

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Mayo 2010



Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	9
Análisis Precio de Nudo de Largo Plazo	10
Estado de los Embalses	11
Análisis Precios de los Combustibles	12
Análisis Precios Spot	13
Análisis Precio Medio de Mercado	14
RM 88	14
Análisis Parque Generador	15
Resumen Empresas	17
SING	26
Análisis General	27
Análisis Precio de Licitación	30
Análisis Precios de los Combustibles	30
Análisis Precios Spot	31
Análisis Precio Medio de Mercado	32
Análisis Parque Generador	32
Resumen Empresas	33
ANEXOS	34
Índice Precio de Combustibles	
Precios de Licitación	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	

Noticias

GNL Mejillones atenderá el 25% de los requerimientos del SING.

(Fuente: Diario Financiero, 05/05/10)

Resolución de la Contraloría deja a Enap a cargo del Ministerio de Energía.

(Fuente: La Tercera, 03/05/10)

Chile requerirá al menos 205 MW en energías renovables.

(Fuente: Diario Financiero, 03/05/10)

Endesa retira proyecto Neltume del SEIA.

(Fuente: El Mercurio, 29/04/10)

Polémica termoeléctrica de Punta de Choros vuelve a aplazar respuestas sobre EIA.

(Fuente: Invertia, 27/04/10)

HidroAysén externalizaría obras de línea de transmisión. (Fuente: El Mercurio, 23/04/10)

GNL Mejillones inició marcha blanca y entrega 1 millón de m3 diarios a mineras del norte de Chile.

(Fuente: GNL Mejillones, 23/04/10)

Endesa planea inversiones por US\$350 millones en 2010 y retrasa puesta en marcha de termoeléctrica: Bocamina II.

(Fuente: Reuters, 23/04/10)

Aguas Andinas y Gener a punto de poner término a larga disputa por proyecto Alto Maipo.

(Fuente: El Mercurio, 23/04/10)

Gobierno espera año normal en materia de lluvias y suministro eléctrico.

(Fuente: La Tercera, 20/04/10)

Ministro de Energía nombra nuevo secretario ejecutivo de la CNE: Juan Manuel Contreras.

(Fuente: Ministerio de Energía, 19/04/10)

Anuncios de venta de Edelnor causan molestia entre directores de Codelco.

(Fuente: El Mercurio, 14/04/10)

Embarque con GNL arribaría el 5 de mayo a Mejillones. (Fuente: El Mercurio, 13/04/10)

Ministerio de Medio Ambiente evalúa hacer modificaciones a norma que regula emisiones 2,5.

(Fuente: Diario Financiero, 07/04/10)

Editorial

El cambio climático y sus anticipados funestos efectos ha captado la atención mundial, motivando a los distintos países a tomar acciones preventivas, centradas en el control y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Chile es sólo responsable de un 0,2% del total de las emisiones mundiales¹, sin embargo, sus emisiones per cápita de 3,9 [ton CO₂] para el 2004 superan el promedio latinoamericano. Estudios recientes² indican que la situación continúa deteriorándose, las emisiones del país han aumentado en 166% en los últimos 14 años, alcanzando 95 millones [ton CO₂] al 2008, lo que se traduce en 5,7 [ton CO₂] per cápita. Adicionalmente, dependiendo de cómo se defina la futura matriz de generación eléctrica, esto podría aumentar por la incorporación de varias centrales a carbón.

A nivel mundial se ha buscado reducir las emisiones de GEI por varios caminos, entre los que destacan la utilización de energías renovables, la gestión energética y la eficiencia energética (EE), las que según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), corresponden a los pilares fundamentales para el cumplimiento de los compromisos ambientales del sector, a la vez aportando a la sustentabilidad y eficiencia económica.

En el contexto anterior, se describen a continuación tres aspectos claves que deben preocupar al país: las barreras potenciales por la huella de carbono de nuestros productos, la estrategia de eficiencia energética elegida por el país, y las nuevas iniciativas mundiales enfocadas en la gestión de energía, a través de la futura norma ISO 50.001.

La huella de carbono

En términos simples, la huella de carbono de un producto representa las emisiones de GEI asociadas a la elaboración de ese producto. Es por ende, un índice que permite al comprador interesado el privilegiar a aquellos productos que menos emiten, transparentando a los consumidores esa huella, o, tomando acciones para que el productor busque reducirla. Una acción de creciente interés es la de aplicación de un impuesto al carbono, donde aquel producto con una mayor huella se hace menos competitivo.

Esta es una inquietud creciente de los sectores exportadores del país, ante el temor que los países desarrollados les exijan una reducida huella de carbono en sus productos. Esto se dificulta, tanto por el desarrollo de una matriz energética con creciente tendencia al carbón como el importante aumento de la huella por el transporte desde un Chile distante de sus principales destinos de exportación.

Esta inquietud crece al identificar iniciativas de países desarrollados que apuntan a establecer restricciones al comercio basadas en el contenido de carbono de los productos. En Estados Unidos se ha planteado un debate sobre un impuesto asociado a la emisión de los productos importados. Por otro lado, el presidente francés Nicolás Sarkozy ha formulado un impuesto al carbono en las fronteras europeas, aunque su planteamiento no ha prosperado, dado que el resto de la comunidad europea percibe efectos negativos en la competitividad de sus empresas.

¹ Naciones Unidas, "Human Development Report 2007/2008"

² CEPAL, Naciones Unidas & Gobierno de Chile, "La Economía del Cambio Climático en Chile", Nov 2009

No obstante, algunas empresas extranjeras han tomado políticas de reconocimiento de la huella en forma voluntaria, como es el caso de la cadena de retail Tesco, la cual exige a sus proveedores ilustrar la trazabilidad de la huella de carbono, con la finalidad de exhibir esta información a sus clientes (carbon labelling)³.

A pesar de que las exigencias de reducción de la huella implican realizar nuevas inversiones, estas pueden traer beneficios a los productores, ya que están obligados a identificar los focos de emisión, mejorar la gestión de sus procesos y aumentar su eficiencia energética, elementos que pueden traducirse en una reducción de costos.

Por último, cabe destacar que, dados los avances en esta materia, la huella de carbono debe ser calculada y certificada siguiendo una metodología que sea aceptada internacionalmente, porque de lo contrario los productos pudieran no ser aceptados en algunos mercados.

Estrategia Eficiencia Energética (E3)

Una clara señal de que la eficiencia es un pilar de la política energética chilena se evidenció con la creación en el 2005 del Programa País Eficiencia Energética. Este programa recientemente se transformó en la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, cuyo objetivo es establecer una política para la promoción y utilización eficiente de los recursos energéticos, impulso basado en que una correcta implementación de EE trae necesariamente beneficios económicos, sociales y ambientales.

Entre los proyectos de la Agencia se destaca la Estrategia de Eficiencia Energética 2020 (E3), que el Ministro de Energía dio a conocer el pasado 24 de Abril. Se definió la línea base y hoja de ruta de las políticas de EE, estableciendo las acciones a seguir por los actores involucrados del país, de manera de mejorar la competitividad y estar preparados para el nuevo escenario mundial que incorpora el cambio climático como una de sus variables relevantes.

Esta estrategia considera acciones principalmente en los sectores: Edificación, Artefactos, Industria y Minería, Transporte y Sector Eléctrico. No obstante, dentro de cada uno de estos, se analizarán los siguientes factores transversales: Educación y Concientización, Investigación y Desarrollo, Estándares mínimos de eficiencia energética (MEPS) y Etiquetado, Recolección de datos y Financiamiento.

Siguiendo estas acciones, el gobierno estima una reducción de emisiones acumuladas hasta el año 2020 de aproximadamente 68 millones [ton CO₂], correspondientes a un 5% de lo que se emitiría en ese mismo período sin EE.

En el mes de julio el Ministerio entregará un primer borrador del documento E3, con la finalidad de generar una discusión pública que permita incorporar modificaciones en el documento definitivo, que se presentará en noviembre en la Expo Eficiencia Energética 2010.

Gestión de Energía en la Empresa, ISO 50001.

Un tercer aspecto, que envuelve los dos anteriores, es la Gestión de la Energía, que es un proceso de mejoramiento continuo del manejo y consumo de los insumos energéticos dentro de los procesos productivos, basado en cuatro actividades cíclicas: 1) Identificar el potencial de EE dentro del proceso productivo, 2) Evaluar las posibles medidas y determinar las opciones rentables y sustentables, 3) Implementar las medidas y 4) Monitorear y verificar el desempeño de estas medidas.

Los beneficios asociados a la gestión de energía son diversos, entre ellos se destacan: la reducción de costos de producción y aumento de la competitividad, el aumento en la supervisión y control del proceso productivo, reducción de incertidumbre en la proyección de la demanda, conocimiento y reducción de las emisiones asociadas a las distintas actividades.

³ http://www.tesco.com/greenerliving/greener_tesco/what_tesco_is_doing/carbon_labelling.page

Conocidas las ventajas de la gestión de energía, ha sido de interés mundial el desarrollar un estándar que entregue un marco de referencia para integrar la eficiencia energética en las prácticas de las empresas. Esto implicó que a principios del año 2008 la organización ISO aprobara un comité (PC 242 – Energy Managment) cuya responsabilidad es desarrollar el nuevo estándar ISO 50.001 para el Manejo de la Energía, en el cual participarán 37 países, entre ellos Chile a través del Instituto Nacional de Normalización.

La idea es establecer metas y objetivos de mejora en el desempeño energético, acordes a la realidad de la empresa, a través del seguimiento de un plan de acción. La implementación se basa en procedimientos, documentación, controles operacionales, entrenamiento y comunicación, mientras que su efectividad es revisada periódicamente por auditores internos.

Se espera que el documento final de la ISO 50.001 sea publicado a principios del año 2011⁴. Sin embargo, Estados Unidos ya posee un programa de gestión de energía en industrias⁵, donde el objetivo es implementar 25 planes pilotos de lo que será la norma ISO 50.001.

Al igual como sucedió con la ISO 9.001 e ISO 14.001, este nuevo estándar busca convertirse, en el mediano plazo, en una necesidad para las compañías que deseen dar a conocer a sus clientes la eficiencia y sustentabilidad de sus procesos productivos, características que agregan valor a la empresa y aumentan su competitividad en el mercado.

Los desafíos a futuro.

Informarse sobre las consecuencias que el cambio climático puede traer en el futuro, es una de las tareas que debiera incorporarse en la política energética y en las estrategias de desarrollo de las empresas, con la finalidad de estar preparados para las nuevas regulaciones, se identifiquen los costos asociados a la emisión de GEI y se requiera de estándares de gestión, eficiencia y sustentabilidad.

Crecientemente, los consumidores querrán estar informados sobre cómo se producen los bienes que consumen y cuales son sus impactos ambientales, influyendo en la decisión de compra de dichos bienes y por consecuencia en la competitividad de las empresas.

