

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Diciembre 2009



Contenido

Artículos de interés especial

Editorial	2
SIC	5
Análisis General	6
Análisis Precio de Licitación	9
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	
Análisis por tecnología de Generación SIC	
Generación del SIC bajo Hidrología Seca	
RM88	
Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC	
Resolución Discrepancias del Panel de Expertos	

Noticias

NOVEDADES: Ver ANEXO VI Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

CNE informa nuevas tarifas de Servicios Asociados al suministro eléctrico.
(Fuente: CNE, 07/12/09)

Chile paga por GNL casi el doble del precio internacional y complica al sector eléctrico.
(Fuente: La Tercera, 07/12/09)

Grupo Angelini ingresará al negocio de energía solar a través de Abastible.
(Fuente: Estrategia, 04/12/09)

Entra en servicio central eólica Canela II.
(Fuente: Endesa Chile, 30/11/09)

Quintero duplicará capacidad de GNL.
(Fuente: Estrategia, 27/11/09)

Exportaciones de gas quedarán exentas de impuestos.
(Fuente: Estrategia, 27/11/09)

Gobierno promulgó ley que crea Ministerio de Energía.
(Fuente: Ministerio de Energía, 26/11/09)

Energía concentra 35% de inversiones en Chile.
(Fuente: El Mercurio, 19/11/09)

AES Gener inaugura innovador sistema de respaldo eléctrico con baterías de litio.
(Fuente: Electricidad Interamericana, 16/11/09)

Gobierno emite decreto que autoriza exportación de gas natural a Argentina.
(Fuente: La Tercera, 13/11/09)

Mayor proyecto energético de Chile, central Castilla de propiedad de MPX Energía, suspende trámite ambiental.
(Fuente: El Mercurio, 13/11/09)

Ley de Bosque Nativo puede retrasar en dos años línea de HidroAysén.
(Fuente: La Tercera, 12/11/09)

Demandan a EMEL por licitación eléctrica.
(Fuente: Diario Financiero, 11/11/09)

Codelco y GDF Suez acuerdan fusión de sus activos eléctricos. (Fuente: Codelco, 06/11/09)

Editorial

Tres temas han marcado la discusión en el sector eléctrico nacional en las últimas semanas, y que significan desafíos para los actores participantes. Se trata de la promulgación de la norma que establece la implementación de la Ley 20.257 de energías renovables no convencionales (ERNC), la promulgación del Reglamento General de la Ley de Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal, y el efecto de la baja del dólar en el mercado eléctrico.

Norma para la implementación de la Ley para el desarrollo de las ERNC

El pasado 1 de diciembre, bajo la resolución exenta N° 1.278¹, fue finalmente publicada la norma asociada a la implementación de la Ley 20.257, ley que establece la obligación de acreditar la inyección de energía eléctrica con fuentes de ERNC. La fecha de publicación de esta norma se realiza un mes antes de la entrada en vigencia de la ley, lo que permite tener un marco de mayor certeza a comercializadores, clientes libres y eventuales desarrolladores de proyectos de ERNC, quienes no conocían hasta ahora las disposiciones de carácter técnico que permiten cumplir con las obligaciones impuestas.

Recordemos que la Ley 20.257 obliga a cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o clientes finales a acreditar que un porcentaje de dichos retiros haya sido inyectado por medios de generación renovables no convencionales, ya sea propios o contratados. El porcentaje a acreditar corresponde a un 5% para el periodo comprendido entre los años 2010 y 2015, para posteriormente ir aumentando en un 0,5% anual, hasta llegar a un 10% al año 2024, situación que ya ha sido analizada en la editorial del mes de junio de este año.

Los retiros de energía afectos a esta obligación, corresponden a aquellos firmados, modificados, renovados, o que sufran cualquier otro tipo de modificación desde el 31 de agosto del año 2007. Asimismo, la ley establece que en caso de incumplimiento de la acreditación de ERNC, se efectuará el cobro de una multa por MWh hora deficitario, y que los montos recaudados serán traspasados a los clientes cuyos retiros de energía asociados a su consumo hayan cumplido con la obligación.

Anterior a la publicación de la norma, algunas generadoras comenzaron a cubrir su responsabilidad traspasando a sus clientes, a través de cláusulas en los contratos de suministro, los eventuales costos asociados al cumplimiento de la ley. Por su parte, los clientes han cubierto el riesgo estableciendo límites a los costos asociados a dichas cláusulas. La norma publicada busca regular tal situación, obligando a los comercializadores a entregar una declaración jurada que contenga los detalles requeridos por la norma², en cada uno de los contratos suscritos.

