Colombia, España, Israel, Chile y Perú, evidenciando el interés internacional por invertir en Chile.

El 23 de mayo de 2012 se informó que se declararon desiertas las licitaciones de las obras de transmisión en 500 kV, por errores en la entrega de la documentación por parte de las empresas participantes.

En particular, las líneas de transmisión del corredor 500 kV Polpaico -Cardones tienen como principal objetivo transferir energía desde el centro sur al centro norte del SIC, ya que se prevé un fuerte aumento en la demanda por el ingreso de varios proyectos mineros e industriales en esa zona. El sistema de transmisión actual posee limitaciones que no permitirían transferir los niveles de potencia demandados entre el periodo 2012-2017, por lo tanto, se deberá despachar generación local ineficiente a la espera de la instalación de las líneas de 500 kV. Por lo anterior, aumentarán los costos marginales en las barras del centro norte, situación que empeora con el retraso de las licitaciones.

Las empresas ofertantes poseían capacidad económica y técnica para elaborar las obras, sin embargo, por la entrega errónea de algunos documentos no se abrieron sus ofertas técnicas y económicas relacionadas, lo que impidió la adjudicación de las obras y, consecuentemente, provocó el llamado a un segundo llamado al proceso de licitación. De acuerdo a lo informado en las bases de licitación del primer llamado, a través de la Resolución Exenta N°304 del 13 de junio de 2011, el inicio de las obras se contemplaba para marzo de 2012. Actualmente, en las bases del segundo llamado (Resolución Exenta N°368 del 31 de mayo de 2012), el inicio de las obras se estiman para diciembre de 2012. Con ello, el proceso se ha visto retrasado en un plazo mínimo de nueve meses según lo planificado en un comienzo, extendiendo así los graves problemas de congestión indicados. No hay mayores antecedentes que expliquen las razones de esta lamentable situación, salvo errores administrativos de los oferentes que impidieron a la autoridad tomar una decisión, a pesar de lo urgente de la necesidad.

Mejores noticias surgieron en relación a otras obras de transmisión. El 25 de mayo de 2012 se procedió a la apertura de oferta económica del resto de las obras. El consorcio Saesa-Chilquinta ingresaría al sistema troncal tras aceptarse su oferta por las nuevas líneas 2x220 Ciruelos – Pichirropulli: tendido del primer circuito y Cardones – Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito. De igual manera, Transelec se adjudicaría las obras: Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I y la Instalación de un CER en Subestación Cardones.

Si bien estas licitaciones, una vez adjudicadas, permitirán iniciar un proceso de reforzamiento de la infraestructura de transmisión, no se asegura una oportuna concreción de ella. Efectivamente, la historia reciente demuestra que el desarrollo de dicha infraestructura enfrenta dificultades en sus procesos de aprobación ambiental, otorgamiento de concesiones y de derechos de servidumbres, ley del bosque nativo, y ley de pueblos indígenas, que extienden sus periodos de puesta en marcha a horizontes de hasta de 42 meses. Si bien el gobierno envió al congreso una propuesta de ley para mejorar y agilizar el proceso de otorgamiento de concesiones, no hay señales claras de la aprobación de dicha iniciativa.

Dificultades en el desarrollo de la infraestructura de generación

Noticias negativas también han surgido en el ámbito del desarrollo de la infraestructura de generación, donde la eventual suspensión de la tramitación del estudio de impacto ambiental de la línea de transmisión que uniría las centrales de HidroAysén con la Región Metropolitana, anunciada por Colbún recientemente, es sólo un ejemplo. Un gran número de proyectos de generación está enfrentando dificultades o atrasos en su desarrollo, las principales causas son la judicialización de los procesos de aprobación, oposición de las comunidades cercanas a los proyectos, dificultades en los procesos de calificación ambiental, oposición de comunidades indígenas, negociaciones de servidumbres de paso de líneas de conexión, nuevas exigencias de tribunales, adecuación a nuevas restricciones de emisiones. Algunas de estas dificultades eran esperables, como los procesos de negociación de servidumbres, otros tienen una génesis más reciente.

La Corporación de Desarrollo Tecnológico de Bienes de Capital presentó, en la reciente conferencia Elecgas 2012, un valioso catastro de los proyectos que han enfrentado o enfrentan dificultades, donde menciona las centrales Castilla, Punta Alcalde, Neltume, Pacífico, Eólico Chiloé, Eólico Arauco, Eólico Lebu Sur, Hidroaysén, Energía Austral, Energía Minera, Los Robles, Patache, Maqueo, RC Generación, RG Generación, y Barrancones, totalizando inversiones por 27 mil millones de dólares.

Existe gran preocupación en el país por esta situación, que no sólo anticipa eventuales problemas de abastecimiento por insuficiencia en generación, pero con toda certeza asegura mantener los precios de la energía eléctrica chilena como los más altos de la región.

Durante el mes de mayo de 2012 el costo marginal en la barra Quillota 220 kV alcanzó un valor promedio de US\$ 248 por MWh (Figura 1), levemente inferior al registrado en abril 2012, cuyo valor promedio fue de US\$ 269 por MWh (el más alto desde abril 2008). La disminución del 7,7% se debe principalmente al hecho que durante la última semana de mayo se despachó una mayor cantidad de unidades hidráulicas. Comparativamente, en mayo de 2011 el costo marginal alcanzó un valor promedio de US\$ 221 por MWh.

Uno de los factores que explican el alto precio del costo marginal actual es el despacho de unidades diesel producto de la sequía que atraviesa la zona centro sur del país, donde se encuentra la mayor cantidad de centrales hidroeléctricas (durante el mes de mayo 2012 el aporte hidroeléctrico en el SIC fue de 28,5%, tal como se aprecia en la Figura 2). En ese marco, dificultades en el desarrollo de generación de base hidroeléctrica o térmica a carbón, como la correspondiente a las centrales con problemas, auguran soluciones alternativas con diesel, de rápida construcción y menores costos de inversión asociados, pero altísimos costos variables de operación.

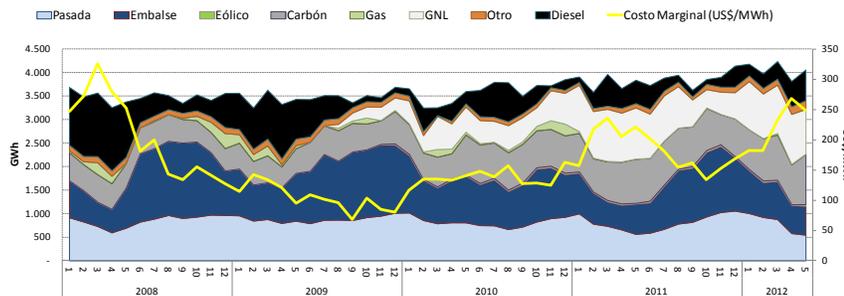


Figura 1: Generación mensual histórica [GWh] y costo marginal [US\$/MWh] en el SIC (Fuente: CDEC-SIC, System)

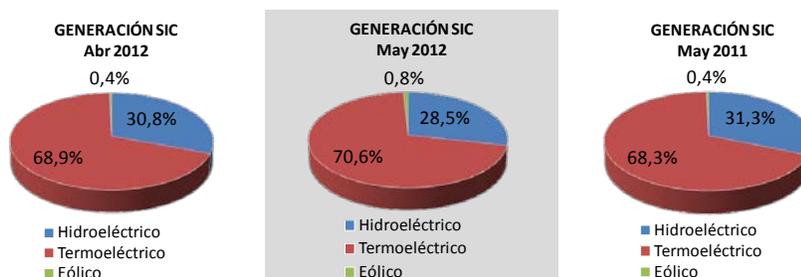


Figura 2: Energía mensual por tecnología generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC, System)

Cabe mencionar que, si bien la zona centro sur posee una hidrología que varía fuertemente en el tiempo, dada la dependencia de las lluvias, agregando un escenario altamente probabilístico al despacho de unidades generadoras, la hidroelectricidad de Aysén presenta un comportamiento hidrológico más estable, dados los niveles fluviales de los ríos patagónicos a lo largo del año.

La discusión sobre el desarrollo eléctrico futuro se agudizó con el anuncio del 30 de mayo de Colbún de su recomendación a sus socios de suspender indefinidamente el ingreso del Estudio de Impacto Ambiental de la línea de transmisión que uniría las centrales de HidroAysén (51% Endesa y 49% Colbún), que totalizan 2750 MW, con el SIC. La empresa justificó su decisión señalando que el problema principal radicaba en la no existencia de una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, estimando que nos están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad. La empresa argumentó que es misión de los poderes ejecutivo y legislativo el consensuar cambios institucionales y regulatorios necesarios para viabilizar los proyectos de generación y transmisión que se requieren para el desarrollo económico y social de Chile.

Si bien había consenso entre los agentes del sector que la discusión energética eléctrica había comenzado a tomar un cariz esencialmente político, donde muchas de las iniciativas de las partes se radicalizaban en posiciones gobierno-oposición, anticipando un entramamiento de cualquier acción futura, el anuncio y la argumentación de Colbún emplazaron directamente al poder político ejecutivo y legislativo a encontrar los consensos para superar los problemas.

El gobierno citó rápidamente a una reunión con los principales representantes de las empresas eléctricas el viernes 8 de junio en La Moneda, encabezada por el Presidente de la República Sebastián Piñera y el Ministro de Energía Jorge Bunster, reunión donde se indicara que para la actual administración es de real importancia apuntar hacia una política energética de largo plazo basada en energía segura, independiente y económica. El gobierno ya había tomado la iniciativa el 2011 de formar la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), que le entregó diversas propuestas para encausar el desarrollo eléctrico en uno de mayor competitividad, mejores precios y sustentabilidad ambiental y social. Más aun, en base a esa propuesta y la de grupos parlamentarios, el 28 de febrero pasado, el Presidente de la República junto con el entonces Ministro de Energía Rodrigo Álvarez presentaron una Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, basada en seis pilares fundamentales: crecimiento con eficiencia energética, despegue de las energías renovables no convencionales, el rol de las energías tradicionales, un nuevo enfoque en transmisión (carretera eléctrica), un mercado eléctrico más competitivo y un avance sostenido en las opciones de interconexión eléctrica regional.

Para avanzar en concretar las propuestas de la CADE y asentar los pilares de la estrategia nacional necesariamente se requieren cambios legales y cambios regulatorios, que deben ser propuestos por el poder ejecutivo, y consensuados con el poder legislativo, y eso estaba medianamente claro. Pero es justamente en ese ámbito donde no se evidencian avances significativos y donde el anuncio de Colbún produce el mayor impacto. Salvo la reiteración de la propuesta legal del ejecutivo de perfeccionar el esquema de otorgamiento de concesiones de transmisión, no se ha formulado nuevas propuestas de ajustes legales o reglamentarios. Si bien los movimientos sociales han cobrado creciente protagonismo en relación a los desarrollos energéticos, es finalmente la clase política la que debe aprobar o no el camino a seguir. Es un gran desafío, porque como se indicara, se ha polarizado mucho el debate y los temas energéticos se constituirán fácilmente en temas de campañas en las próximas elecciones municipales.

