



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Diciembre 2011

## Contenido

Editorial	2
SIC	7
Análisis General	8
Análisis Precio de Licitación	11
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	12
Estado de los Embalses	13
Análisis Precios de los Combustibles	14
Análisis Precios Spot	15
Análisis Precio Medio de Mercado	16
RM 88	16
Análisis Parque Generador	17
Resumen Empresas	19
SING	30
Análisis General	31
Análisis Precio de Licitación	34
Análisis Precios de los Combustibles	34
Análisis Precios Spot	35
Análisis Precio Medio de Mercado	36
Análisis Parque Generador	36
Resumen Empresas	37
ANEXOS	38
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

## Noticias

Carretera eléctrica es “imprescindible” asegura ministro de Energía. (Diario Financiero, 14/12/11)

Gobierno advierte que un nuevo atraso en centrales pondría en riesgo al sistema. (El Mercurio, 13/12/11)

Aprueban termoeléctrica de Pirquenes. (El Mercurio, 13/12/11)

Retraso de centrales de Endesa y Colbún complica estabilidad de sistema eléctrico en 2012. (El Mercurio, 13/12/11)

Energía Austral entrega a autoridad ambiental cuarto set de respuestas por proyecto cuervo. (Energía Austral, 09/12/11)

SEC formula cargos contra cuatro empresas por último apagón. (El Mercurio, 07/12/11)

Hidroaysén da a conocer línea de transmisión de proyecto eléctrico a comunidades de Aysén. (La Tercera, 05/12/11)

Costo de proyecto Alto Maipo sube a US\$ 1.000 millones y sus obras comenzarán en 2012. (Diario Financiero, 05/12/11)

GDF Suez decidiría proyecto de interconexión SIC-SING en 2012. (El Mercurio, 30/11/11)

E-Cl inaugura centrales térmicas en Mejillones. (ELECTRICIDAD, 29/11/11)

Emisiones en Ventanas tendrán que ajustarse a normas de OMS. (El Mercurio, 29/11/11)

Presupuesto 2012: Rechazan recursos para la AChEE. (Emol, 25/11/11)

Gas Atacama pondría en operación barco regasificador de GNL en 2015. (La Tercera, 25/11/11)

Colbún tendrá listo estudios para terminal de GNL en segundo trimestre. (Diario Financiero, 25/11/11)

Servicio de Evaluación Ambiental emite cuarto set de preguntas para proyecto Central Cuervo. (Energía Austral, 24/11/11)

Centrales eléctricas de generadora Campanario se venderán en marzo del 2012. (La Tercera, 21/11/11)

Mandatario recibió Informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico. (Gobierno de Chile, 16/11/11)

## Editorial

### Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico

El Ministerio de Energía publicó recientemente el informe elaborado por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), creada por el gobierno en mayo del presente año y conformada por técnicos y especialistas de distintas disciplinas, entre los cuales participó nuestro Director Dr. Hugh Rudnick. El estudio se desarrolló en un escenario eléctrico nacional que enfrenta importantes dificultades en lo relativo a situaciones de estrechez en la suficiencia del suministro, altos precios de la electricidad, crecientes niveles de emisiones de gases de efecto invernadero, importante dependencia externa de fuentes de energía primaria, y una evolución negativa de la percepción ciudadana respecto del desarrollo de proyectos eléctricos y de su impacto ambiental. Por otra parte, las metas de crecimiento económico a las que aspira el país para los próximos años, requieren que el sistema eléctrico sea capaz de cubrir una demanda creciente en el tiempo, a tasas del orden del 5% anual, implicando significativas inversiones en infraestructura de generación y transmisión eléctrica. En este contexto, el gobierno convocó a la CADE con el objeto de que le entregara propuestas de largo plazo para el desarrollo del sector eléctrico nacional. En esta editorial se revisan sólo algunos de los temas estudiados en el informe de la CADE, particularmente aquellos relativos a los ámbitos técnico-económicos y normativos del sector eléctrico.

En primer lugar, el estudio realiza un análisis de la política y normativa eléctrica vigente, en función de los desafíos que ha enfrentado la industria en los últimos veinte años. Si bien concluye que el modelo vigente ha permitido dar cobertura al crecimiento de la demanda, destaca que en varias ocasiones ha sufrido situaciones críticas de suministro, en particular condicionadas por su alta y riesgosa dependencia energética, como la vivida con la crisis del gas argentino. Resalta además que no necesariamente se han cumplido las premisas del modelo de mercado, basado fundamentalmente en un esquema de competencia en generación, liderado por inversionistas privados, en un ambiente en donde la toma de decisiones se hace de forma descentralizada. Por otra parte, destaca la creciente oposición ciudadana y ambiental y las dificultades para obtener permisos y concesiones necesarias para proyectos de generación y transmisión, que han desacelerado el ritmo de las inversiones requeridas, comprometiendo el suministro de electricidad en el Sistema Interconectado Central (SIC) desde el año 2015-2016 en adelante.

La CADE contribuye con un importante análisis cuantitativo de escenarios posibles de desarrollo de la matriz eléctrica futura en el periodo 2012-2030. Este análisis de escenarios eléctricos permite identificar tendencias de diversas variables de interés, dimensionando el impacto que resultaría el adoptar políticas energéticas tendientes a promocionar o restringir algunas tecnologías de generación. Se construye un caso base de expansión de la generación, denominado caso BAU (del inglés *Business As Usual*), que en esencia representa las condiciones hoy anticipadas por la autoridad regulatoria, con dos visiones alternativas de penetración anual de las energías renovables no convencionales (ERNC), uno denominado BAU optimista y otro pesimista.

CADE asigna un rol central en el desarrollo de la oferta a las ERNC eficientes, dentro de las cuales destacan la geotermia, la minihidráulica, la biomasa y la eólica, en ese orden, como alternativas competitivas con otras tecnologías convencionales. La percepción de generación eólica cara está cambiando con proyectos competitivos con alto factor de planta. Propone crear mecanismos que permitan levantar barreras de entrada que

podieran limitar la contribución ERNC, descartando subsidios especiales o privilegios de tecnologías no competitivas. Particular atención se asigna a la necesidad de lograr niveles de eficiencia energética que permitan atenuar el crecimiento del parque generador, modelándose en el horizonte un desacoplamiento entre el crecimiento de la economía y de la demanda eléctrica, acorde con la experiencia internacional en la materia.

A partir del caso BAU, se analiza, en el caso del SIC, el efecto de no permitir proyectos hidráulicos de capacidad instalada superior a 250 MW (SinHG), el impacto de imponer una penetración de 20% de ERNC al año 2020 (20/20), el impacto de no permitir centrales hidráulicas en Aysén (SinCA), y el efecto que tendría el considerar un año de atraso en la puesta en servicio de los proyectos de generación (Retraso). En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), se analiza el impacto que tendría adoptar la política 20/20, y el efecto de una crecimiento más rápido de la demanda. En las Tablas 1 y 2, para el SIC y el SING, respectivamente, se muestran las mayores variaciones porcentuales, respecto al caso BAU, del costo total actualizado, el precio monómico de la energía y las toneladas de CO2 emitidos por unidad de energía generada.

**Tabla 1: Máximas sensibilidades con respecto al caso BAU en el SIC**

Caso	Costo Total Var. %	Precio monómico Var. %	Emisiones CO2 (ton/MWh) Var. %
<b>SinHG</b>	7,6	9,8	39,1
<b>20/20</b>	1,6	-6,2	-7,2
<b>SinCA</b>	3,9	6,6	30,5
<b>Retraso</b>	2,0	24,0	15,7

**Tabla 2: Máximas sensibilidades con respecto al caso BAU en el SING**

Caso	Costo Total Var. %	Precio monómico Var. %	Emisiones CO2 (ton/MWh) Var. %
<b>20/20</b>	1,9	1,9	-7,9
<b>Dem. Alta</b>	56,4	4,9	18,6

De este análisis, en el caso del SIC, se concluye que restringir el desarrollo de proyectos hidráulicos de gran escala aumenta el costo hasta en un 7,6% y aumenta las emisiones de CO2 hasta en un 39%. También es relevante el aumento hasta en un 31% de las emisiones de CO2 al no considerar las centrales de Aysén. Por último, el mayor efecto a nivel de precios corresponde al atraso en un año calendario en la puesta en marcha de las centrales de generación, lo cual aumenta hasta en un 24% el precio monómico de la energía. Del análisis de la matriz energética futura, el estudio concluye que bajo la política eléctrica vigente (caso BAU), las tecnologías de generación predominantes en el SIC debieran ser la hidráulica de gran escala, la geotermia y la minihidráulica. La rentabilidad de los proyectos hidráulicos observada, en todos los casos, oscila entre 12% y 20%, lo que da cuenta de lo competitivo que es esta tecnología, y que no se está actualmente desarrollando a la tasa de penetración económica.

Del análisis de sensibilidad del SING resulta claro que es crítico conocer con mayor certidumbre el crecimiento esperado de la demanda, considerando especialmente que el caso de alta demanda gatillarían la eventual incorporación de energía nuclear a este sistema.

El ejercicio de escenarios también revisa el impacto de imponer cuotas por tecnologías de ERNC y de imponer impuestos a las emisiones. Por ejemplo, calcula que el imponer un esquema 20/20 con cuotas por tecnologías podría incrementar los costos del SIC en un 8,8%.

El informe CADE, basándose en los análisis cuantitativos anteriores enfatiza las bondades del desarrollo hidroeléctrico, y en particular de la energía que pudiera obtenerse de la zona austral del país, aunque manifiesta su preocupación por los impactos ambientales de desarrollos masivos en dicha zona, recomendando a la autoridad minimizarlos, desarrollando procesos de análisis técnicos de la autoridad y de participación ciudadana abiertos y transparentes.

Otro análisis central del estudio realizado por la CADE en el ámbito técnico-económico del sector eléctrico, se centra en los aspectos principales que condicionan la competencia en el mercado de generación y el desarrollo de los segmentos de transmisión y distribución. Al respecto, en el informe se reconocen condiciones coyunturales de corto plazo y condiciones cuasi-permanentes estructurales de la industria, que han conducido a la actual situación de estrechez energética y altos precios de la energía. Entre las condiciones de corto plazo, la CADE identifica las siguientes:

- A partir de los cortes de suministro de gas natural argentino, la incertidumbre sobre la disponibilidad de este energético derivó en retrasos en proyectos de generación de base y obras de transmisión.
- Menor crecimiento de la capacidad instalada de centrales hidráulicas producto de la creciente oposición ciudadana y ambiental.
- Retraso en la puesta en servicio de centrales a carbón por efecto del terremoto de febrero de 2010, además de la judicialización de algunos procesos de aprobación.
- Aumento simultáneo del precio internacional de los combustibles fósiles.

Las circunstancias expuestas en los cuatro puntos anteriores han provocado un desacople entre el aumento de la demanda y el aumento de la capacidad instalada de generación base, lo cual ha implicado una mayor operación de centrales de punta ineficientes, causando los altos precios de la energía observados a partir del año 2005.

Sin embargo, a juicio de la CADE, existen barreras de entrada a nuevas inversiones que estarían provocando una baja competencia en el mercado de generación, muy relevante en los precios resultantes en el largo plazo. Entre estas limitaciones con impactos en el largo plazo se identifican las siguientes:

- Debilidades en la aplicación de la Ley corta II de licitaciones, que han impedido la participación de nuevos entrantes en el mercado de contratos con empresas distribuidoras.
- Obstáculos que enfrentan nuevos proyectos. En efecto, los proyectos de inversión en generación y transmisión se ven enfrentados crecientemente a la oposición ciudadana, así como a lentos procesos de aprobación ambiental y tramitación de servidumbres.
- Deficiencia en la normativa actual, donde en particular, el retraso de la reglamentación de las Leyes cortas I y II provoca incertidumbre para nuevos entrantes en el sector.
- Insuficiencia de las multas que, hasta ahora, han tenido que pagar los propietarios de derechos de agua por el no uso del recurso.
- Falta de independencia de los CDECs y la incapacidad de fiscalizar efectivamente el mercado de generación.