¹ Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Publicado en el Diario Oficial del 01 de Diciembre de 2009

² Entre ellos: individualización de las partes, montos de energía y/o potencia contratada, fecha de suscripción, vigencia, última fecha de modificación, magnitud total de los suministros sujetos a la obligación para el año calendario presente, entre otros.

Con dicha información, la Dirección de Peajes (DP) de cada CDEC podrá calcular el porcentaje de los retiros que deberán ser acreditados con ERNC. Para su primera aplicación durante el año 2010, el plazo de entrega de la declaración será hasta el 10 de marzo.

Adicionalmente, la norma define la conformación de un registro público único, el cual tiene como objeto transparentar los procedimientos asociados a la ley. Este registro público deberá ser creado y debidamente actualizado de forma coordinada por las Direcciones de Peaje de cada CDEC, garantizando su libre acceso. Dicho registro deberá contener un catastro de medios de generación, un balance preliminar anual, balances mensuales, y un balance definitivo anual.

Al respecto, cada DP deberá realizar el catastro de los medios de generación cuyas inyecciones sean reconocidas como válidas para la acreditación ERNC. Para efectos del cumplimiento de la ley, también serán consideradas una fracción de las inyecciones efectuadas por centrales hidráulicas con capacidad menor a 40 MW. Sin perjuicio de lo anterior, sólo serán contabilizados medios de generación conectados o ampliaciones de capacidad que hayan ocurrido desde el 1 de enero del año 2007. Adicionalmente, el catastro deberá informar aspectos técnicos de cada medio de generación, y deberá individualizar si este medio tiene contratada su capacidad con otra empresa comercializadora de energía. La publicación del catastro se actualizará el día 28 de cada mes.

Respecto al balance mensual, este permitirá conocer para cada empresa la magnitud en MWh de la energía que requiere acreditar, y la magnitud de energía generada por medios contenidos en el catastro, ya sean propios o contratados³, con un horizonte mensual. Una vez cumplido el año calendario, se publicará un balance preliminar, el que deberá contener los valores necesarios para conocer el carácter deficitario o excedentario referente al cumplimiento de la acreditación de inyección de ERNC. A partir de la publicación del balance anual preliminar, las empresas comercializadoras tienen herramientas para ajustar su cumplimiento de la ley. Hasta el 1º de marzo de cada año, estas empresas podrán comunicar la postergación de hasta un 50% de la acreditación de su obligación, y/o la firma de convenios para el traspaso de excedentes de otras empresas comercializadoras.

Posteriormente, y a más tardar el 28 de marzo de cada año, deberá ser publicado el balance definitivo anual, el que además de contener los antecedentes del balance preliminar anual incorporará, para cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía la magnitud de la postergación de la obligación de acreditación, la magnitud de excedentes acumulados disponibles para ser usados para la acreditación del año siguiente, y los cargos asociados a las multas efectuadas por el incumplimiento de la obligación de acreditación. Adicionalmente, el balance definitivo anual informará el promedio ponderado al cual se hayan transado los excedentes mediante los convenios firmados entre empresas comercializadoras. No existe la posibilidad de que una empresa acumule excedentes por más de un año, pues la normativa sólo permite utilizar excedentes durante el año inmediatamente anterior.

Aunque se incorporan importantes elementos de aplicación en la norma, quedan aún temas por dilucidar. Por ejemplo, no se hace mención a como se realizará el cobro de las multas, ni tampoco como serán traspasados a los clientes los dineros recaudados.

Reglamento General de la Ley de Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal

Un segundo tema relevante guarda relación con la publicación en el Diario Oficial con fecha de 5 de octubre de 2009, del Reglamento General de la Ley de Recuperación del Bosque Nativo y Fomento Forestal (Ley Nº 20.283), con el cual entra en implementación la ley respectiva.

El Reglamento General es el último instrumento de la ley que faltaba por aprobarse, ya que con anterioridad la Contraloría General había dado su conformidad al Reglamento del Fondo de Conservación, Recuperación y Manejo Sustentable del Bosque Nativo y el Reglamento para los recursos destinados a la Investigación del Bosque Nativo, todas institucionalidades instauradas por ley.