La discusión en la prensa se ha centrado en el nulo avance en la definición de la carretera eléctrica, uno de los pilares de la Estrategia Nacional de Energía. Pero sería peligroso centrar toda la atención en esa materia, toda vez que hay muchos otros aspectos, además de la transmisión, que están entorpeciendo el desarrollo eléctrico. El gran desafío en la formulación de la carretera eléctrica es demostrar a los opositores de Hidroaysén que esta carretera se requiere, más allá de las necesidades específicas de ese proyecto.

SIC Sistema Interconectado Central

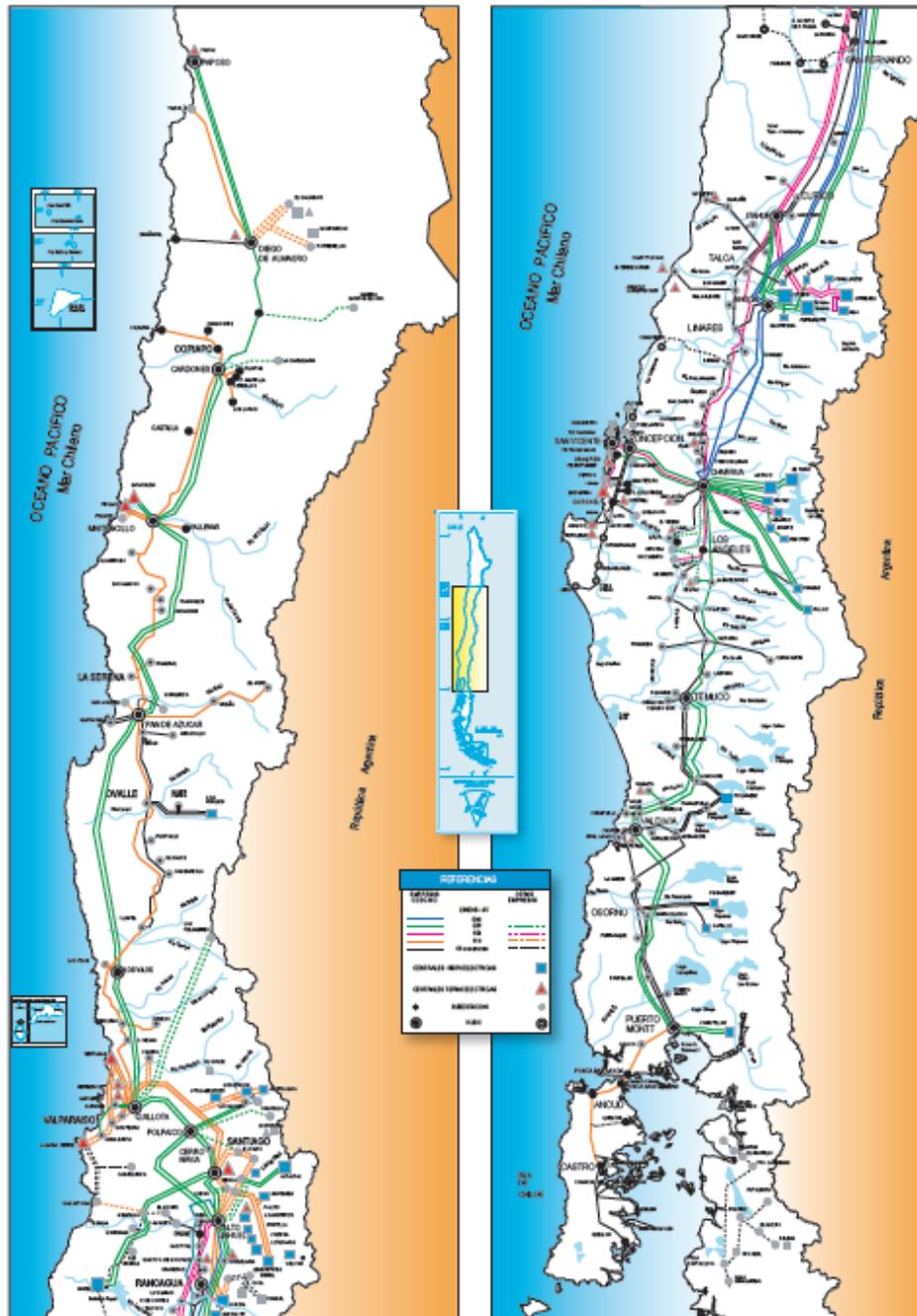


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de mayo de 2012 la generación de energía en el SIC aumentó en un 6,4% respecto a abril, con un alza de 5,7% respecto a mayo de 2011. Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

La generación hidroeléctrica presentó una baja de -1,4% respecto de abril, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 9,1% dado principalmente por el aumento de la generación en base a carbón y diésel. Con lo anterior, el 28,5% de la energía consumida en el SIC durante el mes de mayo de 2012 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, acentuándose la predominancia térmica observada durante los últimos dos años. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 33,98 GWh, correspondiente al 0,8% del total (4.065 GWh).

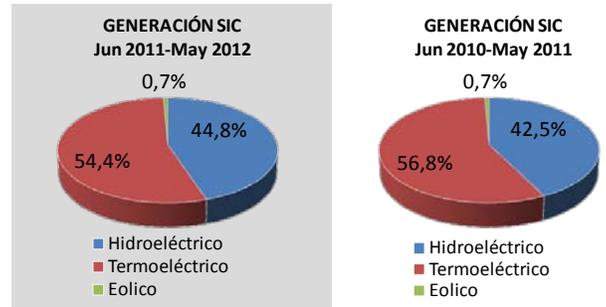
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 3,0% respecto a abril, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó una baja de -5,8% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un -56,6% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,19%), mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 20,1%. La generación a carbón, por su parte, se ve aumentada en un 26,6%, mientras que la generación a GNL presentó una baja de -10,6% respecto al mes anterior.

En la Figura 5 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2008. Se destaca de la Figura 6, que la generación GNL representa para el mes de mayo de 2012 un 23,3% de la matriz de energías del SIC, frente al 16,1% que representa el diesel y el 26,4% del carbón.

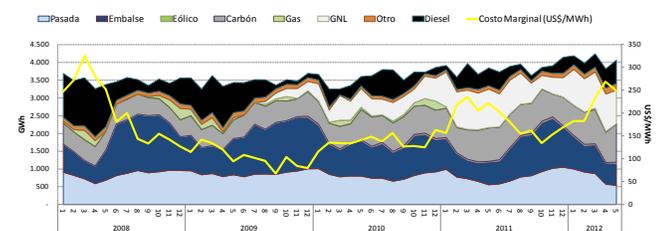
Los costos marginales del SIC durante el mes de mayo llegaron a un valor promedio de 249 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 221 US\$/MWh de mayo de 2011 representa un alza de 12,4%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa una baja de -7,28%.

Figura 4: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



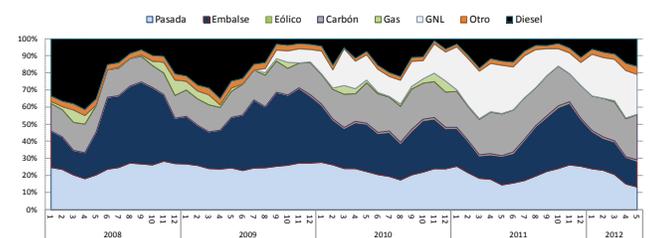
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 5: Generación histórica SIC



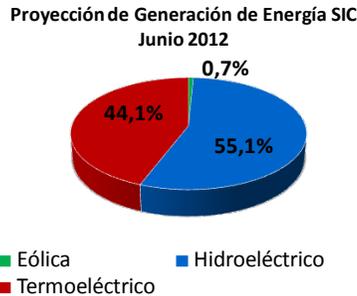
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Generación histórica SIC (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 7: Proyección de Generación de Energía junio de 2012



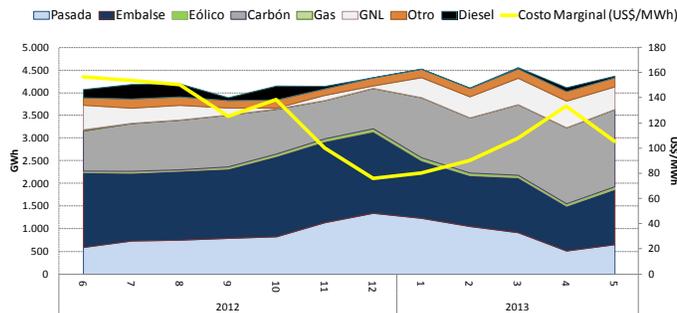
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de junio de 2012, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 55,1% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas. Considérese que la vigencia del decreto de racionamiento de febrero de 2011 se ha extendido hasta agosto del presente año.

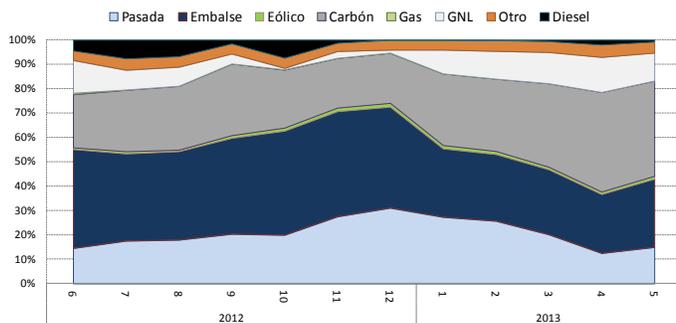
La Figura 8 y Figura 9 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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.

Generación de Energía

Para el mes de mayo de 2012, la generación de energía experimentó un alza de 5,7% respecto del mismo mes de 2011, con un incremento de 6,4% respecto a abril. Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

Respecto a las expectativas para el año 2012, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 49.297 GWh, lo que comparado con los 46.115 GWh del año 2011 representaría un crecimiento anual para el año 2012 del 6,9%.