En base a este diagnóstico, en el informe se formula un número importante de recomendaciones de cambios y ajustes regulatorios para promover la competencia en el mercado eléctrico y lograr mayores niveles de eficiencia en las actividades reguladas, entre las que se encuentran las siguientes.

### **Propuestas en generación**

Se propone una serie de medidas tendientes a generar un ordenamiento territorial y un régimen de compensaciones ambientales definido, de forma tal de establecer mayor claridad en los procesos que deben seguir los inversionistas interesados en desarrollar proyectos de generación, así como facilitar la tramitación territorial y ambiental en zonas específicas que sean declaradas previamente como aptas para proyectos, particularmente termoeléctricos (así como zonas que sean declaradas como vetadas a proyectos de ese tipo).

En el ámbito de la reglamentación, se propone estandarizar los estudios de impacto ambiental para reducir así la incertidumbre en los procesos de evaluación. Particularmente en el caso de la generación hidráulica, se establece la necesidad de contar con un manual explícito de las normas aplicadas a estos proyectos. Por otra parte, se recomienda la redacción de los reglamentos faltantes de las leyes eléctricas y la aprobación de los manuales técnicos faltantes de los CDECs. Se señala también que es esencial que en el futuro no exista un rezago entre la promulgación de una ley y la aprobación de su respectivo reglamento.

Se propone revisar y reformar la figura legal de los CDECs, habida constatación de una serie de deficiencias en su rol supervisor y operador del sistema eléctrico, y la necesidad que supervise y fiscalice adecuadamente las conductas de los participantes. La CADE recomienda la constitución de un CDEC independiente como corporación de derecho privado y que realiza la función de coordinador y operador del sistema eléctrico.

Con respecto al régimen normativo que ha regulado los derechos de agua no consuntivos, en el informe se señala que la penalización por no uso de estos derechos no ha sido suficiente para inhibir acumulación de estos derechos sin explotar los recursos. No obstante, se reconoce que dicha situación debería cambiar en los próximos años dado que las multas han de duplicarse en 2012 y cuadruplicarse en 2017 (excepto en la región de Aysén en donde existe un tratamiento distinto). La CADE recomienda eliminar las diferencias regionales de pago por no uso, así como revisar el estatus tributario de los derechos no consuntivos.

Se recomiendan medidas para potenciar el mercado spot reduciendo los riesgos de este mercado, a través de la implementación de un mecanismo de garantías en caso que algún agente incurra en no pago. Dicho mecanismo debería sí estar protegido ante eventuales juegos oportunistas. Se recomienda también abrir el mercado spot a clientes libres de forma tal de favorecer una negociación más competitiva entre clientes y generadores, además de permitir a nuevos clientes la posibilidad de abastecerse desde este mercado mientras no liciten su suministro, dándose un mayor plazo entre la licitación y el inicio del suministro, favoreciendo así mayor competencia entre los generadores participantes.

### **Propuestas en transmisión**

En el informe se identifican una serie de condiciones que han dificultado el oportuno desarrollo del sistema de transmisión troncal y de los sistemas transversales, como elemento indispensable para el funcionamiento de un mercado competitivo a nivel de generación. A juicio de la CADE, los problemas de saturación y de baja confiabilidad que ha presentado el sistema troncal tienen su origen en la alta incertidumbre respecto de la expansión de la generación y la demanda sobre la cual se llevan a cabo los estudios de planificación de la expansión del sistema de transmisión troncal y, por otra parte, en los retrasos que se han sucedido en la tramitación de servidumbres y permisos ambientales de proyectos de transmisión que han conducido a largos atrasos en la puesta en servicio de las instalaciones.

Se recomienda una planificación permanente de la transmisión a manos del CDEC, más allá de la revisión anual de los planes que realiza en el contexto de la expansión de la transmisión troncal. Se recomienda también, en el marco de la planificación del sistema troncal, realizar una expansión robusta de este, considerando un mayor número de escenarios e introduciendo criterios de análisis de riesgo. Recomienda revisar la participación de la demanda en la remuneración directa de la transmisión.

Por otra parte, se propone la creación de franjas de servidumbres tanto longitudinales y transversales, que sean tramitadas por el Estado y pagadas por los usuarios en un esquema análogo al de las carreteras concesionadas. Además, se propone la creación de corredores de interés público con holguras suficientes para evacuar la generación de futuros entrantes. Estos corredores serían transitoriamente remunerados por los usuarios finales, traspasando los costos a los generadores que hagan uso de ellos a medida que vayan ingresando. Se propone la creación de corredores tanto en el sentido longitudinal como transversal, estos últimos diseñados para evacuar la inyección conjunta de generadores renovables, remunerados mediante eventuales subsidios temporales del Estado, y traspasados a los usuarios de estos sistemas a medida que se vayan conectando.

### **Propuestas en distribución**

Respecto del mecanismo de licitaciones establecido en la Ley corta II para contratos de suministro entre generadores y empresas de distribución, la CADE señala que si bien al estabilizar los ingresos de los generadores adjudicados cumplió su objetivo de reactivar inversiones en generación, se han evidenciado deficiencias de este mecanismo tales como: falta de competencia en las licitaciones, ausencia de nuevos participantes y compromiso de nueva energía, y falta de incentivos a empresas distribuidoras para obtener buenos contratos.

Con objeto de corregir las deficiencias antes señaladas, se propone rediseñar el mecanismo de licitaciones en base a una definición clara de objetivos y principios, dejando la capacidad al regulador de ajustar las reglas en función del cumplimiento de ellos. Entre otras consideraciones, se propone redefinir los plazos de las ofertas y de inicio de contrato de forma tal de facilitar la entrada de nuevos participantes, y considerar distintas duraciones de la vigencia de los contratos para evitar así que coyunturas de corto plazo comprometan los precios en horizontes mayores.

Se propone la realización de un estudio tarifario completo que incluya el cálculo de las tarifas y que sea el panel de expertos quien resuelva las discrepancias entre la empresa y el regulador. Recomienda considerar esquemas de flexibilidad tarifaria, que permitan una participación de la demanda en el desarrollo del sistema.

Se recomienda también, al igual que en el ámbito de la transmisión, la posibilidad de modificar gradualmente la tasa de descuento reconocida en el esquema tarifario, de forma tal que represente el riesgo propio del negocio.

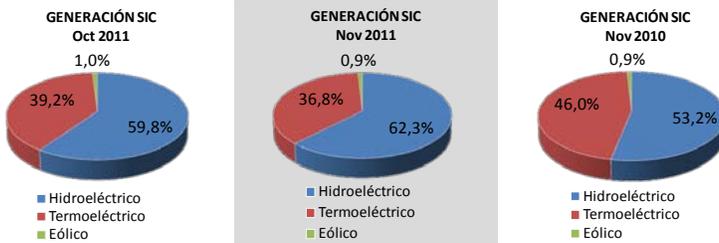
### **Análisis y conclusiones del informe de la CADE en el ámbito del mercado eléctrico**

Una conclusión importante del estudio CADE, a juicio de SysteP, es que éste valida la estructura actual de la industria basada en la libre competencia a nivel de generación (con tarificación marginalista del mercado spot y contratos de largo plazo en el mercado de distribuidoras y clientes libres), y el tratamiento como monopolios naturales sometidos a regulación de precios en los segmentos de transmisión y distribución, que deben proveer un servicio de redes eficiente y seguro. El estudio reconoce que para superar la actual condición de estrechez en la suficiencia y el alto nivel de los precios de la energía, se debe avanzar a mayores grados de competencia en el mercado eléctrico, evitando eventuales conductas oligopólicas de algunos agentes y levantando restricciones a las que están siendo sometidas nuevas inversiones. Las propuestas formuladas buscan fortalecer la competencia en el sector, como lo son todas las medidas que persiguen fomentar la entrada de nuevos agentes al mercado de generación, la reformulación del mecanismo de licitaciones de suministro de empresas distribuidoras, el impulso al mercado spot, y las reformas propuestas a la figura legal de los CDECs.

Una conclusión central del análisis es la necesidad fundamental de que el Estado juegue un rol más activo como promotor y defensor de la competencia efectiva en el mercado eléctrico, así como en cautelar un desarrollo sustentable del sector, asegurando una adecuada participación y compromiso ciudadano en el abastecimiento eléctrico, realizándose varias propuestas concretas en estos ámbitos.

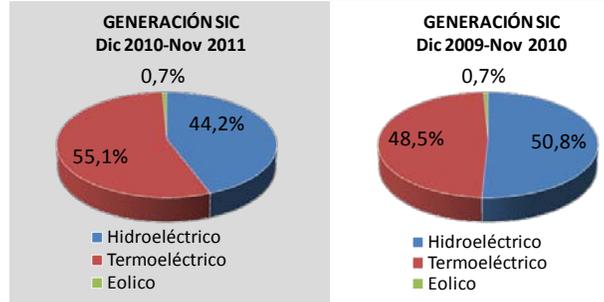


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de noviembre de 2011 la generación de energía en el SIC aumentó en un 1,2% respecto a octubre, con un alza de 4,8% respecto a noviembre de 2010. El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

La generación hidroeléctrica presentó un alza de 5,4% respecto de octubre, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 5,1%. Con lo anterior, el 62,3% de la energía consumida en el SIC durante el mes de noviembre de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas, revirtiendo la predominancia térmica que ha caracterizó el primer semestre del año 2011. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol minoritario en la matriz, con un total de energía generada de 35,10 GWh, correspondiente al 0,9% del total (3.907 GWh).

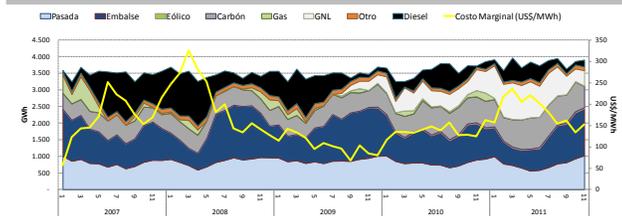
Según fuente de producción, se observa que el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 2,2% respecto a octubre, mientras que la producción de las centrales de pasada presentó un alza de 10,0% en relación al mismo mes.

Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una disminución de un 41,0% aunque con una muy pequeña participación en la generación del mes (0,1%), mientras que la generación diesel presenta un aumento en su producción de 100,5%. La generación a carbón, por su parte, se ve disminuida en un 28,4%, mientras que la generación a GNL presentó un alza de 21,3% respecto al mes anterior.

En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Se destaca de la Figura 4, que la generación GNL representa para el mes de noviembre de 2011 un 12,0% de la matriz de energías del SIC, frente al 5,3% que representa el diesel y el 16,4% del carbón.

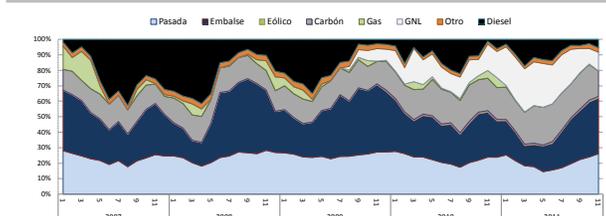
Los costos marginales del SIC durante el mes de noviembre llegaron a un valor promedio de 152 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 125 US\$/MWh de noviembre de 2010 representa un alza de 22,2%, mientras que si se compara con el mes pasado se observa un aumento de 13,6% en los costos del sistema.