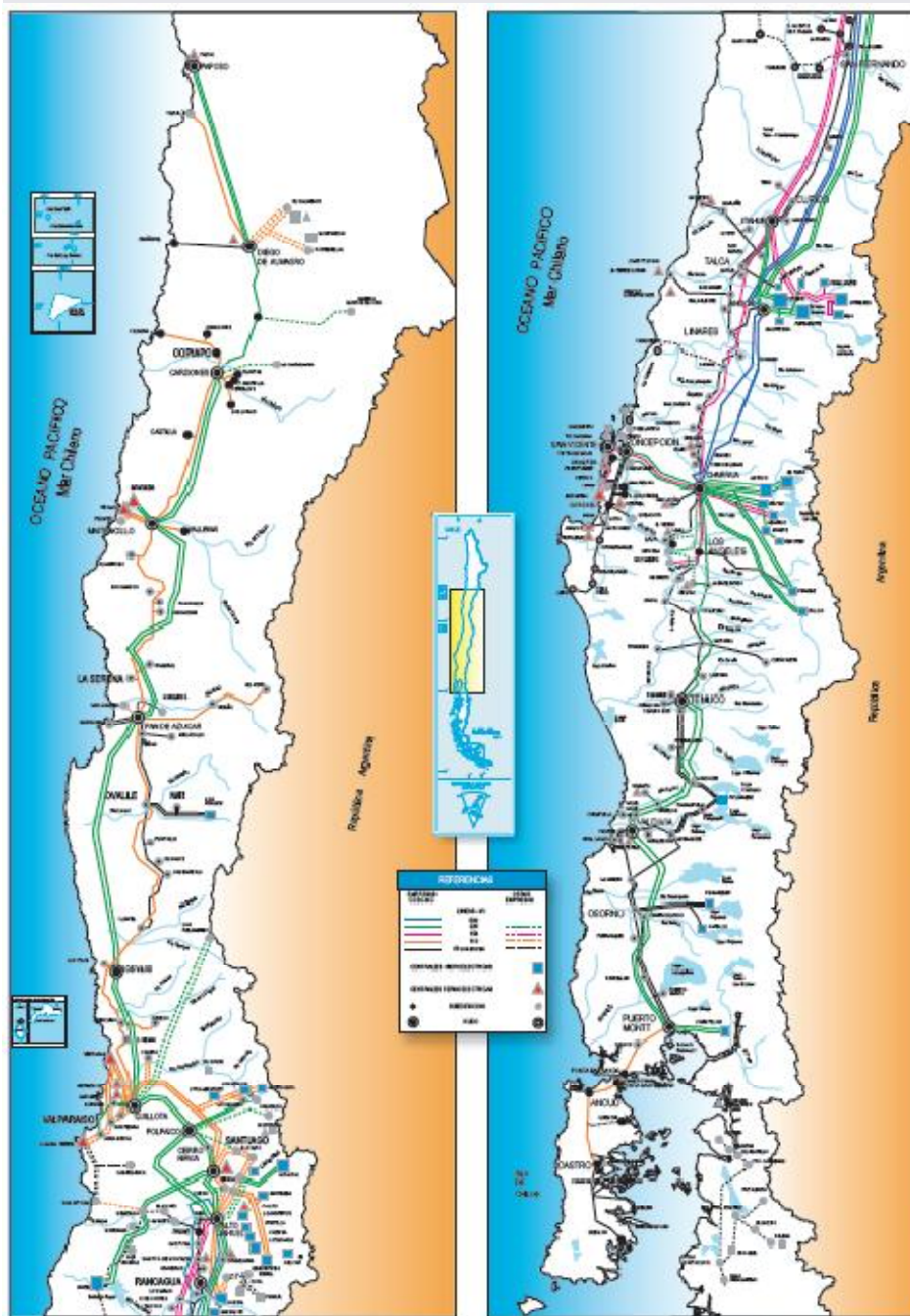
Es por esto la importancia para el país en general, y las empresas en particular, de establecer criterios comunes para determinar la huella de carbono, realizar los esfuerzos para determinar la línea base de consumo energético y las medidas de EE, pero pensando como solución definitiva utilizar la gestión de energía para optimizar al máximo la energía, reducir las emisiones y mejorar la eficiencia económica.

En resumen, se enfrenta un fenómeno internacional, la denominada por algunos “revolución verde”, basada en la innovación y medidas gubernamentales y privadas que apuntan al desarrollo económico y social responsable. Ser pioneros en esta revolución implica realizar esfuerzos en el corto plazo, para enfrentar el encarecimiento de la matriz energética como también el desarrollo de nuevas inversiones, incorporando en paralelo medidas de EE y de gestión de energía que permitan a las empresas continuar integrándose a nivel mundial y ser líder en los mercados competitivos sustentables.

⁴ ISO Regional Seminar, Tailandia, Marzo 2010.

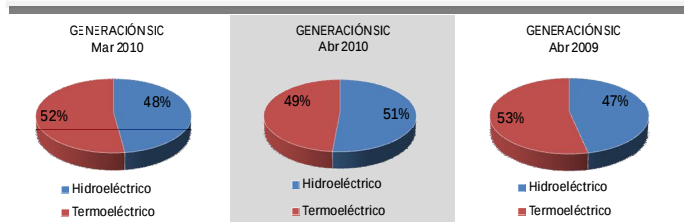
⁵ <http://www1.eere.energy.gov/industry/energymanagementdemonstrations/>

SIC Sistema Interconectado Central



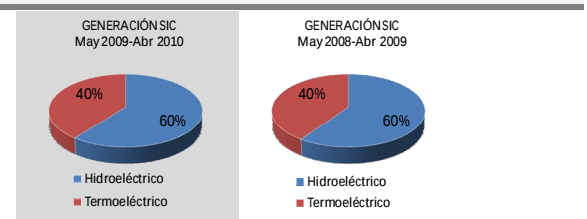
Fuente: CDEC-SIC

Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

En términos generales, durante el mes de abril de 2010 la generación de energía en el SIC aumentó en un 2,9% respecto a marzo, con un alza de 0,7% respecto a abril de 2009.

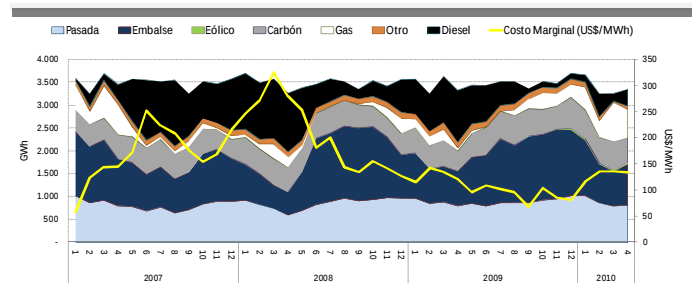
La generación hidroeléctrica aumentó en un 10,2% respecto de marzo, mientras que la generación termoeléctrica cayó en un 4,2%. De esta forma, un 51% de la energía consumida en el SIC en el mes de abril de 2010 fue abastecida por centrales hidroeléctricas.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de abril el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 18% respecto a marzo. Por su parte, las centrales de pasada aumentaron su aporte en un 2,6% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 126%, la generación a carbón cayó en un 14,7%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 25,9% respecto al mes anterior.

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 133,1 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 120,5 US\$/MWh de abril de 2009 representa un alza de un 10,4%.

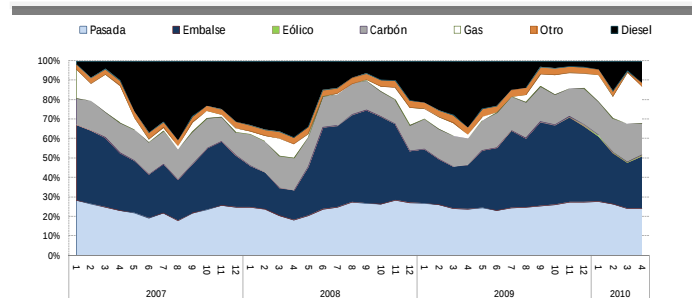
Se destaca de la Figura 4 que, a pesar de su disminución en el mes de abril respecto a marzo, la generación con gas sigue siendo relevante en el sistema, representando un 19,1% de la matriz de energías del SIC durante este mes, en desmedro de la generación diésel (11,2%), predominante en los años 2007 y 2008.

Figura 3: Generación histórica SIC



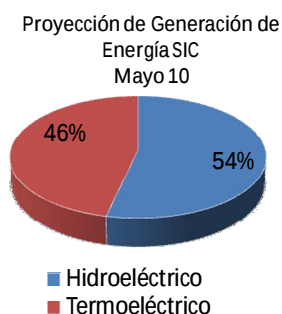
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



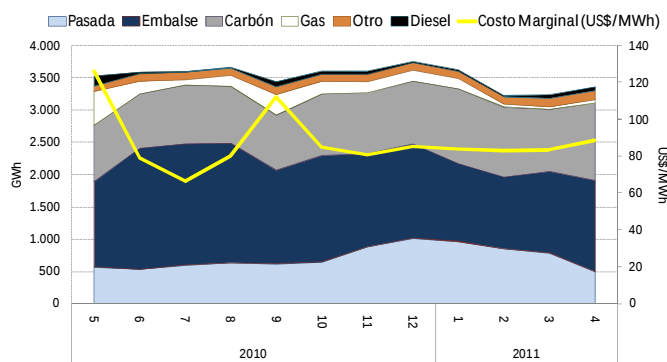
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Proyección de Generación de Energía mayo 2010 SIC



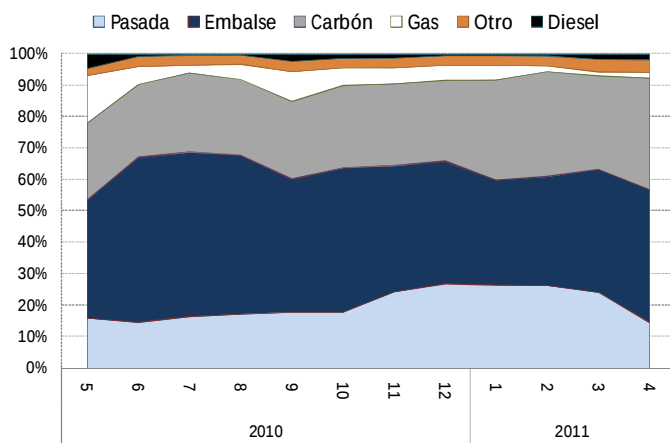
Fuente: CDEC-SIC, Syste

Figura 6: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 7: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de mayo de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 54% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 6 y Figura 7 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. En el Anexo IV se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

De acuerdo a la proyección del CDEC, se espera el ingreso de la central a carbón Bocamina II de Endesa, a partir de diciembre de este año. Lo anterior, a pesar que en prensa Endesa anunciará el retraso de su construcción debido al terremoto, proyectando su puesta en marcha para el mes de junio de 2011.

Adicionalmente se espera que el comienzo de la operación de la central Santa María de Colbún para enero de 2011.

Generación de Energía

Para el mes de abril de 2010, la generación de energía experimentó un aumento de 0,7% respecto del mismo mes de 2009, con un aumento de 2,9% respecto al mes anterior.

Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 42.656 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 2,2%. Si bien esta tasa es menor a la esperada a comienzos de año, se presenta como una señal positiva para el sector eléctrico, dado el estancamiento en el consumo de energía que se mantuvo durante los años 2008 y 2009.

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

Precio de Nudo de Corto Plazo

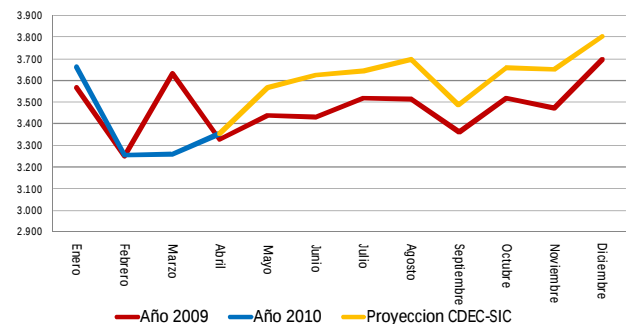
De acuerdo a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, los precios de nudo se calculan cada seis meses, en los meses de abril y octubre de cada año. La Ley también establece que estos valores deben reajustarse cuando, al aplicar las respectivas fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimente una variación acumulada mayor al 10% dentro del semestre en el cual fueron fijados.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de octubre de 2009, el precio de la energía experimentó en el mes de febrero de 2010 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 37,21 \$/kWh y 4.560,26 \$/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 (en Alto Jahuel) de 46,34 \$/kWh. Este valor representa una baja de 9% respecto al valor calculado en la fijación de octubre de 2009.

Cabe destacar que si bien durante el mes de abril se llevó a cabo una nueva fijación de precio de nudo para el SIC, aún no es dictado el decreto de ley que determina las nuevas tarifas.