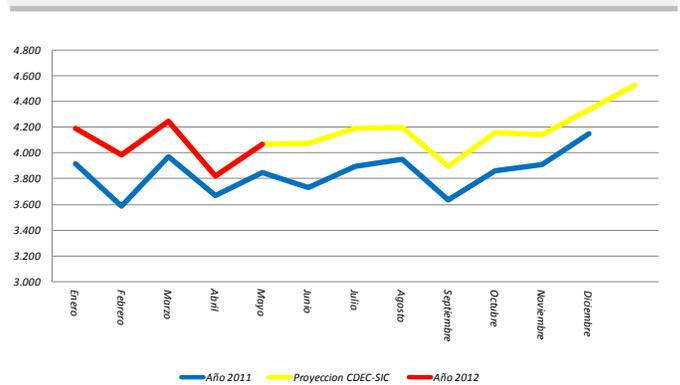
La Figura 11 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

Precio de Nudo de Corto Plazo

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

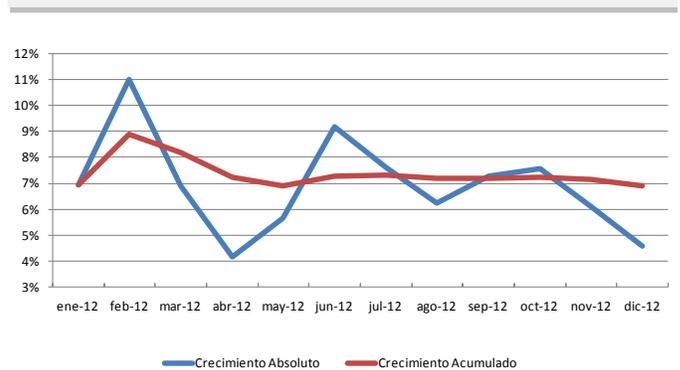
Los valores definidos por la autoridad son: 44,661 \$/kWh y 5.915,50 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 53,10 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto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

Figura 10: Generación histórica de energía (GWh)



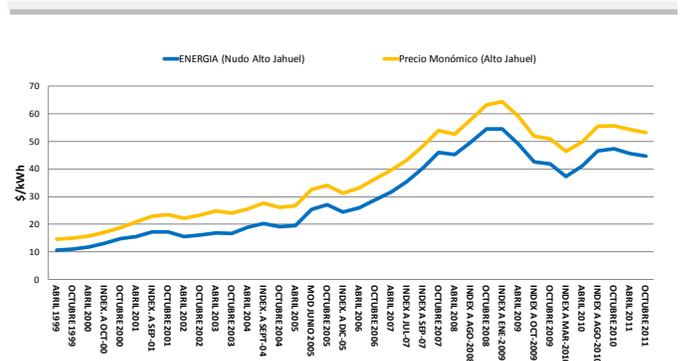
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 11: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 12: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CNE, Syste

Análisis Precios de Licitación

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

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

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

No obstante lo anterior, 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 el precio de los contratos de la tercera licitación se indexó según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. Los precios vigentes dejan de estar indexados al costo de suministro de corto plazo, indexándose a CPI y precios de combustibles según lo establecido en los respectivos contratos, a partir del mes de enero de 2012 para algunos contratos, y a partir del mes de junio de 2012 para los restantes. Por lo tanto, al día de hoy los precios indexados de los contratos de suministro firmados por las empresas distribuidoras con posterioridad a la Ley 20.018 están indexados únicamente a precios de combustibles y CPI.

La Tabla 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II). El Precio Medio de Licitación indexado a mayo de 2012 es de 78,46 US\$/MWh (referido a la barra Quillota 220), lo que representa una reducción de -3,26% respecto del valor indexado al mes de abril de 2012 (81,10 US\$/MWh).

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a mayo 2012)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	86,0	5.419
Campanario	100,1	1.750
Colbún	86,4	6.782
Endesa	67,1	12.825
Guacolda	79,8	900
EMELDA	99,6	200
EPSA	102,8	75
Monte Redondo	97,2	275
Precio Medio de Licitación		78,46

* Precios referidos a Quillota 220

Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

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

Tabla 2: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a mayo 2012)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	(Barra de Suministro)	(Barra de Suministro)	(Barra de Quillota)	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	65,42	83,98	71,31	12.000
Chilquinta	87,54	80,31	80,31	2.567
EMEL	88,63	80,31	80,31	2.007
CGE	111,16	85,30	80,31	7.220
SAESA	79,30	79,14	80,31	4.432

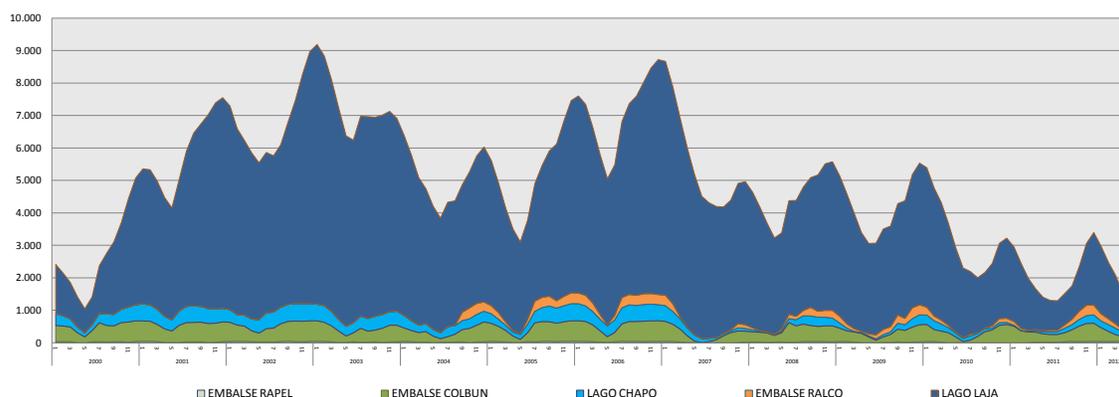
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a mayo 2012 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 74,66 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, lo cual representa una reducción de -2,39% respecto del mes anterior (76,49 US\$/MWh).

Nivel de los Embalses

La energía almacenada promedio disponible para generación en el mes de mayo de 2012, alcanzó los 1.272 GWh, lo que representa una disminución de -18,3% respecto al mes anterior, y una disminución de -9,2% respecto de igual mes de 2011.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía promedio acumulada durante el mes de mayo de 2012 fue un -8,1% menor que la acumulada a igual mes del año 2011. En este sentido, se debe notar que los embalses aún se mantienen en niveles bastante bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26 y modificación DS38), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

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



Fuente: CNE, SysteP

Tabla 3: Comparación energía promedio almacenada mensual (GWh)

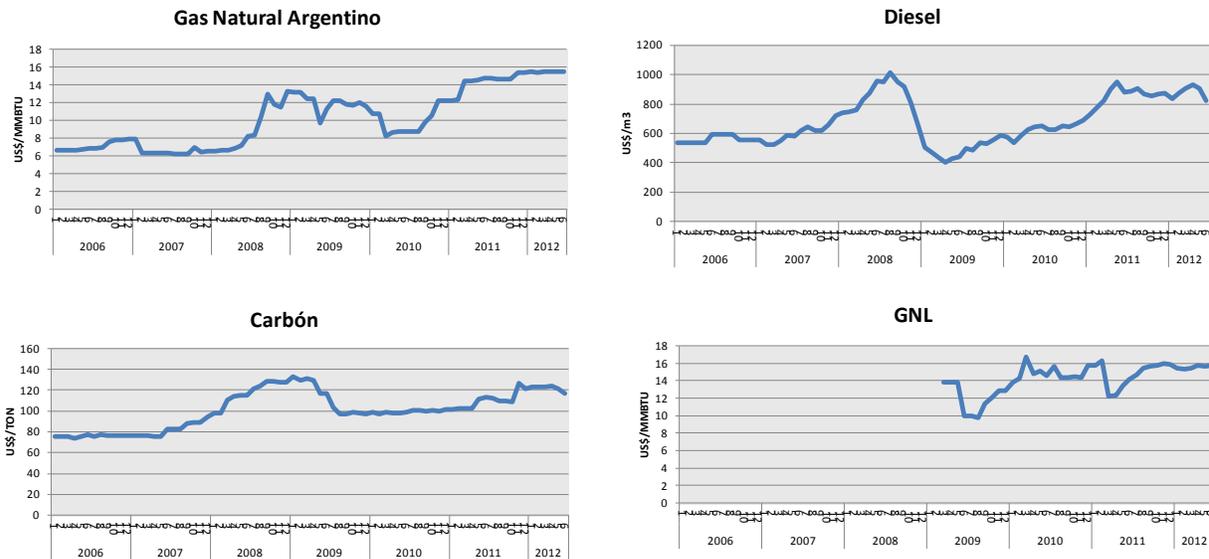
		Abr 2012	May 2012	May 2011
EMBALSE	COLBUN	144	143	250
	% de la capacidad máxima	22%	22%	39%
EMBALSE	RAPEL	42	41	23
	% de la capacidad máxima	83%	80%	46%
LAGUNA	LA INVERNADA	4	2	0
	% de la capacidad máxima	3%	1%	0%
LAGO	LAJA	1.156	949	1.034
	% de la capacidad máxima	14%	12%	13%
LAGO	CHAPO	135	98	63
	% de la capacidad máxima	24%	17%	11%
EMBALSE	RALCO	76	40	32
	% de la capacidad máxima	21%	11%	9%

Fuente: CNE, 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, Systeop

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 el 2011 y lo que va del 2012.

Los costos marginales del SIC para el mes de mayo de 2012 presentan una baja de -7,28% respecto a los registrados en el mes de abril, con un alza de 12,4% respecto a lo observado en mayo de 2011.

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	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	247	115	116	157	182
Febrero	272	142	135	217	182
Marzo	325	134	135	236	232
Abril	280	121	133	205	268
Mayo	252	95	141	221	249
Junio	181	108	148	203	
Julio	200	102	138	181	
Agosto	143	96	157	154	
Septiembre	134	68	127	162	
Octubre	155	104	128	134	
Noviembre	141	84,7	125	152	
Diciembre	127	80	163	168	

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2012	6	156,7	156,7	156,7
-	7	187,3	153,8	128,0
-	8	212,6	150,5	142,1
-	9	147,8	125,1	97,6
-	10	167,8	138,5	109,7
-	11	145,8	100,1	82,3
-	12	143,1	75,8	70,6
2013	1	150,1	80,3	58,3
-	2	162,3	90,2	75,8
-	3	168,3	107,6	79,7
-	4	153,6	133,5	83,7
-	5	140,2	105,3	61,6

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

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



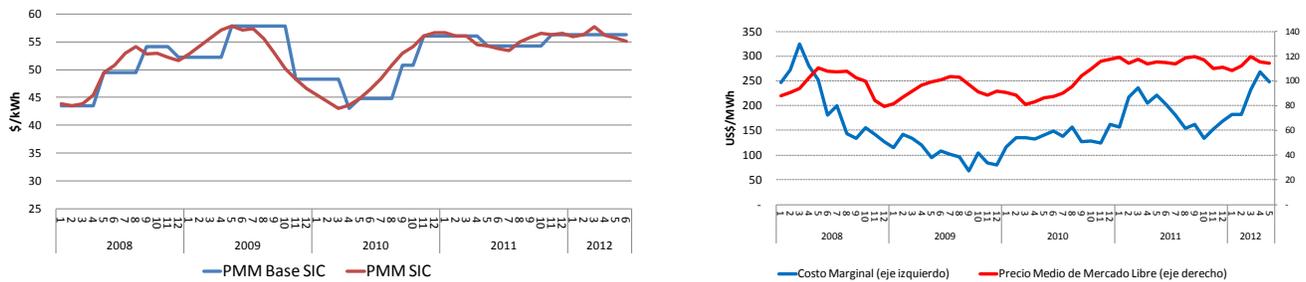
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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 2012 es de 55,12 \$/kWh, lo que representa una baja de -2,02% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2011 (56,25 \$/kWh).

Figura 16: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeop

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 6 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para los próximos dos años.

En total se espera la incorporación de 1.730 MW de potencia. Las fechas de ingreso de las centrales a carbón Santa María de Colbún y Bocamina II de Endesa se esperan para los meses de julio y agosto del presente año, respectivamente, no obstante ambas ya se encuentran realizando pruebas. En tanto, la entrada en operación de la central a carbón Campiche está programada para el mes de marzo de 2013.

Con respecto al plan de obras del mes pasado, se destacan los atrasos de un mes en la fechas de ingreso esperadas de las centrales Laja I, Viñales y Energía Pacífico, así como el atraso de dos meses en la fecha de entrada de la central Rucatayo.