Figura 3: Generación histórica SIC



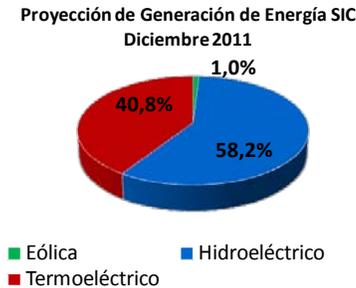
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



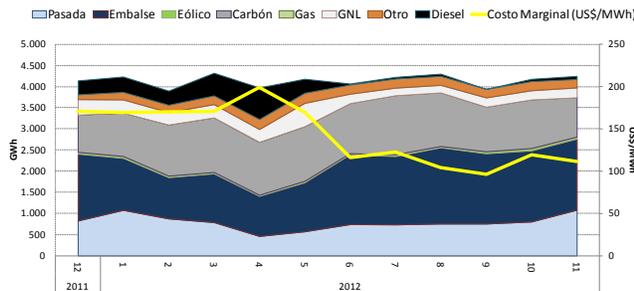
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Proyección de Generación de Energía diciembre de 2011



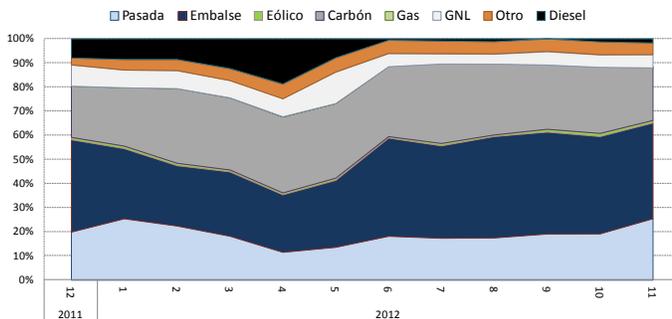
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

## Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de diciembre de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 58,2% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

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

## Generación de Energía

Para el mes de noviembre de 2011, la generación de energía experimentó un alza de 4,8% respecto del mismo mes de 2010, con una incremento de 1,2% respecto octubre. El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.114 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 6,8%.

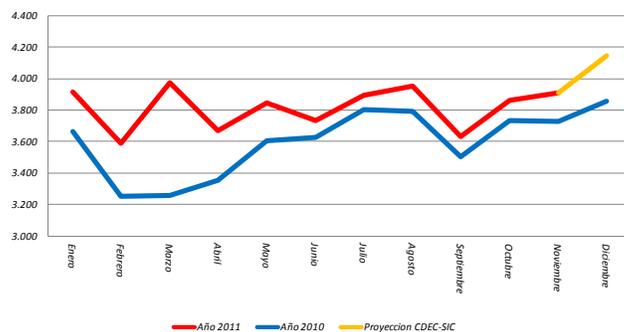
La Figura 9 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

## Precio de Nudo de Corto Plazo

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

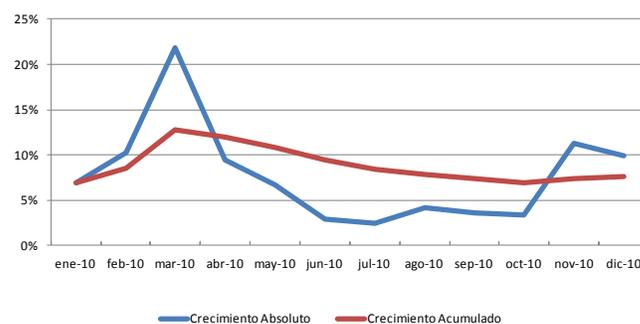
Los valores definidos por la autoridad son: 45,674 \$/kWh y 4.653,54 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 54,40 \$/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la fijación de precios de nudo de octubre de 2010.

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



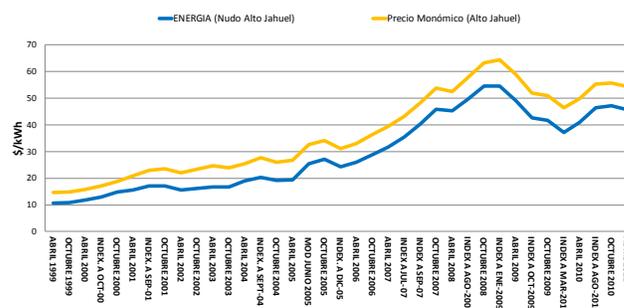
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precios de Licitación

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

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

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

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

Cabe recordar que para el período 2010-2011, el precio de los contratos de la tercera licitación se indexará según el índice de costo de suministro de corto plazo, correspondiente al promedio trimensual del costo marginal horario en la barra correspondiente al punto de oferta del bloque de suministro licitado, ponderado por la respectiva generación bruta horaria total del sistema. El valor utilizado como base refleja el precio de suministro de largo plazo de la energía en el SIC para contratos regulados, valor fijado en 88,22 US\$/MWh. No obstante, existen condiciones que limitan el precio de la energía, el cual no podrá ser superior al menor valor entre el costo de suministro de corto plazo correspondiente y el precio promedio del diesel publicado por la Comisión (US\$/m<sup>3</sup>), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2010 y 0,204 (m<sup>3</sup>/MWh) en 2011. Para el período 2012 en adelante el precio de la energía se indexa según los precios de combustibles y CPI, según sea definido en los respectivos contratos.

La Tabla 3 muestra los precios resultantes por empresa generadora de los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

Tabla 3: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a noviembre 2011)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	103,3	5.419
Campanario	149,3	1.750
Colbún	95,1	6.782
Endesa	80,9	12.825
Guacolda	86,5	900
EMELDA	147,8	200
EPSA	147,8	75
Monte Redondo	147,8	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>94,32</b>

\* Precios referidos a Quillota 220

## Precio de Nudo de Largo Plazo

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

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

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

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

Tabla 4: Procesos de Licitación: Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a noviembre 2011)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada GWh/año
		(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilectra	67,52	102,88	79,64	12.000
Chilquinta	125,00	89,69	89,69	2.567
EMEL	97,86	89,69	89,69	2.007
CGE	136,96	95,52	89,69	7.220
SAESA	92,87	88,77	89,69	4.432

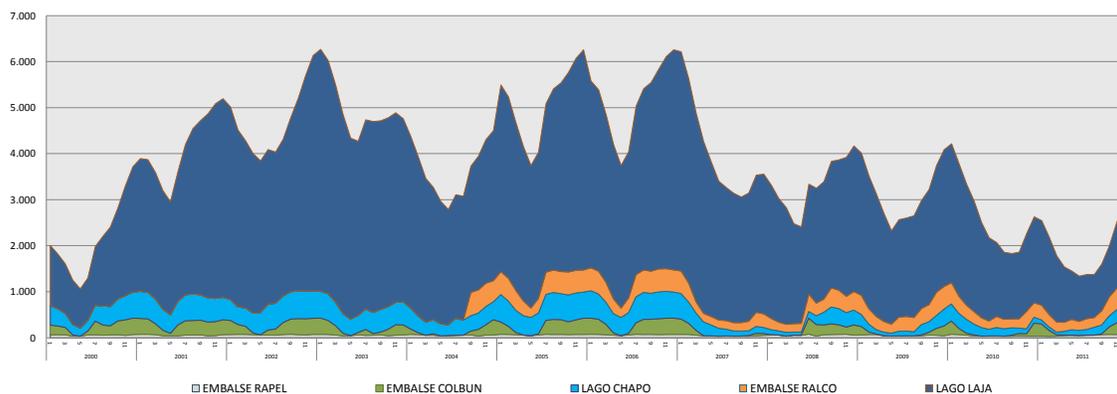
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a noviembre 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 85,42 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de diciembre de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 3.040 GWh, lo que representa un alza de 18% respecto al mes de noviembre, no obstante un aumento de 14% respecto a diciembre de 2010.

En el caso particular del Lago Laja, único embalse con capacidad de regulación interanual, es importante destacar que la energía acumulada al día de hoy es un 7% menor a la disponible en diciembre de 2010. En este sentido, si bien el nivel de algunos embalses para generación eléctrica han mostrados mejorías en algunos casos, dadas las lluvias de lo que va del año hidrológico del 2011, aún mantienen niveles bajo lo normal. La anterior situación resulta preocupante considerando que el estado actual se encuentra fuertemente influenciado por la aplicación del decreto de racionamiento (DS26), el cual busca administrar los recursos existentes en los principales reservorios del país.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 5: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Nov 2011	Dic 2011	Dic 2010
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	252	288	282
	% de la capacidad máxima	69%	79%	77%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	76	78	39
	% de la capacidad máxima	89%	92%	46%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	57	124	30
	% de la capacidad máxima	43%	95%	23%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	1.437	1.739	1.866
	% de la capacidad máxima	27%	33%	35%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	285	325	130
	% de la capacidad máxima	45%	51%	21%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	467	486	314
	% de la capacidad máxima	92%	96%	62%

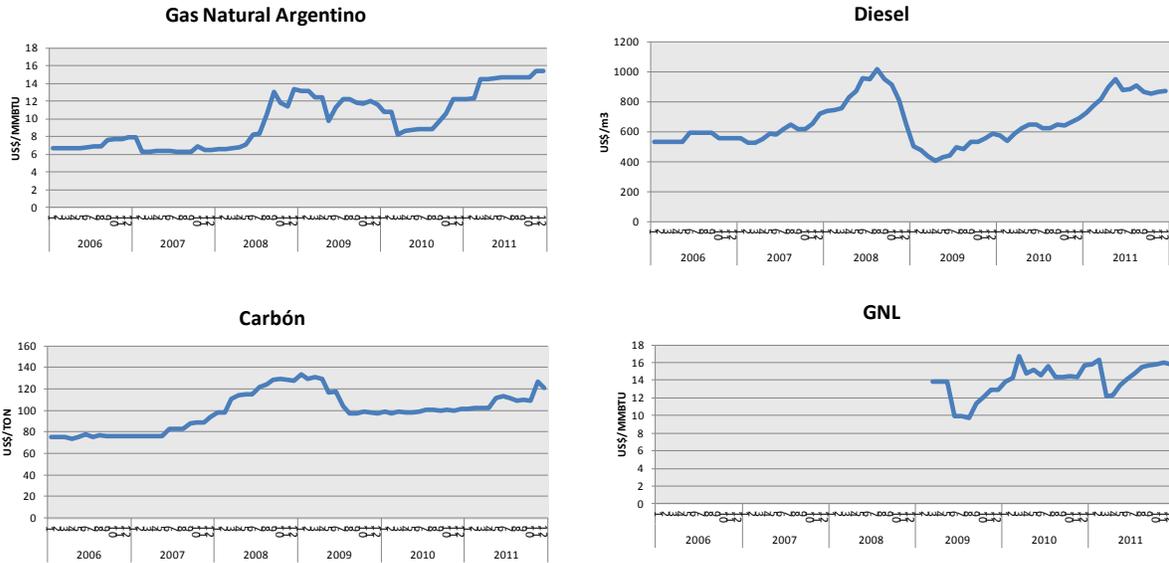
\*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

Los costos marginales del SIC para el mes de noviembre de 2011 presentan un aumento de 13,6% respecto a los registrados en el mes de octubre, con un alza de 22,2% respecto a lo observado en noviembre de 2010.

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

Tabla 6: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 7: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	12	170,7	170,4	170,0
2012	1	170,3	169,6	169,6
-	2	169,4	170,1	169,3
-	3	170,3	170,8	170,0
-	4	181,6	199,3	177,5
-	5	201,7	169,1	133,2
-	6	215,0	115,8	72,1
-	7	156,5	122,6	83,2
-	8	157,4	103,9	83,3
-	9	144,6	96,6	81,9
-	10	123,9	119,5	85,7
-	11	129,1	111,3	100,4

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

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



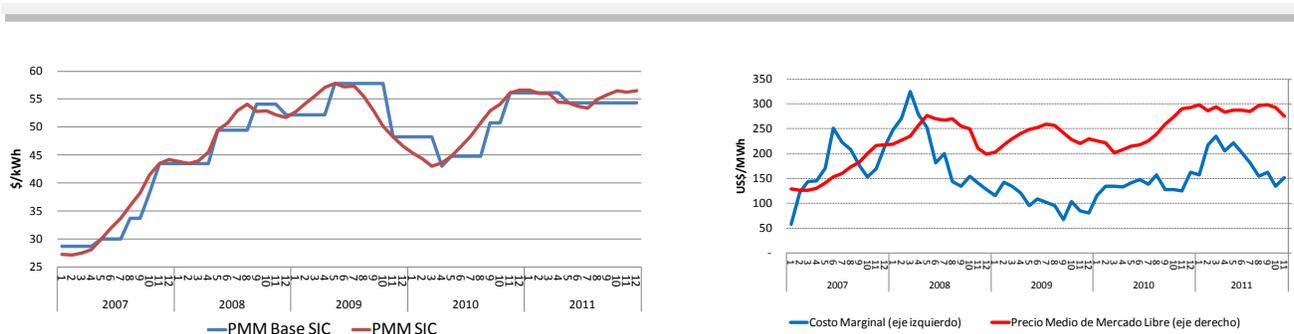
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado 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 Diciembre de 2011 es de 56,47 \$/kWh, lo que representa un alza de 4,03% respecto al precio definido en la fijación de Abril 2011 ( 54,29 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, SysteP

## RM 88

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

La Tabla 8 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de octubre de 2011. Se espera que este saldo sea nulo en los próximos pocos meses.