Figura 8: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Tasa de crecimiento de energía (%)

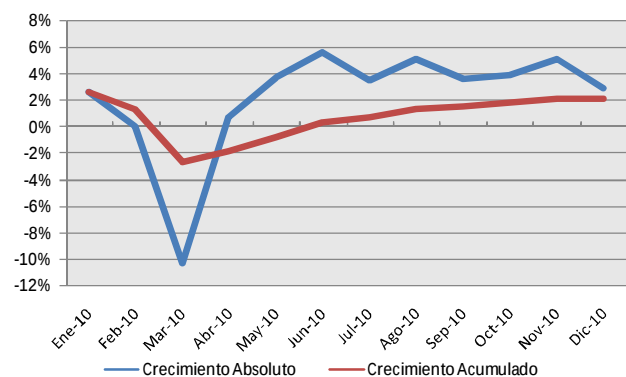
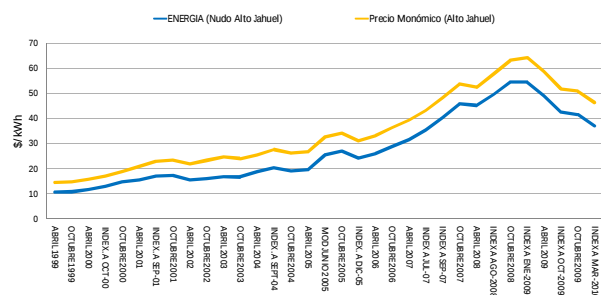


Figura 10: Precio nudo energía y monómico SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios de Licitación

El día 1º de enero del año 2010 marca la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro producto de los procesos de licitación indicados en el artículo 79-1 de la Ley 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\$/m³), este último valor ponderado por un factor de 0,322 (m³/MWh) en 2010 y 0,204 (m³/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 de 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 abr-2010)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,7	5.419
Campanario	124,5	1.750
Colbún	78,1	6.782
Endesa	71,5	12.825
Guacolda	69,0	900
EMELDA	123,1	200
EPSA	123,1	75
Monte Redondo	123,1	275
Precio Medio de Licitación		79,65

* 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 reajustados Abr-2010)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Chilectra	63,47	77,28
Chilquinta	105,27	91,85
EMEL	72,96	86,77
CGE	113,82	97,66
SAESA	74,34	88,15

*Precios en Barra de Suministro

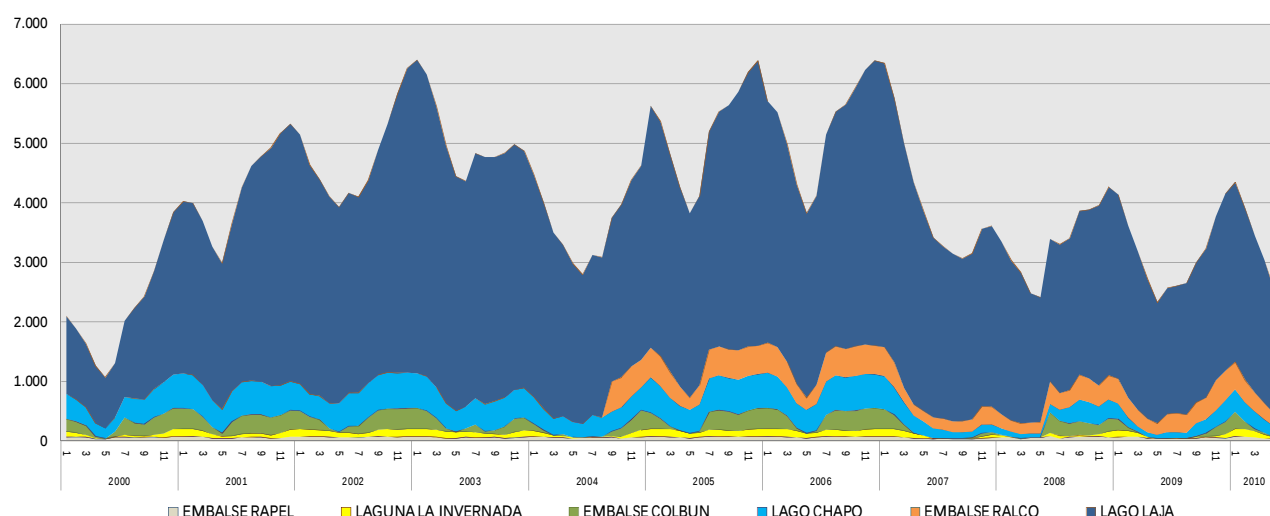
Considerando los tres procesos de licitación, y la aplicación de la anterior metodología, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 87,48 US\$/MWh referido a la barra Quillota 220, considerando sólo los contratos vigentes a partir del año 2010. La fuerte alza del precio de nudo se debe de cierta forma por el alza en el costo de suministro de largo plazo calculado por la CNE y publicado en su página web, valor con el cual son indexados los contratos del tercer proceso de licitación para los años 2010-2011 y primer semestre del año 2012.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de mayo de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 2.532 GWh, lo que representa un 17% menos de lo registrado a comienzos del mes de abril, y un alza de 9% respecto a mayo de 2009. La baja que presenta el estado de los embalses es normal en esta época, a la espera del comienzo del período de lluvias.

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 1% mayor a la disponible en mayo de 2009.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

		Abr 2010	May 2010	May 2009
EMBALSE	COLBUN	24	0	0
% de la capacidad máxima		7%	0%	0%
EMBALSE	RAPEL	43	40	42
% de la capacidad máxima		51%	47%	49%
LAGUNA	LA INVERNADA	69	27	3
% de la capacidad máxima		53%	21%	2%
LAGO	LAJA	2.403	2.067	2.030
% de la capacidad máxima		46%	39%	38%
LAGO	CHAPO	235	187	63
% de la capacidad máxima		37%	29%	10%
EMBALSE	RALCO	270	211	193
% de la capacidad máxima		53%	42%	38%

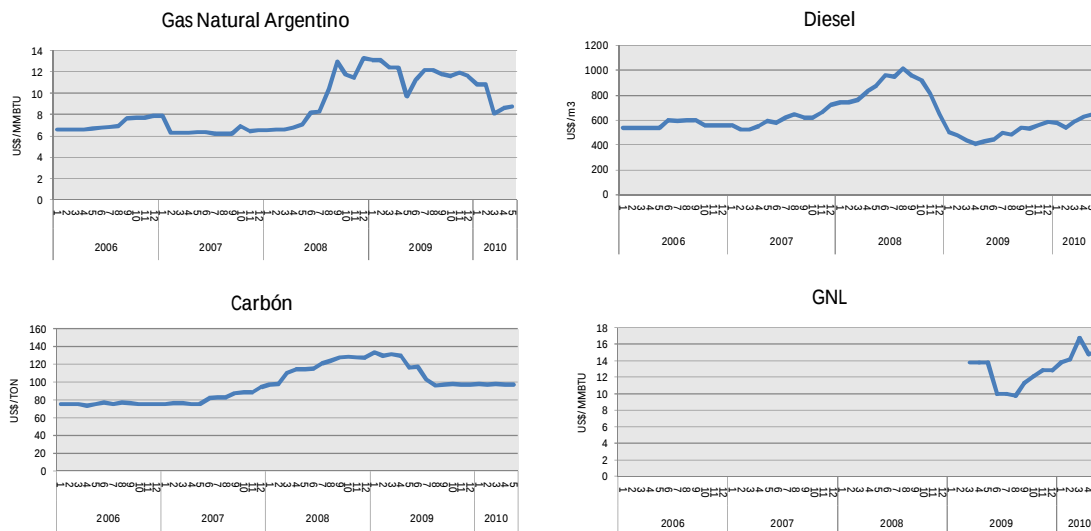
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de abril presentan una baja de 1,2% respecto a los registrados en el mes de marzo, con un alza de 10,4% respecto a lo observado el mismo mes del año 2009.

El aumento en los costos de generación es común en esta parte del año, tendiéndose a reducir la generación hidroeléctrica y aumentar la termoeléctrica, en este caso diesel, de modo de cuidar las reservas de agua para el año hidrológico que comienza el mes de abril.

En la Tabla 5 y Figura 13 se muestra el valor esperado de los costos marginales ante los distintos escenarios hidrológicos. Los costos marginales proyectados por el CDEC convergen a valores cercanos a los 88 US\$/MWh, definidos por un mix GNL-Carbón particularmente dado por la operación de las centrales San Isidro GNL y las centrales a carbón Guacolda.

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

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	57	247	115	116
Febrero	123	272	142	135
Marzo	144	325	134	135
Abril	145	280	121	133
Mayo	171	252	95	
Junio	252	181	108	
Julio	223	200	102	
Agosto	208	143	96	
Septiembre	176	134	68	
Octubre	154	155	104	
Noviembre	169	141	85	
Diciembre	215	127	80	

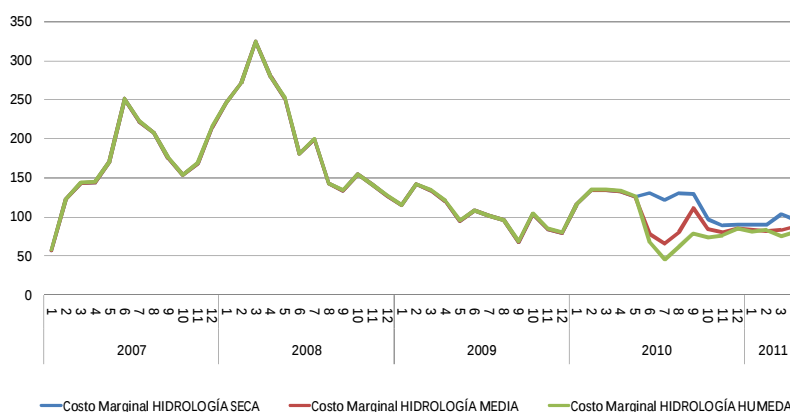
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Mayo	126	126	126
-	Junio	131	79	67
-	Julio	122	66	45
-	Agosto	131	80	61
-	Septiembre	130	112	78
-	Octubre	97	85	73
-	Noviembre	89	81	76
-	Diciembre	90	85	84
2011	Enero	91	84	81
-	Febrero	91	83	83
-	Marzo	103	83	75
-	Abril	96	88	80

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

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



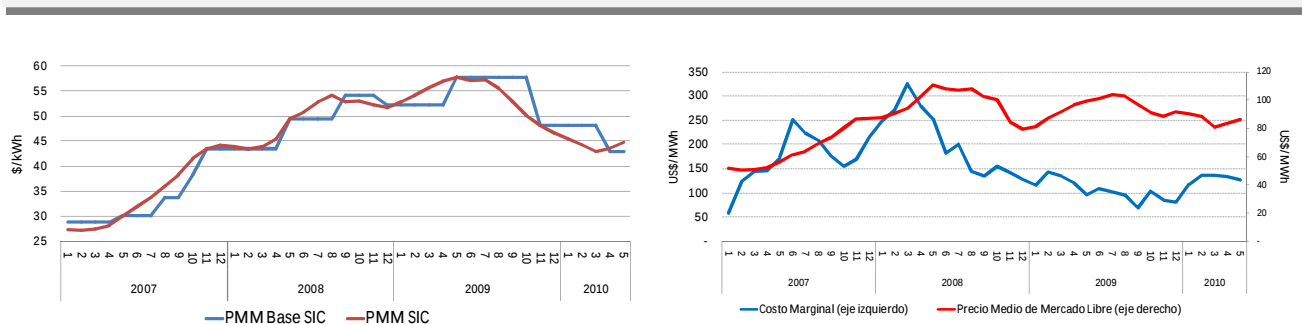
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado se determina en base a los precios de los contratos con los clientes libres 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 la energía para el Sistema Interconectado Central. (Fuente: CNE)

El precio medio de mercado vigente a partir del tres de mayo de 2010 es de 44,83 \$/kWh, lo que representa un alza de 2,87% respecto al precio definido en la indexación antes descrita (43,00 \$/kWh)

Figura 14: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

La Tabla 6 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de marzo de 2010.

Tabla 6: Saldo total de cuentas RM88 a marzo 2010

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	104.442
Gener	52.684
Colbún	79.315
Guacolda	12.577
Pehuenche	15.564

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 2010 y abril de 2011.