Unidades en Mantención

El plan anual de mantenimiento programado del CDEC, actualizado al 28 de diciembre de 2011, indica la salida de operación de las siguientes centrales para los próximos 4 meses.

- Nueva Renca (380 MW): 30 días en junio.
- Guacolda (U-4 por 152 MW): 21 días en julio-agosto.
- Guacolda (U-3 por 152 MW): 24 días en agosto-septiembre.
- San Isidro (U-1 por 381 MW): 21 días en septiembre.

Tabla 6: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Rucatayo	Pilmaiquén		Pasada ago-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez		Pasada jul-12	34
San Andrés	HydroChile		Pasada sep-12	40
Pulelfu	Capullo		Pasada dic-12	9
Providencia	Herborn Ltda.		Pasada oct-12	13
El Paso	HydroChile		Pasada jul-13	40
Angostura	Colbún		Embalse dic-13	316
Térmica Tradicional				
Santa María	Colbún	Carbón	jul-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	ago-12	342
Campiche	Gener	Carbón	mar-13	270
Otros Térmicos				
Energía Pacífico	EPSA	Bio./Cog.	jul-12	17
Viñales	Arauco	Cogeneración	jul-12	32
Eólicas				
Talinay Oriente	Vestas		nov-12	99
El Arrayán	El Arrayán Spa		abr-14	115
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.730

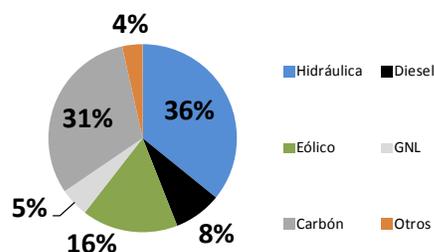
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 7: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.344	8.999
Diesel	1.446	1.092
Eólico	2.916	6.277
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	619	1.708
TOTAL	17.695	28.634
Aprobado	14.757	22.279
En Calificación	2.937	6.356
TOTAL	17.695	28.634

Fuente: SEIA, Systeop

Figura 17: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systeop

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 17.695 MW (2.937 MW en calificación), con una inversión de 28.634 MUS\$.

Se destaca este mes la aprobación del Parque Eólico Ucuquer (16,2 MW) en la VI región.

También destaca la presentación de proyecto Parque Solar Diego de Almagro (162 MW) en la III región

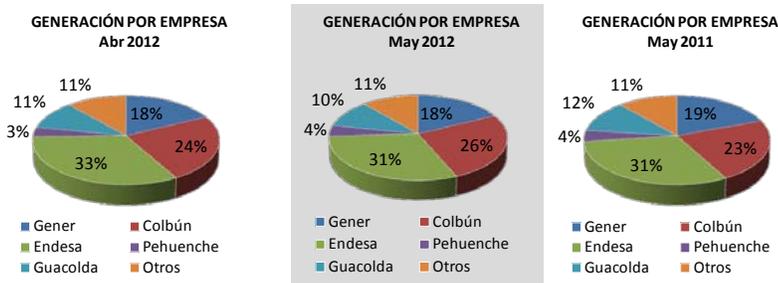
En la Tabla 8 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo IV se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 8: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Nellume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V

Fuente: SEIA, Systeop

Figura 18: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 85% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes mayo de 2012, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 31% de la producción total de energía, seguido de Colbún (26%), Gener (18%), Guacolda (10%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que Endesa disminuyó su producción (-0,8%), mientras que el resto aumentaron su generación respecto del mes anterior: Pehuenche (26,8%), Colbún (14,1%), Guacolda (6,3%) y Gener (6,1%). Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

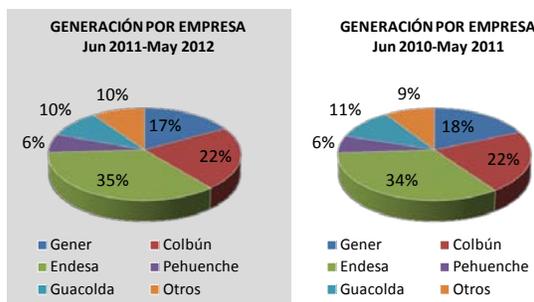
En las Figura 18 a Figura 20 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 19: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

ENDESA

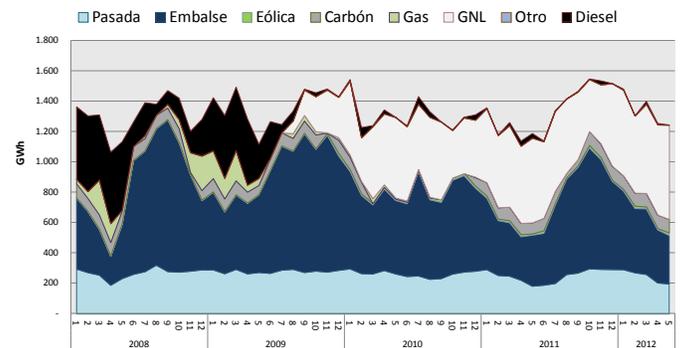
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de -8,4% respecto al mes de abril, y una disminución de -4,8% en relación a mayo de 2011. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de -3,2% respecto a abril, con un aumento de 8,1% respecto a mayo de 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un -0,4% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 4,5% respecto a abril, con un aumento del 11,2% respecto a mayo de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

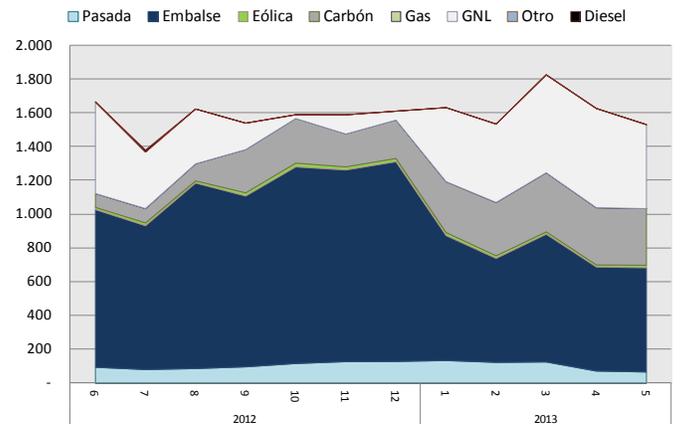
En la Figura 22 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 21: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 22: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 9: Generación Endesa, mensual (GWh)

	Abr 2012	May 2012	May 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	204	197	183	-3,2%	8,1%
Embalse	350	321	337	-8,4%	-4,8%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	594	621	558	4,5%	11,2%
Carbón	91	91	75	-0,4%	21,6%
Diésel	9	1	30	-94,2%	-98,3%
Eólico	7	15	7	114,3%	121,8%
Total	1.255	1.245	1.189	-0,8%	4,7%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.025	2.976	1,7%
Embalse	6.326	5.802	9,0%
Gas	4	23	-84,6%
GNL	6.109	5.579	9,5%
Carbón	974	464	110,1%
Diésel	74	221	-66,6%
Eólico	137	150	-8,7%
Total	16.648	15.214	9,4%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	822	401	594	-32,4%	-51,2%
Embalse	1.373	671	967	-30,6%	-51,2%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	1.659	1.215	1.570	-22,6%	-26,7%
Carbón	272	182	235	-22,6%	-33,0%
Diésel	26	9	68	-86,2%	-63,9%
Eólico	35	21	34	-36,5%	-38,9%
Total	4.187	2.500	3.468	-27,9%	-40,3%

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

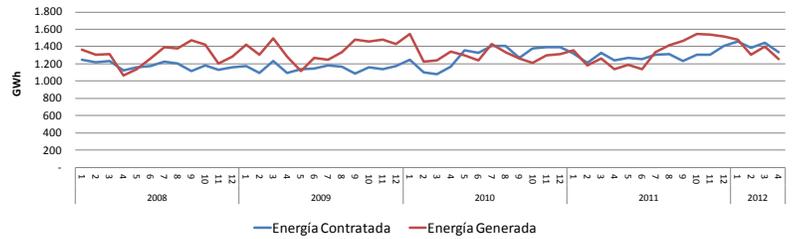
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante abril de 2011 fue de 1.255 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.334 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.

Figura 23: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

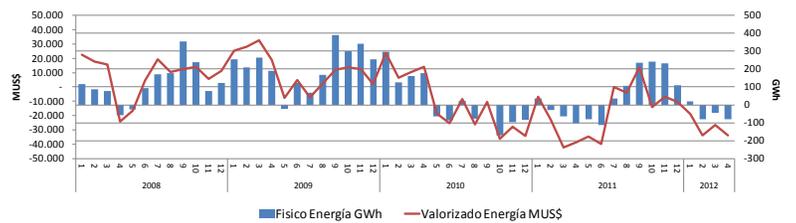


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -79,2 GWh, las que son valorizadas en -33,90 MMUS\$. En la Figura 24 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.¹

Figura 24: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

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

GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra una baja de -14,9% respecto a abril, con una disminución de -5,2% en relación a mayo del año 2011.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 15,9% respecto al mes de abril, con una disminución de -11,7% en relación a mayo de 2011. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan una baja de -30,3% respecto al mes de abril.

Se incluye la consolidación de Gener con su filial Eléctrica Santiago, ESSA (Nueva Renca y centrales relacionadas). Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

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

Tabla 12: Generación Gener, mensual (GWh)

	Abr 2012	May 2012	May 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	84	72	76	-14,9%	-5,2%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	235	164	231	-30,3%	-29,2%
Carbón	317	367	416	15,9%	-11,7%
Diesel	33	107	14	223,1%	655,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	8	9	9	4,6%	0,7%
Total	677	719	746	6,1%	-3,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.190	1.269	-6,2%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	15	560	-97,3%
GNL	1.745	1.024	70,5%
Carbón	4.479	4.421	1,3%
Diesel	506	958	-47,2%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	100	98	2,5%
Total	8.036	8.331	-3,5%

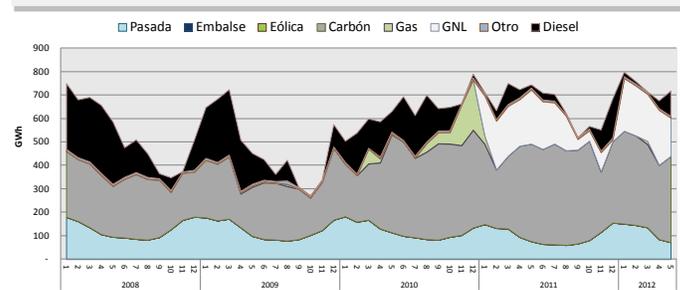
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 14: Generación Gener, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	431	156	234	-33,3%	-63,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	14	0	0	0,0%	-100,0%
GNL	640	399	634	-37,1%	-37,7%
Carbón	1.131	684	1.209	-43,4%	-39,6%
Diesel	32	140	79	78,3%	337,4%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	26	17	26	-32,9%	-34,3%
Total	2.275	1.396	2.181	-36,0%	-38,6%