Tabla 8: Saldo total de cuentas RM88 a octubre 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	2.810
Gener	1.415
Colbún	2.132
Guacolda	337
Pehuenche	418

Fuente: CDEC-SIC

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

La Tabla 9 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre diciembre de 2011 y diciembre de 2012.

En total se espera la incorporación de 1.270 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de la central a carbón Bocamina II de Endesa fue nuevamente retrasado, hacia mediados de 2012, mientras que la puesta en servicio de la central a carbón Santa María de Colbún se espera para comienzos del mismo año, no obstante esta última ha comenzado el período de pruebas. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en diciembre de 2011), Rucatayo (60 MW en marzo de 2012) y San Andrés (40 MW en junio de 2012), y las centrales Taltal 1 y 2 operando con GNL a partir de octubre de 2012.

### Unidades en Mantención

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

- Quintero (U-1B por 145 MW): 4 días en diciembre.
- Guacolda (U-3 por 137 MW): 7 días en diciembre.
- Quintero (U-1A por 145 MW): 8 días en diciembre.
- Taltal (U-1 por 120 MW): 4 días en diciembre.
- Nehuenco (U-1 por 370 MW): 4 días en diciembre.
- Taltal (U-2 por 120 MW): 4 días en diciembre.
- Ralco (U-2 por 380 MW): 2 días en diciembre.
- Ralco (U-1 por 380 MW): 2 días en diciembre.
- Rapel (U-1 por 75 MW): 14 días en enero.
- Canutillar (U-1 por 85 MW): 19 días en enero.
- Rapel (U-2 por 75 MW): 14 días en enero.
- Nehuenco (U-1 por 370 MW): 10 días en enero.
- Rapel (U-1 por 75 MW): 2 días en enero.
- Rapel (U-3 por 75 MW): 14 días en febrero.
- Rapel (U-4 por 75 MW): 14 días en febrero.
- Machicura (U-1 por 50 MW): 10 días en febrero.
- Rapel (U-3 por 75 MW): 2 días en febrero.

Tabla 9: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Propietario	Fecha Ingreso	Potencia Neta [MW]	Potencia Max. [MW]
<b>Hidráulicas</b>				
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	dic-11	111
Rucatayo	Pilmaiquén	Pasada	mar-12	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Pasada	abr-12	34
San Andres	HydroChile	Pasada	jun-12	40
Pulílfu	Capullo	Pasada	ago-12	9
<b>Térmica Tradicional</b>				
Santa María	Colbún	Carbón	feb-12	343
Bocamina 2	Endesa	Carbón	jun-12	342
Taltal 1	Endesa	GNL	oct-12	122
Taltal 2	Endesa	GNL	oct-12	123
<b>Otros Térmicos</b>				
Lautaro	Comasa	Biomasa	ene-12	25
Los Colorados 2	KDM	Biogás	ene-12	9
Viñales	Arauco	Cogeneración	mar-12	32
<b>Eólicas</b>				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		ene-12	20
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>1.270</b>

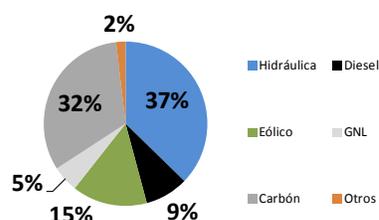
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 10: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU\$)
Hidráulica	6.335	8.969
Diesel	1.449	1.091
Eólico	2.526	5.614
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	317	628
<b>TOTAL</b>	<b>16.997</b>	<b>26.860</b>
<b>Aprobado</b>	<b>13.599</b>	<b>20.335</b>
<b>En Calificación</b>	<b>3.398</b>	<b>6.525</b>
<b>TOTAL</b>	<b>16.997</b>	<b>26.860</b>

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

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

Se destaca en éste mes la aprobación de la Central Hidroeléctrica La Mina (30 MW) en la VII región, así como el ingreso al Servicio de Evaluación Ambiental de la central de pasada Mediterránea (210 MW) en la X región, y los parques eólicos Ucuquer (16,2 MW) y Ancud (120 MW), en la VII y X región, respectivamente. En la Tabla 11 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

Tabla 11: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoelectrónica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoelectrónica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoelectrónica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuevo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoelectrónica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoelectrónica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberólica Cabo Leones I S. A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdones"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, System

## Resumen Empresas

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

Al mes noviembre de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 39% de la producción total de energía, seguido de Colbún (17%), Gener (14%), Pehuenche (12%) y Guacolda (7%).

En un análisis por empresa se observa que Guacolda, Gener y Endesa disminuyeron su producción Pehuenche bajaron su producción en un 23,6%, 2,7% y 0,8% respecto al mes anterior, respectivamente. Por su parte, Colbún y Pehuenche vieron aumentado su aporte en un 14,1% y 9,6% respectivamente. El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día mas que el mes de octubre.

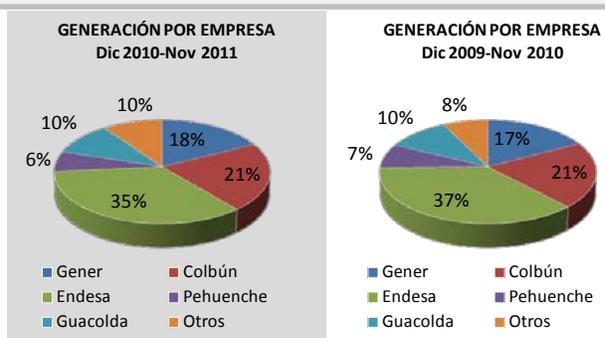
En las Figura 16 a Figura 18 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, System

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



Fuente: CDEC-SIC, System

## ENDESA

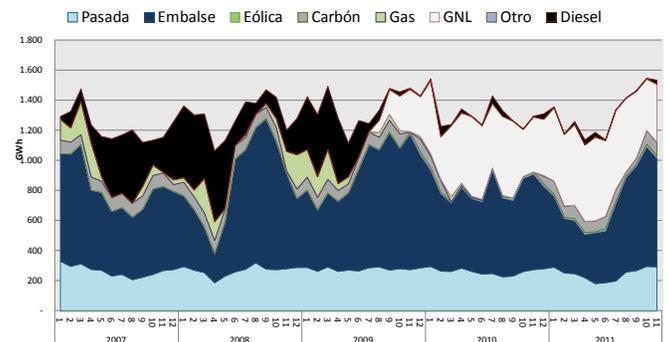
Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de 9,2% respecto al mes de octubre, y un aumento de 13,8% en relación a noviembre de 2010. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presentan una baja de 1,1% respecto a octubre, con un aumento de 6,6% respecto a noviembre de 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción de las centrales de carbón de Endesa presenta una baja de un 5,2% respecto al mes pasado, mientras el aporte de las centrales a GNL presenta un alza de un 13,1% respecto a octubre, con un aumento del 5,5% respecto a noviembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

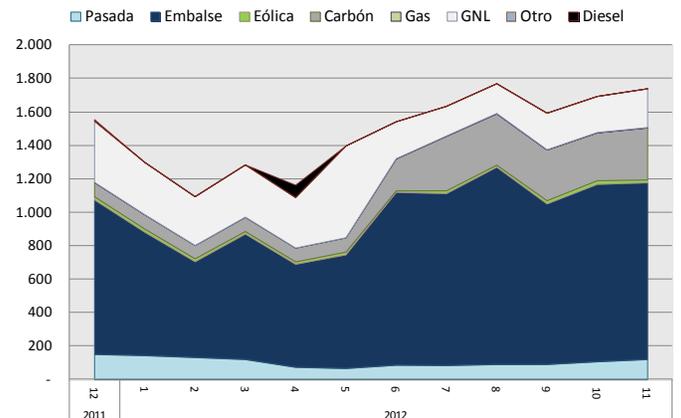
En la Figura 20 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 12: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	297	294	276	-1,1%	6,6%
Embalse	796	723	635	-9,2%	13,8%
Gas	0	3	0	0,0%	0,0%
GNL	342	387	367	13,1%	5,5%
Carbón	94	89	0	-5,2%	0,0%
Diésel	2	25	3	932,0%	621,3%
Eólico	17	15	15	-11,6%	-4,0%
<b>Total</b>	<b>1.548</b>	<b>1.535</b>	<b>1.296</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.989	3.157	-5,3%
Embalse	6.057	6.828	-11,3%
Gas	9	116	-92,4%
GNL	5.635	5.146	9,5%
Carbón	890	248	259,2%
Diésel	163	209	-22,1%
Eólico	139	155	-10,2%
<b>Total</b>	<b>15.881</b>	<b>15.859</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	729	591	820	-27,9%	-19,0%
Embalse	1.839	1.518	1.800	-15,6%	-17,4%
Gas	0	3	6	-50,4%	6523,9%
GNL	1.459	730	1.055	-30,8%	-50,0%
Carbón	159	183	56	228,6%	14,8%
Diésel	6	28	40	-31,5%	373,1%
Eólico	28	31	43	-28,0%	9,4%
<b>Total</b>	<b>4.220</b>	<b>3.083</b>	<b>3.819</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

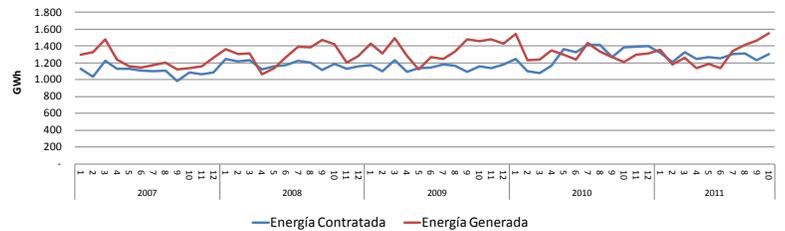
La generación real de energía para Endesa durante octubre de 2011 fue de 1.548 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.306 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 21 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

### Transferencias de Energía

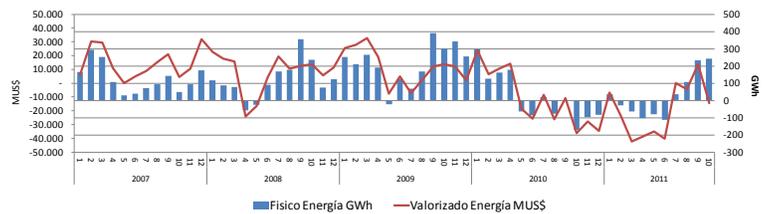
Durante el mes de octubre de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 242 GWh, las que son valorizadas en -14,29 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

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

## GENER

Analizando por fuente de generación, la producción en base a centrales de pasada muestra un alza de 43,4% respecto a octubre, con un aumento de 12,7% en relación a noviembre del año 2010.

Respecto a las centrales térmicas, la producción utilizando centrales a carbón exhibe una baja de 39,5% respecto al mes de octubre, con una disminución de 32,9% en relación a noviembre de 2010. Por su parte, las centrales que operan con GNL presentan un alza de 86,8% respecto al mes de octubre.

