



# Reporte Sector Eléctrico

*SIC-SING*

Mayo 2011

## Contenido

Editorial	2
SIC	8
Análisis General	9
Análisis Precio de Licitación	12
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	13
Estado de los Embalses	14
Análisis Precios de los Combustibles	15
Análisis Precios Spot	16
Análisis Precio Medio de Mercado	17
RM 88	17
Análisis Parque Generador	18
Resumen Empresas	20
SING	31
Análisis General	32
Análisis Precio de Licitación	35
Análisis Precios de los Combustibles	35
Análisis Precios Spot	36
Análisis Precio Medio de Mercado	37
Análisis Parque Generador	37
Resumen Empresas	38
ANEXOS	39
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

## Noticias

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

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

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

Posible recurso de reclamación contra evaluación ambiental de HidroAysén podría ser visto en más de 90 días. (El Mercurio, 10/05/11)

Comisión de Evaluación Ambiental aprueba proyecto HidroAysén. (EMOL, 09/05/11)

Colbún sigue adelante con estudios para proyecto alternativo de GNL. (La Tercera, 09/05/11)

Son aprobadas dos termoeléctricas en la Región de Tarapacá: Patache y Pacífico. (El Mercurio, 09/05/11)

Presidente Sebastián Piñera lanza Comisión para el Desarrollo Eléctrico del país. (Diario Financiero, 03/05/11)

SEC Formula Cargos contra CGE Distribución y Conafe por serios problemas en sus procesos de facturación. (Ministerio de Minería y Energía, 28/04/11)

Gener reanuda construcción de termoeléctrica Campiche. (El Mercurio, 28/04/11)

Colbún extiende hasta agosto contrato de GNL con Enap. (El Mercurio, 27/04/11)

Energía Austral suspende tramitación de Central Cuervo. (Diario Financiero, 26/04/11)

Gener pone en marcha Central Térmica Angamos. (Diario Financiero, 20/04/11)

GDF Suez se adelanta a eventual regulación de GNL y cambia modelo de planta de Mejillones. (El Mercurio, 15/04/11)

E-CL proyecta ampliar operaciones hacia el SIC. (Estrategia, 15/04/11)

Central clave para abastecer de energía a Santiago, Nueva Renca, arriesga suministro de gas natural. (El Mercurio, 14/04/11)

## Editorial

### Situación de la generación en el Sistema Interconectado Central (SIC)

Se realiza un diagnóstico de la situación del sector de generación de energía eléctrica en el SIC, en función de la oferta de generación y la demanda de energía del sistema.

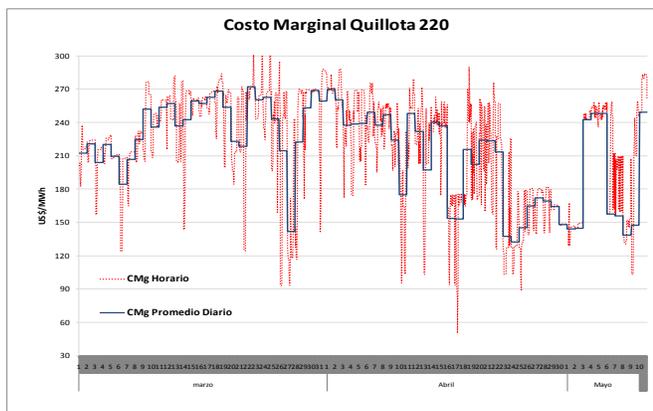
### Condición actual del sistema

En la editorial de marzo se llevó a cabo un análisis de la condición del suministro del SIC en el marco de la publicación del Decreto de Racionamiento de febrero de 2011. Dicho análisis permitió concluir que, a pesar de la existencia de suficiencia a nivel de generación<sup>1</sup>, las restricciones asociadas a la capacidad de transmisión de energía podían producir problemas de suministro. Han transcurrido dos meses desde aquel análisis y ha comenzado el año hidrológico correspondiente al período abril 2011 – marzo 2012. ¿Qué ha pasado desde entonces?

Revisemos en primer lugar la situación de los costos marginales del sistema. De la Figura 1 se puede apreciar que los 235 US\$/MWh promedio del mes de marzo paulatinamente han ido a la baja, producto de mayores aportes de generación hidroeléctrica al sistema, para llegar a los 205 US\$/MWh promedio para abril, con valores cercanos a los 150 US\$/MWh a finales del mismo mes. No obstante lo anterior, los primeros días del mes de mayo los costos han recuperado su nivel llegando a los 250 US\$/MWh promedio diario.

La misma figura indica que el escenario de disminución de costos marginales ha venido acompañada de importantes fluctuaciones en los mismos, los que han llegado incluso a niveles de 100 US\$/MWh de diferencia entre un día y otro a igual hora. Tal condición es reflejo de que el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema se encuentra en un punto en que pequeñas diferencias en demanda implican escalones relevantes de costos de generación.

Figura 1: Costo Marginal horario y diario en barra Quillota 220 kV (marzo- mayo 2011)



Para entender la situación anterior y buscar proyectar que ocurrirá en el corto plazo respecto a los costos del sistema y su impacto en las tarifas, debemos comenzar por analizar el punto de partida en el que nos sitúa el año hidrológico 2010-2011.

<sup>1</sup> Capacidad instalada de generación suficiente para asegurar el suministro.

El déficit hidrológico existente desde el 2010, producto del fenómeno de "La Niña", generó una preocupante baja del recurso hídrico en los embalses para generación eléctrica y riego del país. No obstante, si bien la situación es estrecha, dista aún del panorama que se vivió durante la última gran sequía de 1998/99, cuando los embalses se encontraban en sus cotas mínimas de mantención. No obstante, las condiciones actuales indican que el volumen embalsado de los principales reservorios del SIC sigue presentando una tendencia a la baja, manteniendo importantes diferencias con respecto al volumen promedio histórico de este mes (-46,4%) y al año pasado (-27,3%), lo que se ha venido repitiendo en los últimos meses. A la fecha, el volumen total disponible representa un 30,7% de la capacidad total de almacenamiento, de acuerdo al último Informe publicado por la Dirección General de Aguas (DGA) en abril de 2011.

Por su parte, el mes de abril marca el inicio del año hidrológico 2011. En lo que respecta a precipitaciones, este primer mes hidrológico trajo lluvias que, desde la región de O'Higgins al sur, han dejado superávits respecto a un año normal a la fecha. Respecto a los caudales de los ríos, éstos han continuado disminuyendo en la zona comprendida entre la Región Metropolitana y la VI región, lo cual es normal en esta época del año, manteniéndose todos bajo sus promedios y acercándose a sus mínimos históricos. Por su parte, desde la VII región al sur, los caudales comenzaron a aumentar, producto de las lluvias del mes, aunque se mantienen por debajo de sus promedios históricos de acuerdo a los datos de la DGA.

¿Qué ocurrirá a partir de ahora en lo que se refiere al escenario hidrológico 2011? Si bien siempre resulta difícil predecir lo que ocurrirá con el clima, hacerlo en el primero de los meses del año hidrológico resulta aún más complejo. No obstante, la DGA indica que conforme al pronóstico de temperatura superficial del mar, la mayoría de los modelos que predicen la evolución del fenómeno de La Niña, indican una rápida declinación a partir de abril de 2011, permaneciendo bajo esta condición durante el trimestre mayo – junio – julio de 2011, a partir de lo cual se esperarían precipitaciones en torno a lo normal para prácticamente todo el territorio nacional. Lo anterior, indicaría que el escenario que actualmente presenta el sector de generación se mantendría hasta más allá de mitad del año.

#### **Balance de oferta y demanda: Determinación del costo marginal de energía**

La variación en los costos marginales de los meses de abril y mayo, muestra que pequeñas variaciones en el comportamiento de la demanda y uso de recursos hídricos, impactan de manera importante en los precios de la energía. Así, para entender cómo afectan dichas variables en el escenario actual de suministro- y en el corto plazo- al precio de la energía, se presenta un análisis simplificado de cómo se explican los costos marginales actuales. También se analiza que sucedería con los costos marginales en presencia de una hidrología seca para el año 2011 en los próximos meses.

En base a la información del CDEC-SIC - programación semanal y programación 12 meses-, se ha modelado la curva de oferta de generación, para, junto con la proyección de demanda mensual, determinar niveles de costo marginal ante cambios en las condiciones de operación del sistema. Se ha considerado un análisis uninodal, con generación hidroeléctrica dada por valores reales o por la proyección de la programación 12 meses.

La potencia media disponible en la curva de oferta corresponderá a la potencia que es posible suministrar a un cierto precio spot de energía. La generación de las centrales de pasada y de embalse, junto a la generación de centrales biomasa y eólicas, constituirán la base del suministro de energía, que es generada ante todo evento. De acuerdo a su costo variable, de menor a mayor, son ordenadas todas las centrales del parque generador. En el inicio de dicha curva (aproximadamente 1.600 MW de potencia en este ejemplo), se encuentra la generación de centrales de embalse y pasada<sup>2</sup>.

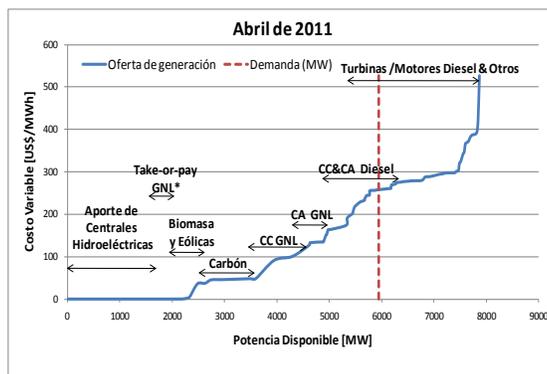
<sup>2</sup> En el caso de los meses de septiembre y diciembre, se usará la generación proyectada en el programa de 12 meses para distintas hidrologías como energía disponible para ser entregada al sistema por estas centrales.

Junto a la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas, le siguen en precio las tecnologías de bajo costo variable, como es el caso de centrales a biomasa, eólicas, y parte de la generación con GNL declarada con costos variables iguales a cero. Primero se utilizan las centrales a carbón (con costos variables aproximadamente 40 US\$/MWh), y luego, ciclos combinados (por sobre los 80 US\$/MWh), y ciclos abiertos operando con GNL y petróleo diesel. Finalmente se encuentran las turbinas a gas menos eficientes y motores generando energía principalmente con petróleo diesel y otros derivados de petróleo<sup>3</sup>.

#### (i) Condiciones a abril 2011

Al observar la evolución de los costos marginales mensuales que ocurrieron en Quillota 220 kV para el año 2011, se ve que mientras en el año 2010 los costos de enero a abril se encontraban en el rango de 116-135 US\$/MWh, para el presente año estos se encuentran en el rango 157-236 US\$/MWh. El valor máximo de dicho costo marginal para el año 2011 es reflejo de un mayor costo de generación en las unidades que entregan las señales de precio en las horas de mayor demanda. En particular, el aumento en el índice WTI ha empujado al alza los costos variables de las centrales que usan este insumo. Así, el nuevo punto de equilibrio, donde se intersectan ambas curvas, se desplazará verticalmente, resultando en un mayor costo marginal del sistema. Es importante notar que la forma escalonada de la curva de oferta de generación, dada por las distintas tecnologías que compiten en el sistema, implicará saltos en los costos marginales cuando cambie la tecnología que entrega la señal de precios.

Figura 2: Curva de oferta de generación y costo marginal resultante en horas de punta (abril de 2011) (\*)<sup>4</sup>.



Como se presenta en la Figura 2, la curva de oferta de generación, para distintos niveles de demanda a suministrar, entrega el precio de la energía, dado por la unidad con mayor costo variable despachada en el sistema. Dado que la fluctuación de los costos diarios de abril fue en el rango de aproximadamente 150 a 240 US\$/MWh, esto implica para este mes el equivalente a que las centrales que entregan la señal de costo marginales sean principalmente aquellas con tecnología de ciclos abiertos operando con GNL y petróleo diesel, y en las horas de mayor exigencia del sistema, turbinas a gas y motores operando con derivados de petróleo.

#### (ii) Condiciones a septiembre 2011

Para septiembre 2011 se tiene el escenario previo a la entrada en operación de las centrales a carbón Bocamina II y Santa María I, las que entrarían en noviembre y diciembre de 2011, respectivamente, de acuerdo a información del CDEC-SIC. De presentarse para el periodo 2011 condiciones de hidrología seca<sup>5</sup>, de acuerdo a un análisis similar al caso anterior, y usando la curva de oferta del parque generador, se esperarían costos marginales del orden de 218 US\$/MWh.

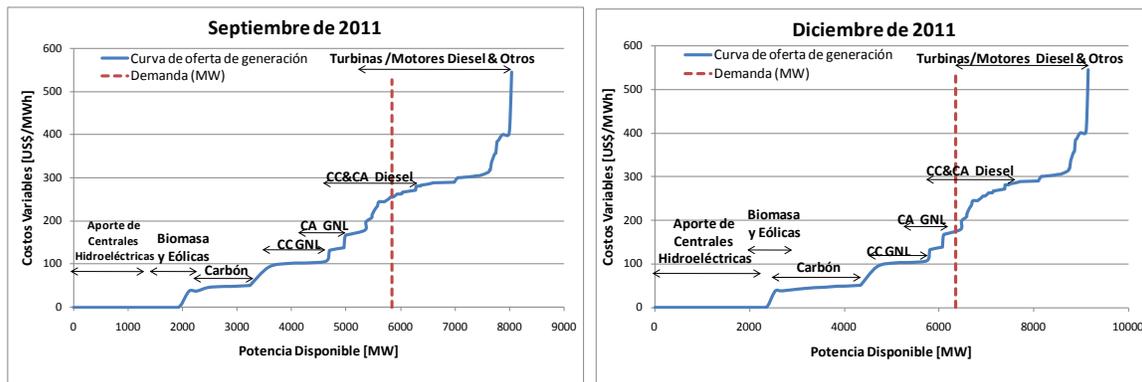
<sup>3</sup> Los costos de falla no han sido incluidos en la figura.