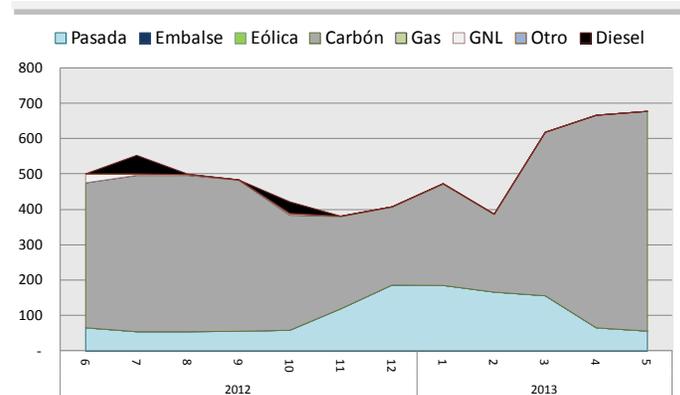
Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 25: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 26: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

GENER

Generación Histórica vs Contratos

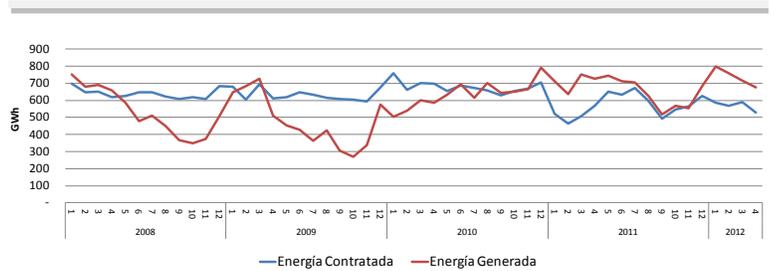
La generación real de energía para Gener durante abril de 2011 fue de 677 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 529 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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

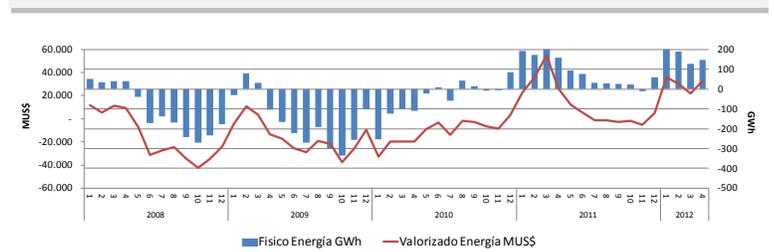
Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 148,3 GWh, las que son valorizadas en 32,97 MUS\$. En la Figura 28 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.²

Figura 27: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una baja de -1,9% respecto al mes de abril, con una disminución de -18,8% en relación a mayo de 2011. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de -6,4% respecto a abril, con una disminución de -13,7% respecto a mayo de 2011.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta un alza de 17,6% respecto a abril, con un aumento de 83,6% respecto a mayo de 2011. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de 3 GWh respecto a abril.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más 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.

Tabla 15: Generación Colbún, mensual (GWh)

	Abr 2012	May 2012	May 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	142	133	154	-6,4%	-13,7%
Embalse	168	164	202	-1,9%	-18,8%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	230	161	294	-29,8%	-45,3%
Carbón	39	189	0	386,5%	0,0%
Diesel	343	404	220	17,6%	83,6%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	921	1.051	871	14,1%	20,7%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.828	2.424	16,7%
Embalse	2.821	2.196	28,5%
Gas	9	108	-91,5%
GNL	1.883	2.239	-15,9%
Carbón	469	0	0,0%
Diesel	2.443	2.781	-12,2%
Eólico	0	0	0,0%
Total	10.453	9.748	7,2%

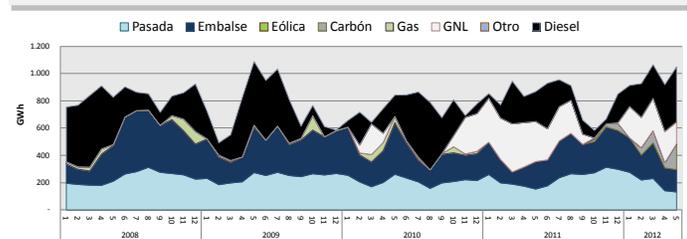
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 17: Generación Colbún, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	728	275	506	-45,7%	-62,3%
Embalse	698	332	534	-37,8%	-52,5%
Gas	0	0	1	-100,0%	0,0%
GNL	690	391	849	-54,0%	-43,4%
Carbón	145	228	0	0,0%	56,9%
Diesel	650	747	746	0,1%	14,8%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.911	1.972	2.637	-25,2%	-32,3%

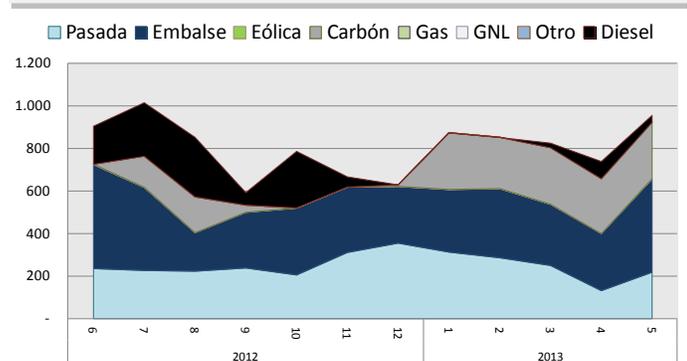
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 29: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 30: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

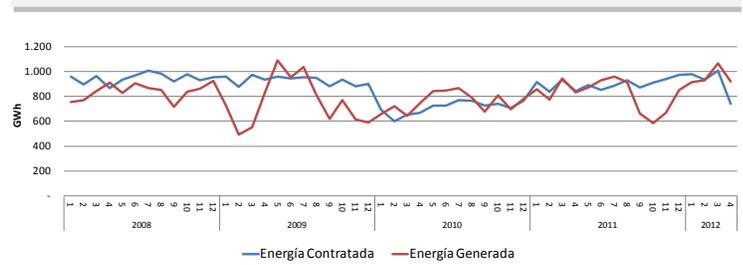
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante abril de 2011 fue de 921 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 738 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

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)

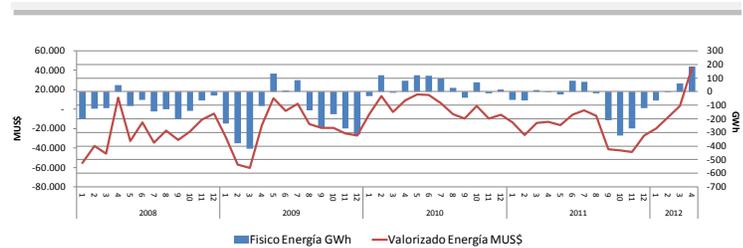


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 182,9 GWh, las que son valorizadas en 42,50 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, Systepe

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.

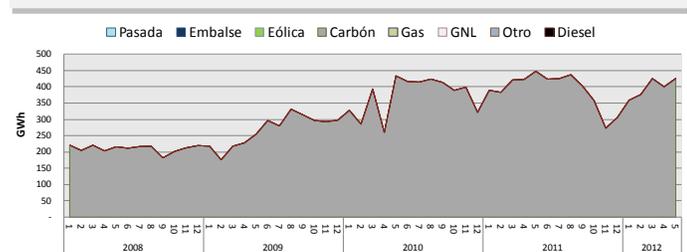
GUACOLDA

Durante el mes de mayo, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 6,3% respecto al mes de abril, con una disminución de -5,0% en relación a mayo de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

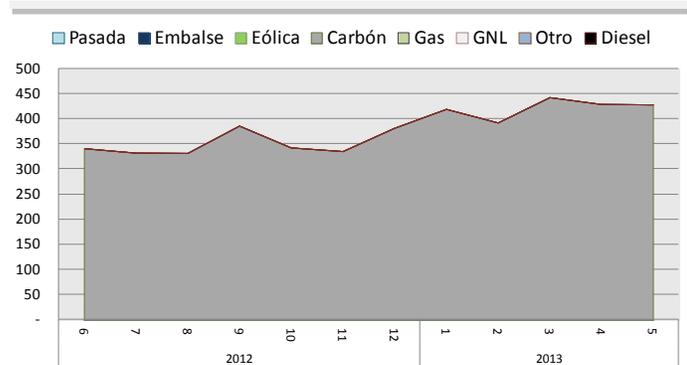
En la Figura 34 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 33: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 34: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 18: Generación Guacolda, mensual (GWh)

	Abr 2012	May 2012	May 2011	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	401	426	448	6,3%	-5,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	401	426	448	6,3%	-5,0%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011	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	4.616	4.847	-4,8%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
Total	4.616	4.847	-4,8%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

Tabla 20: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 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	1.162	827	1.295	-36,2%	-28,9%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	1.162	827	1.295	-36,2%	-28,9%

Fuente: CDEC-SIC, Syste

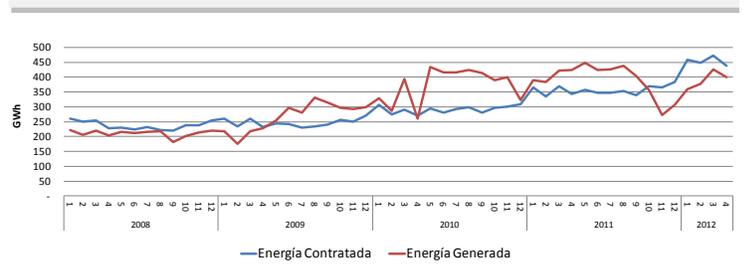
GUACOLDA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante abril de 2011 fue de 401 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 438 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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)

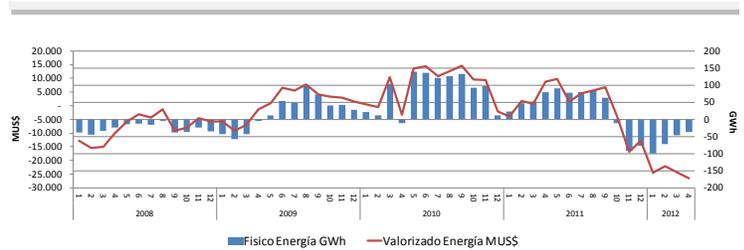


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -37,4 GWh, las que son valorizadas en -26,54 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, Systepl

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.