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

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

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

Tabla 15: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	80	115	102	43,4%	12,7%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	1	174	110,1%	-99,5%
GNL	44	82	0	86,8%	0,0%
Carbón	424	256	382	-39,5%	-32,9%
Diesel	11	90	0	716,0%	19027,5%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	8	5	-8,5%	50,7%
<b>Total</b>	<b>568</b>	<b>553</b>	<b>664</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.163	1.474	-21,1%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	252	397	-36,7%
GNL	1.723	0	0,0%
Carbón	4.438	3.962	12,0%
Diesel	368	1.481	-75,2%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	99	95	4,5%
<b>Total</b>	<b>8.042</b>	<b>7.409</b>	

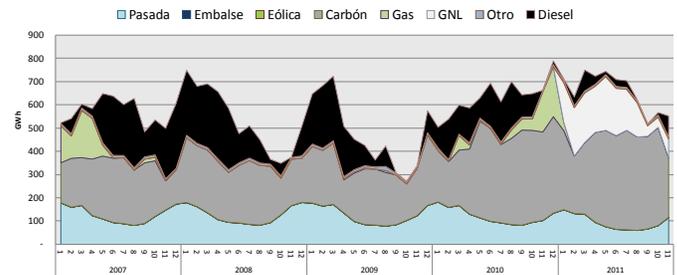
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	188	196	331	-40,8%	4,3%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	1	439	-99,7%	0,0%
GNL	369	126	0	0,0%	-65,8%
Carbón	1.233	680	1.196	-43,1%	-44,8%
Diesel	35	101	117	-13,1%	186,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	23	17	23	-27,9%	-27,4%
<b>Total</b>	<b>1.848</b>	<b>1.121</b>	<b>2.105</b>		

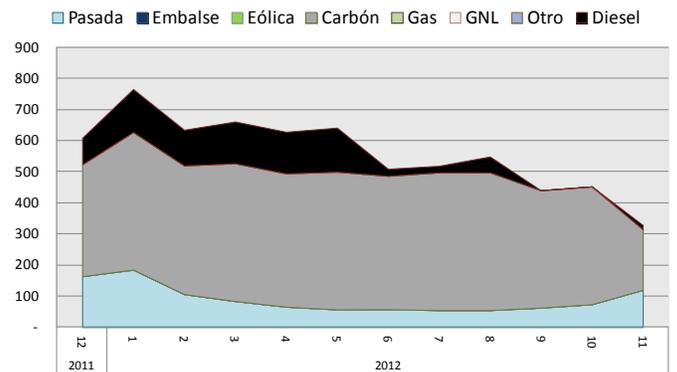
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

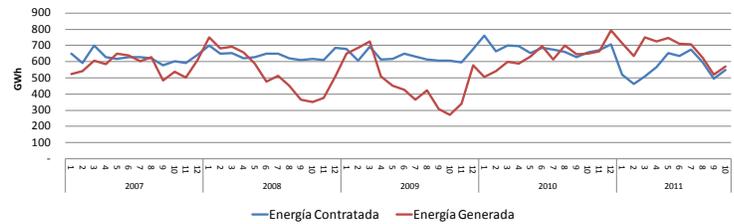
La generación real de energía para Gener durante octubre de 2011 fue de 568 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 547 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot dado su carácter de excedentario.

En la Figura 25 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

### Transferencias de Energía

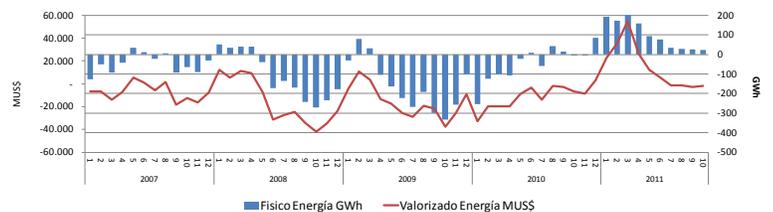
Durante el mes de octubre de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 21,7 GWh, las que son valorizadas en -1,84 MUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

<sup>2</sup> 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

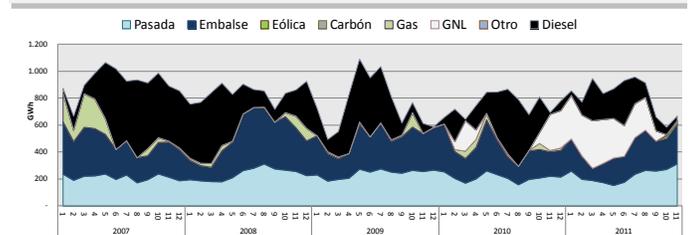
Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 29,3% respecto al mes de octubre, con un aumento de 64,0% en relación a noviembre de 2010. Las centrales de pasada, por su parte, presentan un alza en su aporte de 15,0% respecto a octubre, con un aumento de 41,1% respecto a noviembre de 2010.

Respecto a la generación térmica, la producción de centrales diesel presenta una baja de 35,6% respecto a octubre, con un aumento de 161,3% respecto a noviembre de 2010. Por su parte, las centrales que utilizan GNL como combustible principal presentan una baja de -100,0% respecto a octubre.

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

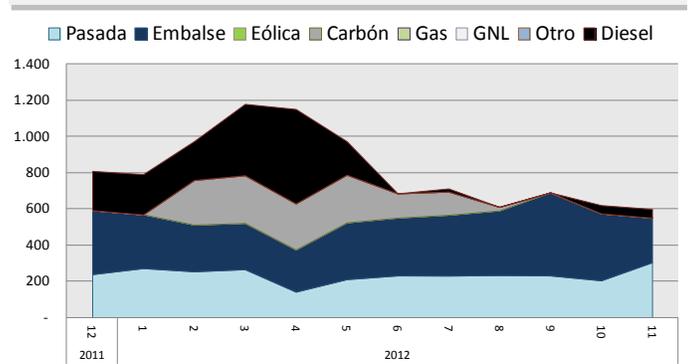
En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 18: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	273	314	222	15,0%	41,1%
Embalse	229	296	181	29,3%	64,0%
Gas	8	1	9	-87,5%	-89,2%
GNL	1	0	268	-100,0%	-100,0%
Carbón	19	22	0	10,9%	0,0%
Diesel	55	36	14	-35,6%	161,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>586</b>	<b>669</b>	<b>695</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.722	2.592	5,0%
Embalse	2.542	2.819	-9,8%
Gas	33	266	-87,8%
GNL	2.676	716	273,6%
Carbón	42	0	0,0%
Diesel	1.763	2.495	-29,4%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.778</b>	<b>8.889</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 20: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	763	587	647	-9,4%	-23,1%
Embalse	789	525	590	-11,0%	-33,4%
Gas	0	9	72	-87,3%	0,0%
GNL	570	1	626	-99,9%	-99,9%
Carbón	1	41	0	0,0%	4327,7%
Diesel	409	91	350	-73,9%	-77,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.532</b>	<b>1.254</b>	<b>2.285</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

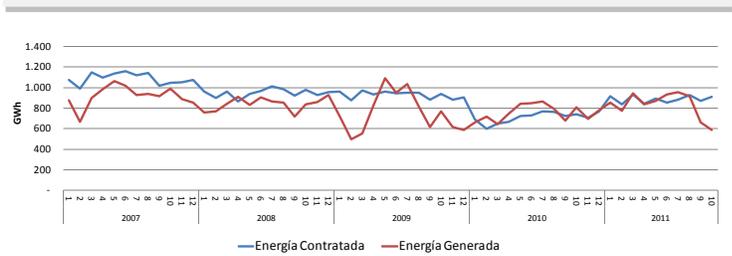
La generación real de energía para Colbún durante octubre de 2011 fue de 586 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 910 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot dado su carácter de deficitario.

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

### Transferencias de Energía

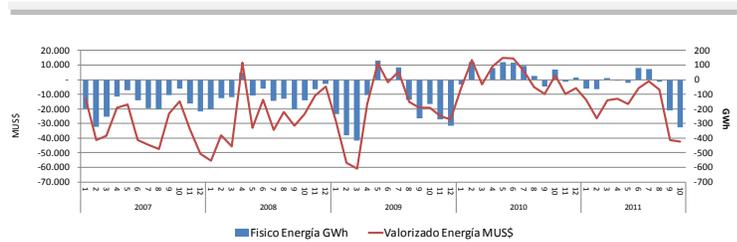
Durante el mes de octubre de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -325 GWh, las que son valorizadas en -42,5 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>3</sup> 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.

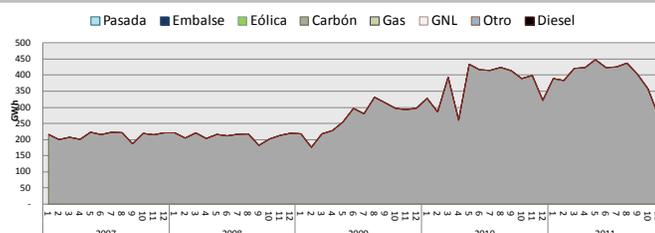
## GUACOLDA

Durante el mes de noviembre, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe una baja de 23,6% respecto al mes de octubre, con una disminución de 31,5% en relación a noviembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

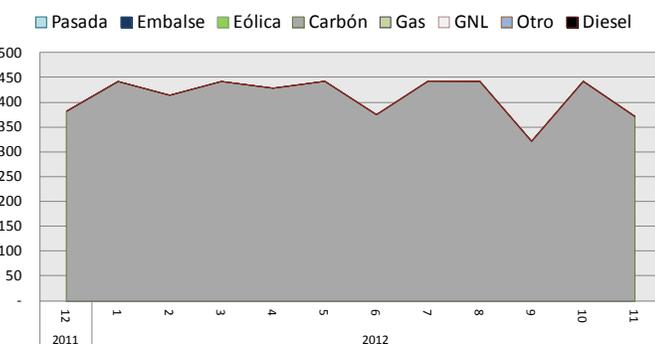
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	358	273	399	-23,6%	-31,5%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>358</b>	<b>273</b>	<b>399</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	0	0	0,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.709	4.459	5,6%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.709</b>	<b>4.459</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 23: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.266	631	1.111	-43,2%	-50,1%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.266</b>	<b>631</b>	<b>1.111</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

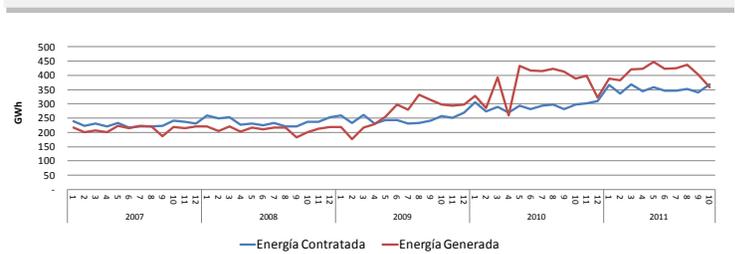
## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante octubre de fue de 358 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 369 GWh; por tanto, realizó compras en el mercado spot por su carácter de deficitario.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

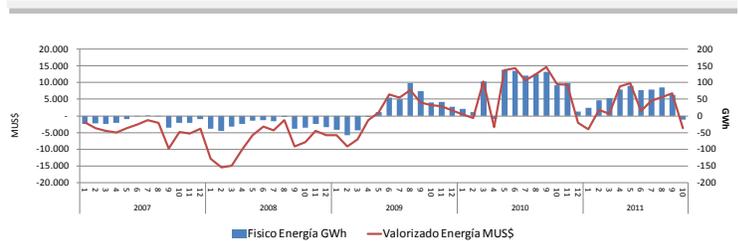


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a -11,16 GWh, las que son valorizadas en -3,71 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 34: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

<sup>4</sup> 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.

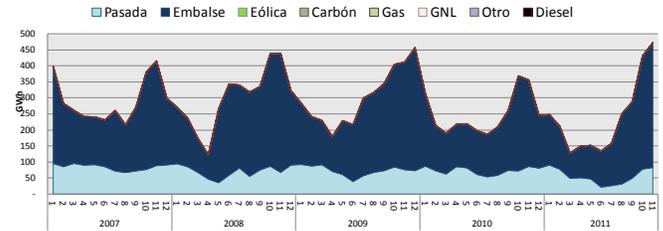
## PEHUENCHE

Durante el mes de noviembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 10,4% respecto al mes de octubre, con un aumento de 44,8% en relación a noviembre de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 6,3% respecto a octubre, con una disminución de 4,1% en relación a noviembre de 2010.