En total se espera la incorporación de 1.510 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW) y la central a carbón Ventanas III (240 MW). Finalmente se destaca el ingreso de las centrales Bocamina 2 (342 MW) y Santa María (343 MW), ambas a carbón, en el mes de diciembre de 2010 y enero de 2011 respectivamente.

Tabla 7: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	Jul-10	17
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
San Clemente	Colbún	Pasada	Jul-10	6
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	May-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	May-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	May-10	60
Ventanas III	AES Gener	Carbón	May-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	May-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	May-10	20
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Dic-10	342
Santa María	Colbún	Carbón	Ene-11	343
Eólica				
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		May-10	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.510

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Unidades en Mantención

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

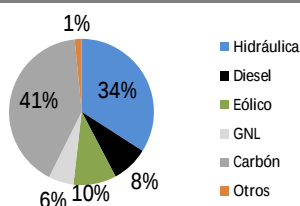
- Rapel (U1 de 76 MW): 20 días en mayo.
- Rapel (U3 de 76 MW): 28 días en mayo.
- Nehuenco (U2 de 232 MW): 10 días en mayo.
- Rapel (U2 de 76 MW): 7 días en mayo.
- Alfafal (U1 de 89 MW): 25 días en junio.
- Rapel (U4 de 76 MW): 32 días en junio.
- Los Pinos (U1 de 92 MW): 3 días en junio.
- Sauzal (U1 de 25,5 MW): 7 días en junio.
- Curillínque (88 MW): 6 días en junio.
- Sauzal (U2 de 25,5 MW): 14 días en junio.
- Alfafal (U2 de 88,8 MW): 2 días en julio.
- Sauzal (U3 de 25,5 MW): 14 días en julio.
- Rapel (U3 de 75 MW): 4 días en julio.

Tabla 8: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.344	7.071
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	6.440	11.582
Otros	248	437
TOTAL	15.706	23.759
Aprobado	7.477	10.516
En Calificación	8.229	13.243
TOTAL	15.706	23.759

Fuente: SEIA, Systep

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007



Fuente: SEIA, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 15.706 MW (8.229 MW en calificación), con una inversión de 23.759 MMUS\$. En la Tabla 9 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo VI se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

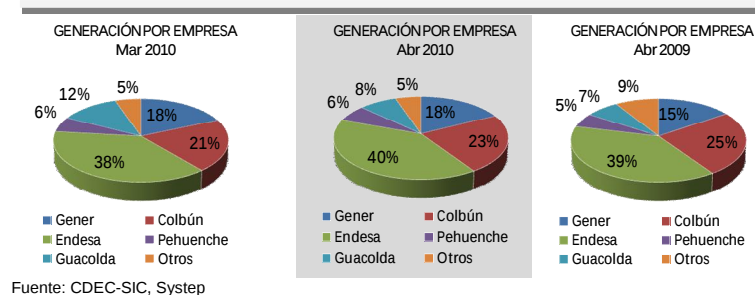
Para el mes de abril de 2010 se destaca el retiro por parte de Endesa del proyecto Neltume (490 MW en la XIV región), adicional a la no calificación del proyecto Nido de Águila de Pacific Hydro (155 MW en la VI región). Por su parte, durante este mes ingresó al SEIA la central hidroeléctrica La Mina de Colbún (30 MW en la zona de la VII región), y la aprobación de la central de biomasa Lautaro de la empresa COMASA (23 MW en la IX región).

Tabla 9: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N° 105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica
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
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico

Fuente: SEIA, Systep

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



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 de abril de 2010, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 40% de la producción total de energía, seguido de Colbún (23%), Gener (18%), Guacolda (8%) y Pehuenche (6%).

En un análisis por empresa se observa que Colbún, Endesa y Pehuenche aumentaron su producción en un 16%, 8,3% y 14,4% respectivamente, en relación a marzo. Por otro lado Gener y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 2% y 33,9% respectivamente.

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

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral

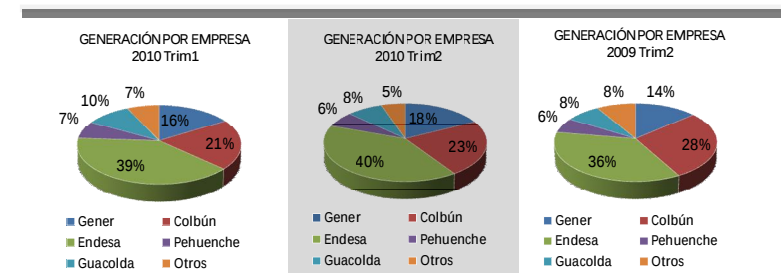
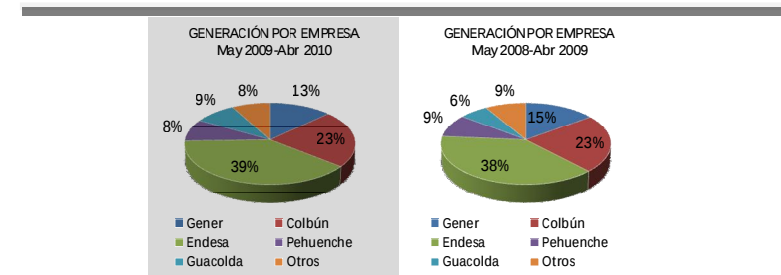


Figura 18: Energía generada por empresa, agregada últimos 12 meses

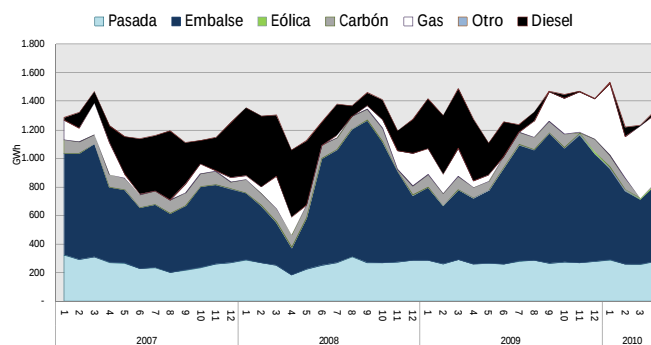


NOTA: Al momento de la publicación de este reporte no se había publicado información respecto a las transferencias de energía del mes de enero.

ENDESA

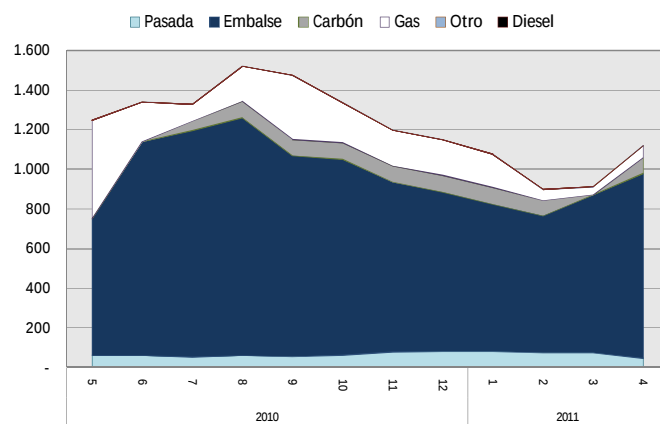
Analizando por fuente de generación, durante el mes de abril la producción utilizando centrales de embalse exhibe un alza de 17,9% respecto al mes de marzo, con un aumento de 15,5% en relación a abril de 2009. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada presenta un alza de 8,5% respecto a marzo, con un aumento de 8,2% respecto a abril de 2009. La generación diesel, por su parte, presentó un fuerte aumento respecto al mes de marzo, sin embargo presenta una baja de 94,2% respecto a abril del año anterior. Respecto a la generación a carbón, al igual que el mes anterior, y dados los daños de la central Bocamina producto del terremoto, es que el mes de abril no presentó generación con este tipo de combustible. Finalmente, el aporte de las centrales a gas presenta una baja de 4,6% respecto a marzo, con un fuerte aumento respecto a abril de 2009.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 10: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	259	281	259	8,5%	8,2%
Embalse	455	536	464	17,9%	15,5%
Gas	508	485	47	-4,6%	937,5%
Carbón	0	0	73	0,0%	-100,0%
Diesel	6	25	435	302,6%	-94,2%
Eólico	8	12	2	48,1%	677,5%
Total	1.236	1.339	1.280		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	May 2009-Abr 2010	May 2008-Abr 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.275	3.267	0,3%
Embalse	8.287	7.596	9,1%
Gas	2.979	1.035	187,7%
Carbón	733	934	-21,6%
Diesel	736	3.134	-76,5%
Eólico	91	32	185,7%
Total	16.100	15.999	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 12: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	809	281	786	-64,3%	-65,3%
Embalse	1.610	536	1.650	-67,5%	-66,7%
Gas	1.303	485	97	401,0%	-62,8%
Carbón	160	0	210	-100,0%	-100,0%
Diesel	83	25	904	-97,2%	-69,9%
Eólico	30	12	6	110,2%	-58,8%
Total	3.996	1.339	3.652		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

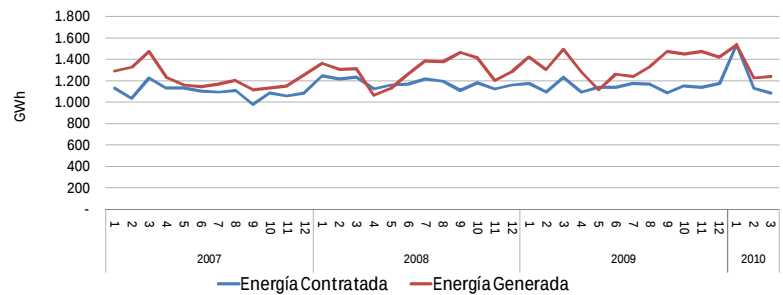
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante marzo de 2010 fue de 1.236 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.086 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

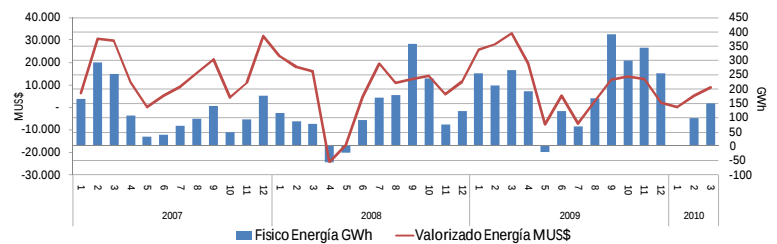
En la Figura 21 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2010 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 150 GWh, las que son valorizadas en 8,9 MMUS\$. En la Figura 22 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.¹

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

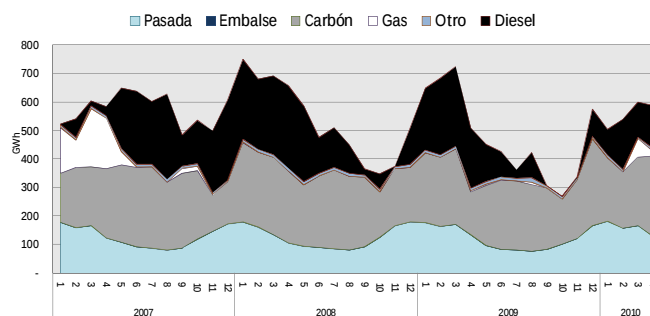
GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de abril, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un alza de 16,7% respecto al mes de marzo, con un aumento de 86,6% en relación a abril de 2009. La generación en base a centrales de pasada muestra una baja de 22,5% respecto a marzo, con una disminución de un 3,9% en relación al mismo mes del año 2009. Por su parte, las centrales diesel muestra un alza de 21,7% respecto al mes de marzo y una baja de 28,6% respecto al mismo mes del año 2009.