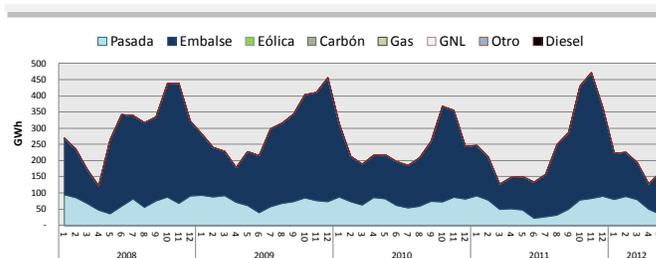
PEHUENCHE

Durante el mes de mayo, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 64,3% respecto al mes de abril, con un aumento de 24,3% en relación a mayo de 2011. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra una baja de -30,9% respecto a abril, con una disminución de -27,3% en relación a mayo de 2011.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

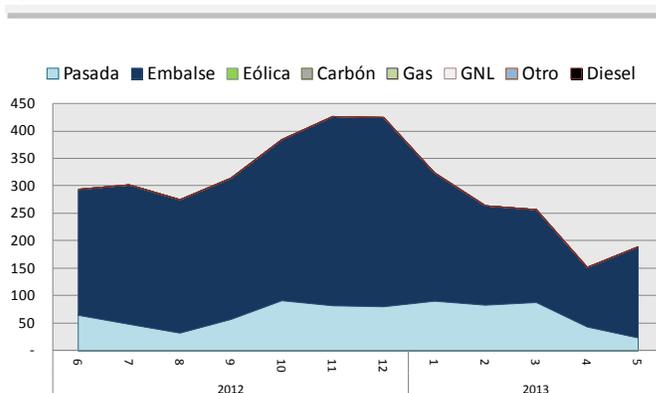
En la Figura 38 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 37: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 38: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 21: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

	Abr 2012	May 2012	May 2011	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	51	35	49	-30,9%	-27,3%
Embalse	78	129	104	64,3%	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	129	164	152	26,8%	7,8%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	726	818	-11,2%
Embalse	2.315	1.899	21,9%
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	3.041	2.716	11,9%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 23: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	252	86	123	-30,1%	-65,7%
Embalse	394	207	313	-33,8%	-47,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	646	293	436	-32,8%	-54,6%

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

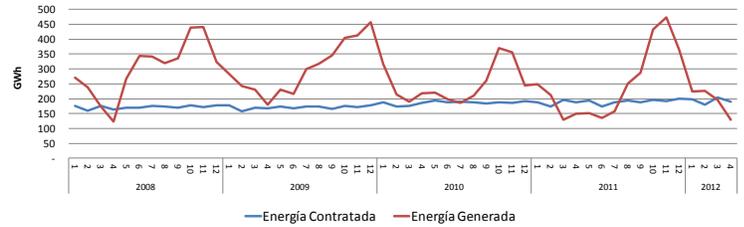
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante abril de 2011 fue de 129 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 189 GWh; por tanto, realizó compras 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)

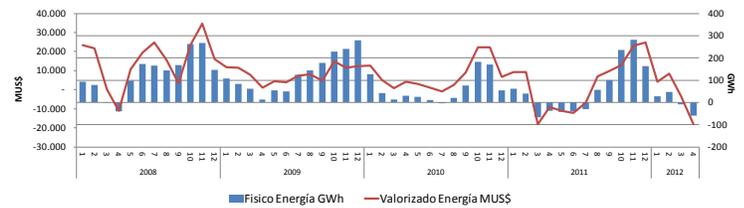


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Transferencias de Energía

Durante el mes de abril de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -60,0 GWh, las que son valorizadas en -18,17 MMUS\$. En la Figura 40 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.⁵

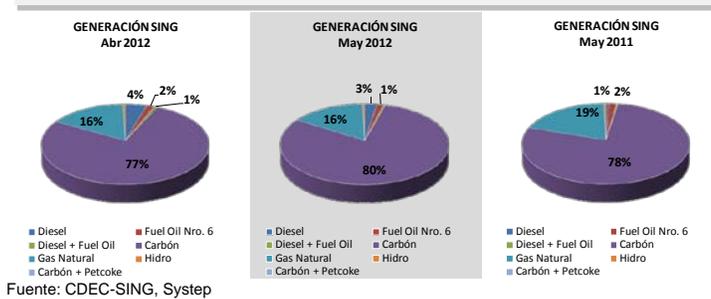
Figura 40: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

Figura 41: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de mayo de 2012 la generación de energía en el SING aumentó en un 2,0% respecto a abril, con un aumento de 2,5% respecto a mayo de 2011.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 41,2% con respecto a abril, mientras que la generación a carbón aumentó en un 6,2%. La generación con gas natural disminuyó en un 1,6% respecto al mes pasado.

En la Figura 42 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2008. 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 112 US\$/MWh en la barra de Crucero 220.

Figura 42: Generación histórica SING (GWh)

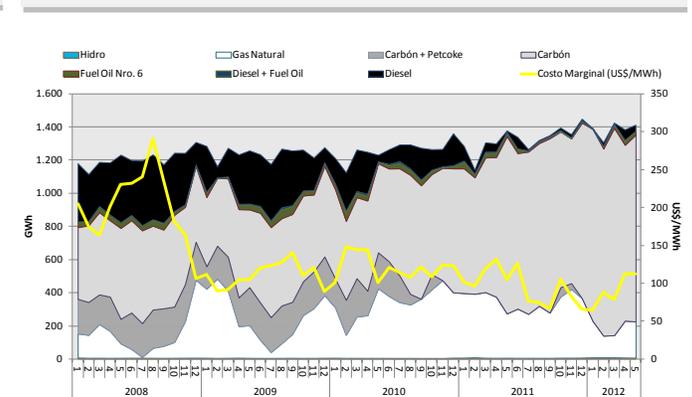


Figura 43: Generación histórica SING (%)

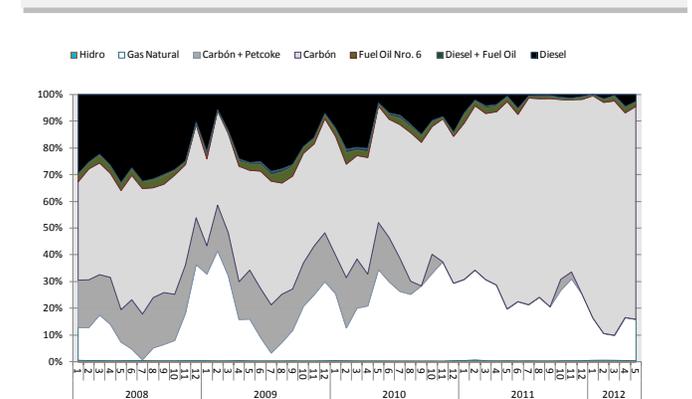
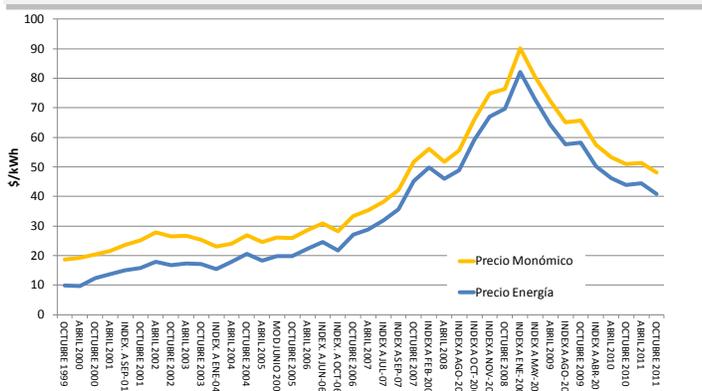
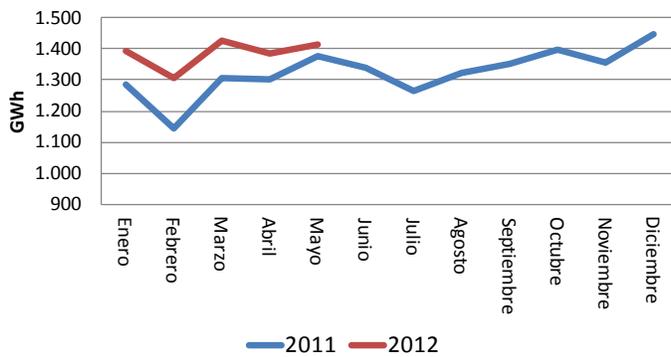


Figura 44: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 45: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

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

Generación de Energía

En el mes de mayo, la generación real del sistema fue de 1.413 GWh. Esto representa un aumento de 2,5% con respecto al mismo mes del 2011.

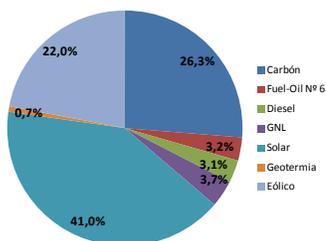
La generación acumulada a mayo del año 2012 es de 6.922 GWh, lo que comparado con los 6.412 GWh acumulados al mismo mes del año 2011, representa un aumento de 8,0%.

Tabla 24: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
GNL	250	155
Solar	2.761	9.593
Geotermia	50	180
Eólico	1.484	3.133
TOTAL	6.739	17.202
Aprobado	3.779	8.491
En Calificación	2.960	8.712
TOTAL	6.739	17.202

Fuente: SEIA, Syste

Figura 46: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 25: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia [MW]	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrica Cochran	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Parque Eólico Loa	Aprovechamientos Energéticos S.A.	528	933	30-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Planta Termosolar Pedro de Valdivia	Iberoeólica Solar Atacama S.A.	360	2610	27-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Termoelectrica Pacifico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Parque Fotovoltaico Atacama Solar	ATACAMA SOLAR S.A.	250	773	02-02-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	15-03-2012	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica Alto Loa S.p.a.	240	500	04-05-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Fotovoltaico Los Andes	AES GENER S.A	220	572	10-02-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Fotovoltaico Tocopilla	EOSOL NEW ENERGY S.A.	192,6	615,9	15-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Encuentro Solar	Energías Renovables Fotonnes de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Crucero Solar	Energías Renovables Fotonnes de Chile Limitada	180	400	31-01-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Crucero Oeste	Helio Atacama Uno SpA	160,4	449	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko 2	Helio Atacama Cinco SpA	159,7	447	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Eólico Calama	E. CL S.A.	128	280	07-06-2011	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Crucero Este	Helio Atacama Dos SpA	127,9	358	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Domeyko Este	Helio Atacama Seis SpA	112	314	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Central Barriales	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Parque Eólico Tal Tal	Parque Eólico Tal Tal S.A.	99	203	25-05-2012	En Calificación	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle de Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Central Termoelectrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Proyecto PV Coya	SOLVENTUS CHILE SpA	80	320	30-03-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Este	Helio Atacama Tres SpA	76,7	215	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	29-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Proyecto Fotovoltaico Laberinto Oeste	Helio Atacama Cuatro SpA	69,8	195	02-04-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotermia del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2010	Aprobado	Geotermia	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Lagunas	INTERVENTO S.A.	50	150,0	16-04-2012	En Calificación	Solar	Base	I
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 Gabo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrica Parinacota	Termoelectrica 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 San Pedro de Atacama III	Element Power Chile S.A.	30	105	01-07-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama I	Element Power Chile S.A.	30	104,8	23-05-2012	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica Salar de Huasco	Element Power Chile S.A.	30	96	29-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Fotovoltaica Lagunas	Element Power Chile S.A.	30	96	22-11-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto PV Dos Cruces	SOLVENTUS CHILE SpA	30	82	11-11-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	Aprobado	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Iñaki Segovia De Celaya	9,3	40	01-03-2010	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9,3	40	01-09-2009	Aprobado	Solar	Base	II
Planta solar fotovoltaica 9 MW	SELTEC ING. Ltda.	9	20	17-11-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Grupos de Generación Eléctrica	Minera Spence S.A	9	8	20-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Instalación de un Motor Generador en el sector Casa de Fuerza Huerta Solar Fotovoltaica	Compañía Minera Quebrada Blanca Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 25 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de mayo de 2012, considerando aquellos aprobados o en calificación. Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 6.739 MW (2.960 MW en calificación), con una inversión de 17.202 MMUS\$.