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

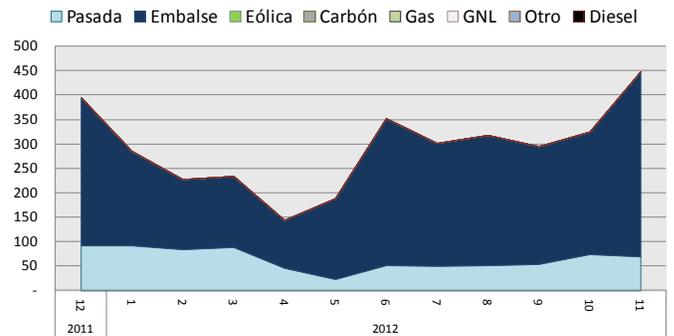
En la Figura 36 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 35: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Figura 36: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 24: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	79	84	88	6,3%	-4,1%
Embalse	352	389	269	10,4%	44,8%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>473</b>	<b>356</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 25: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	701	884	-20,7%
Embalse	2.171	2.311	-6,1%
Gas	0	0	0,0%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.872</b>	<b>3.195</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

Tabla 26: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	111	163	243	-32,9%	47,5%
Embalse	586	742	728	1,9%	26,5%
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%
<b>Total</b>	<b>697</b>	<b>905</b>	<b>971</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepe

## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

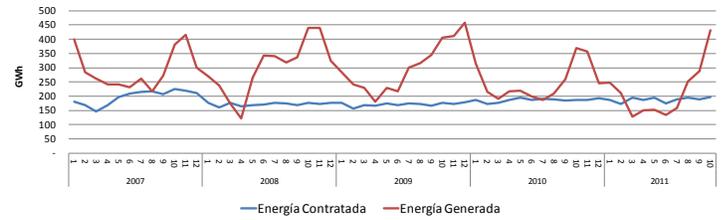
La generación real de energía para Pehuenche durante octubre de 2011 fue de 432 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 197 GWh; por tanto, realizó ventas en el mercado spot por su carácter de excedentario.

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

### Transferencias de Energía

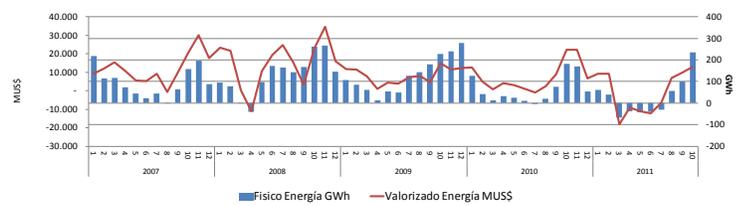
Durante el mes de octubre de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 235 GWh, las que son valorizadas en 13,0 MMUS\$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 37: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 38: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, System

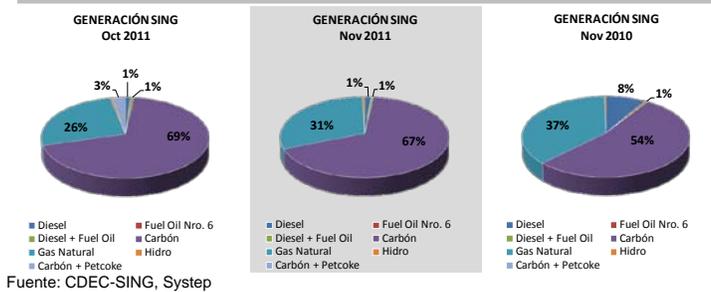
<sup>5</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

# SING Sistema Interconectado del Norte Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 39: Energía mensual generada en el SING



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de noviembre de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 2,9% respecto a octubre, con un aumento de 7,0% respecto a noviembre de 2010.

Se observa que la generación diesel aumentó en un 22,6% con respecto a octubre, mientras que la generación a carbón disminuyó en un 5,2%. La generación con gas natural aumentó en un 12,6% respecto al mes pasado.

En la Figura 40 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. En el pasado, ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de noviembre del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 83 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 21,1% respecto al mes anterior.

Figura 40: Generación histórica SING (GWh)

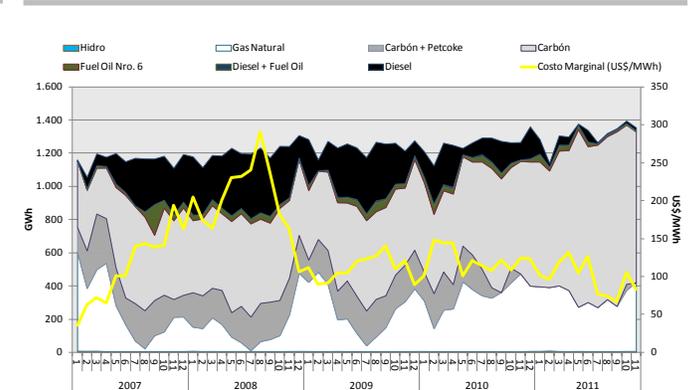


Figura 41: Generación histórica SING (%)

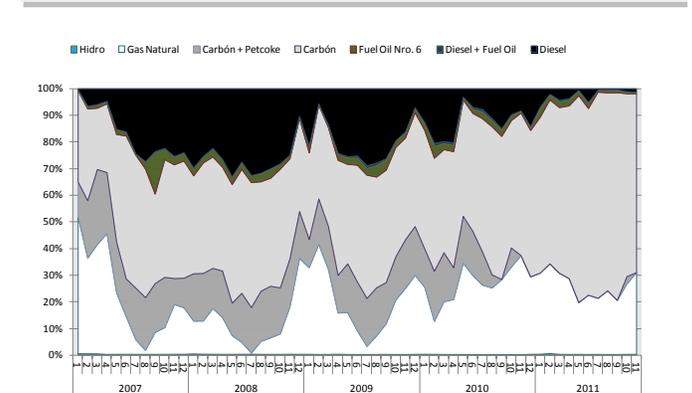
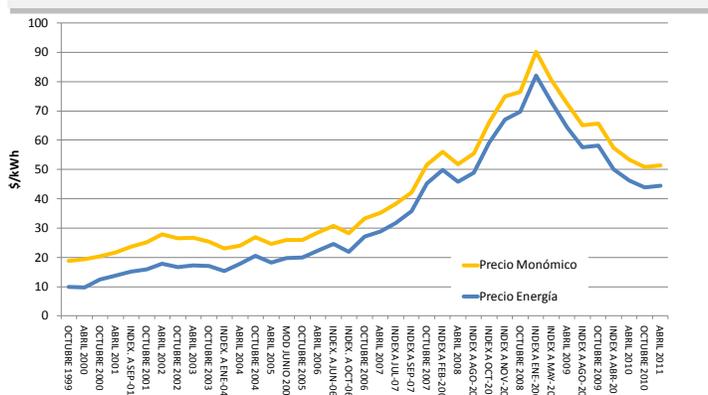
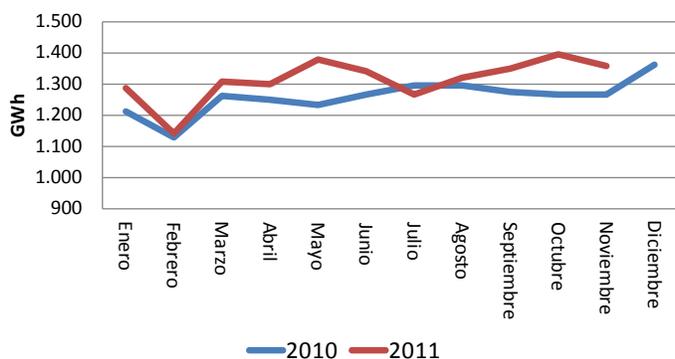


Figura 42: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 43: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

### Evolución del Precio Nudo de corto plazo

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

Los valores definidos por la autoridad son: 45,520 \$/kWh y 4.319, 82 \$/kW/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 51,42 \$/kWh. Este valor representa un aumento de 1,06% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de octubre de 2010.

### Generación de Energía

En el mes de noviembre, la generación real del sistema fue de 1.355 GWh. Esto representa un aumento de 7,0% con respecto al mismo mes del 2010.

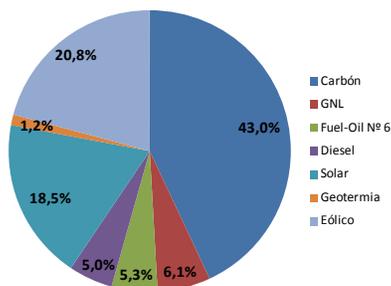
La generación acumulada a noviembre del año 2011 es de 14.440 GWh, lo que comparado con los 13.741 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 5,1%.

Tabla 27: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
GNL	250	155
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	762	2.442
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
<b>TOTAL</b>	<b>4.113</b>	<b>8.916</b>
Aprobado	3.053	6.587
En Calificación	1.060	2.329
<b>TOTAL</b>	<b>4.113</b>	<b>8.916</b>

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 44: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Tabla 28: 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
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 Termoelectrica Illapa	ILLAPA S.A.	250	155	12-10-2011	En Calificación	GNL	Base	II
Parque Eólico Ckani	Empresa AM eólica Alto Loa S. p. A.	240	500	04-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	II
Parque Eólico Calama	E-CL S.A.	128	280	07-06-2011	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Sol del Loa	VENTUS SOLARIS S.A.	110	296	02-11-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	Aprobado	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	Aprobado	Eólico	Base	II
Complejo Solar FV Pica	Element Power Chile S.A.	90	288,0	09-11-2010	En Calificación	Solar	Base	I
Central Termoelectrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Parque Solar Almonte	Andes Mainstream SpA	75	250	12-12-2011	En Calificación	Solar	Base	I
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Central Geotérmica Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	50	180,0	29-04-2011	En Calificación	Geotermia	Base	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	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	En Calificación	Solar	Base	II
Planta fotovoltaica San Pedro de Atacama II	Element Power Chile S.A.	30	103	02-08-2011	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Fotovoltaica 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	En Calificación	Solar	Base	XV
Planta Solar Fotovoltaica Arica I	Arica Solar Generación 1 Limitada	18	70	05-12-2011	En Calificación	Solar	Base	XV
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3	Pozo Almonte Solar 3 S.A.	16,6	71	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 1	Pozo Almonte Solar 1 S.A.	9,3	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Ifaki 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	Compañía Minera Quebrada Blanca	8,9	25,1	16-09-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Huerta Solar Fotovoltaica	Fotovoltaica Sol del Norte Ltda.	8	31,9	20-06-2011	Aprobado	Solar	Base	I
Proyecto de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Limitada	7,8	4	08-01-2009	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 2	Pozo Almonte Solar 2 S.A.	7,8	40	21-12-2010	Aprobado	Solar	Base	I
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,834	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 28 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de diciembre de 2011, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 4.113 MW (1.060 MW en calificación), con una inversión de 8.916 MMUS\$.

Destaca en el mes de noviembre el ingreso a evaluación de las centrales solares Planta Solar Fotovoltaica Arica I (XV Región), Parque Solar Almonte (I Región) y Planta fotovoltaica 9 MW (I Región), con capacidades de 18 MW, 75 MW y 9 MW, respectivamente, e inversiones de MMUS\$ 70, MMUS\$ 250 y MMUS\$ 20

## Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 29). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

Tabla 29: Precios de Licitación (precios indexados a noviembre de 2011)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Nov-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	98,61	2012