La Ley de Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal, es una iniciativa que presenta como objetivos la conservación, protección, recuperación y mejoramiento de los recursos forestales originarios del país, y resulta tema relevante para el mercado eléctrico, dado que su implementación afecta de forma indirecta a los proyectos en desarrollo. En particular, existe inquietud respecto a las restricciones que impondrá la implementación de la ley y su respectivo reglamento.

³ Por tanto, es posible interpretar que aquellos nuevos medios de generación que se hayan construidos posterior al año 2007, que hayan suscrito acuerdos con otro generador para comercializar su energía, transfieren el derecho de acreditación de ERNC por la cantidad de energía que hayan contratado.

De acuerdo al Artículo 19 del Reglamento en cuestión, cuando se trate de corte de bosques nativos, o el corte o destrucción de formaciones xerofíticas⁴ por motivos de actividades, tales como el ejercicio de concesiones o servidumbres de servicios eléctricos, requerirán de la aprobación de un plan de manejo o plan de trabajo según corresponda⁵. Un plan de trabajo se refiere al instrumento que regula el aprovechamiento sustentable de las formaciones xerofíticas de un terreno determinado, considerando la diversidad biológica, resguardando la calidad de las aguas y evitando el deterioro de los suelos, en búsqueda de resguardar la diversidad biológica y asegurar la mantención de las condiciones del bosque para la evolución de las especies. Para esto, se exige al proyecto suscribir programas de mitigación y planes de reforestación, los cuales debieran realizarse con vegetación del mismo tipo que la originaria, y deberán de ser aprobados por la Corporación Nacional Forestal (CONAF) en una etapa anterior a la realización de cualquier otro estudio.

Todo lo anterior implica, que la nueva norma exigirá a cualquier obra de transmisión que necesite transitar por zonas de preservación de bosques, contar con un plan de manejo forestal que deberá presentar a la CONAF, para recién en una etapa posterior, y con dicho permiso aceptado, proceder al ingreso del proyecto al Estudio de Impacto Ambiental. El impacto mayor para el mercado se traducirá en el retraso en la ejecución de las obras, dado a que antes que entrara en vigencia la Ley de Bosque Nativo, existía la posibilidad de solicitar la concesión y paralelamente empezar con la tramitación ambiental del proyecto, lo que le daba mayor fluidez al proceso.

Esta nueva ley puede ser una barrera que frene la generación tipo ERNC. Efectivamente, uno de los principales problemas que a menudo enfrenta un proyecto de este tipo es el de la conexión al sistema, y el alto costo involucrado en las redes de transmisión asociadas, por lo que aumentar las dificultades y los costos asociados pueden hacer inviable el proyecto por el mayor tiempo de tramitación, además de otras restricciones que se puedan imponer. Igual suerte corren los proyectos de ampliación de los sistemas de transmisión.

Efecto de la baja del dólar en el mercado eléctrico

El valor promedio del dólar para el mes de noviembre fue de \$507,8, que es un 8% menor al dólar utilizado como referencia para la indexación del precio de nudo vigente ocurrida en noviembre.

En el mercado eléctrico nacional, esta reducción del valor del dólar puede ser causante de una nueva indexación a la baja del precio de nudo. De acuerdo a lo establecido por la Ley de Servicios Eléctricos, los precios de nudo calculados cada seis meses deben ser reajustados cuando, al aplicar las fórmulas de indexación, el precio de nudo de energía o potencia experimenta una variación acumulada de más del 10%, dentro del semestre en el cual fueron fijados. En este sentido, las fórmulas de indexación de ambos precios presentan diferencias. Si bien el dólar no está en forma explícita en la fórmula de indexación de la energía, si lo están los precios de los contratos de los clientes libres, representados por el Precio Medio de Mercado (PMM). Para la potencia en cambio, la fórmula de indexación depende directamente del precio del dólar, el Índice de Precios de Productor de Estados Unidos, y el Índice de Precios al Consumidor y de Precios al por Mayor de Chile, bajo distintos ponderadores definidos en el Decreto de Precios de Nudo respectivo. Cabe recordar que el precio de nudo corresponde a cerca del 60% de la tarifa a clientes finales en el SIC.

Por otro lado, la baja del precio del dólar podría afectar también a proyectos eléctricos por iniciar su etapa de construcción que han establecido su presupuesto en dólares y tienen contratos EPC fijados en moneda nacional.