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

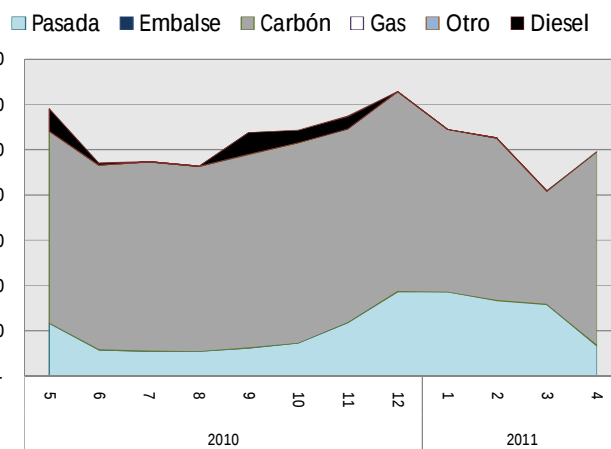
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 13: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	168	130	135	-22,5%	-3,9%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	64	18	4	-72,3%	298,5%
Carbón	241	281	151	16,7%	86,6%
Diesel	124	150	211	21,7%	-28,6%
Eólico	5	9	9	97,5%	6,2%
Total	600	588	509		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER			
	May 2009-Abr 2010	May 2008-Abr 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	1.459	1.570	-7,0%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	101	5	1780,1%
Carbón	2.749	2.698	1,9%
Diesel	976	1.809	-46,1%
Otro	107	109	-2,3%
Total	5.392	6.192	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 15: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	508	130	318	-59,2%	-74,5%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	65	18	13	33,4%	-72,7%
Carbón	661	281	601	-53,3%	-57,5%
Diesel	388	150	429	-64,9%	-61,3%
Otro	22	9	27	-66,4%	-59,4%
Total	1.645	588	1.389		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

GENER

Generación Histórica vs Contratos

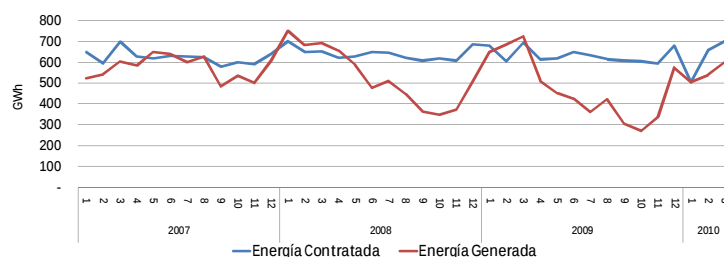
La generación real de energía para Gener durante marzo de 2010 fue de 600 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 700 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

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

Transferencias de Energía

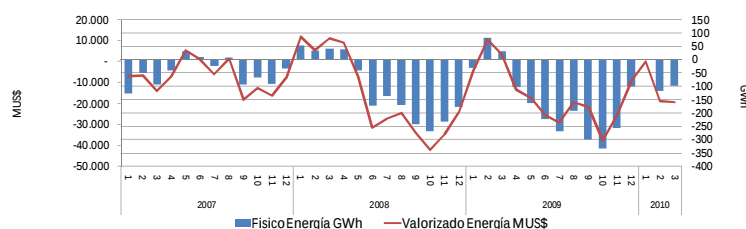
Durante el mes de marzo de 2010 las transferencias de energía de Gener ascienden a -100 GWh, las que son valorizadas en -19,4 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de abril, la producción de las centrales de embalse exhibe un alza de 28,1% respecto al mes de marzo, con un aumento de 27,4% en relación a abril de 2009. La generación en base a centrales diesel presenta un gran aumento respecto a marzo de 2010, dada la operación de la unidad Nehuenco I y II Diésel, sin embargo presenta una baja de 59% respecto a abril de 2009. Por último, las centrales de pasada presentan un aumento en su aporte de un 18,8% respecto a marzo, y un alza de 6% respecto al mismo mes del año 2009.

En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal. Se destaca el ingreso en enero de 2011 de la central Santa María de 343 MW, primera central a carbón de la empresa. Por otra parte, el aumento de la generación gas se debe al comienzo de la operación de las unidades del complejo Nehuenco operando con GNL.

Tabla 16: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	192	228	215	18,8%	6,0%
Embalse	183	234	184	28,1%	27,4%
Gas	281	136	13	-51,5%	923,3%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	10	174	423	1572,1%	-59,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	666	772	835		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	May 2009-Abr 2010	May 2008-Abr 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.110	3.088	0,7%
Embalse	3.318	3.707	-10,5%
Gas	652	415	57,1%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	2.347	2.352	-0,2%
Otro	0	0	0,0%
Total	9.428	9.563	

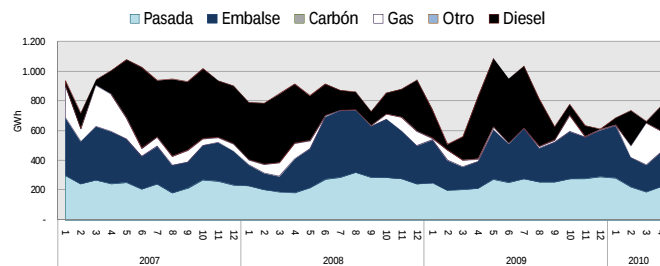
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 18: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	703	228	746	-69,5%	-67,6%
Embalse	735	234	780	-70,0%	-68,2%
Gas	359	136	33	306,7%	-62,1%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	297	174	1.321	-86,8%	-41,5%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.094	772	2.881		

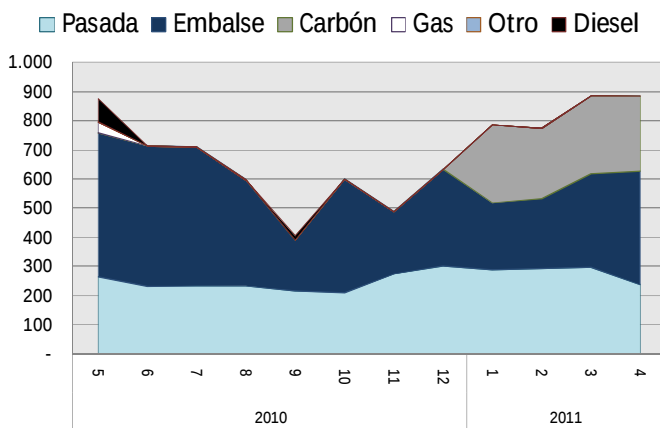
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

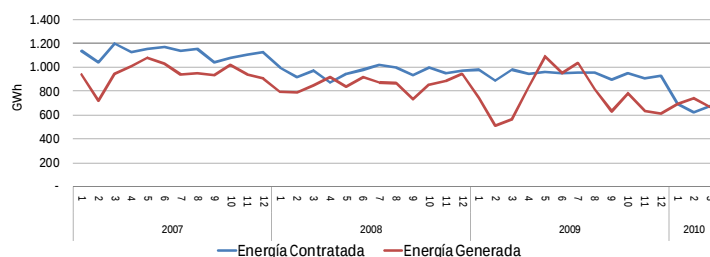
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante marzo de 2010 fue de 666 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 673 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

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

Figura 29: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

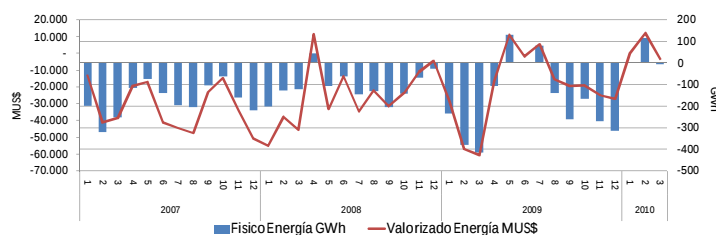


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2010, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -7,7 GWh, las que son valorizadas en -3,13 MMUS\$. En la Figura 30 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.³

Figura 30: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

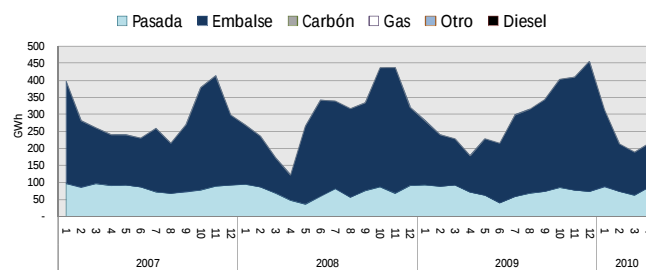
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

PEHUENCHE

Durante el mes de abril, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de 3,4% respecto al mes de marzo, y un alza de 21,4% en relación a abril de 2009. De igual forma, la generación en base a centrales de pasada muestra un aumento de 36,2% respecto a marzo, con un alza de 20,3% en relación al mismo mes del año 2009.

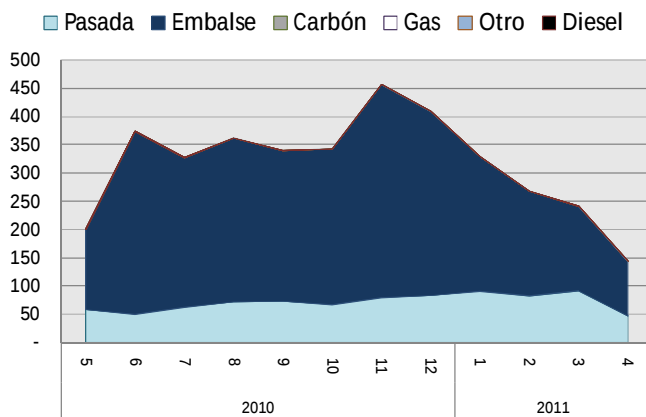
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 19: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	64	87	72	36,2%	20,3%
Embalse	127	131	108	3,4%	21,4%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Eólico	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	190	218	180		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	May 2009-Abr 2010	May 2008-Abr 2009	Var. Últimos 12 meses
Pasada	854	909	-6,0%
Embalse	2.765	2.835	-2,4%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	3.619	3.743	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 21: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	226	87	174	-50,2%	-61,6%
Embalse	493	131	451	-71,0%	-73,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	720	218	626		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

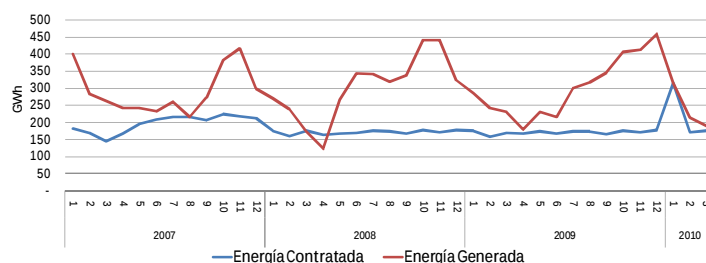
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante marzo de 2010 fue de 190 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 177 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot*.

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

Figura 33: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

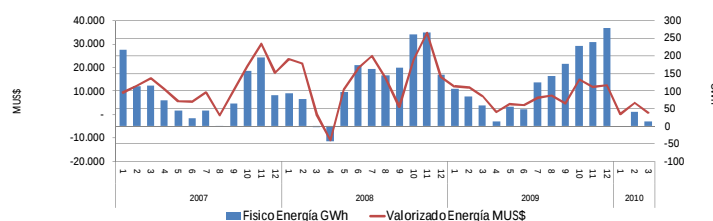


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de marzo de 2010 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 13,6 GWh, las que son valorizadas en 0,69 MMUS\$. En la Figura 34 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.⁴

Figura 34: Transferencias de energía Pehuenche



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

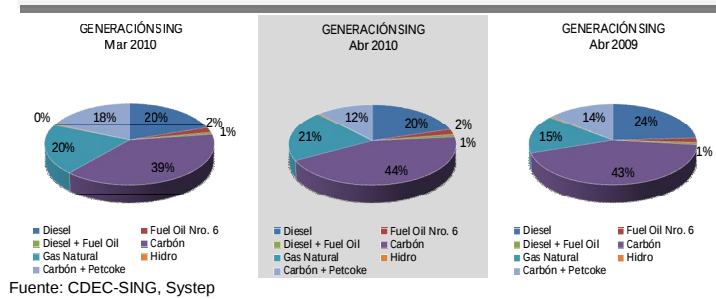
⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el *spot*.