## Precios de combustibles

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

Figura 45: Valores informados por las Empresas

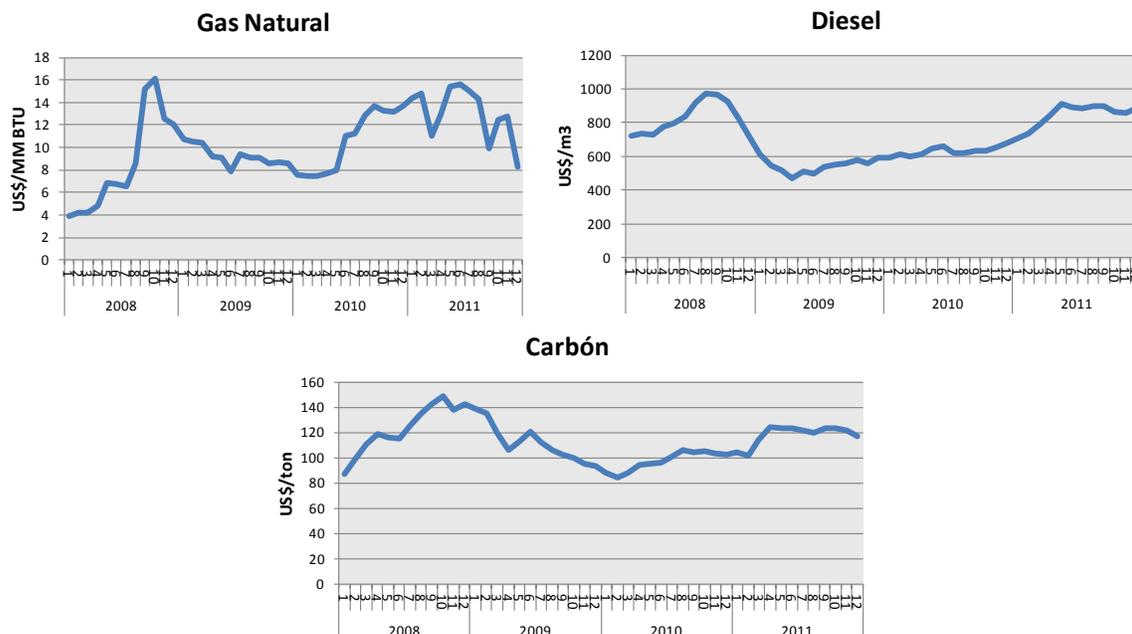


Tabla 30: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, Syste

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

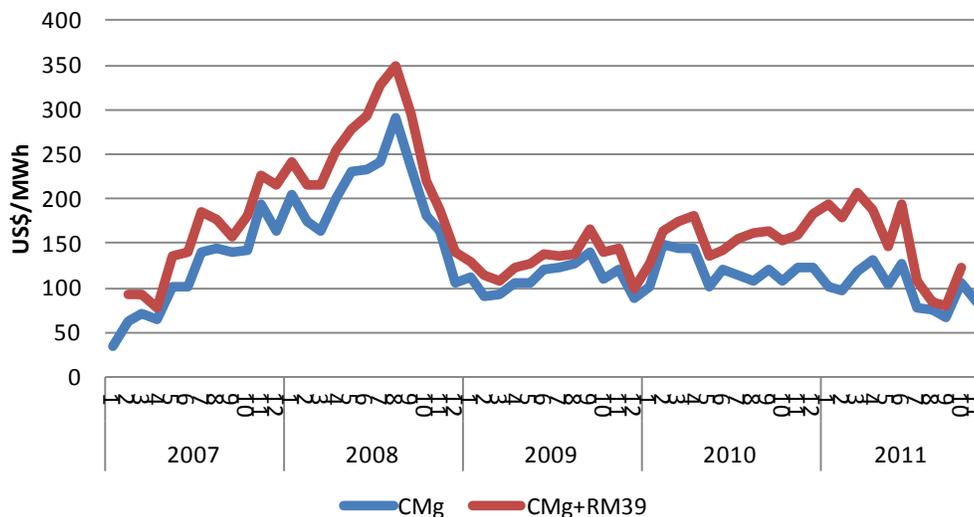
### Valores Históricos

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 noviembre, el costo marginal fue de 83 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 32,8% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 21,1% respecto al mes de octubre de 2011.

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

La Figura 46 muestra la evolución del costo marginal en la barra de Crucero 220, incluyendo el valor de la RM39 con datos disponibles a partir de febrero de 2007 y hasta el mes de octubre de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de octubre. 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 octubre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 17,4 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 01 de diciembre de 2011 es de 60,050 \$/kWh, que representa una disminución de 7,70% respecto al Precio Medio Base (65,058 \$/kWh) definido en la fijación de abril de 2011.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

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

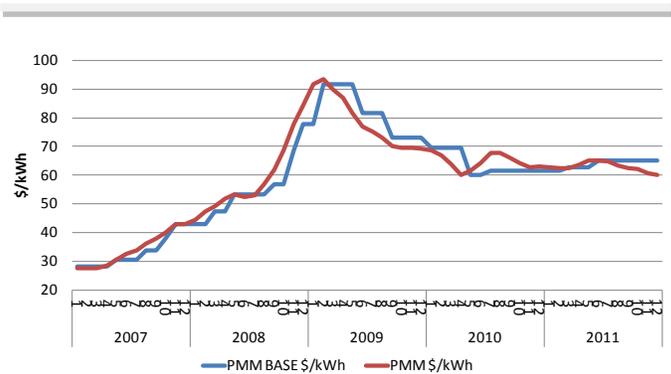
Durante el año 2011 se destaca la entrada en operación en abril de la Central Termoeléctrica Angamos I (230 MW), filial de AES Gener; la entrada en julio de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW), filial de E-CL; la entrada en agosto de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), también filial de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

### Unidades en Mantenimiento

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

- ANG1 (Angamos): 270 MW en diciembre.
- TGTAR (Tarapaca): 24 MW en diciembre.
- CTM1 (Mejillones): 166 MW en enero.
- CTM3 (Mejillones): 251 MW en diciembre.
- TG3 (Tocopilla): 38 MW en diciembre y enero.
- U15 (Tocopilla): 132 MW en diciembre.
- U16 (Tocopilla): 280 MW en enero y febrero.

Figura 47: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 31: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

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

Al mes de noviembre de 2011, el actor más importante del mercado es AES Gener, con un 24% de la producción total de energía, seguido por E-CL y Electroandina con un 23% y 21%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Norgener, Electroandina y AES Gener aumentaron su producción en un 26,0%, 3,5% y 2,6%, respectivamente, en relación a octubre de 2011. Por su parte E-CL, GasAtacama y Celta vieron para el mismo período disminuida su producción en un 18,3%, 10,7% y 10,3%, respectivamente. En la Figura 48 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 49 se presentan las transferencias de energía de las empresas en octubre de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, E-CL y Norgener; mientras la primera cambió su condición de deficitaria a excedentaria, las últimas cambiaron su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 48: Energía generada por empresa, mensual

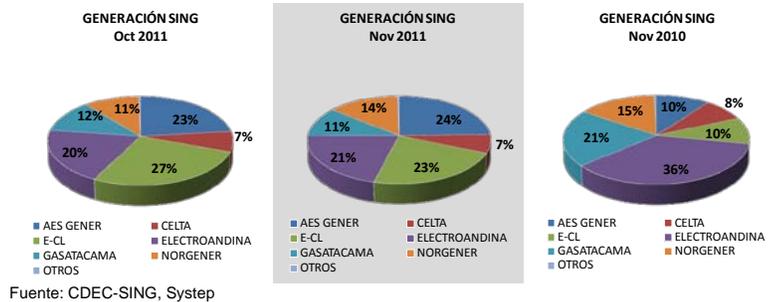
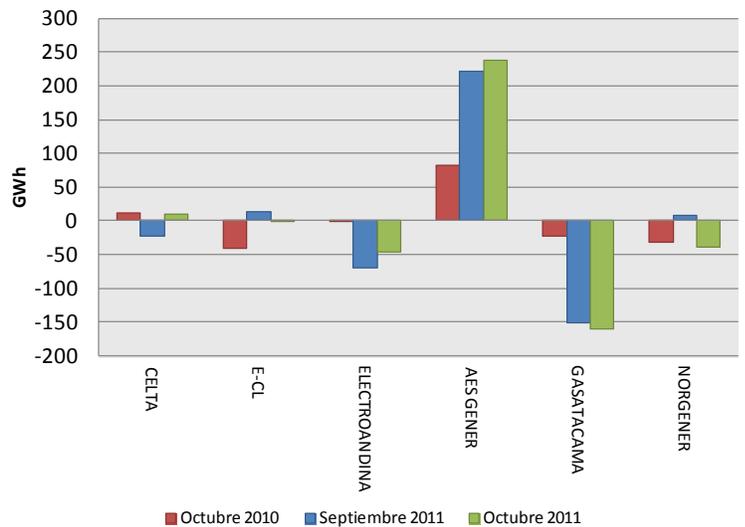


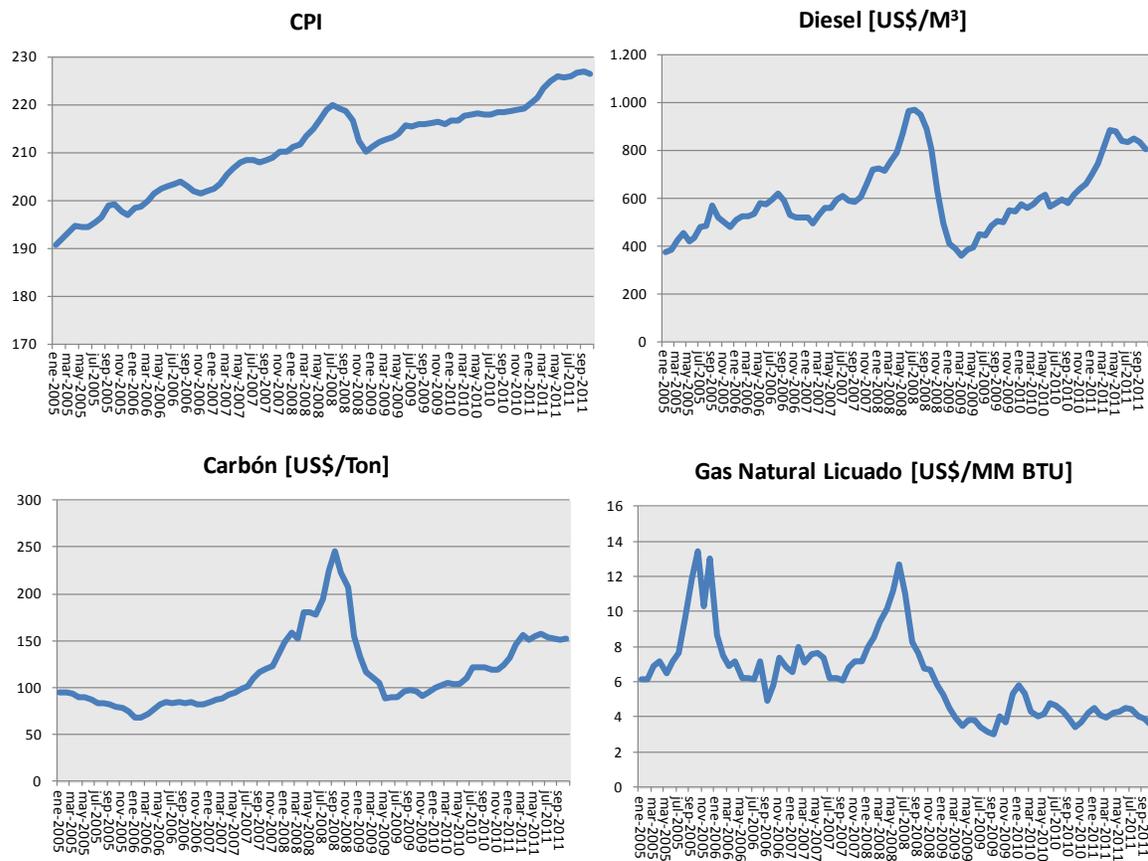
Figura 49: Transferencias de energía por empresa, mensual



## ANEXOS

# Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



Fuente:

<http://data.bls.gov/> (<http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>) (U.S. All items, 1982-84=100 - CUUR0000SA0 )

[http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
[http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)
[http://www.cne.cl/archivos\\_bajar/indices\\_web\\_cne.zip](http://www.cne.cl/archivos_bajar/indices_web_cne.zip)

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Nov-11 Barra Suministro	Indexado Nov-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	94,5	93,7	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	94,0	93,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	94,3	94,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	146,5	146,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	147,3	147,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	148,2	148,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	149,9	149,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	150,8	150,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	151,6	151,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	152,0	152,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	152,0	152,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	152,0	152,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	152,0	152,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	131,7	131,7	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	117,3	117,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	71,9	70,5	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	158,3	147,8	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	155,0	150,9	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	155,0	150,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	97,5	96,3	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	158,3	147,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	93,1	95,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	94,9	97,5	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	63,9	62,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	63,5	62,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	63,2	61,9	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	158,3	147,8	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	61,8	61,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	69,7	68,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	158,3	147,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	61,3	60,8	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	61,6	61,1	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	61,4	61,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	60,4	60,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	152,0	152,0	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	66,9	66,9	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,6	58,2	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	57,2	56,1	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	57,2	56,1	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	158,3	147,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	158,3	147,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	158,3	147,8	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	87,2	86,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	158,3	147,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	158,3	147,8	2010

Fuente: Systep

## ANEXO II

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: Systeop

## Análisis por tecnología de generación SIC

### Generación Hidráulica

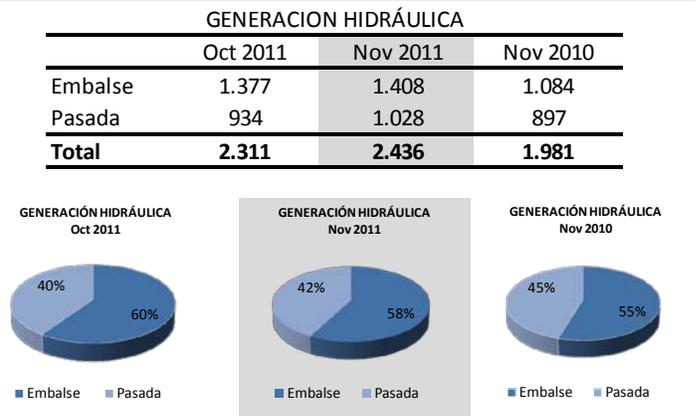
La generación en el SIC en el mes de noviembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un 22,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -7,3% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 29,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -9,9% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 14,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 10,0% en comparación al mes recién pasado, y de un -4,2% en relación a los últimos 12 meses.