<sup>4</sup> Parte de la generación con GNL está declarada con costo variable igual a cero, para ser despachada en base.

<sup>5</sup> Usando información proyectada por el CDEC-SIC, para un escenario de hidrología seca (80% de probabilidad de excedencia).

Es importante señalar que si se presenta una hidrología normal para el año 2011, los costos marginales serían significativamente menores a los señalados en este análisis (hidrología seca). Si bien no es posible concluir actualmente qué tipo de hidrología tendrá el periodo 2011/12, este análisis busca reflejar una condición extrema de suministro. Con respecto al mes de abril, se proyecta una demanda menor en las horas de mayor exigencia, lo que implicaría también costos marginales menores. La generación asociada a centrales hidroeléctricas (del orden de 1.700 MW de potencia disponible) se ve disminuida por un menor nivel de energía afluente a las centrales hidroeléctricas, desplazándose la curva de oferta de generación de forma de que a igual consumo de energía, el costo marginal resultante será mayor que el caso de referencia<sup>6</sup>. Adicionalmente, parte de la base que se encontraba a costo variable cero (operando con GNL), se considera desde septiembre de 2011 operando con combustible a precios de mercado, lo que se refleja en que la zona CC GNL crece con respecto a abril.

Figura 3: Curva de oferta de generación y costo marginal para demanda en horas de punta: septiembre de 2011 (izquierda) y diciembre de 2011 (derecha).



**(iii) Condiciones a diciembre 2011**

En el caso que la hidrología del año 2011 se comporte hasta esa fecha de forma similar a una hidrología de tipo seco, se esperarían costos marginales del orden de 144 US\$/MWh, considerablemente menores a los de los meses anteriores, debido a la incorporación de dos nuevas centrales a carbón al parque generador, según fecha estimada por el CDEC-SIC, ingresando en noviembre y diciembre del 2011. Adicionalmente, si se presenta una hidrología normal para el año 2011, los costos marginales serían inferiores a los del análisis presentado (hidrología seca), el cual correspondería a una condición extrema de suministro. El efecto de dicho cambio en la oferta se puede apreciar en la Figura 3 (derecha). Si se observa la zona de la curva de oferta de generación en que operan las centrales a carbón, en el caso de diciembre de 2011, esta zona aumenta, estirándose la curva en este tramo (carbón). Esto implicará que a igual suministro, el costo marginal de la energía será menor, debido a que nueva generación -de costos variables bajos entre las centrales termoelectricas- será despachada antes que unidades de mayor costo variable, como ciclos abiertos o turbinas y motores a gas. Los costos marginales en este escenario podrían ser aún menores, si no se registrara un crecimiento en el consumo de energía respecto a meses anteriores, lo que conllevaría a que los costos marginales subirían por esta causa. El efecto neto de ambos cambios será de una disminución de los costos marginales respecto a septiembre de 2011. No obstante, si dichas centrales a carbón postergaran su fecha de entrada ingresando en el año 2012, el efecto presentado para septiembre 2011 con costos marginales altos se mantendría.

<sup>6</sup> Abril 2011, como punto de inicio del nuevo año hidrológico

Para el análisis presentado se ha considerado que los precios de combustibles se mantienen en un nivel similar al observado a inicios de mayo de 2011. En un escenario en que estos aumenten, tal como el que se ha observado para el petróleo diesel de acuerdo al movimiento del índice WTI durante los últimos 12 meses, aumentarían los costos variables de las centrales con dicho combustible. En la curva de oferta, se observaría que en la zona con generación con este tipo de combustible, aumentaría el costo marginal resultante, principalmente en horas de mayor demanda, cuando estas unidades son mayormente despachadas.

Por otra parte, un mayor costo en combustibles como el carbón, afectaría el precio de energía resultante en horas de demanda más baja, toda vez que sea esta tecnología la que entregue la señal de precios. Para un aumento del precio de los derivados de petróleo, considerando rendimientos de turbinas a gas en un rango de 0,3-0,4, un aumento de un 10% en los precios de estos combustibles se traduciría en menos de un 5% de aumento en los costos variables de centrales de este tipo, y un menor aumento de los costos marginales resultantes en el sistema<sup>7</sup>.

### **Efecto en el cliente final**

De manera de analizar las implicancias del actual escenario del sistema eléctrico del país en la tarifa a pagar por cliente final, debemos referirnos a las licitaciones de suministro de clientes regulados definidas en el artículo 79-1 de la Ley N°20.018. Dicho artículo establece que las empresas distribuidoras deberán disponer del suministro para satisfacer las necesidades de consumo de sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años, efectuando licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.

En este contexto se efectuaron a partir del año 2006 tres procesos de licitación de suministro para clientes regulados en el SIC: 2006-1, 2006-2 y 2008-1. Como resultado de dichos procesos se obtuvo un conjunto de precios de energía para las distintas distribuidoras, los que contemplan fórmulas de indexación válidas para todo el período de vigencia del contrato.

Durante los primeros dos procesos de licitación los generadores ofrecieron suministro a un precio fijo; típicamente indexado, en distintas proporciones, al CPI y precios internacionales de diesel, carbón y GNL. De esta forma, la energía afecta a dichos contratos no se ve perturbada mayormente por el acontecer interno del mercado, sino más bien por influencias externas al mismo.

Para el tercer proceso de licitación, en cambio, se definieron dos períodos con fórmulas de indexación distintas. En el primero de ellos, correspondiente a los años 2010-2011 (ambos inclusive), el precio de los contratos se indexa 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. 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 segundo período, a partir del 2012, el precio de la energía es indexado según los precios de combustibles y CPI, de acuerdo a lo definido en los respectivos contratos.

Dado lo anterior, si bien los bloques de energía que se encuentran afectados a los precios resultantes del tercer proceso de licitación dependen de la operación del mercado, a través del costo marginal, presentan un valor techo dado por el precio del diesel. Si consideramos que a abril de 2011 el costo marginal se encuentra por sobre los 200 US\$/MWh, mientras que el valor techo definido para efectos de los contratos es del orden de 150 US\$/MWh, a menos que se produzcan disminuciones importantes ya sea en el valor del diesel o en el costo marginal en el corto plazo, el cliente final no verá reflejado mayormente en su cuenta mensual lo que ocurre en el sistema.

<sup>7</sup>Debido a los cambios en la demanda y su comportamiento diario y estacional, el costo marginal resultante de la operación económica del sistema pondera los costos para distintos niveles de suministro, por tanto, el efecto de un aumento de precios del petróleo diesel por ejemplo, se observará solo en aquellas condiciones en que este tipo de unidades son despachadas, luego de haber utilizado antes la mayor parte de la generación térmica disponible.

A partir del 2012 en adelante, por otra parte, y dada la finalización del período en que los contratos son indexados a costo marginal, se espera una baja en las cuentas, independiente a la operación del sistema. Tal situación traerá un respiro a los consumidores residenciales y comerciales.

Adicionalmente, al efecto anterior deberá sumarse el término durante el 2012 de la cuenta por pagar originada por la Resolución Ministerial N°88, cuyo propósito en su origen fue asegurar el abastecimiento de electricidad a las distribuidoras que no mantenían contratos de suministros con generadoras, en una etapa anterior a la publicación de la Ley N°20.018, y cuya aplicación se efectuaba sobre el precio de nudo a pagar por todos los clientes del SIC. Con esto, durante los últimos años el cliente final estuvo pagando por la energía consumida más una proporción del costo de la energía consumida con anterioridad del 2010.

No ocurre lo mismo con los contratos con clientes libres, los que generalmente, y dada la coyuntura actual que el sistema enfrenta, presentan una importante proporción de sus contratos indexados al costo marginal del sistema, lo cual define que este tipo de clientes deba enfrentarse a la volatilidad de los precios del sistema a través de un traspaso directo de costos.

#### **Efecto en las empresas generadoras**

Respecto a las empresas generadoras, el efecto de la coyuntura actual del mercado en el resultado de dichas empresas depende netamente de la estrategia comercial que hayan acogido.

Una estrategia de comercialización consiste en la determinación de los volúmenes de energía que se venderán en el mercado spot y en el mercado de contratos. Las empresas generadoras diseñan sus estrategias de comercialización de energía como una herramienta de gestión de riesgo de acuerdo con sus estructuras productivas, todo sujeto a las oportunidades que se produzcan en el mercado.

El impacto de las fluctuaciones actuales del mercado en el resultado de las empresas depende netamente del nivel de contratación de las mismas. En los casos en que las empresas generadoras tengan contratado un monto de energía mayor a lo que son capaces de producir, deberán acudir al mercado spot para comprar su déficit a costo marginal. Ante escenarios de costos marginales altos, la práctica de comprar en el spot resulta perjudicial para los resultados de las empresas.

En el cuerpo de este reporte se indican los niveles de contratación de las principales empresas que componen el segmento de generación. Endesa y Colbún, las que en gran parte del año 2010 y lo que va del 2011 han presentado niveles deficitarios para cumplir con sus compromisos contractuales, han informado públicamente disminución en sus utilidades del primer trimestre del 2011 respecto al ejercicio anterior, indicando como principal causa el mayor costo de compra de energía en Chile y mayores costos de combustible para la generación térmica. Por su parte, Gener y su empresa coligada Eléctrica Santiago, se han favorecido de la característica excedentaria que ha presentado principalmente a comienzos del año 2011, misma condición que presenta la empresa generadora Guacolda. Este escenario se espera que se mantenga durante el 2011, dependiendo en gran medida de lo que ocurra con el escenario hidrológico que se presenta a partir de abril.

# SIC Sistema Interconectado Central

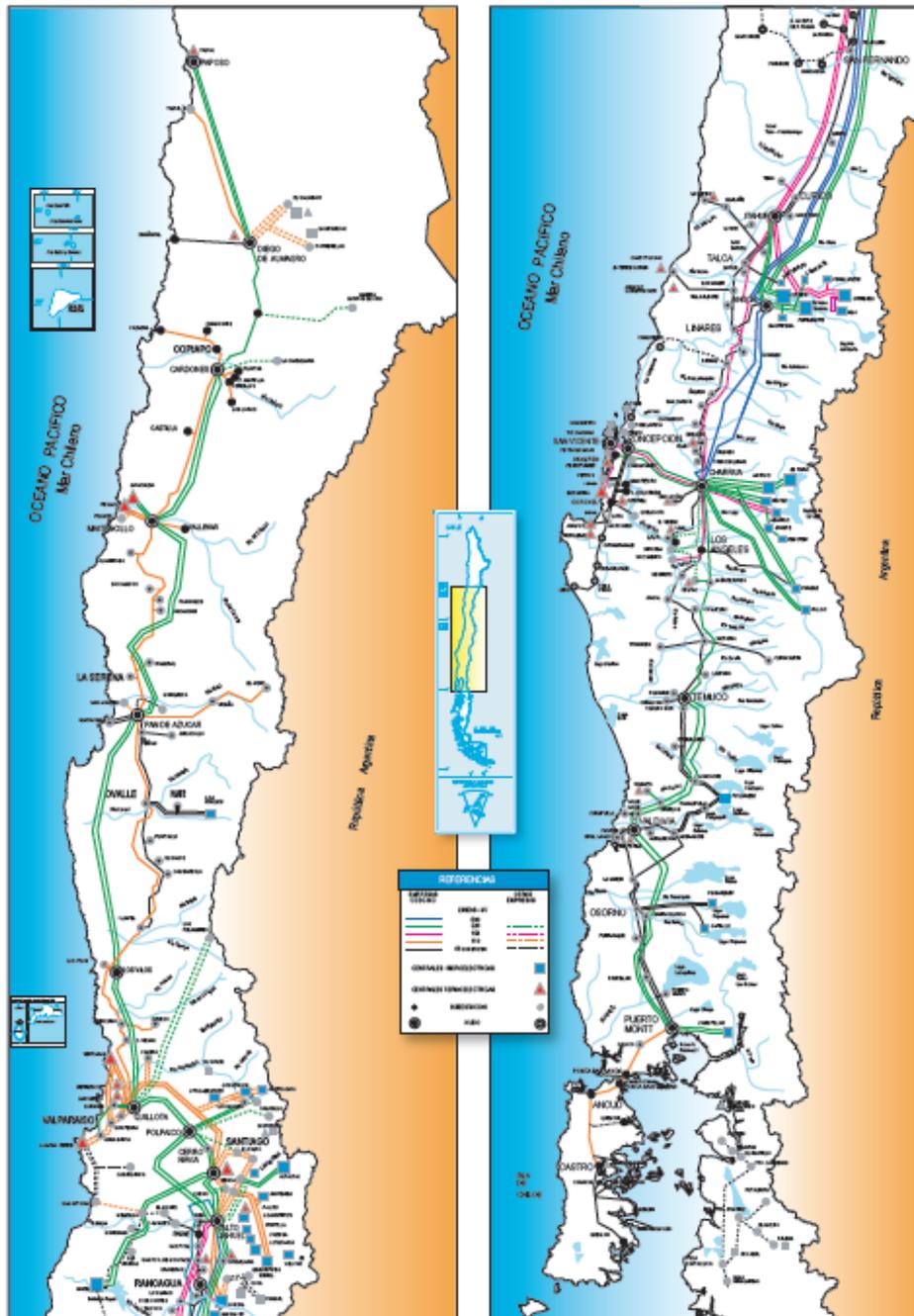
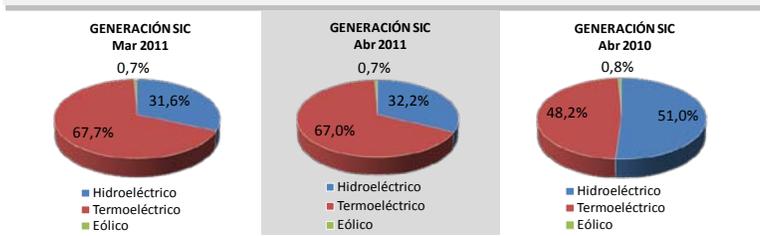
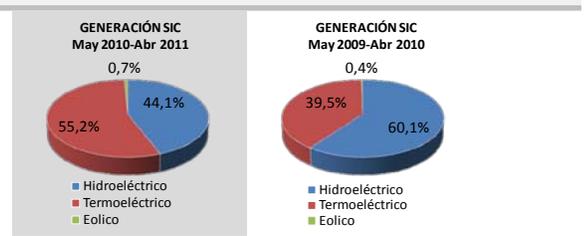