Destaca en este mes el ingreso a evaluación de los proyectos fotovoltaicos San Pedro de Atacama I (30 MW; 104,8 MMUS\$) y Tocopilla (192,6 MW; 615,9 MMUS\$), y los proyectos eólicos Loa (528 MW; 933 MMUS\$) y Tal Tal (99 MW; 203 MMUS\$), todos en la II Región.

Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 26). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 26: Precios de Licitación (precios indexados a mayo de 2012)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado May-12	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	76,15	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

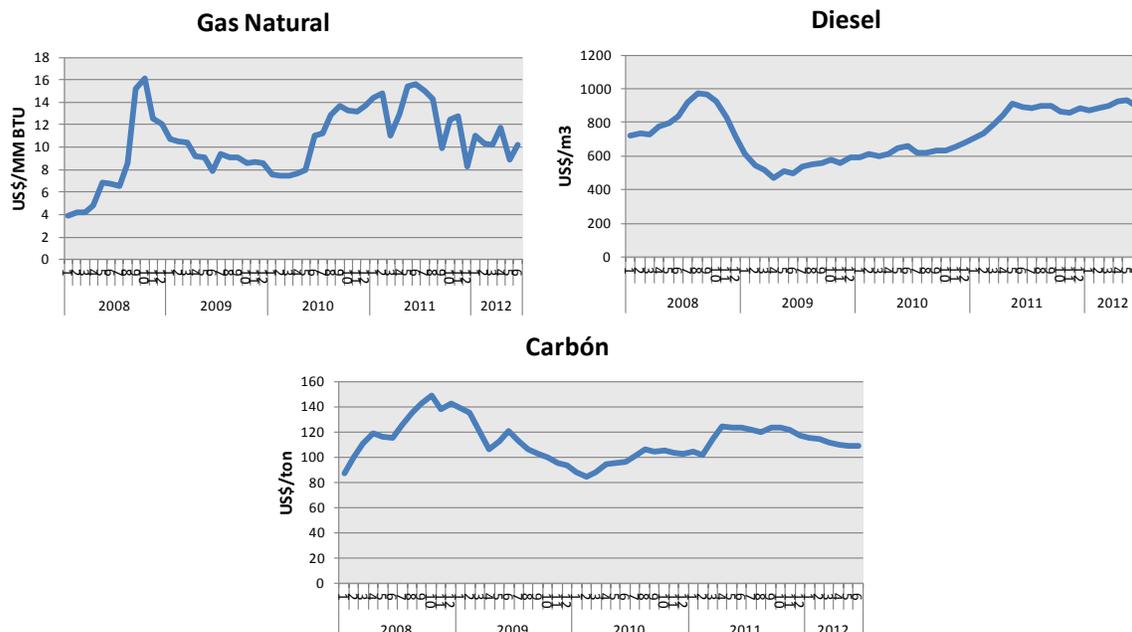


Tabla 27: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2008	2009	2010	2011	2012
Enero	204	112	101	102	65
Febrero	174	90	148	96	88
Marzo	164	92	144	119	78
Abril	201	105	144	132	112
Mayo	230	105	101	104	112
Junio	232	120	121	126	-
Julio	241	123	114	76	-
Agosto	291	127	108	74	-
Septiembre	236	140	122	67	-
Octubre	181	110	109	106	-
Noviembre	164	121	124	83	-
Diciembre	106	89	123	66	-

Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

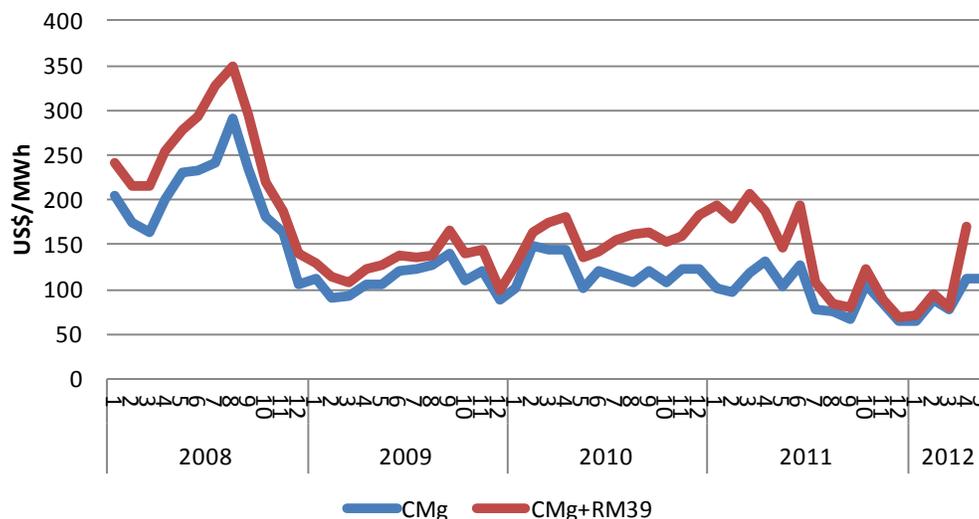
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 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 112 US\$/MWh, lo que representa un aumento de 7,5% respecto al mismo mes del año anterior y sin cambios respecto al mes de abril de 2012.

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

La Figura 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 2012, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 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 57,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Syste

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 1 de junio de 2012 es de 57,700 \$/kWh, que representa una disminución de 4,72% respecto al Precio Medio Base (60,556 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2011.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

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

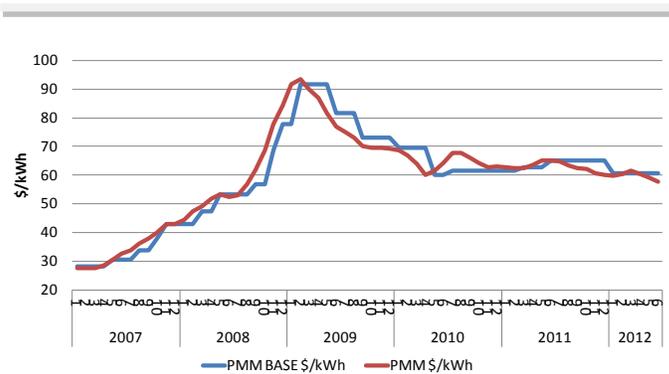
Durante el año 2011 destacó la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de E-CL;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

Unidades en Mantención

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

- TG12 (Salta): 208 MW en agosto
- ANG1 (Angamos): 270 MW en junio.
- CTM2 (Tocopilla): 175 MW en julio y agosto.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio y julio.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en agosto.
- U10 (Tocopilla): 38 MW entre junio y agosto.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio y julio.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en junio y julio.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en agosto.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en julio.
- NTO2 (Norgener): 141 MW en agosto.

Figura 49: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 28: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Resumen Empresas

En el mercado eléctrico del SING existen 5 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta y Norgener. Desde el mes de abril de 2011 la generación de AES Gener incluye la producción de la Central Termoeléctrica Angamos, mientras que desde el mes de agosto de 2011 la generación de E-CL incluye la producción de las Centrales Térmicas Andina y Hornitos. Adicionalmente, a partir de enero de 2012, E-CL incluye en su estadística la producción de Electroandina.

Al mes de mayo de 2012, el actor más importante del mercado es E-CL, con un 62% de la producción total de energía, seguido por AES Gener y Norgener, con un 17% y 14%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta, E-CL y AES Gener aumentaron su producción en un 9.906,3%, 5,5% y 4,2%, respectivamente, en relación a abril de 2012. Por su parte GasAtacama y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 25,2% y 22,3%, 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 2012. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dan en E-CL, GasAtacama y Norgener; las dos primeras cambiaron su condición de deficitaria a excedentaria, mientras que la última cambió su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 50: Energía generada por empresa, mensual

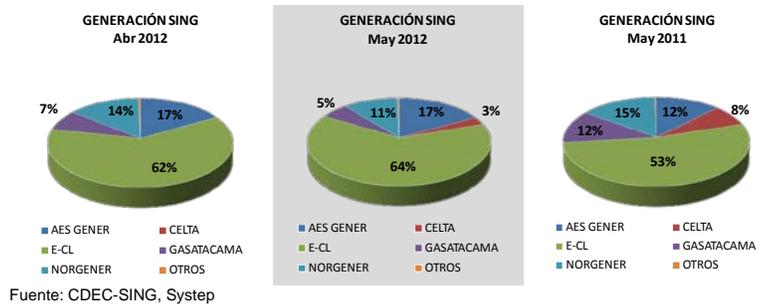
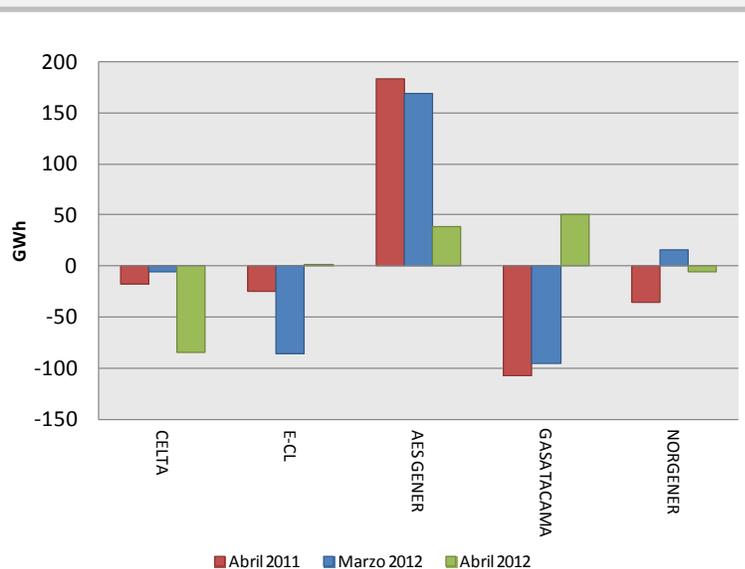