⁴ Son aquellas que presentan singularidades, o elevado nivel de representatividad de ecosistemas originales, o especies clasificadas en "extinción", "vulnerables", "raras", ente otras.

⁵ Corresponde un plan de manejo forestal cuando se trate de realizar la corta o intervención de bosque nativo para fines de producción maderera o no maderera. En cambio, corresponde un plan de trabajo cuando se trate de impacto sobre formaciones xerofíticas.

⁶ Este valor es también un 8% menor que el utilizado para la indexación al precio de nudo de abril de 2009, ocurrida en el mes de octubre, tarifa que actualmente se encuentra vigente en el SIC.

SIC Sistema Interconectado Central

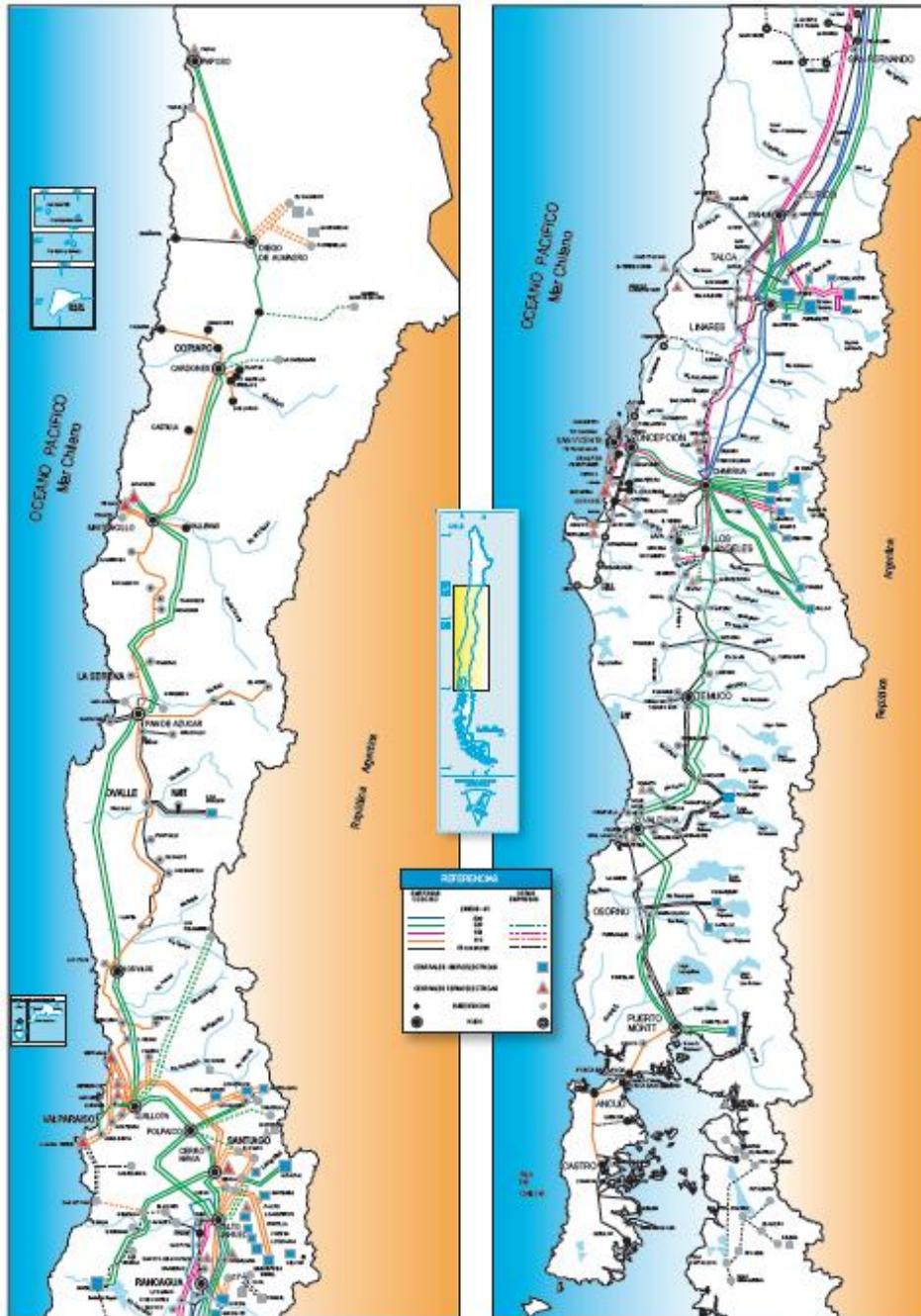
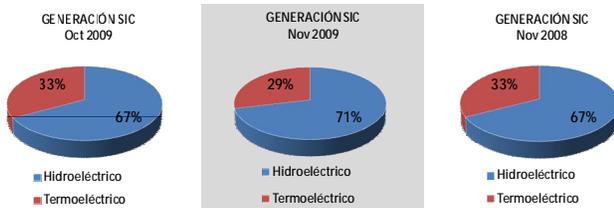
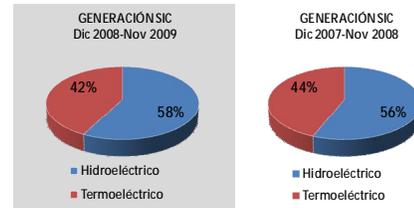