Figura 4: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## Análisis de Generación del SIC

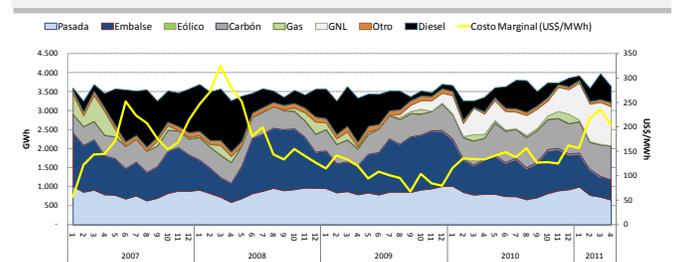
En términos generales, durante el mes de abril de 2011 la generación de energía en el SIC se redujo en un 7,6% respecto a marzo, con un alza de 9,4% respecto a abril de 2010. El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

La generación hidroeléctrica tuvo una baja de 5,7% respecto de marzo, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en 8,5%. Con lo anterior, tan sólo un 32,2% de la energía consumida en el SIC durante el mes de abril de 2011 fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Por su parte, la generación eólica mantiene un rol menor en la matriz, con un total de energía generada para el mes de abril de 27,33 GWh, correspondiente al 0,7% del total (3.668 GWh).

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de abril el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 1,0% respecto a marzo, mientras que la generación de las centrales de pasada tuvo una baja de 10,5% en relación al mismo mes, ambos casos debidos a la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses del país. Por otra parte, la generación a gas natural experimentó una baja de un 27,0%, mientras, la generación diesel presenta una baja de 37,3%, principalmente por la baja en la operación de las centrales Nehuenco Diesel I y II y Los Pinos de Colbún y la central Santa Lidia de Gener. La generación a carbón, por su parte, se incrementó en un 8,0% principalmente por el aumento en la generación de la central Guacolda I; mientras que la generación a GNL presentó una disminución en su aporte de 6,4%, principalmente por la caída en la producción de las centrales Candelaria GNL I y II y Nehuenco GNL de Gener. Se destaca de la Figura 7, que la generación con GNL representa para el mes de abril de 2011 un 28,2% de la matriz de energías del SIC, frente al 11,6% que representa el diesel y el 24,2% del carbón.

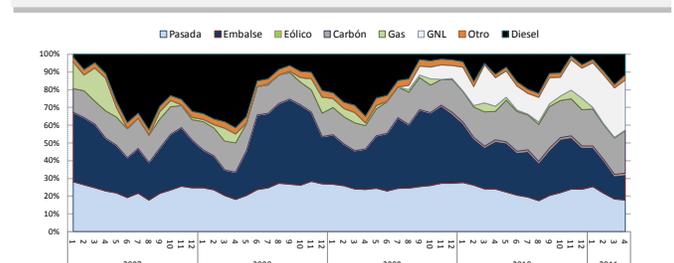
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2007. Los costos marginales del SIC durante el mes de abril llegaron a un valor promedio de 205 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 133 US\$/MWh de abril de 2010 representa un alza de 54,1%, no obstante una baja de un 12,9% respecto al mes anterior.

Figura 6: Generación histórica SIC



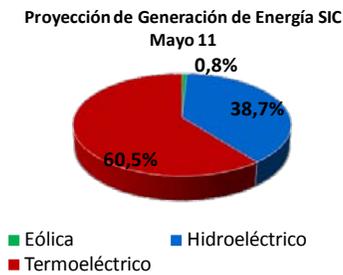
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 7: Generación histórica SIC (%)



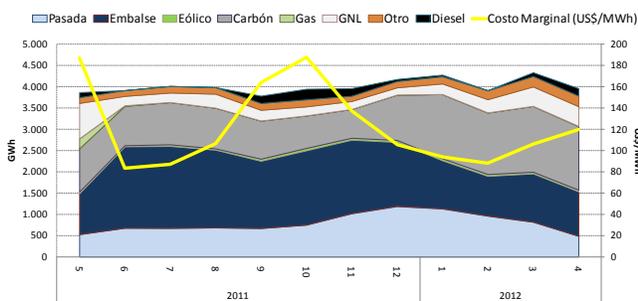
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 8: Proyección de Generación de Energía mayo de 2011



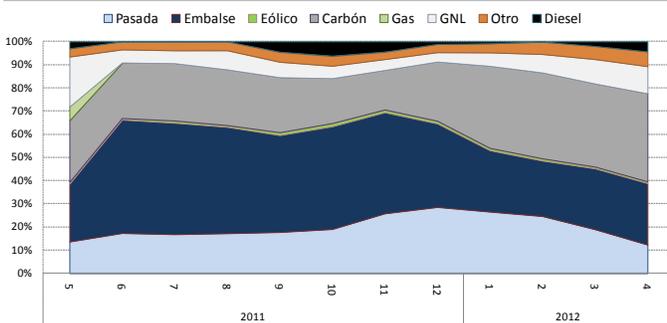
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

### Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de mayo de 2011, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que sólo el 39% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas, manteniendo la tendencia de meses anteriores. Dado lo anterior es que no se vislumbra una reducción considerable en los costos marginales en el corto plazo.

La Figura 9 y Figura 10 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal.

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

## Generación de Energía

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

Respecto a las expectativas para el año 2011, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 46.838 GWh, lo que comparado con los 43.177 GWh del año 2010 representaría un crecimiento anual para el año 2011 del 8,5%.

La Figura 12 muestra la variación acumulada de la producción de energía de acuerdo a lo proyectado por el CDEC-SIC.

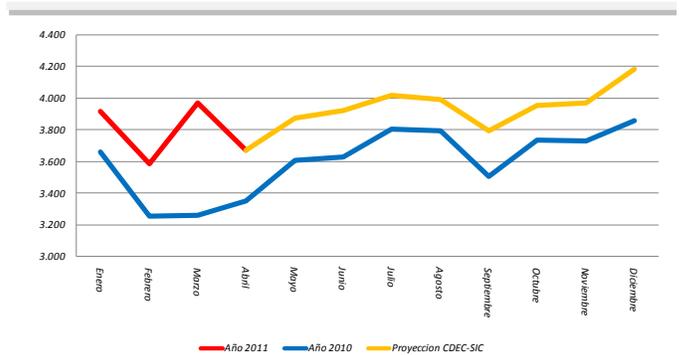
## Precio de Nudo de Corto Plazo

El día 12 de febrero fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 47,254 \$/kWh y 4.438,80 \$/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 55,69 \$/kWh. Este valor representa un alza de 1% respecto a la última indexación del precio de nudo de abril de 2010, realizada en el mes de agosto de 2010.

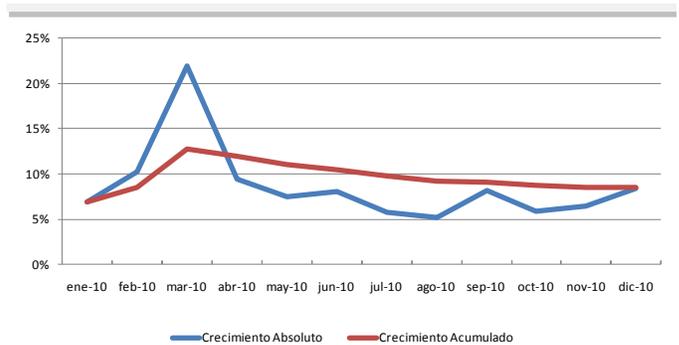
Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 55,427 \$/kWh.

Figura 11: Generación histórica de energía (GWh)



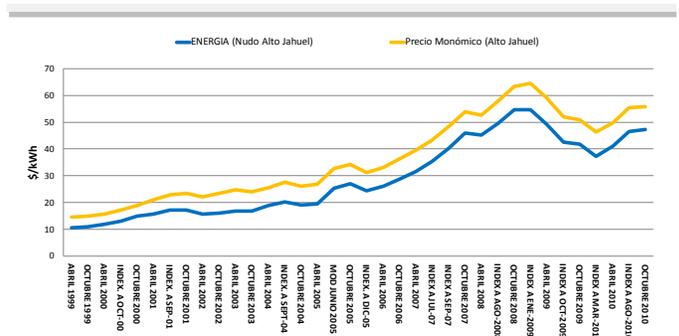
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 12: Tasa de crecimiento de energía (%)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 13: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Análisis Precios de Licitación

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

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

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

No obstante lo anterior, y puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de este año, los contratos firmados con anterioridad a la Ley 20.018 seguirán vigentes hasta su vencimiento, regidos por los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad (precio de nudo de corto plazo). De esta forma, existirá implícitamente un período 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 1 muestra los precios resultantes por empresa generadora del los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006, 2007 y 2009. (Mayor detalle en Anexo II).

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	104,1	5.419
Campanario	146,5	1.750
Colbún	94,2	6.782
Endesa	79,6	12.825
Guacolda	86,8	900
EMELDA	143,5	200
EPSA	143,5	75
Monte Redondo	143,5	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>		<b>93,40</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 2 muestra los precios medios de licitación resultante de los contratos y los precios medios reajustados de manera de cumplir el criterio del 5%. Estos últimos son los que finalmente las distribuidoras deberán cobrarán a sus clientes.

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Precio Medio Reajustado	Precio Medio Reajustado	Energía Contratada
	US\$/MWh	(Barra de Suministro) US\$/MWh	(Barra de Quillota) US\$/MWh	
Chilctra	66,34	102,13	78,65	12.000
Chilquinta	126,91	88,57	88,57	2.567
EMEL	99,43	88,57	88,57	2.007
CGE	133,67	94,29	88,57	7.220
SAESA	93,28	87,66	88,57	4.432

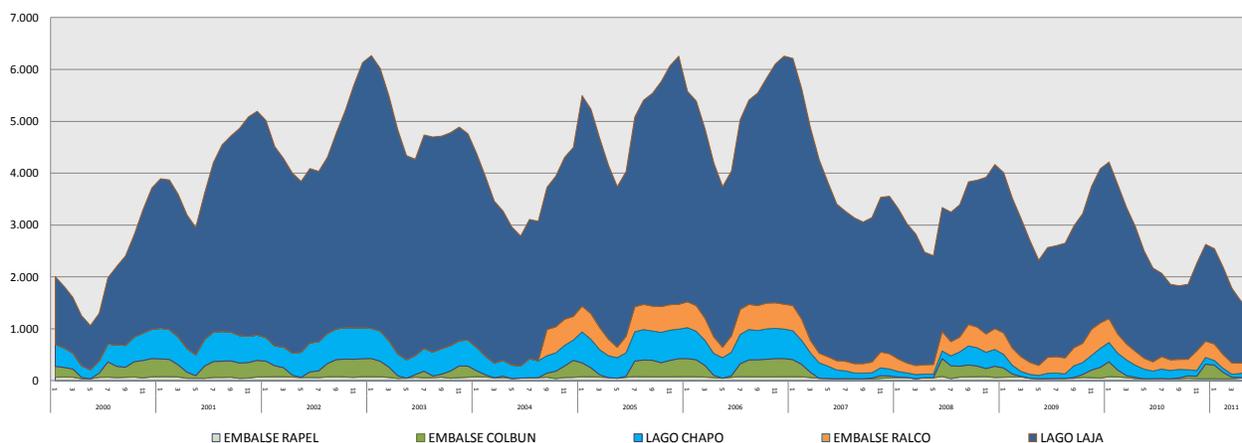
Considerando los contratos actualmente vigentes, frutos de los procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC, reajustado a abril 2011 de acuerdo a las correspondientes fórmulas de indexación, es de 84,35 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220.

## Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de mayo de 2011 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 1.458 GWh, lo que representa una baja de 6% respecto a lo registrado a comienzos del mes de abril, y una disminución de 42% respecto a mayo 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 49% menor a la disponible en mayo de 2010. No obstante lo anterior, se puede apreciar la mejora del estado de algunos embalses como Laguna La Invernada, Chapo, Rapel y Ralco, producto de la aplicación del Decreto y del comienzo del año hidrológico 2011 correspondiente al período abril 2011 a marzo de 2012.