SING
Sistema Interconectado del Norte
Grande



Fuente: CDEC-SING

Figura 35: Energía mensual generada en el SING



Análisis de Generación del SING

En términos generales, durante el mes de abril de 2010 la generación de energía en el SING se redujo en un 1,1% respecto a marzo, aumentando en un 1,3% respecto a abril de 2009.

Se observa que la generación diesel aumentó un 1,0% con respecto a marzo, mientras que la generación a carbón aumentó en un 11,5%. La generación con gas natural aumentó en un 3,0% respecto al mes pasado.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2007. Se observa que ante un predominio de una generación basada en gas natural y carbón en el pasado, el costo marginal permaneció en valores cercanos a 30 US\$/MWh. Durante el mes de abril el costo marginal del sistema alcanzó valores promedio de 144 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 0,2% respecto al mes anterior.

La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 6. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 36.

Figura 36: Generación histórica SING (GWh)

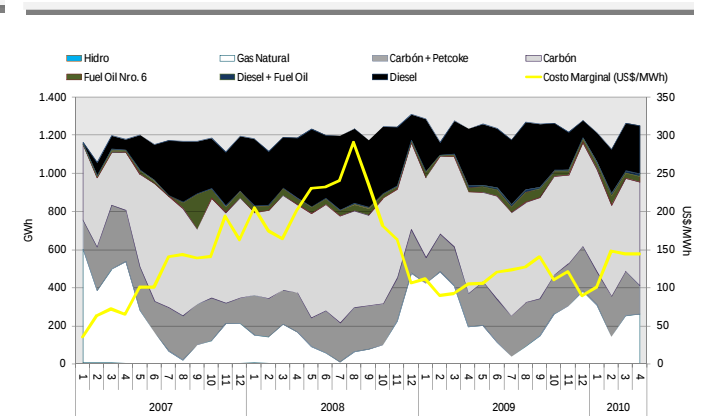


Figura 37: Generación histórica SING (%)

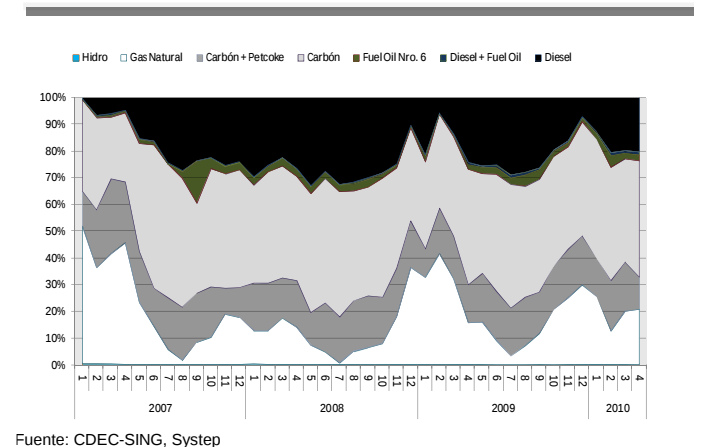
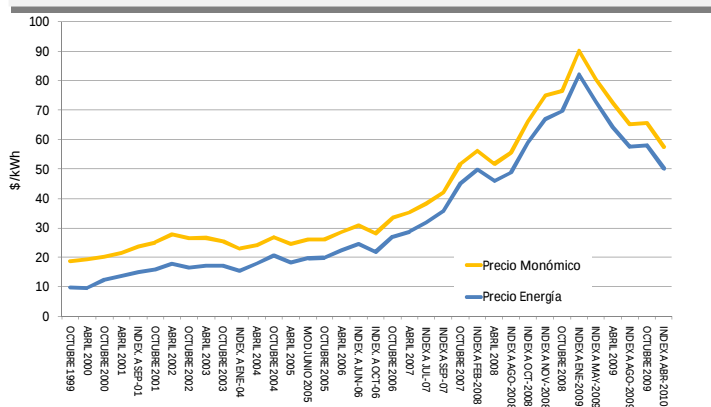
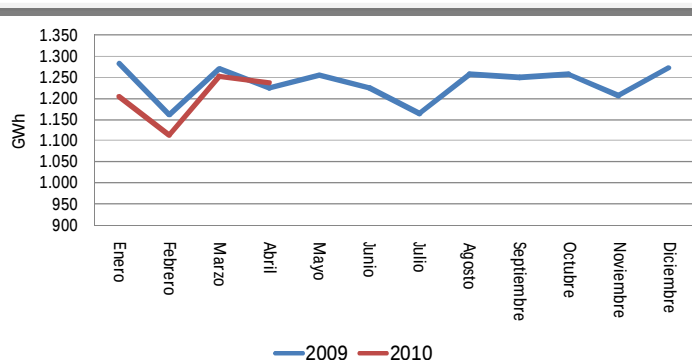


Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo de corto plazo

De acuerdo a lo establecido en el artículo 160 de la LGSE, los precios de nudo deben ser fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año y deben ser reajustados cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultante de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas experimente una variación acumulada superior a diez por ciento.

De esta forma, a partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo derivados de la fijación de Octubre de 2009, el precio de la energía del SING experimentó una variación superior al 10% en el mes de abril.

Los valores definidos por la autoridad son de 50,12 \$/kWh para el precio de la energía y 4.571,04 \$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 57,42 \$/kWh. Este valor representa una disminución de un 11,91% en pesos respecto a la fijación del precio de nudo de Octubre de 2009. Estos valores rigen a partir del 16 de abril en adelante.

Cabe destacar que si bien durante el mes de abril se llevó a cabo una nueva fijación de precio de nudo para el SING, aún no es dictado el decreto de ley que determina las nuevas tarifas.

Generación de Energía

En el mes de abril, la generación real del sistema fue de 1.250 GWh. Esto representa un alza de 1,3% con respecto al mismo mes del 2009.

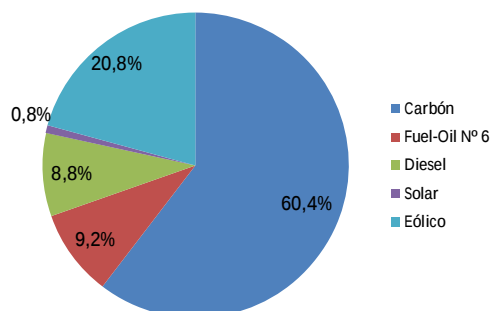
La generación acumulada a abril del año 2010 es de 4.851 GWh, lo que comparado con los 4.955 GWh acumulados al mismo mes del año 2009, representa una disminución de 2,1%.

Tabla 22: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	18	80
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.350	4.689
Aprobado	2.231	4.499
En Calificación	119	190
TOTAL	2.350	4.689

Fuente: SEIA, Syste

Figura 40: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

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

En la Tabla 23 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de mayo de 2010, considerando aquéllos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.350 MW (119 MW en calificación), con una inversión de 4.689 MMUS\$.

Durante el mes de abril destaca la aprobación del proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos, por una inversión de MMUS\$ 201 y una capacidad instalada de 99 MW.

Tabla 23: Proyectos en Evaluación de Impacto Ambiental, SING

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Infraestructura Energética Mejillones	EDELNOR S.A.	750	1500	06-02-2009	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoelectrónica Cochran	NORGEN S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	Aprobado	Eólico	Respaldo	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	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quilagua	Ingeniería Sawind 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
Central Termoelectrónica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
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 Sawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoelectrónica Parícuta	Termoelectrónica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
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
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 2	Jon Itaki Segovia De Celaya	9	40	01-03-2010	En Calificación	Solar	Base	II
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 1	CAAMA SOLAR 1 S.A.	9	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
Ampliación Planta Generadora de Electricidad ZORRI	ENORCHILES S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Electrógenos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2.884	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, Syste

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 24). 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.

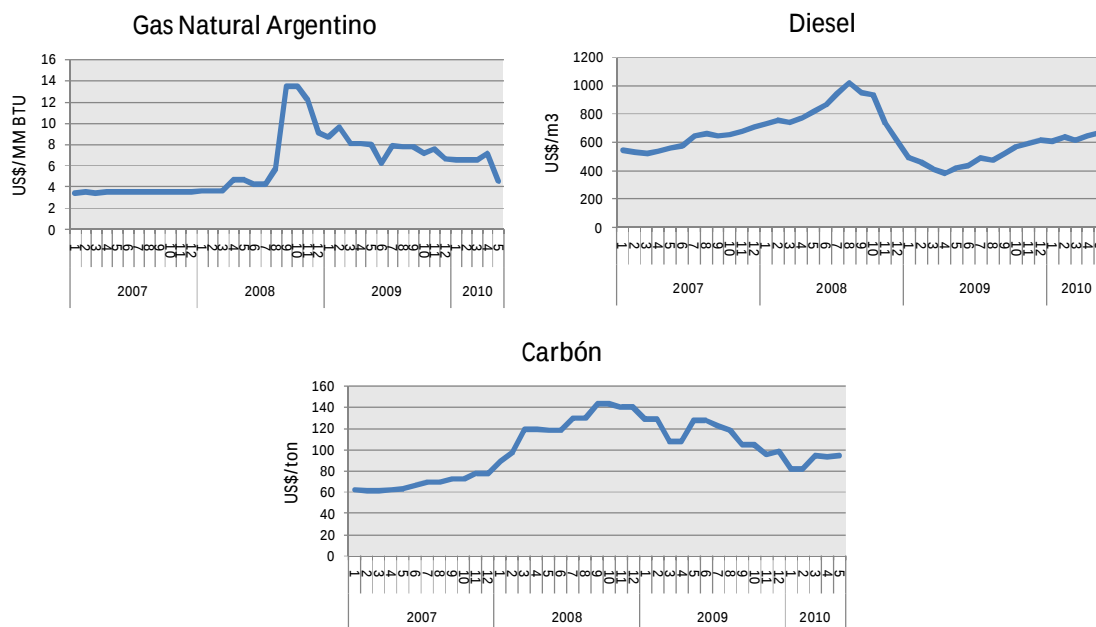
Tabla 24: Precios de Licitación (precios indexados a abril de 2010)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Abr-10	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	103,80	2012

Precios de combustibles

En la Figura 41 se muestran los precios del gas natural argentino, diesel y carbón, obtenidos del primer informe de precios de combustibles publicado durante el mes en el CDEC-SING, calculados como el promedio de los precios informados por las empresas para sus distintas unidades de generación.

Figura 41: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 25: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2007	2008	2009	2010
Enero	35	204	112	101
Febrero	63	174	90	148
Marzo	72	164	92	144
Abril	65	201	105	144
Mayo	101	230	105	-
Junio	101	232	120	-
Julio	140	241	123	-
Agosto	143	291	127	-
Septiembre	139	236	140	-
Octubre	141	181	110	-
Noviembre	194	164	121	-
Diciembre	163	106	89	-

Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

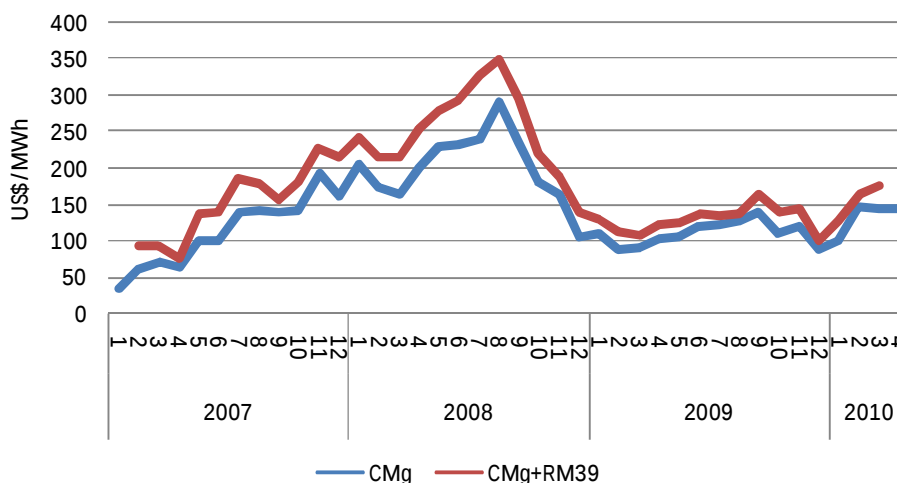
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. Durante los últimos meses, esta tendencia se ha revertido debido a la abrupta baja en el precio del petróleo diesel.