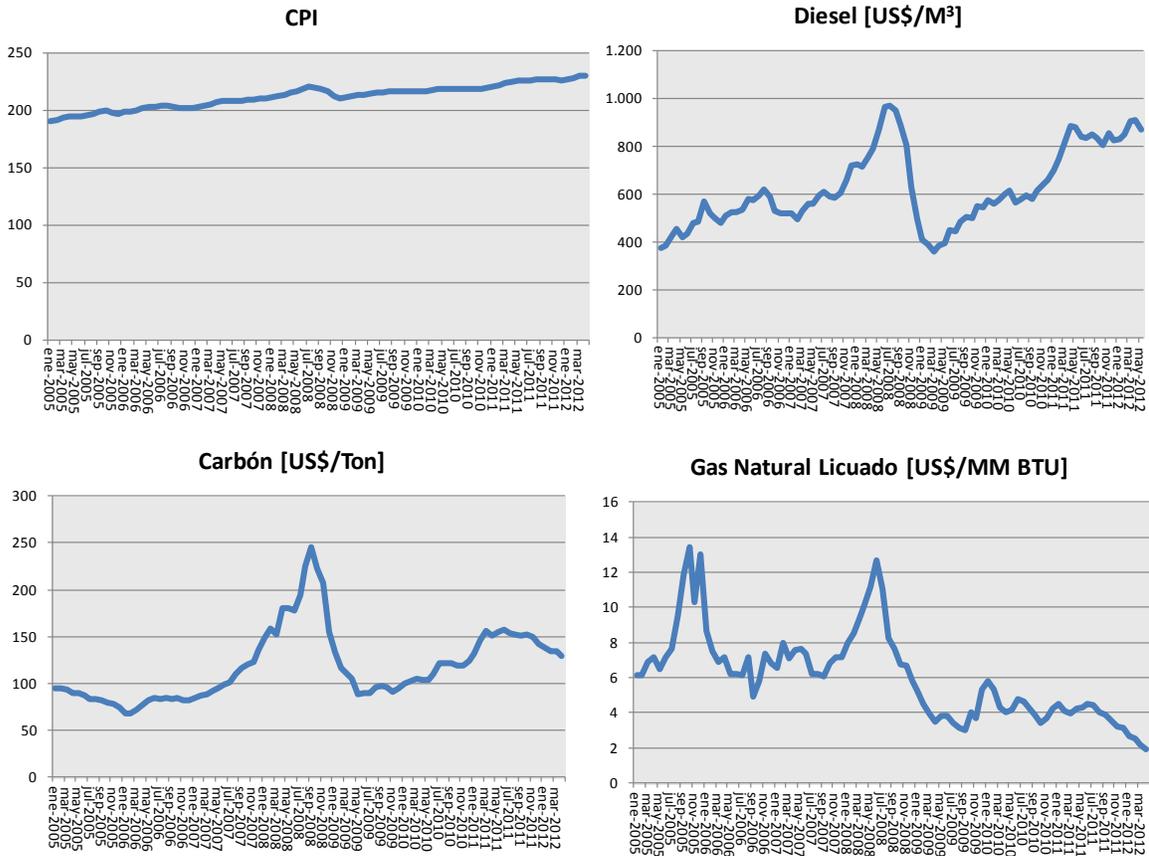
Figura 51: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precios de Contrato

Figura I-I: Índice Precios de Contrato



Fuente:

CPI (www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/Publicacion_Indices_Feb-12.xls)

Petróleo diésel grado B (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Carbón térmico Eq. 7.000 KCAL/KG (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Henry Hub Spot (http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/12_Utiles/licitacion/archivos_bajar/Normativas/indices_web_cne.zip)

Figura II-I: Precios de Indexación a mayo de 2012

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado May-12 Barra Suministro	Indexado May-12 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	86,6	85,9	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	86,1	85,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	86,4	86,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	89,1	89,1	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	89,7	89,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	90,2	90,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	91,2	91,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	91,8	91,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	92,3	92,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	92,6	92,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	92,9	92,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	98,6	98,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	98,8	98,8	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	112,6	112,6	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	100,3	100,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	72,3	70,8	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	109,3	102,0	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	100,7	98,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	100,8	98,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	90,0	88,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	130,3	121,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	86,0	88,4	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	87,6	90,1	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	64,2	62,9	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,9	62,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,5	62,2	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	102,8	96,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	102,8	96,0	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	104,8	97,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	108,0	100,9	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	112,2	104,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	58,4	57,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	65,8	65,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	107,0	99,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	57,6	57,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	57,9	57,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	58,0	58,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	57,0	57,0	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	107,3	107,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	63,1	63,1	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	53,4	54,9	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	54,8	53,6	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	54,8	53,6	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	102,8	96,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	103,8	97,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	104,3	97,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	106,4	99,4	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	110,1	102,8	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	80,5	79,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	115,9	108,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	97,3	90,9	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio		Fórmula de Indexación						
			US\$/MWh	CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,37	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,95	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	206,69	97,75	7,31	573,36	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de mayo, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -3,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -1,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 11,1% en relación a los últimos 12 meses.

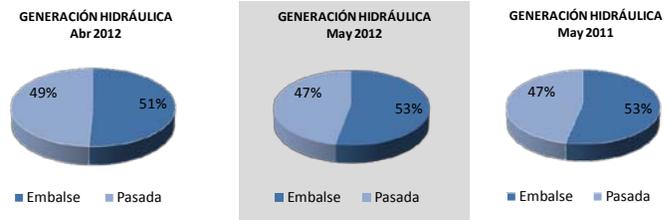
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -4,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,0% en comparación al mes pasado, y de un 15,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -3,0% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,8% en comparación al mes recién pasado, y de un 6,0% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

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

	Abr 2012	May 2012	May 2011
Embalse	596	614	643
Pasada	579	546	563
Total	1.176	1.159	1.205



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

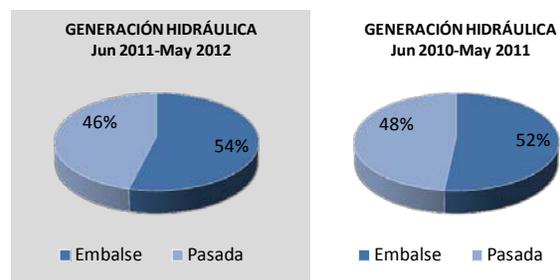
	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2
Embalse	2.466	1.210	1.814
Pasada	2.804	1.125	1.806
Total	5.270	2.335	3.620



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011
Embalse	11.462	9.897
Pasada	9.802	9.251
Total	21.265	19.148



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Abr 2012	May 2012	May 2011
Gas	18	8	9
GNL	1.058	946	1.084
Diesel	543	652	499
Carbón	847	1.073	939
Otro	165	193	95
Total	2.632	2.872	2.626



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

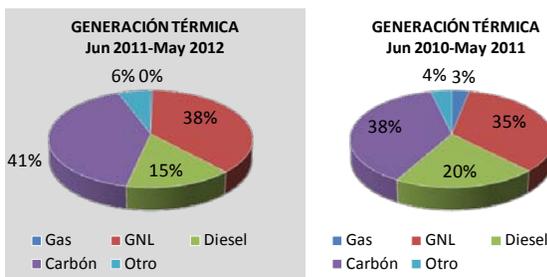
	2012 Trim1	2012 Trim2	2011 Trim2
Gas	37	25	24
GNL	2.988	2.004	3.053
Diesel	935	1.196	1.430
Carbón	2.710	1.920	2.739
Otro	388	358	305
Total	7.058	5.503	7.551



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

	Jun 2011-May 2012	Jun 2010-May 2011
Gas	94	781
GNL	9.737	8.842
Diesel	3.963	5.242
Carbón	10.539	9.732
Otro	1.486	963
Total	25.819	25.560



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 9,4% respecto al mismo mes del año anterior, de un 9,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 1,0% 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 -13,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -56,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -87,9% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -12,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -10,6% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 30,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 20,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -24,4% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 14,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 26,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 8,3% 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 102,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 16,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 54,4% en relación a los últimos 12 meses.

Este análisis no toma en cuenta que el mes de mayo tuvo un día más que el mes de abril.

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750,0	3.200,0	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354,0	4.400,0	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050,0	1.700,0	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750,0	1.300,0	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740,0	1.400,0	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640,0	733,0	07-08-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579,0	390,0	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542,0	700,0	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500,0	1.000,0	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490,0	781,0	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316,0	500,0	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270,0	500,0	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240,0	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210,0	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones II	Iberéolica Cabo Leones II S.A.	204,0	362,9	12-04-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico san Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy S.A	186,0	300,0	21-03-2012	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Cabo Leones	Iberéolica Cabo Leones I S.A.	170,0	356,0	28-09-2011	Aprobado	Eólico	Base	III
Parque Solar Diego de Almagro	Andes Mainstream SpA	162,0	420,0	22-05-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158,0	347,6	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155,0	384,0	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152,0	235,0	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150,0	180,0	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144,0	202,0	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141,0	62,0	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135,0	285,0	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132,0	65,0	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130,0	175,0	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120,0	250,0	30-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112,0	235,0	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108,0	224,0	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106,0	230,0	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106,0	240,0	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.	104,0	230,0	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	103,5	230,0	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101,2	288,0	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100,0	45,0	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100,0	120,0	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100,0	45,0	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100,0	235,0	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96,0	36,0	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	41,0	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90,0	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76,0	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74,0	150,0	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74,0	165,0	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72,0	144,0	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72,0	32,0	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Central Geotérmica Curacautín	GGE CHILE SpA	70,0	330,0	08-03-2012	En Calificación	Geotérmica	Base	VIII
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69,0	82,0	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69,0	168,0	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72,0	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66,0	123,0	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229,0	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150,0	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60,0	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60,0	27,0	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58,2	75,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56,0	108,0	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	52,9	75,0	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50,0	82,0	22-01-2010	Aprobado	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48,3	0,0	04-04-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48,0	108,0	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46,0	140,0	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41,0	105,0	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto PV Salvador	SOLVENTUS CHILE Spa	40,0	160,0	11-04-2012	En Calificación	Solar	Base	III
PARQUE EOLICO CUEL KUeEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75,0	21-07-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36,0	70,0	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36,0	50,0	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36,0	100,0	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36,0	42,0	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15,0	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50,0	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	73,0	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74,0	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Planta fotovoltaica Denersol III, 30 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama.	Denersol III SPA	30,0	128,0	14-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
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 Coihues	Minera Valle Central	25,0	10,0	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24,0	47,0	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroenersur S.A.	23,9	48,0	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	37,8	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43,0	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135,0	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35,0	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Planta Fotovoltaica Canto del Agua 21 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	Canto del Agua Spa	21,0	90,0	03-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184,0	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50,0	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31,0	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20,0	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	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	20,0	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20,0	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	19,9	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoicquén	Hidroangol S.A.	19,2	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19,2	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28,0	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18,0	25,0	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	17,8	56,3	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	Aprobado	Eólico	Base	VI
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15,0	27,0	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14,0	36,0	10-06-2011	Aprobado	Biogás	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14,0	40,2	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14,0	12,0	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278,0	07-12-2011	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N°6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13,0	20,0	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	12,7	30,0	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12,0	30,0	13-04-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	X
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10,4	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	0,0	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17,0	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15,0	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28,0	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Chanleufú	Central Hidroeléctrica Chanleufú	8,0	10,0	09-05-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piraquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP N° 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Planta Fotovoltaica, 7,5 MW, Provincia de Huasco, Región de Atacama	DENERSOL CHILE II SPA	7,5	32,0	09-02-2012	En Calificación	Solar	Base	III
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central de Cogeneración Coelemu	Energía León S.A.	7,0	15,0	03-04-2012	En Calificación	Cogeneración	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Collil	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Unidades de Generación Eléctrica de Respaldo, División Andina	Codelco División Andina	6,0	3,2	11-11-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6,2	6,0	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6,0	15,3	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6,0	12,0	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	15,0	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5,4	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12,0	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Obras de Generación y Transmisión	Besalco Construcciones S.A	5,1	16,0	12-03-2012	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5,0	9,0	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Corp S.A.	5,0	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	8,0	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0,0	01-06-2011	Aprobado	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9,0	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10,0	10-05-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacifico S.A.	4,1	3,0	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4,0	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	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hidroenersur S.A.	3,2	7,5	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canallistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3,0	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Sistema de Generación de Energía Eléctrica	Sopraval S.A.	1,8	1,5	27-03-2012	En Calificación	Diesel	Base	V

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@system.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@system.cl

Pedro Miquel Durán

Ingeniero Senior

pmiquel@system.cl

Pablo Jiménez Pinto

Ingeniero de Estudios

pjimenez@system.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios

plecaros@system.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.system.cl

Contacto:

reporte@system.cl

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

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

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

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