Figura 14: Energía disponible para generación en embalses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

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

		Abr 2011	May 2011	May 2010
<b>EMBALSE</b>	<b>COLBUN</b>	11	0	0
	% de la capacidad máxima	3%	0%	0%
<b>EMBALSE</b>	<b>RAPEL</b>	52	59	40
	% de la capacidad máxima	61%	70%	47%
<b>LAGUNA</b>	<b>LA INVERNADA</b>	2	4	27
	% de la capacidad máxima	2%	3%	21%
<b>LAGO</b>	<b>LAJA</b>	1.204	1.050	2.067
	% de la capacidad máxima	23%	20%	39%
<b>LAGO</b>	<b>CHAPO</b>	82	120	187
	% de la capacidad máxima	13%	19%	29%
<b>EMBALSE</b>	<b>RALCO</b>	195	224	211
	% de la capacidad máxima	38%	44%	42%

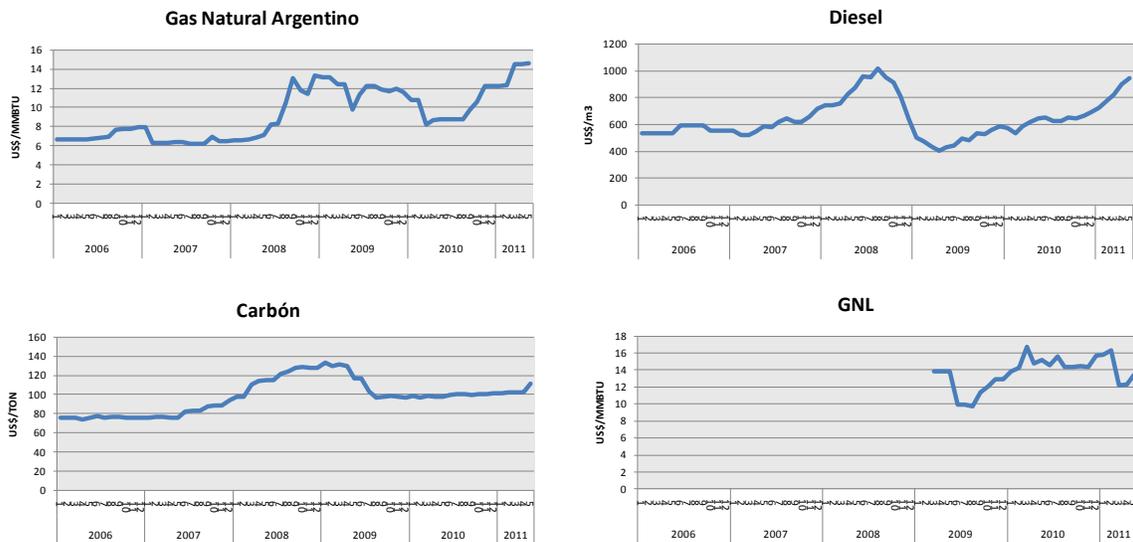
\*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, System

## 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 15.

Figura 15: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

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

No obstante, un abril menos seco de lo esperado, producto de las lluvias y la recuperación de los embalses, está dando un respiro al abastecimiento de energía disminuyendo los costos del sistema.

Los costos marginales del SIC para el mes de abril de 2011 presentan una disminución de 12,9% respecto a los registrados en el mes de marzo, con un aumento de 54,1% respecto a lo observado en abril de 2010.

En la Tabla 5 y Figura 16 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos.

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

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

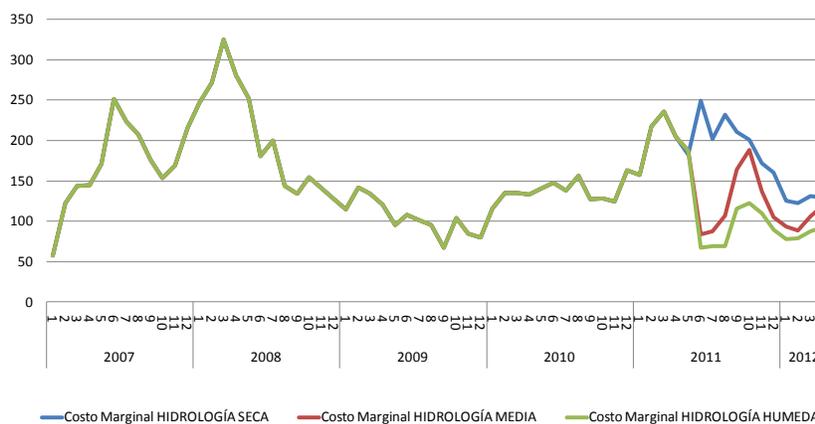
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA	HIDROLOGÍA
		SECA	MEDIA	HUMEDA
2011	5	182,3	187,5	187,5
-	6	249,2	83,5	67,2
-	7	201,5	87,2	69,0
-	8	231,8	106,8	69,2
-	9	210,6	164,2	116,1
-	10	201,3	187,9	122,2
-	11	171,8	137,3	110,1
-	12	160,3	105,4	89,2
2012	1	125,6	93,9	77,4
-	2	122,8	88,2	79,0
-	3	131,0	106,1	87,6
-	4	128,9	119,7	92,1

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

Figura 16: Costo Marginal Quillota 220 (US\$/MWh)



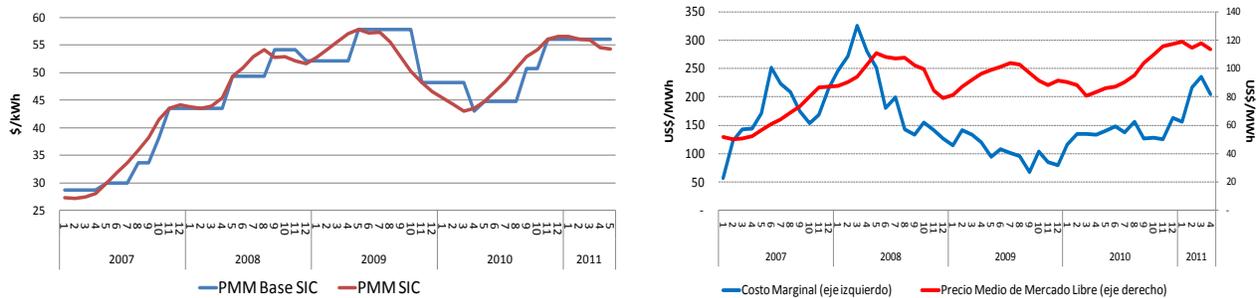
Fuente: CDEC-SIC, Systep

## Análisis Precio Medio de Mercado

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

El precio medio de mercado vigente a partir del 02 de Mayo de 2011 es de 54,29 \$/kWh, lo que representa una baja de 3,19% respecto al precio definido en la fijación de Octubre 2010 ( 56,07 \$/kWh).

Figura 17: Precio Medio de Mercado



Fuente: CNE, Systeem

## RM 88

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

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

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a marzo 2011

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	40.210
Gener	20.249
Colbún	30.507
Guacolda	4.822
Pehuenche	5.988

Fuente: CDEC-SIC

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

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

En total se espera la incorporación de 1.019 MW de potencia. Se destaca que el ingreso de las centrales a carbón Bocamina II de Endesa y Santa María de Colbún se ven retrasadas conforme a lo informado por las empresas propietarias con posterioridad al terremoto del 27 de febrero, esperando el comienzo de sus operaciones para fines de 2011. Además, se destaca el ingreso de las centrales de pasada de Chacayes (111 MW en octubre de 2011) y Rucatayo (60 MW en marzo de 2012).

### Unidades en Mantenición

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

- Antuco (U1 por 160 MW): 79 días en marzo a junio.
- Pehuenche (U1 por 275 MW): 10 días en abril.
- Alfalfal (U2 por 90 MW): 24 días en mayo y junio.
- Nehuenco (U1 por 350 MW): 9 días en junio.
- Currilínque (86 MW): 5 días en junio.
- Nueva Renca (370 MW): 55 días de julio a agosto.
- Alfalfal (U1 por 90 MW): 24 días en julio.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
<b>Hidráulicas</b>				
Licán	Candelaria	Pasada	may-11	17
Chacayes	Pacific Hydro	Pasada	oct-11	111
Rucatayo	Pillmaiquén	Pasada	mar-12	60
<b>Térmica Tradicional</b>				
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	may-11	60
Bocamina 2	Endesa	Carbón	nov-11	342
Santa María	Colbún	Carbón	dic-11	343
Viñales	Arauco	Cogeneración	nov-11	32
<b>Otros Térmicos</b>				
Lautaro	Comasa	Biomasa	may-11	25
Los Colorados 2	KDM	Biogás	jul-11	9
<b>Eólicas</b>				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		may-11	20
<b>TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)</b>				<b>1.019</b>

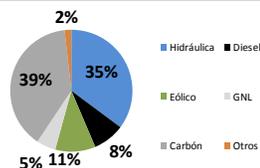
Fuente: CDEC-SIC, System

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.071	8.404
Diesel	1.453	1.088
Eólico	1.835	3.858
GNL	879	527
Carbón	6.710	12.028
Otros	303	592
<b>TOTAL</b>	<b>17.252</b>	<b>26.497</b>
<b>Aprobado</b>	<b>13.930</b>	<b>20.968</b>
<b>En Calificación</b>	<b>3.322</b>	<b>5.529</b>
<b>TOTAL</b>	<b>17.252</b>	<b>26.497</b>

Fuente: SEIA, Syste

Figura 18: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Syste

Tabla 9: 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 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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFNERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centínela Ltda.	135	285	24-03-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Gúndos	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

Fuente: SEIA, Syste

## Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

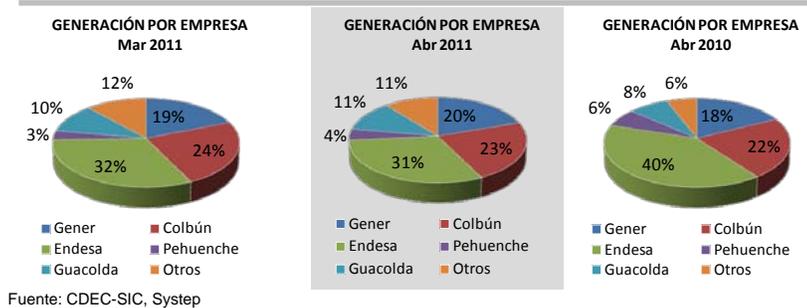
Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquéllas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 17.252 MW (3.322 MW en calificación), con una inversión de 26.497 MMUS\$.

Se destaca en éste mes la aprobación de los 2.750 MW del proyecto de Hidroaysén, de propiedad conjunta de Endesa y Colbún, el mayor proyecto de energía en la historia de nuestro país. Adicionalmente se destaca el desistimiento de las Centrales Hidroeléctricas Río Puelche por 50 MW en la VII región, proyecto promovido por HydroChile; además de la aprobación del Parque Eólico Llanquihue por 74 MW en la X región, proyecto desarrollado por Ener-Renova.

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

Figura 19: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## Resumen Empresas

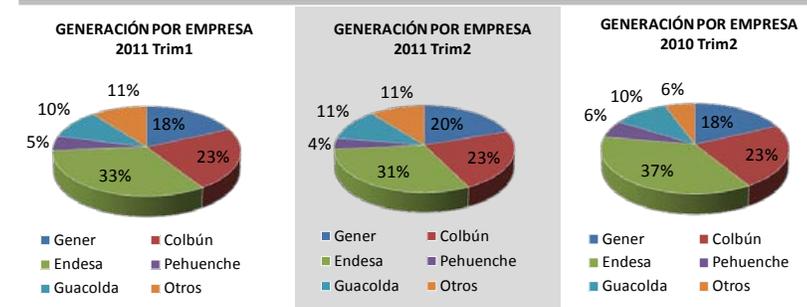
En el mercado eléctrico del SIC existen 5 agentes principales que aportan más del 80% de la producción de energía. Estas empresas son AES Gener, Colbún, Endesa, Pehuenche y Guacolda.

Al mes abril de 2011, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 31% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (20%), Guacolda (12%) y Pehuenche (4%).

En un análisis por empresa se observa que Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en 16,7% y 0,4% respectivamente en relación a marzo. Por su parte, Gener, Colbún y Endesa disminuyeron su producción en un 3,5%, 11,8%, 9,7% respectivamente. El análisis no considera que el mes de abril cuenta con un día menos que el mes de marzo.

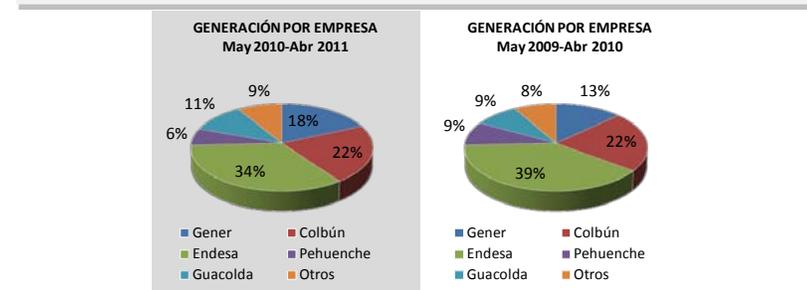
En las Figura 19 a Figura 21 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SIC por cada empresa.