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 42 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 2010, 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 30,8 US\$/MWh.

Figura 42: Costo Marginal Crucero 220 (US\$/MWh)



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para el mes de mayo de 2010 es de 61,683 \$/kWh, que representa un alza de 2,89% respecto al Precio Medio Base (59,951 \$/kWh) fijado en la indexación de abril de 2010.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 26 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

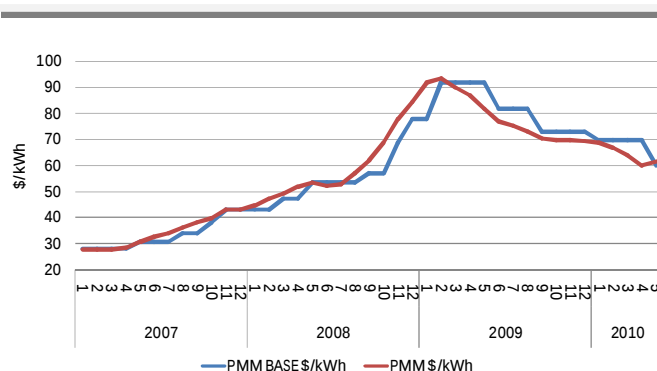
En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 2 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Unidades en Mantenimiento

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

- TG2A (Gas Atacama): 130 MW en julio.
- TG2B (Gas Atacama): 127 MW en mayo.
- CTM2 (Mejillones): 175 MW en mayo.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 26: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta	
Térmicas				
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Oct-10	165
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Dic-10	165
ANGAMOS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMOS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				790

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, Edelnor, GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener.

Al mes de abril de 2010, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 29% de la producción total de energía, seguido por Edelnor y GasAtacama con un 20% y 17%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Celta, GasAtacama y Electroandina aumentaron su producción en un 65,1%, 11,9% y 10,2% en relación a marzo de 2010, respectivamente. Por su parte Edelnor, AES Gener y Norgener vieron para el mismo período disminuida su producción en un 25,7%, 10,6% y 2,3%, respectivamente. En la Figura 44 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

En la Figura 45 se presentan las transferencias de energía de las empresas en marzo de 2010. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Celta y Electroandina; la primera cambió su condición de excedentaria a deficitaria, mientras que Electroandina disminuyó su condición deficitaria en forma relevante.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual

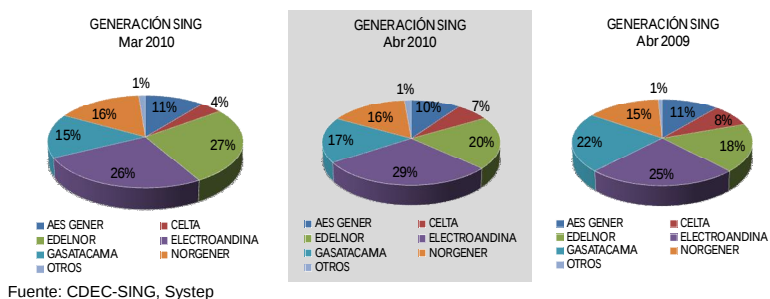
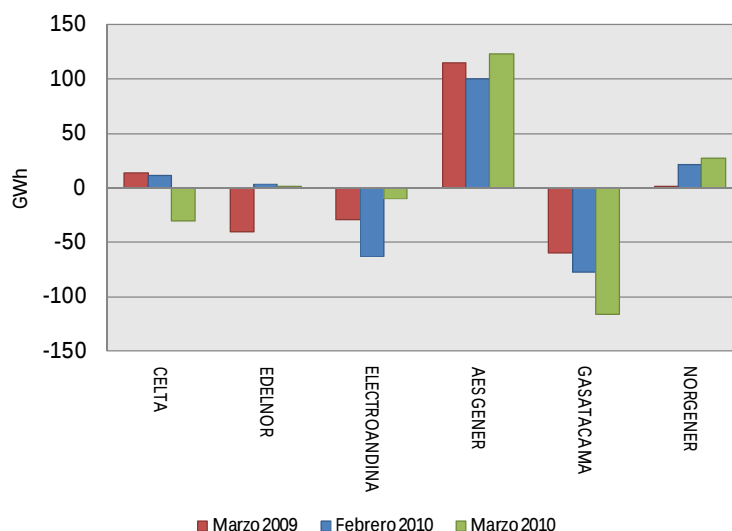


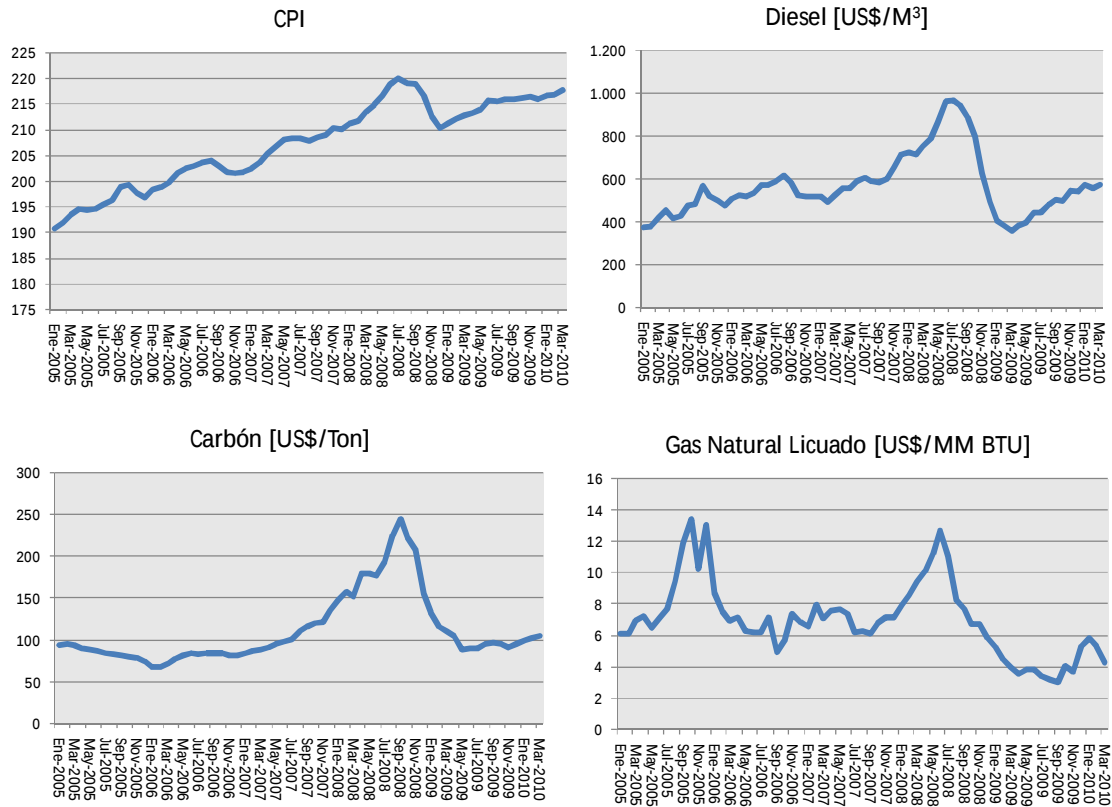
Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura I-I: Índice Precio de Combustibles



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

Figura II-I: Precios de Indexación a Abril de 2010

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Abr-10 Barra Suministro	Indexado Abr-10 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	74,4	73,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	73,9	73,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	74,2	74,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	122,6	122,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	123,3	123,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	124,0	124,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	125,4	125,4	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	126,2	126,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	126,9	126,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	127,2	127,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	127,2	127,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	127,2	127,2	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	127,2	127,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	89,3	89,3	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	79,5	79,5	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	68,1	66,7	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	131,8	123,1	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	129,4	126,0	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	129,4	126,0	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	71,3	70,4	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	131,8	123,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	68,1	70,0	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	69,4	71,3	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,3	60,0	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,9	59,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,5	59,3	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	131,8	123,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	131,8	123,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	131,8	123,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	131,8	123,1	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	131,8	123,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	56,0	55,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	63,1	62,3	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	131,8	123,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	55,7	55,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	56,0	55,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	55,6	55,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	54,7	54,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	127,2	127,2	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	60,6	60,6	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	51,3	52,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	55,1	54,0	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	55,1	54,0	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	131,8	123,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	131,8	123,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	131,8	123,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	131,8	123,1	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	131,8	123,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	69,6	69,0	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	131,8	123,1	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	131,8	123,1	2010

Fuente: Systep

Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	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	208,98	117,80	6,60	626,99	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	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de abril, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 10,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un 10,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,8% en relación a los últimos 12 meses.

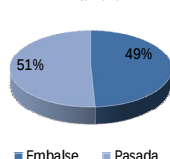
Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 19,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 18% en comparación al mes recién pasado, y de un 1,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 1,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 2,6% en comparación al mes recién pasado, y de un -0,3% en relación a los últimos 12 meses.

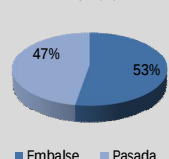
Figura III-I: Análisis Hidro-Generación, mensual (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA			
	Mar 2010	Abr 2010	Abr 2009
Embalse	764	901	756
Pasada	788	809	794
Total	1.552	1.710	1.550

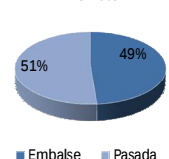
GENERACIÓN HIDRÁULICA
Mar 2010



GENERACIÓN HIDRÁULICA
Abr 2010



GENERACIÓN HIDRÁULICA
Abr 2009

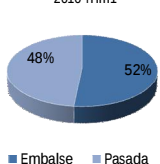


Fuente: CDEC-SIC, Systep

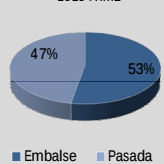
Figura III-II: Análisis Hidro-Generación, trimestral (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA			
	2010 Trim1	2010 Trim2	2009 Trim2
Embalse	2.839	901	2.882
Pasada	2.662	809	2.428
Total	5.501	1.710	5.309

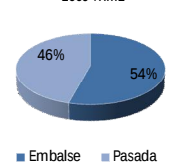
GENERACIÓN HIDRÁULICA
2010 Trim1



GENERACIÓN HIDRÁULICA
2010 Trim2



GENERACIÓN HIDRÁULICA
2009 Trim2

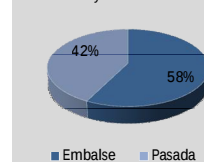


Fuente: CDEC-SIC, Systep

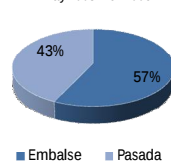
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA		
	May 2009-Abr 2010	May 2008-Abr 2009
Embalse	14.371	14.138
Pasada	10.570	10.606
Total	24.941	24.744

GENERACIÓN HIDRÁULICA
May 2009-Abr 2010



GENERACIÓN HIDRÁULICA
May 2008-Abr 2009



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

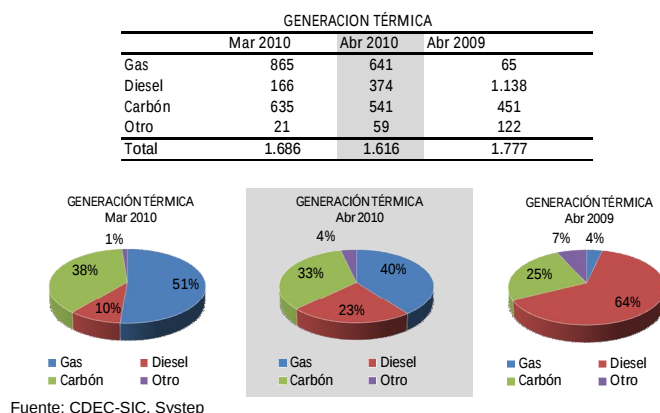


Figura III-V: Análisis Termo-Generación, trimestral (GWh)

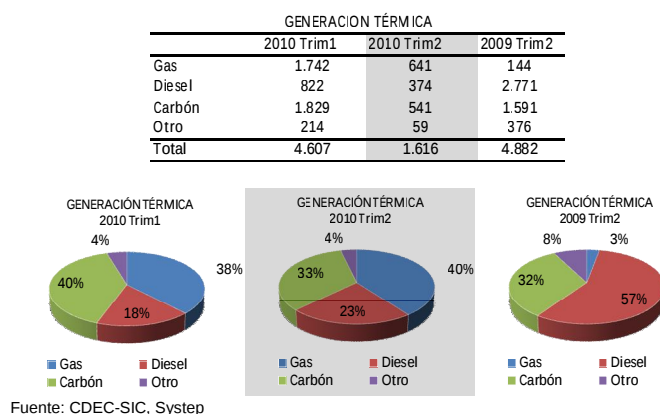
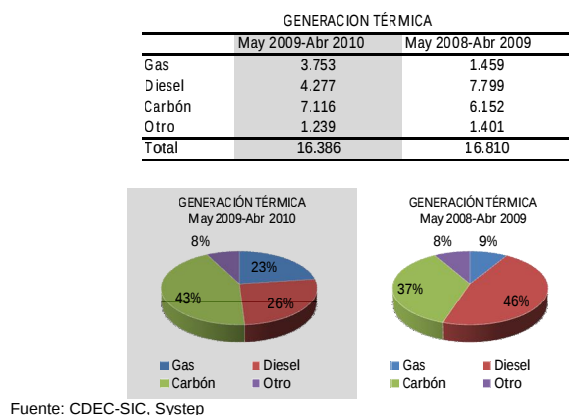


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



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 -9% respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -2,5% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas (mix GN/GNL), se presentan con una variación de 893,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -25,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 157,3% en relación a los últimos 12 meses.