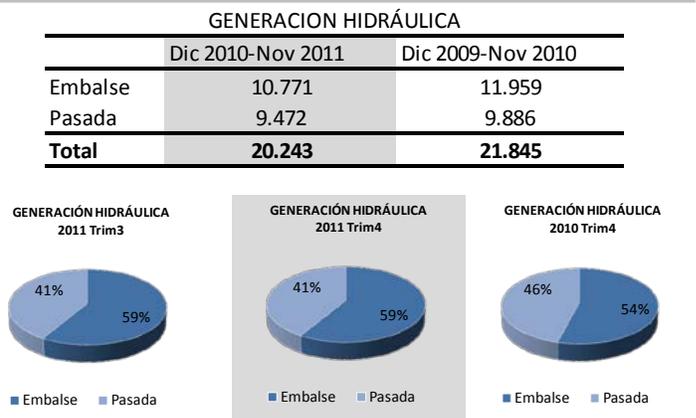
El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

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



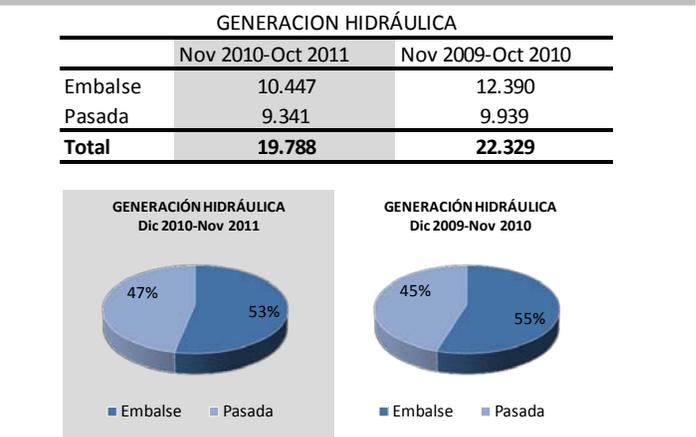
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

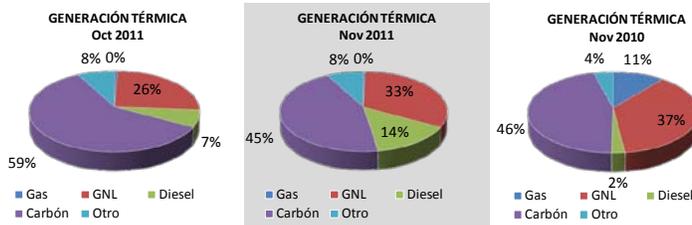


Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO III

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

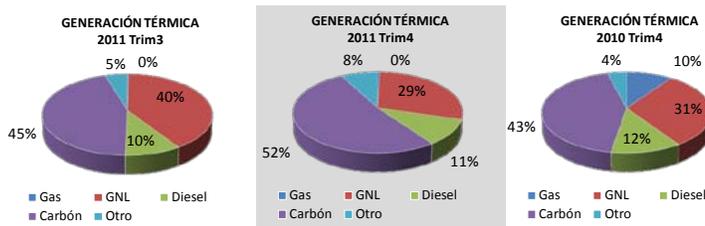
GENERACION TÉRMICA			
	Oct 2011	Nov 2011	Nov 2010
Gas	9	5	187
GNL	387	469	636
Diesel	104	208	39
Carbón	895	640	782
Otro	119	114	71
<b>Total</b>	<b>1.513</b>	<b>1.436</b>	<b>1.713</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

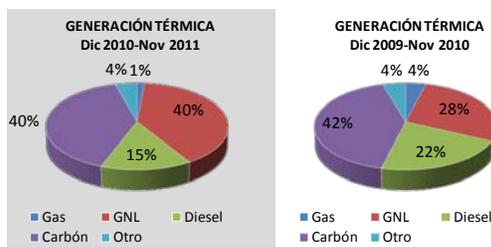
GENERACION TÉRMICA			
	2011 Trim3	2011 Trim4	2010 Trim4
Gas	14	14	534
GNL	2.398	857	1.681
Diesel	565	312	659
Carbón	2.659	1.535	2.362
Otro	278	233	225
<b>Total</b>	<b>5.915</b>	<b>2.950</b>	<b>5.461</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Dic 2010-Nov 2011	Dic 2009-Nov 2010
Gas	374	836
GNL	10.034	5.862
Diesel	3.675	4.531
Carbón	10.080	8.668
Otro	1.087	952
<b>Total</b>	<b>25.250</b>	<b>20.848</b>



Fuente: CDEC-SIC, Systep

### Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de noviembre, muestra una variación de un -16,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 21,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas, presenta una variación en su aporte de un -97,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -41,0% en comparación al mes recién pasado, y de un -55,2% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de -26,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un 21,3% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 440,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 100,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -18,9% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de -18,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un -28,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 16,3% 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 60,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 14,2% en relación a los últimos 12 meses.

El análisis anterior no considera que el mes de noviembre cuenta con un día menos que el mes de octubre.

## RM 88

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

EMPRESA	TOTAL SALDO ACUMULADO
	OCTUBRE 2011
	\$
CENELCA	-
PEHUENCHE	418.405.934
COLBUN	2.131.663.948
ENDESA	2.809.591.328
SGA	92.700.559
PUYEHUE	33.602.301
GUACOLDA	336.973.499
GENER	897.548.073
ESSA	517.383.164
IBENER	56.992.699
ARAUCO	177.536.141
CAMPANARIO	160.100.427
ELEKTRAGEN	38.560.049
NUEVA ENERGIA	12.778.816
SC DEL MAIPO	2.227.952
TECNORED	15.346.775
POTENCIA CHILE	60.691.028
PSEG	-
GESAN	417.580
PACIFIC HYDRO	3.104.222
LA HIGUERA	25.108.982
HIDROMAULE	6.611.491
ELECTRICA CENIZAS	1.838.010
EPSA	5.171.875
EL MANZANO	723.798
LOS ESPINOS	11.962.301
ENLASA	18.668.369
CRISTORO	72.840
PETROPOWER	41.494.881
GAS SUR	678.657
ORAFI	7.615
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	3.356
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	463.403
<b>TOTAL</b>	<b>7.878.430.071</b>

## ANEXO V

## Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	Aprobado	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	Empresa Nacional de Electricidad S.A. ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110,0	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Central de Pasada Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	400,0	07-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Cabo Leones	Iberódica Cabo Leones I.S.A.	170	356,0	28-09-2011	En Calificación	Eólico	Base	III
Parque Eólico Lebu Segunda Etapa .	Inversiones BOSQUEMAR Ltda	158	348	20-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTNG S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidreléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A	130	175	28-08-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Parque Eólico Ancud	Callis Energía Chile Ltda,	120	250	30-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Chilé	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Parque Eólico Renaico	Endesa Eco	106	240	13-05-2011	En Calificación	Eólico	Base	IX
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo FO 180	Base	III

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallener	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil N°6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel N°2	Base	VII
Parque Eólico Küref	Te-Eólica S.A.	61,2	150	07-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel N°6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Parque Eólico Llay-Llay	Servicios Eólicos S.A	56	108	24-02-2011	En Calificación	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
PARQUE EOLICO LA CEBADA	PARQUE EOLICO LA CEBADA LIMITADA	48	0	04-04-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Collipulli	Nuria Ortega López	48	108	17-06-2010	Aprobado	Eólico	Base	IX
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
PARQUE EOLICO CUEL KUelEolico	Andes Mainstream SpA	36,8	75	21-07-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chibé S.A.	36	100	27-10-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consorcio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hidroensur S.A.	24	48	25-02-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Aumento de Potencia Central Hidroeléctrica El Paso 60 MW	Hidroeléctrica El Paso Ltda.	21,8	135	05-12-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad	ENDESA	20,0	184	25-11-2011	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20,0	31	24-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Minicentral de Pasada Itata	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	20	31,0	08-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BIO	Papeles Norske Skog Bio Bio Limitada	20	60,0	30-11-2010	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII

## ANEXO V

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén	Hidroangol S.A.	19	45,0	02-06-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopirén	HIROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Ucuquer	Energías Ucuquer S.A.	16,2	36,0	23-11-2011	En Calificación	Eólico	Base	VI
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central ERNC Santa Marta	Empresa Consorcio Santa Marta S.A.	14	36	10-06-2011	En Calificación	Biogas	Base	RM
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
Ampliación y Modificación Parque Eólico El Arrayán	Parque Eólico El Arrayán Spa	13,8	278	07-12-2011	En Calificación	Eólico	Base	IV
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Coirentoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
CENTRAL HIROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Parque Eólico Raki	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	24,0	18-10-2011	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Modificación de Proyecto Central Hidroeléctrica Butamalal	RP Butamalal Hidroeléctrica S.A.	9,0	28	30-06-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Central Hidroeléctrica Panguí	RP El Torrente Eléctrica S.A	9,0	20,8	26-07-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	IX
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Píruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Generación Eléctrica Minera Florida EXP Nº 171/2011	Minera Florida Ltda.	7,5	5,2	25-11-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	RM
Generación Eléctrica de Respaldo para Terminal GNL Quintero	GNL Quintero S.A.	7,2	7,0	07-12-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bío Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Valenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
Hidroeléctrica de Pasada Colilí	Maderas Tantauco S.A.	6,2	12,5	09-09-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
MINI CENTRAL HIROELÉCTRICA 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	En Calificación	Diesel	Respaldo	V
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Mini Central Hidroeléctrica El Canelo	José Pedro Fuentes De la Sotta	5,5	16,5	21-01-2011	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Paso La Flor	Empresa Eléctrica La Flor S.A.	5,4	5	07-10-2010	Aprobado	Hidráulica	Base	X

## ANEXO V

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Ampliación Central Térmica Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.	4,8	0,6	22-08-2011	En Calificación	Diesel	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Grupos de Generación Eléctrica - TEHMCO S.A.	TEHMCO S.A.	4,5	0	01-06-2011	En Calificación	Diesel	Respaldo	RM
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Eléctrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Las Mercedes	Casablanca Generación S.A.	3,5	13,5	21-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao	Hydroenersur S.A.	7,5	3,2	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central hidroeléctrica Túnel Melado Obras de Generación y de Transmisión	Besalco Construcciones S.A	3	11,3	04-08-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VII

## Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

[hudnick@systep.cl](mailto:hudnick@systep.cl)

Sebastian Mocarquer Grout

*Gerente General*

[smocarquer@systep.cl](mailto:smocarquer@systep.cl)

Pedro Miquel Durán

*Ingeniero Senior*

[pmiquel@systep.cl](mailto:pmiquel@systep.cl)

Pablo Jiménez Pinto

*Ingeniero de Estudios*

[pjimenez@systep.cl](mailto:pjimenez@systep.cl)

Pablo Lecaros Vargas

*Ingeniero de Estudios*

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

[www.systep.cl](http://www.systep.cl)

Contacto:

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

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

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

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

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