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 21: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Syste

## ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de abril la producción utilizando centrales de embalse exhibe una disminución de 18,5% respecto al mes de marzo, con una baja de 46,4% en relación a abril de 2010, principalmente por la sequía que afecta a la zona centro sur del país, sumado al efecto del DS26 que busca administrar los recursos existentes en los principales embalses. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta una baja de 10,8% respecto a marzo, con una caída de 22,3% respecto a abril de 2010. Respecto a la generación a carbón, la producción de las centrales de Endesa disminuyó en un 16,5% respecto al mes pasado, principalmente debido a la baja en la producción de la central Bocamina. Finalmente, el aporte de las centrales a GNL presenta una baja de 5,4% respecto a marzo, con un alza del 8,8% respecto a abril de 2010, motivado principalmente por la operación de las centrales de Taltal I y II y Quintero usando diesel en desmedro de GNL. El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Mar 2011	Abr 2011	Abr 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	249	222	286	-10,8%	-22,3%
Embalse	353	287	536	-18,5%	-46,4%
Gas	0	0	17	0,0%	-100,0%
GNL	537	508	467	-5,4%	8,8%
Carbón	91	76	0	-16,5%	0,0%
Diésel	19	33	25	72,4%	31,5%
Eólico	12	12	12	1,3%	-2,6%
<b>Total</b>	<b>1.261</b>	<b>1.139</b>	<b>1.344</b>		

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

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

GENERACIÓN ENDESA			
	May 2010-Abr 2011	May 2009-Abr 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.057	3.351	-8,8%
Embalse	5.949	8.287	-28,2%
Gas	31	240	-87,1%
GNL	5.551	2.739	102,7%
Carbón	389	733	-46,9%
Diésel	192	736	-73,9%
Eólico	153	91	68,0%
<b>Total</b>	<b>15.321</b>	<b>16.175</b>	

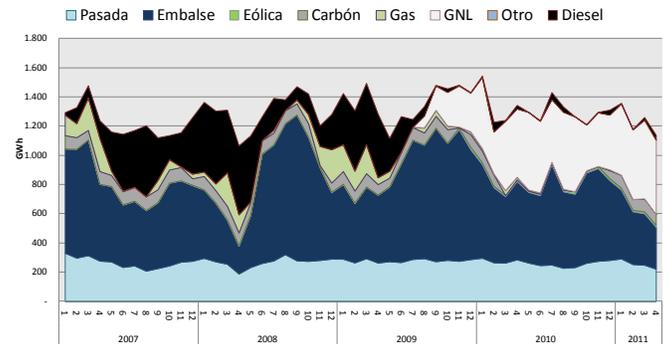
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trím Anual	Var. Trím Anterior
Pasada	794	222	795	-72,1%	-72,0%
Embalse	1.186	287	1.500	-80,8%	-75,8%
Gas	1	0	33	-100,0%	-100,0%
GNL	1.501	508	1.486	-65,8%	-66,1%
Carbón	257	76	0	0,0%	-70,4%
Diésel	27	33	31	6,2%	20,8%
Eólico	33	12	33	-63,0%	-62,7%
<b>Total</b>	<b>3.799</b>	<b>1.139</b>	<b>3.879</b>		

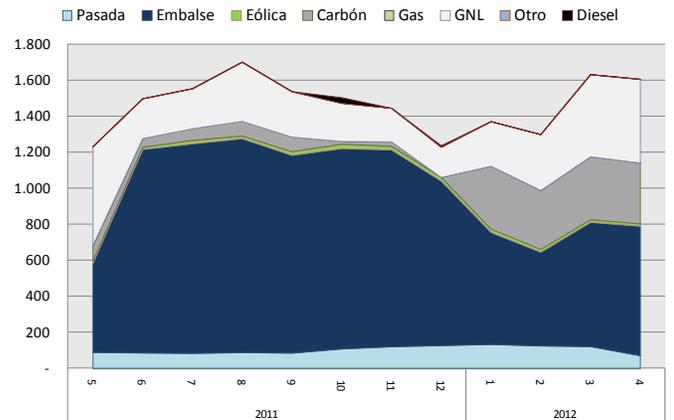
Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 22: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Figura 23: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, SysteP

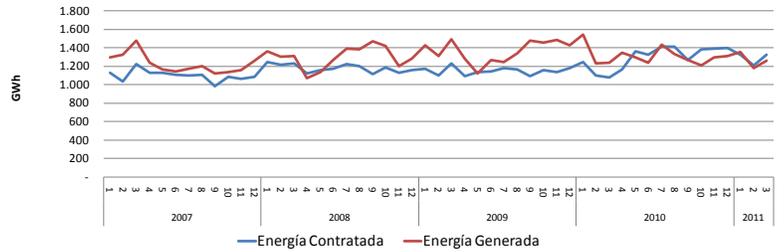
## ENDESA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante marzo de 2011 fue de 1.261 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.326 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario

En la Figura 24 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 24: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

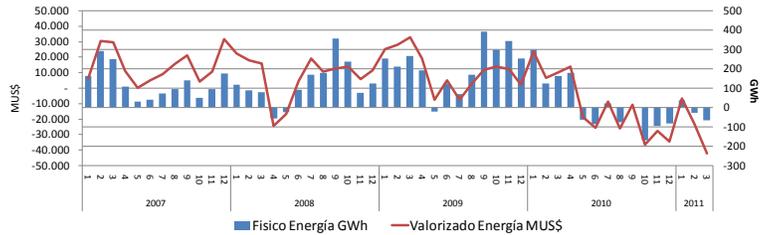


Fuente: CDEC-SIC, Systeem

### Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Endesa ascienden a -65,2 GWh, las que son valorizadas en -42,35 MMUS\$. En la Figura 25 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>1</sup>

Figura 25: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systeem

<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, durante el mes de abril la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 25,5% respecto al mes de marzo, con un aumento de 38,2% en relación a abril de 2010. Tal situación se produce por el aumento de la producción de la central Ventanas II respecto al mes anterior. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 27,5% respecto a marzo, con una disminución de 27,4% en relación a abril del año 2010, principalmente por un menor aporte de la central Alfalfa. Por su parte, las centrales diesel presentan una disminución de 61,1% respecto al mes recién pasado, dada la recuperación de generación hidráulica que a su vez desplaza generación térmica cara. El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

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

En la Figura 27 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Mar 2011	Abr 2011	Abr 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	130	94	130	-27,5%	-27,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	18	0,0%	-100,0%
GNL	213	199	0	-6,9%	0,0%
Carbón	309	388	281	25,5%	38,2%
Diesel	90	35	150	-61,1%	-76,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	9	9	9	0,0%	-5,6%
<b>Total</b>	<b>751</b>	<b>725</b>	<b>588</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN GENER			
	May 2010-Abr 2011	May 2009-Abr 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.338	1.459	-8,3%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1.390	101	1277,5%
GNL	0	0	0,0%
Carbón	4.801	2.746	74,9%
Diesel	927	979	-5,4%
Eólico	0	0	0,0%
Otro	101	107	-5,3%
<b>Total</b>	<b>8.557</b>	<b>5.392</b>	

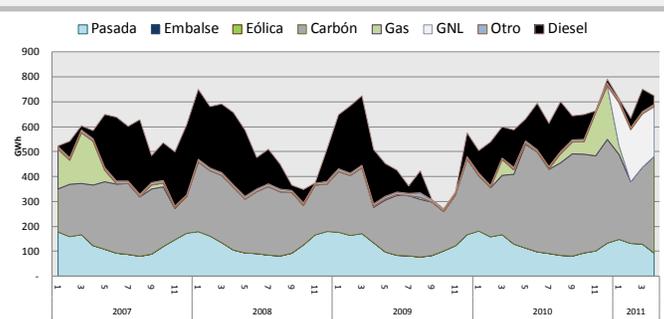
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	411	94	342	-72,5%	-77,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	35	0	22	-100,0%	-100,0%
GNL	594	199	0	0,0%	-66,5%
Carbón	899	388	1.099	-64,7%	-56,8%
Diesel	136	35	425	-91,8%	-74,2%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	25	9	26	-67,9%	-66,3%
<b>Total</b>	<b>2.100</b>	<b>725</b>	<b>1.915</b>		

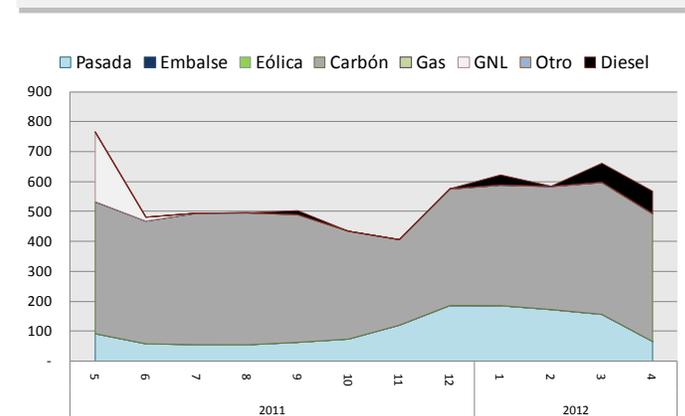
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 26: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 27: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## GENER

### Generación Histórica vs Contratos

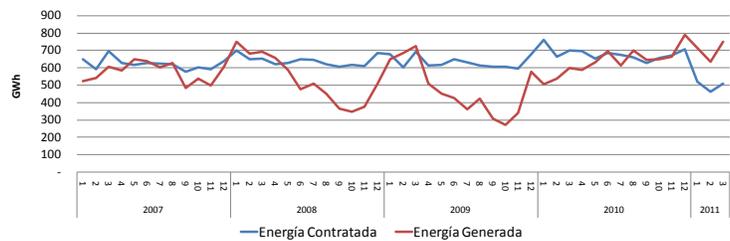
La generación real de energía para Gener durante marzo de 2011 fue de 751 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 508 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 28 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

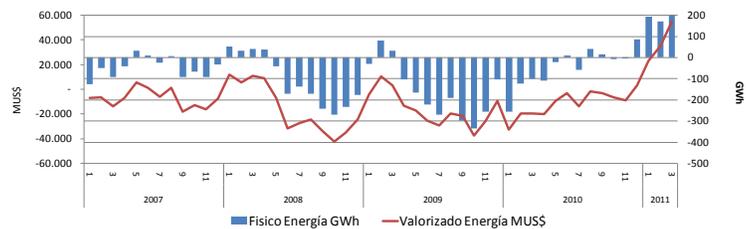
Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Gener ascienden a 244,0 GWh, las que son valorizadas en 54,71 MUS\$. En la Figura 29 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>2</sup>

Figura 28: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 29: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

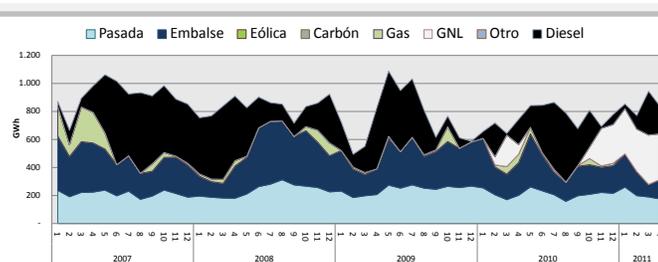
<sup>2</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de abril, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 56,2% respecto al mes de marzo, con una reducción de 40,1% en relación a abril de 2010, principalmente por el alza en el último mes de la generación de las centrales Colbún y Canutillar. La generación de centrales diesel presenta una baja de 38,7% respecto a marzo, con un aumento de 6,3% respecto a abril de 2010. Tal situación se debe principalmente al hecho de que las centrales Nehuenco Diesel I y II y Los Pinos presentan una importante baja respecto a la producción del mes pasado, debido a que una mayor generación hidráulica desplaza generación diesel menos eficiente. Las centrales de pasada, por su parte, presentan una baja en su aporte de 8,0% respecto a marzo, con una reducción de 13,4% respecto a abril de 2010. Se destaca la generación con GNL durante mes de marzo, la cual asciende a 326 GWh, fruto de la producción de las unidades Nehuenco GNL (I y II) y Candelaria (I y II). El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

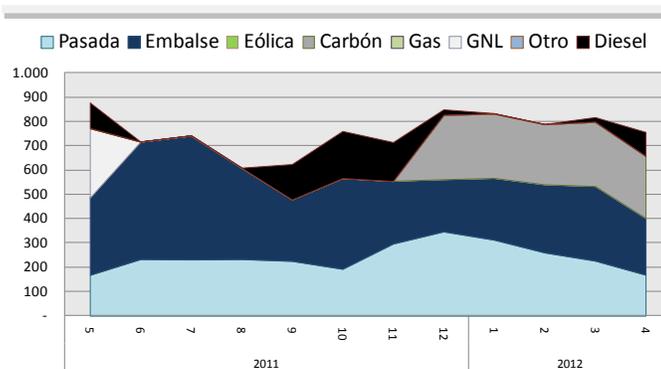
En la Figura 31 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el retraso para finales del 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa.

Figura 30: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 31: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Mar 2011	Abr 2011	Abr 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	190	175	202	-8,0%	-13,4%
Embalse	90	140	234	56,2%	-40,1%
Gas	0	1	60	0,0%	-97,6%
GNL	353	326	69	-7,7%	369,7%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	313	192	181	-38,7%	6,3%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>947</b>	<b>835</b>	<b>746</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN COLBUN			
	May 2010-Abr 2011	May 2009-Abr 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.571	2.926	-12,1%
Embalse	2.528	3.318	-23,8%
Gas	219	280	-21,8%
GNL	1.747	354	393,7%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.370	2.366	0,2%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>9.435</b>	<b>9.244</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	650	175	698	-74,9%	-73,1%
Embalse	496	140	870	-83,9%	-71,8%
Gas	5	1	124	-98,8%	-67,8%
GNL	980	326	69	369,7%	-66,7%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	444	192	675	-71,5%	-56,7%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>2.574</b>	<b>835</b>	<b>2.436</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

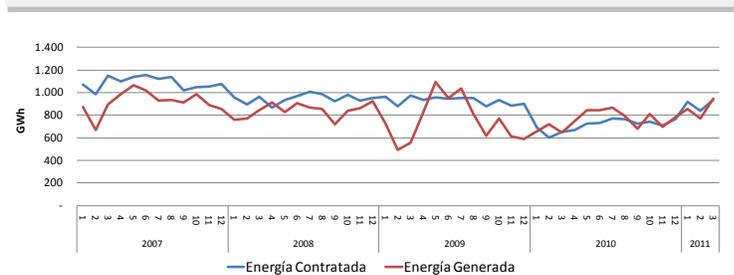
## COLBÚN

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante marzo de 2011 fue de 947 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 934 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 32 se ilustra el nivel de contratación estimado para Colbún junto a la producción real de energía.