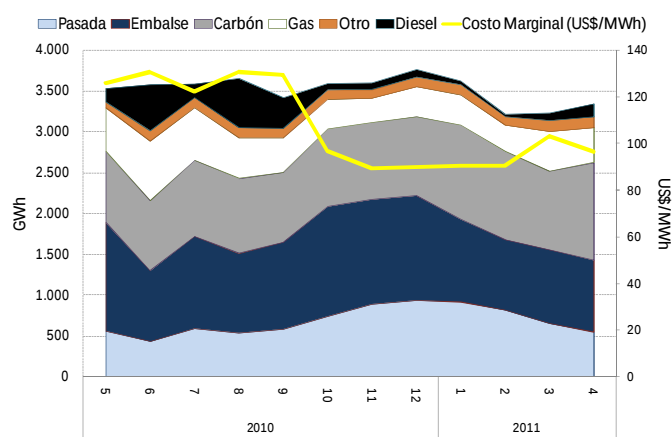
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -67,1% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 126% en comparación al mes recién pasado, y de un -45,2% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 20% respecto al mismo mes del año anterior, de un -14,7% en comparación al mes recién pasado, y de un 15,7% 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 -51,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 184,8% en comparación al mes recién pasado, y de un -11,5% en relación a los últimos 12 meses.

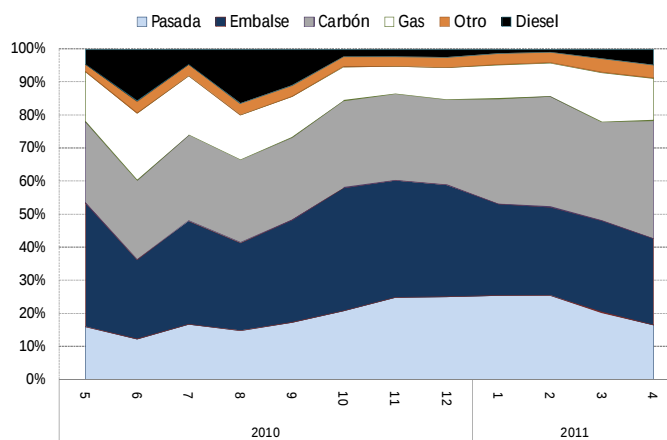
Generación del SIC bajo hidrología Seca

Figura IV-I: Generación proyectada SIC, hidrología seca (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura IV-II: Generación proyectada SIC, hidrología seca (%)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a marzo 2010 (\$)

EMPRESA	Total					Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Mar-10)				
	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Mar-09	Total diferencia Actualizada a Mar-09	Diferencia no recaudada Sep-Mar-10	Estimado a Recaudar Mar-10 - Abr-10	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Mar-10
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	4.346.207.485	4.741.200.792	-266.852.344	128.140.963	128.777.694	128.777.694	53.475.751	755.734.888	14.625.648.735	15.563.637.068
COLBUN	23.706.883.281	25.894.680.224	-1.458.099.558	729.697.385	733.211.578	733.211.578	272.573.386	3.847.555.733	74.461.295.309	79.314.636.007
ENDESA	30.583.049.675	33.355.490.232	-1.885.904.314	886.536.243	890.961.684	890.961.684	359.063.127	5.070.117.492	98.121.389.786	104.441.532.089
SGA	1.323.624.565	1.443.854.578	-81.737.082	38.492.931	38.685.872	38.685.872	11.979.996	168.750.251	3.265.803.836	3.485.219.954
PUYEHUE	346.734.874	378.246.935	-21.289.703	10.222.358	10.273.154	10.273.154	4.294.167	60.674.215	1.174.220.981	1.249.462.518
GUACOLDA	5.260.634.890	5.739.962.722	-323.024.173	156.303.659	157.076.116	157.076.116	42.859.898	608.137.446	11.769.212.739	12.577.286.198
GENER	11.194.298.147	12.224.839.096	-690.352.988	340.187.961	341.824.261	341.824.261	114.633.816	1.621.261.149	31.376.077.054	33.453.796.279
ESSA	5.210.288.534	5.680.623.104	-319.763.101	150.571.469	151.330.340	151.330.340	66.036.333	934.143.619	18.078.372.001	19.229.882.293
IBENER	668.821.784	729.605.842	-41.063.153	19.720.905	19.818.892	19.818.892	-47.106.184	113.173.582	2.190.235.065	2.276.121.356
ARAUCO	1.717.040.776	1.873.089.381	-110.091.938	45.956.667	46.189.613	46.189.613	22.969.744	323.472.435	6.260.124.134	6.652.755.926
CAMPANARIO	4.037.578.667	4.404.523.079	-247.907.669	119.036.743	119.628.254	119.628.254	20.726.024	289.478.534	5.602.244.154	6.032.076.967
ELEKTRAGEN	528.494.717	576.525.529	-32.449.340	15.581.472	15.658.897	15.658.897	5.211.622	70.647.513	1.367.233.047	1.458.751.080
FPC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SC DEL MAIPO	25.252.823	27.547.858	-1.550.495	744.539	748.239	748.239	294.803	4.040.580	78.196.867	83.280.489
TECNORED	308.277.526	336.409.739	-18.939.360	9.192.853	9.238.170	9.238.170	2.047.522	27.985.404	541.598.239	580.869.335
POTENCIA CHILE	1.124.933.612	1.227.054.916	-69.064.549	33.056.755	33.221.400	33.221.400	8.341.691	112.251.428	2.172.388.731	2.326.203.249
PSEG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GESAN	8.165.584	8.907.691	-501.358	240.749	241.945	241.945	59.145	780.829	15.111.286	16.193.206
PACIFIC HYDRO	76.665.757	83.633.317	-4.708.542	2.259.018	2.270.248	2.270.248	453.582	5.906.125	114.300.546	122.930.501
LA HIGUERA	711.650.183	775.571.098	-43.660.884	20.260.032	20.363.236	20.363.236	3.716.907	48.287.943	934.510.910	1.006.878.996
HDROMAULE	181.457.414	197.948.680	-11.141.285	5.349.981	5.376.565	5.376.565	1.074.301	12.970.850	251.023.331	270.445.047
ELECTRICA CENIZAS	108.804.387	116.624.764	-6.564.522	1.255.854	1.269.437	1.269.437	192.942	3.848.107	74.471.966	79.782.452
EPSA	234.229.529	251.064.909	-14.130.856	2.704.524	2.733.765	2.733.765	940.246	10.731.945	207.694.080	222.100.036
EL MANZANO	52.925.079	57.735.032	-3.249.541	1.560.411	1.568.165	1.568.165	122.541	1.430.636	27.686.925	30.808.267
LOS ESPINOS	1.532.710.287	1.672.006.514	-104.595.601	34.700.626	34.913.666	34.913.666	614.660	24.277.127	469.832.403	529.637.856
ENLASA	3.028.385.292	3.333.818.517	-187.285.032	118.148.193	118.634.030	118.634.030	1.360.383	34.535.292	668.357.455	822.887.160
CRISTORO	7.331.032	8.000.070	-450.669	218.370	219.455	219.455	3.538	152.877	2.958.604	3.334.473
PETROPOWER	788.022.766	859.576.059	-48.380.374	23.172.919	23.288.278	23.288.278	60.131.816	67.026.831	1.297.162.409	1.447.609.334
GAS SUR	181.597.138	194.649.535	-10.956.345	2.096.052	2.118.721	2.118.721	32.110	1.387.549	26.853.065	30.391.445
ORAFIT	532.123	577.706	-32.121	13.463	13.529	13.529	393	16.973	328.478	359.374
NUEVA ENERGIA	155.365.593	167.383.996	-9.440.164	2.578.238	2.598.750	2.598.750	1.679.413	23.474.298	454.295.333	482.047.794
PANGUIPULLI	246.973.512	275.408.282	-32.336.800	-3.902.029	-3.938.739	-3.938.739	0	0	0	-3.938.739
HDROELEC	3.742.502	4.084.362	-229.443	112.417	112.979	112.979	0	0	0	112.979
PACIFICO	374.258.379	415.215.619	-25.921.074	15.036.166	15.094.652	15.094.652	0	0	0	15.094.652
NORVIND	22.110.568	23.108.038	-1.557.461	-559.991	-564.907	-564.907	0	0	0	-564.907
MONTE REDONDO	34.831.716	36.403.073	-2.453.535	-882.178	-889.922	-889.922	0	0	0	-889.922
TOTAL	98.131.880.197	107.115.371.288	-6.075.685.374	2.907.805.717	2.922.068.019	2.922.068.019	1.007.783.673	14.242.251.648	275.628.627.471	293.800.730.811

Fuente: CDEC-SIC, SysteP

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (M\$US)	Fecha presentación	Estado	Combustible
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°195	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Hidráulica
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Tiena Amanilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica
Turbina de Respaldo Los Quindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica
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
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa
Generación de Respaldo Peumo	Rio Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel N° 2
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil N° 6
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel N° 2
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel N° 6
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel
Central Hidroeléctrica Osomo	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Termoeléctrica Piquenes	SW Business S.A.	50	82	22-01-2010	En Calificación	Carbón
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MM\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible
Parque Eólico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y Distribución de Energía Eléctrica	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel
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
Central Hidroeléctrica La Mina	Colbún S.A.	30,0	74	13-04-2010	En Calificación	Hidráulica
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico
Central Hidroeléctrica Auas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	Aprobado	Biomasa
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A.	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	Aprobado	Diesel
Central de Pasada Canilafquén-Malacahuelo	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Eléctrica Cenizas	Eléctrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	En Calificación	Biogás
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil N°6
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa
Aumento Potencia Central Petohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	Aprobado	Hidráulica
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólica
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hidroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	En Calificación	Hidráulica
Minicentral Hidroeléctrica Pirquiná	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Maingo S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica
Planta de Equipos Generadores de Vallenar	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica
Central Hidroeléctrica Marposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica
Central de Pasada Tacura	Mario García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totorillo	Compañía Minera del Pacífico S.A.	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel N° 2
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@systep.cl

Alejandro Navarro Espinosa

Gerente de Estudios

anavarro@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Especialista Generación

jmoreno@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios SIC

oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios SING

plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.systep.cl

Contacto:

reporte@systep.cl

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

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

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

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