Figura 32: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

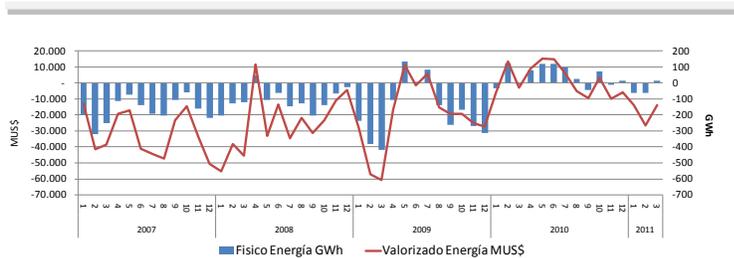


Fuente: CDEC-SIC, Systepe

### Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011, las transferencias de energía de Colbún ascienden a 12,7 GWh, las que son valorizadas en -14,04 MMUS\$. En la Figura 33 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>3</sup>

Figura 33: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systepe

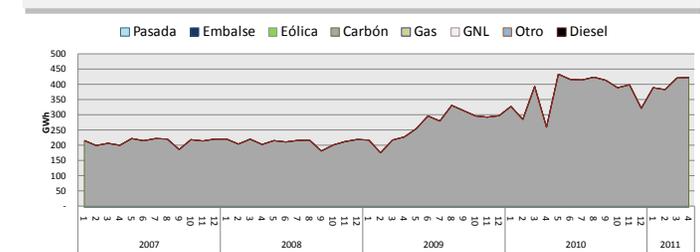
<sup>3</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## GUACOLDA

Durante el mes de abril, la generación de las unidades de carbón de Guacolda exhibe un alza de 0,4% respecto al mes de marzo, con una subida de 62,6% en relación a abril de 2010. Tal condición está dado por el aumento en la producción de la unidad N°1 de Guacolda. El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

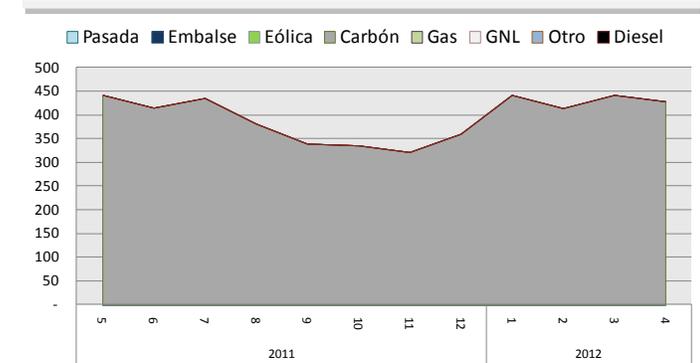
En la Figura 35 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 34: Generación histórica Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Figura 35: Generación proyectada Guacolda (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 19: Generación Guacolda, mensual (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	Mar 2011	Abr 2011	Abr 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	421	423	260	0,4%	62,6%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>421</b>	<b>423</b>	<b>260</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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

GENERACIÓN GUACOLDA			
	May 2010-Abr 2011	May 2009-Abr 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	4.503	3.635	23,9%
Diesel	0	0	0,0%
Eólico	0	0	0,0%
<b>Total</b>	<b>4.503</b>	<b>3.635</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 21: Generación Guacolda, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GUACOLDA					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	0	0	0	0,0%	0,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
GNL	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	1.194	423	1.111	-61,9%	-64,6%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>1.194</b>	<b>423</b>	<b>1.111</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

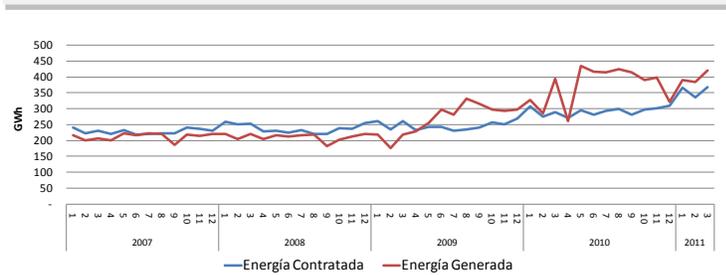
## GUACOLDA

### Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Guacolda durante marzo de fue de 421 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 369 GWh; por tanto, realizó ventas de energía en el mercado spot por su carácter de excedentario.

En la Figura 36 se ilustra el nivel de contratación estimado para Guacolda junto a la producción real de energía.

Figura 36: Generación histórica vs contratos Guacolda (GWh)

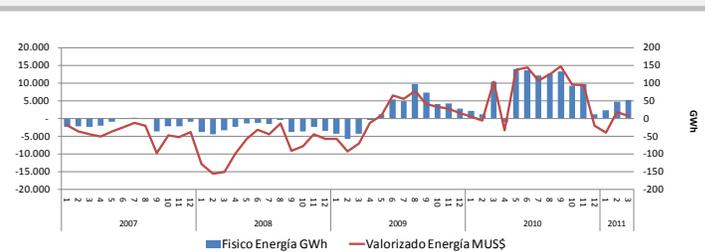


Fuente: CDEC-SIC, Systepl

### Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2011, las transferencias de energía de Guacolda ascienden a 52,5 GWh, las que son valorizadas en 0,61 MMUS\$. En la Figura 38 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>4</sup>

Figura 37: Transferencias de energía Guacolda



Fuente: CDEC-SIC, Systepl

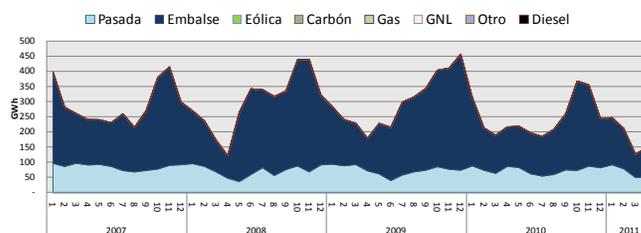
<sup>4</sup> Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

## PEHUENCHE

Durante el mes de abril, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 25,3% respecto al mes de marzo, con una disminución de 25,5% en relación a abril de 2010. Por su parte, la generación en base a centrales de pasada, muestra un alza de 3,4% respecto a marzo, con una baja de 39,9% en relación a abril de 2010. El análisis no considera que el mes de abril cuente con un día menos que el mes de marzo.

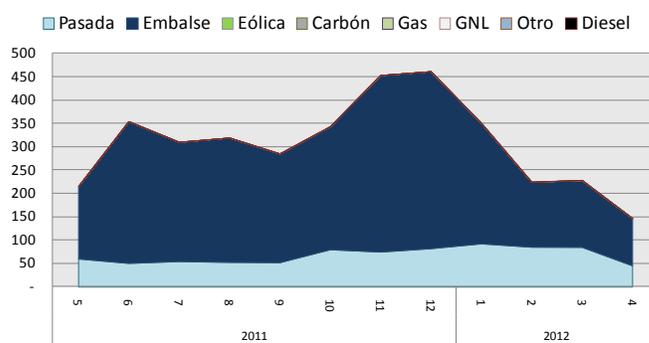
En la Figura 40 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 39: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 40: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Mar 2011	Abr 2011	Abr 2010	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	50	52	87	3,4%	-39,9%
Embalse	78	98	131	25,3%	-25,5%
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>128</b>	<b>150</b>	<b>218</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	May 2010-Abr 2011	May 2009-Abr 2010	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	907	854	6,3%
Embalse	2.120	2.765	-23,3%
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>3.028</b>	<b>3.619</b>	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 24: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2011 Trim1	2011 Trim2	2010 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	221	52	232	-77,6%	-76,4%
Embalse	367	98	403	-75,8%	-73,4%
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>589</b>	<b>150</b>	<b>636</b>		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

## PEHUENCHE

### Generación Histórica vs Contratos

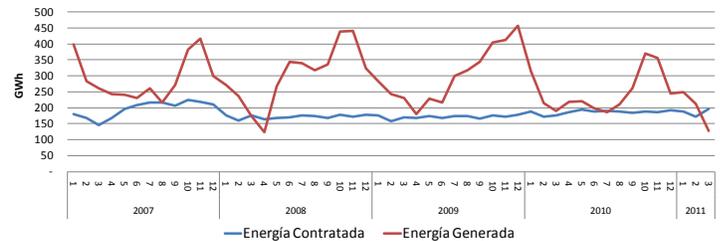
La generación real de energía para Pehuenche durante marzo de 2011 fue de 128 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 196 GWh; por tanto, realizó compras de energía en el mercado spot por su carácter de deficitario.

En la Figura 41 se ilustra el nivel de contratación estimado para Pehuenche junto a la producción real de energía.

### Transferencias de Energía

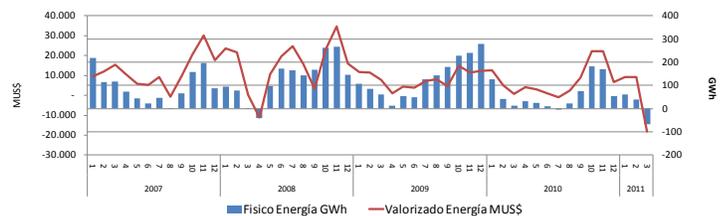
Durante el mes de marzo de 2011 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a -67,2 GWh, las que son valorizadas en -18,04 MMUS\$. En la Figura 42 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.<sup>5</sup>

Figura 41: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

Figura 42: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeyp

<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 43: Energía mensual generada en el SING

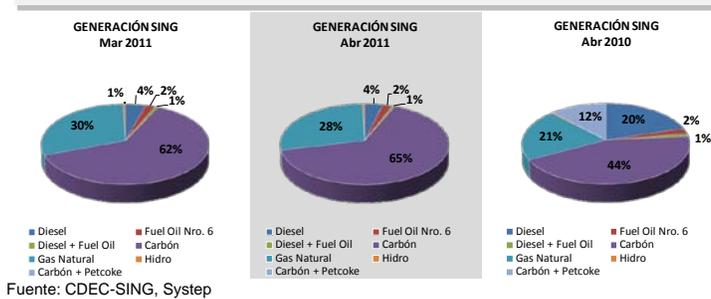
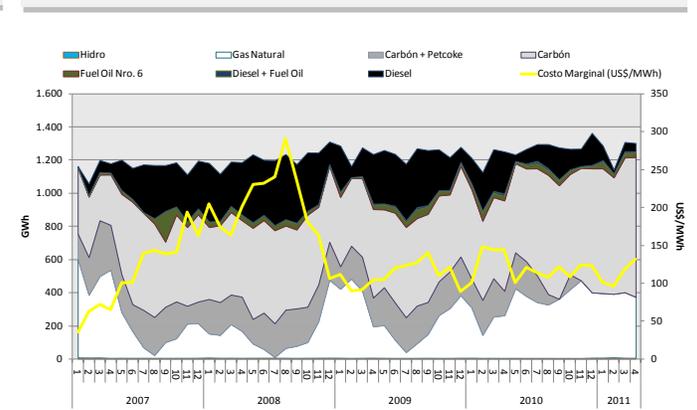


Figura 44: Generación histórica SING (GWh)



### Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de abril de 2011 la generación de energía en el SING disminuyó en un 0,5% respecto a marzo, con un aumento de 4% respecto a abril de 2010.

Se observa que la generación diesel disminuyó en un 11,5% con respecto a marzo, mientras que la generación a carbón aumentó en un 3,8%. La generación con gas natural disminuyó en un 6,9 respecto al mes pasado.

En la Figura 44 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que en el pasado ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de abril del presente año, el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 132 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 11,3% respecto al mes anterior.

Figura 45: Generación histórica SING (%)

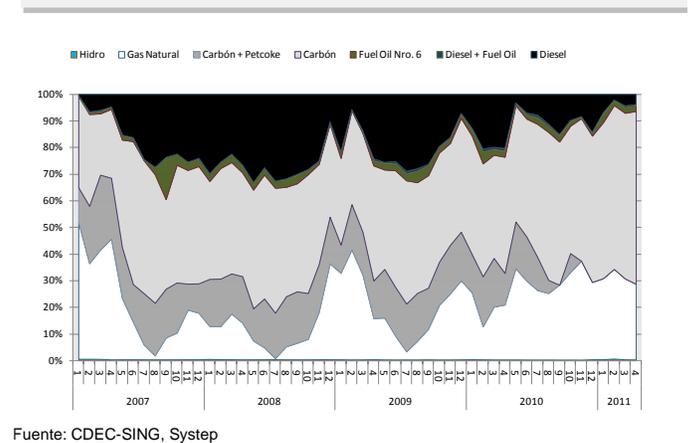
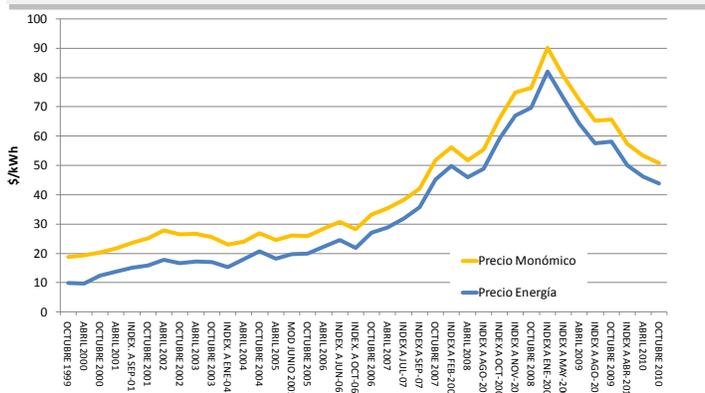
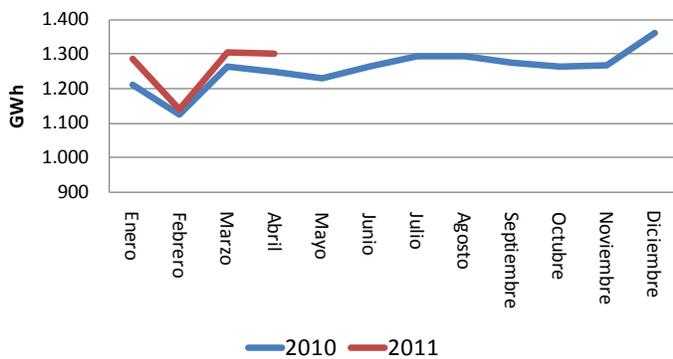


Figura 46: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Syste

Figura 47: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Syste

## Evolución del Precio Nudo de corto plazo

El día sábado 12 de febrero fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2010, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2010.

Los valores definidos por la autoridad son: 43,894 \$/kWh y 4.373,28 \$/kWh/mes para el precio de la energía y el precio de la potencia en la barra Crucero 220, respectivamente, resultando un precio monómico de 50,88 \$/kWh. Este valor representa una disminución de 4,6% respecto a la anterior fijación del precio de nudo, realizada en el mes de abril de 2010.

## Generación de Energía

En el mes de abril, la generación real del sistema fue de 1.300 GWh. Esto representa un aumento de 4,0% con respecto al mismo mes del 2010.

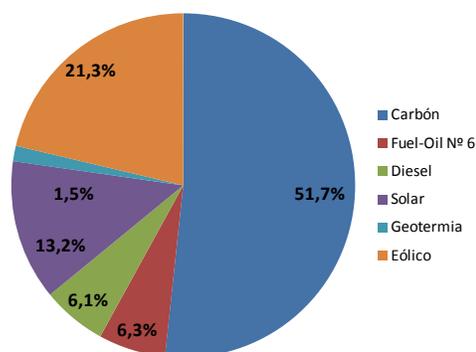
La generación acumulada a abril del año 2011 es de 5.034 GWh, lo que comparado con los 4.851 GWh acumulados al mismo mes del año 2010, representa un aumento de 3,8%.

Tabla 25: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	452	1.484
Geotermia	50	180
Eólico	729	1.717
<b>TOTAL</b>	<b>3.425</b>	<b>7.523</b>
Aprobado	2.701	5.439
En Calificación	724	2.084
<b>TOTAL</b>	<b>3.425</b>	<b>7.523</b>

Fuente: SEIA, Systep

Figura 48: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Systep

Tabla 26: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

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

Fuente: SEIA, Systep

## 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 26 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de mayo de 2011, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.784 MW (544 MW en calificación), con una inversión de 6.093 MMUS\$.

Destaca la aprobación de los proyectos Central Térmica Pacífico y Central Patache, ambas a carbón, por una potencia de 350 MW y 110 MW, respectivamente. Adicionalmente, ingresaron a evaluación el proyecto Parque Eólico Ckani, por una capacidad de 240 MW e inversión de MMUS\$ 500, y la Central Geotérmica Cerro Pabellón, por una capacidad de 50 MW e inversión de MMUS\$ 180, ambas en la II Región.

## Análisis Precios de Licitación SING

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

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US\$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 27). Los indexadores definidos por Edelnor dependen en un 59,4% de la variación del índice de precios del GNL y en un 40,6% de la variación del CPI.

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Abr-11	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	96,15	2012

## Precios de combustibles

En la Figura 49 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 49: Valores informados por las Empresas

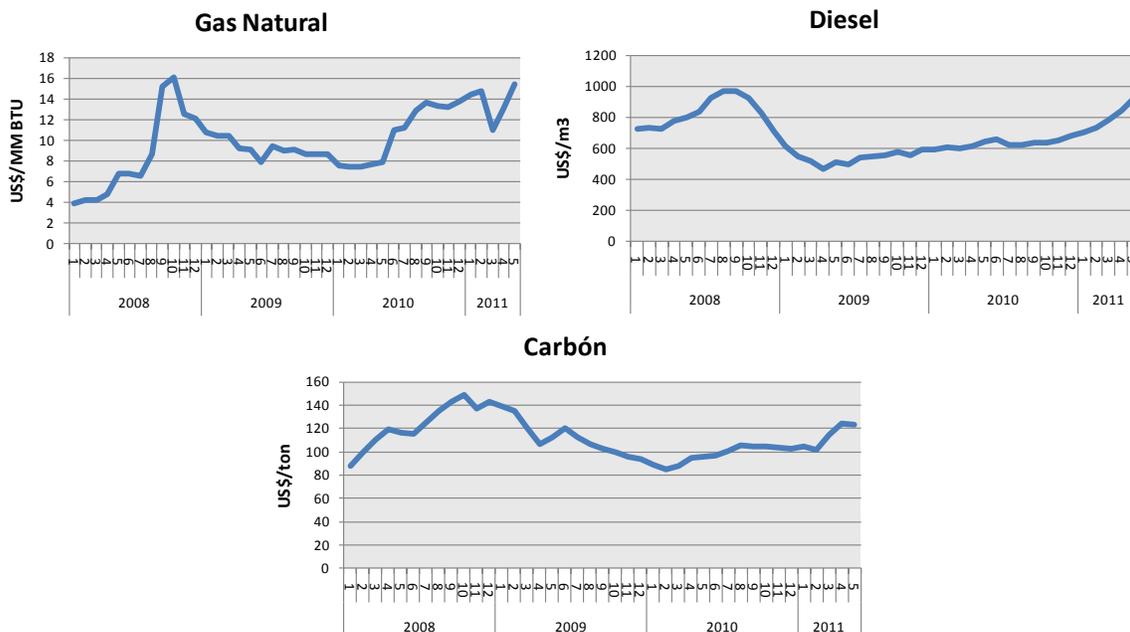


Tabla 28: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

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

Fuente: CDEC-SING, Systep

## Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

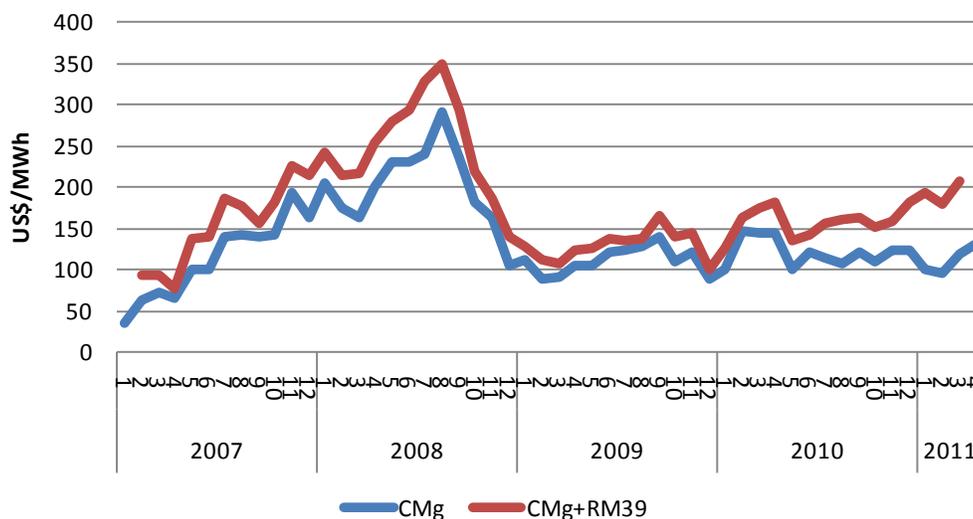
### Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Posteriormente, esta tendencia se revirtió debido a la baja en el precio del petróleo diesel, no obstante se mantienen valores altos en comparación con años anteriores a la crisis del gas natural. Para el mes de abril, el costo marginal fue de 132 US\$/MWh, lo que representa una disminución de 8,3% respecto al mismo mes del año anterior y un aumento de 11,3% respecto al mes de marzo de 2011.

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

La Figura 50 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 marzo de 2011, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de marzo. 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 marzo, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 88,3 US\$/MWh.

Figura 50: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systep

## Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado vigente a partir del 02 de mayo de 2011 es de 65,058 \$/kWh, que representa un aumento de 3,62% respecto al Precio Medio Base (62,788 \$/kWh) definido en la fijación de octubre de 2010.

## Análisis Parque Generador

### Unidades en Construcción

La Tabla 29 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe preliminar de precio nudo del mes de octubre de 2010, junto con actualizaciones del CDEC.

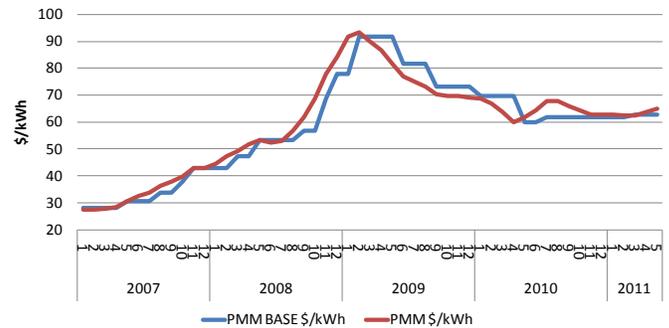
En total se incorporarán 230 MW de potencia en un horizonte de 1 año. Destaca en los últimos meses la operación en fase de pruebas de la Central Termoeléctrica Andina (165 MW) y de la Central Termoeléctrica Hornitos (165 MW), y la entrada en operación comercial durante abril de la Central Termoeléctrica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

### Unidades en Mantención

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

- CTM2 (Mejillones): 175 MW en junio.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en mayo.
- TG1 (Tocopilla): 25 MW en mayo.
- TG2 (Tocopilla): 25 MW en junio y julio.
- U10 (Tocopilla): 38 MW en mayo y junio.
- U11 (Tocopilla): 38 MW en junio y julio.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en julio.
- TG1A (Atacama): 129 MW en julio.
- TG1B (Atacama): 129 MW en julio.

Figura 51: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systeop

Tabla 29: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

## Resumen Empresas

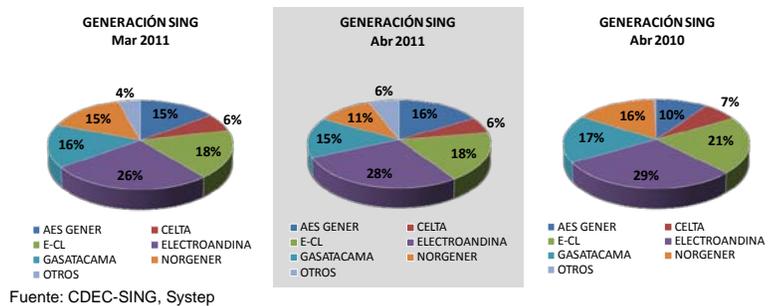
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, E-CL (ex Edelnor), GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener. Desde este mes la generación de AES Gener incluye la producción de la Central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

Al mes de abril de 2011, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 28% de la producción total de energía, seguido por E-CL y AES Gener con un 18% y 16%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que AES Gener, Electroandina y E-CL aumentaron su producción en un 10,7%, 6,3% y 1,5%, respectivamente, en relación a marzo de 2011. Por su parte Norgener, Celta y GasAtacama vieron para el mismo período disminuida su producción en un 27,2%, 7,7% y 6,7%, respectivamente. En la Figura 52 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

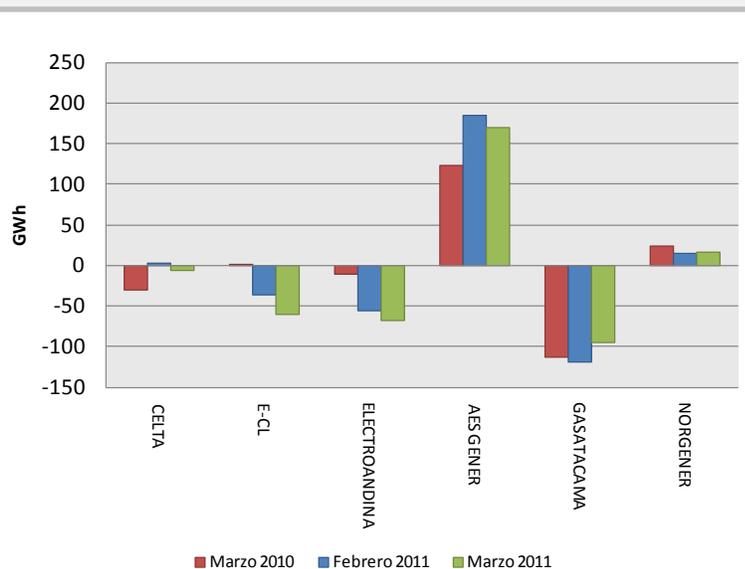
En la Figura 53 se presentan las transferencias de energía de las empresas en marzo de 2011. Se observa que el mayor cambio con respecto al mes anterior se da en Celta, la cual cambió su condición de excedentaria a deficitaria.

Figura 52: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 53: Transferencias de energía por empresa, mensual

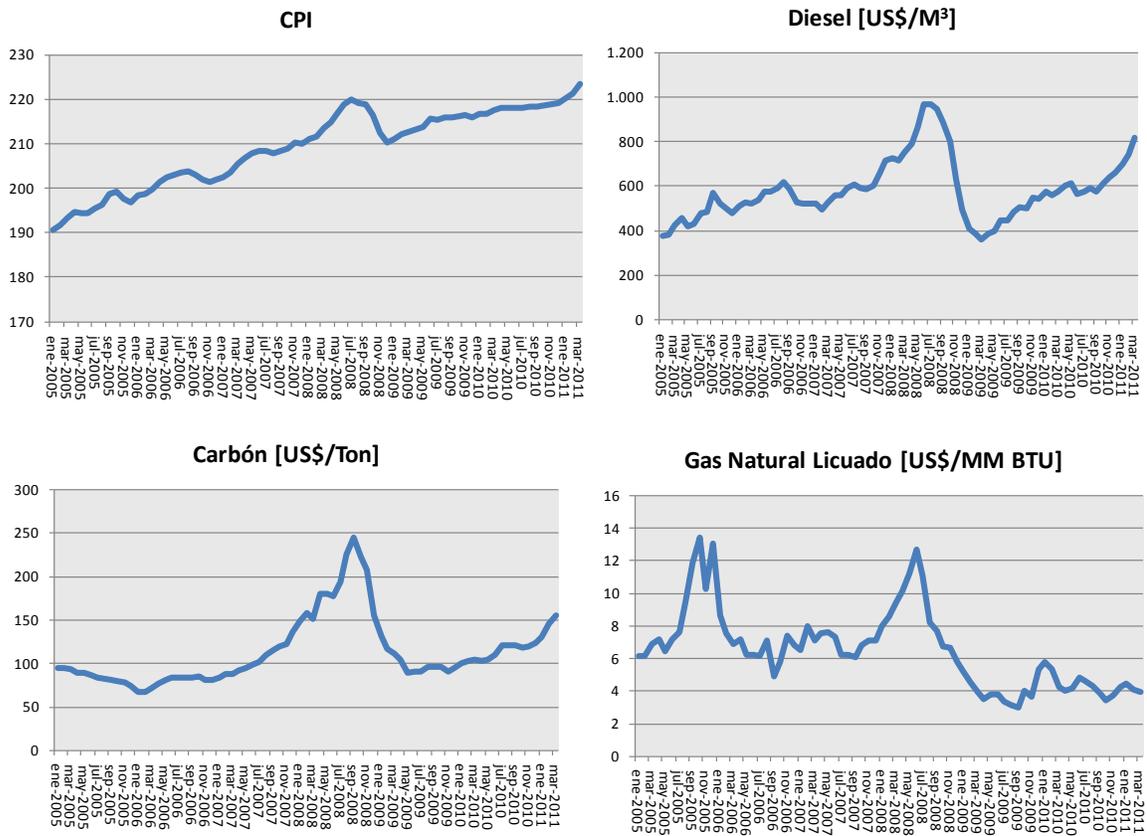


Fuente: Informe Valorización de Transferencias CDEC-SING, Systep. AES Gener incluye transferencias de Central Termoeléctrica Angamos.

## ANEXOS

# Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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

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

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Abr-11 Barra Suministro	Indexado Abr-11 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	95,0	94,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	94,5	93,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	94,7	94,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	153,7	153,7	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	153,7	153,7	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	134,9	134,9	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	120,2	120,2	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	69,9	68,4	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	153,7	143,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	153,7	149,7	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	153,7	149,7	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	99,1	97,9	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	153,7	143,5	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	94,7	97,3	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	96,5	99,2	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	62,1	60,8	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	61,7	60,5	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,0	61,4	60,1	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	153,7	143,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	153,7	143,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	153,7	143,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	153,7	143,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	153,7	143,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,4	61,6	60,8	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	69,4	68,6	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	153,7	143,5	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	61,1	60,6	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	61,4	60,9	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	61,2	61,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	60,2	60,2	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	153,7	153,7	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	66,6	66,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	56,4	58,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,3	54,2	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,3	54,2	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	153,7	143,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	153,7	143,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	153,7	143,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	153,7	143,5	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	153,7	143,5	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	87,5	86,8	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	153,7	143,5	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	153,7	143,5	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

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

## Análisis por tecnología de generación SIC

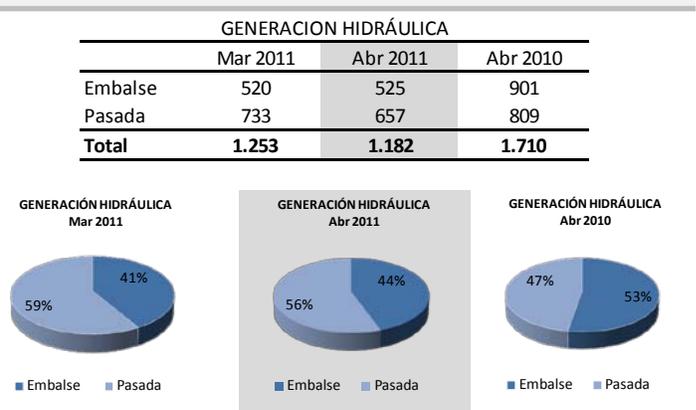
### Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de abril, utilizando el recurso hídrico para la producción de energía, muestra una variación de un -30,9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -5,7% en comparación al mes recién pasado, y de un -20,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de -41,7% respecto al mismo mes del año anterior, de un 1,0% en comparación al mes recién pasado, y de un -28,6% en relación a los últimos 12 meses.

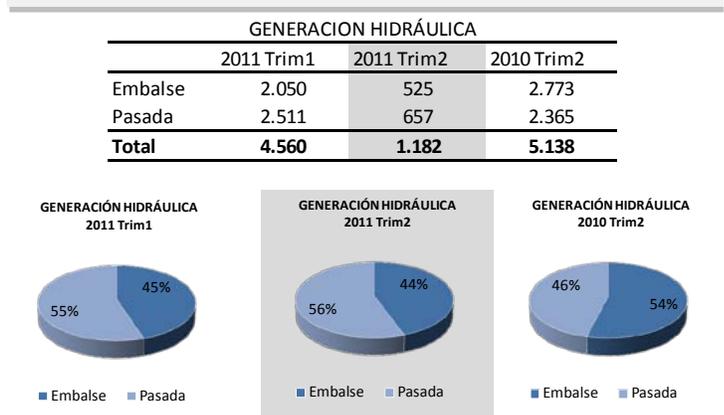
Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -18,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -10,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -10,2% en relación a los últimos 12 meses.

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



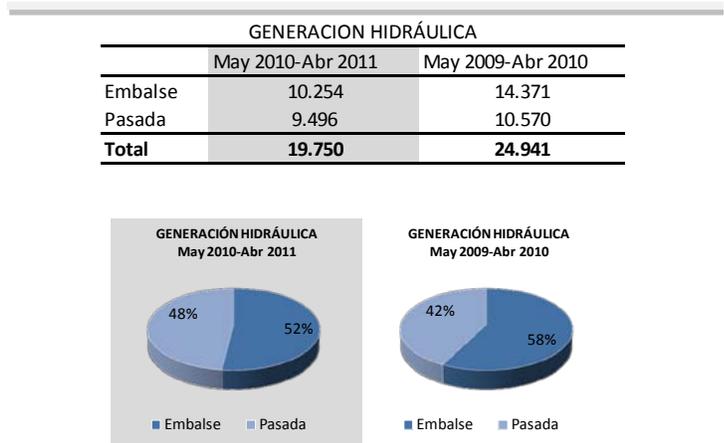
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

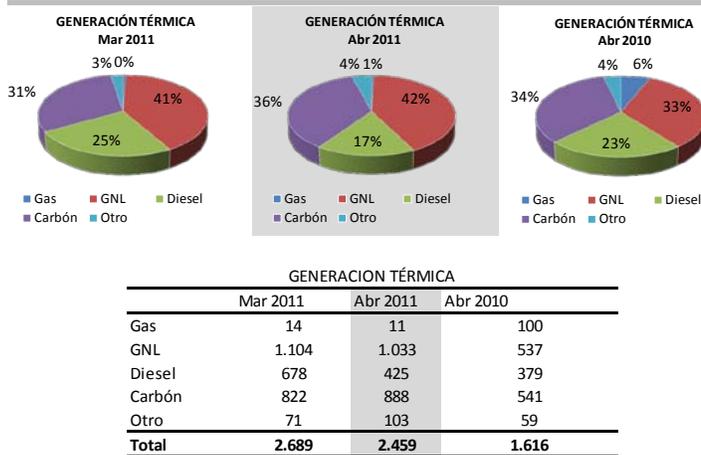
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

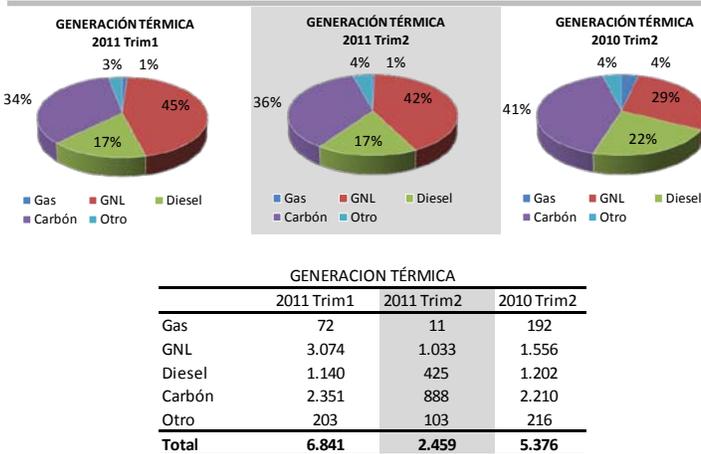
ANEXO III

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



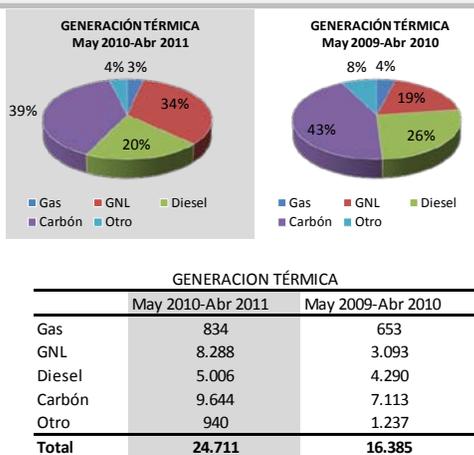
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

### Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de abril, muestra una variación de un 52,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 50,8% 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 -89,5% respecto al mismo mes del año anterior, de un -27,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 27,8% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el GNL, muestra una variación de 92,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior y de un -6,4% en comparación al mes recién pasado.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, presenta una variación de 12,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -37,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 16,7% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 64,0% respecto al mismo mes del año anterior, de un 8,0% en comparación al mes recién pasado, y de un 35,6% 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 74,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 46,1% en comparación al mes recién pasado, y de un -24,0% en relación a los últimos 12 meses.

## RM 88

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

EMPRESA	TOTAL SALDO ACUMULADO MARZO 2011 \$
CENELCA	-
PEHUENCHE	5.987.953.807
COLBUN	30.506.521.422
ENDESA	40.210.218.392
SGA	1.326.021.690
PUYEHUE	480.902.378
GUACOLDA	4.821.765.103
GENER	12.843.909.369
ESSA	7.404.725.996
IBENER	808.189.838
ARAUCO	2.539.944.461
CAMPANARIO	2.289.853.968
ELEKTRAGEN	551.421.866
NUEVA ENERGIA	182.767.296
SC DEL MAIPO	31.877.802
TECNORED	219.454.750
POTENCIA CHILE	867.362.271
PSEG	-
GESAN	5.964.514
PACIFIC HYDRO	44.294.285
LA HIGUERA	358.061.013
HIDROMAULE	94.190.191
ELECTRICA CENIZAS	26.108.403
EPSA	73.503.129
EL MANZANO	10.290.481
LOS ESPINOS	169.754.202
ENLASA	264.886.772
CRISTORO	1.031.645
PETROPOWER	600.240.248
GAS SUR	9.623.443
ORAFI	107.674
PANGUIPULLI	-
HIDROELEC	48.131
NORVIND	-
MONTE REDONDO	-
PACIFICO	6.656.552
<b>TOTAL</b>	<b>112.737.651.090</b>

## 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
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	Aprobado	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Hidroeléctrica Neltume	ENDESA	490	781	02-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Proyecto Hidroeléctrico Nido de Águila	Pacific Hydro Chile S.A.	155	384	26-02-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VI
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	Aprobado	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica 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 Chile	EcoPower SAC	112	235	04-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
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 Armayán	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 N° 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sistameca Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico Llanquihue	Ener-Renova	74	165	30-11-2010	Aprobado	Eólico	Base	X
DIA Parque Eolico El Pacifico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil 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
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 Pilmáiquén 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 Pilmáiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Termoeléctrica Pirquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico 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
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque Eólico San Pedro	Bosques de Chiloé S.A.	36	100	27-10-2010	En Calificación	Eólico	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Central de Energía Renovable No Convencional (ERNC) Tagua Tagua	Consortio Energético Nacional S.A.	35	95	18-08-2010	En Calificación	Biomasa	Base	VI
Ampliación planta de respaldo de 36 MW a 70 MW	Energy Partners Chile Generadora de Energía Ltda.	34	13	08-04-2011	En Calificación	Diesel	Base	X
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbón S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo #FO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAGUASCALIENTES	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Modificación Proyecto Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad: Minicentrales El Salto y El Mocho	Hydroenersur S.A.	24	48	25-02-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua	Electro Austral Generación Limitada	20,0	50	25-03-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOMASA EN NORSKE SKOG BIO BO	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
Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hydroangol 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 Carilaquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano	Inversiones Baquedano Limitada	18	56	09-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Eléctrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	Aprobado	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacifico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	Aprobado	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacifico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Tenó"	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 Palmer - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Providencia	Inversiones Herborn Ltda.	13	30	14-12-2010	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Conjunto Hidroeléctrico Bonito	HIDROBONITO S.A.	12	30	13-04-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamatal, Región del Bio-Bio CH Butamatal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mainco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte Nº2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Valleben	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPL CH. Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbón 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	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	South Pacific Corp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	Aprobado	Hidráulica	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Río Isla	Electrica Río Isla S.A.	4,2	10	10-05-2011	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacifico 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

## System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

*Director*

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

Juan Pablo Diaz Vera

*Ingeniero Senior*

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

Oscar Álamos Guzmán

*Ingeniero de Estudios*

[oalamos@systep.cl](mailto:oalamos@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.