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 2: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis de Generación del SIC

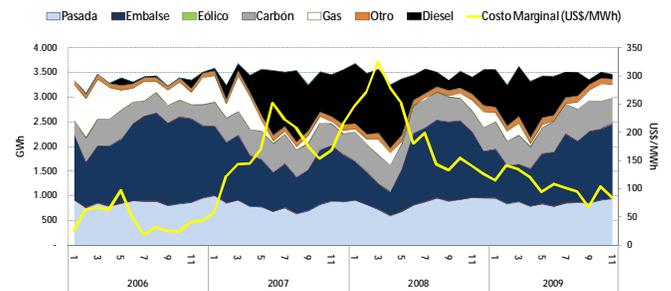
En términos generales, durante el mes de noviembre la generación de energía en el SIC disminuyó en un 1,4% respecto a octubre de 2009, aumentando en un 1,7% respecto a noviembre de 2008.

La generación hidroeléctrica aumentó en un 4,5% respecto de octubre de 2009, mientras que la generación termoeléctrica disminuyó en un 14%. De esta forma, un 71% de la energía consumida en el SIC en el mes de noviembre fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Cabe destacar el aumento de más de un 300% en la generación eólica en el SIC, dado por la operación de la central Canela, Lebu, y por la recientemente incorporada Canela II, centrales que aportaron, durante el mes de noviembre, 12,1 GWh al sistema.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de noviembre el aporte de las centrales de embalse al sistema aumentó en un 5,3% respecto de octubre de 2009. Por su parte, las centrales de pasada aumentaron su aporte en un 3,4% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel disminuyó en un 25,4%, la generación a carbón disminuyó en un 8,6%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 19,9% respecto de octubre de 2009.

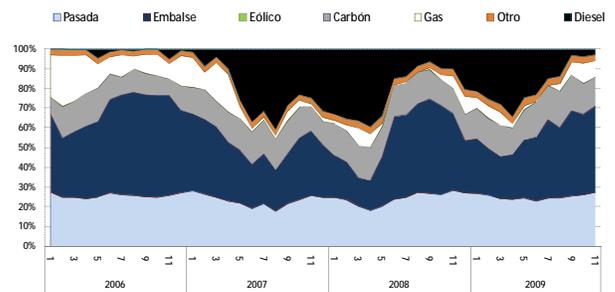
En la Figura 3 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de noviembre llegaron a un valor promedio de 85 US\$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 141 US\$/MWh de noviembre de 2008 representa una reducción de 40%.

Figura 3: Generación histórica SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 4: Generación histórica SIC (%)



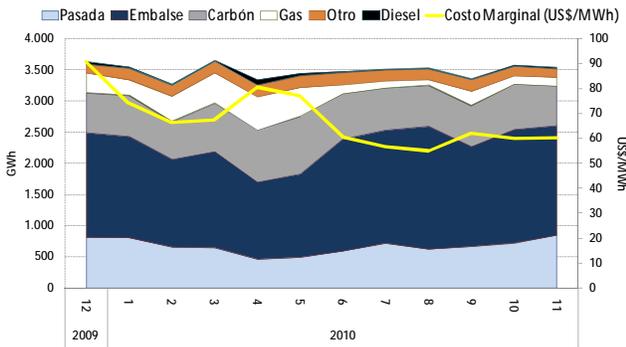
Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 5: Proyección de Generación de Energía diciembre 2009 SIC



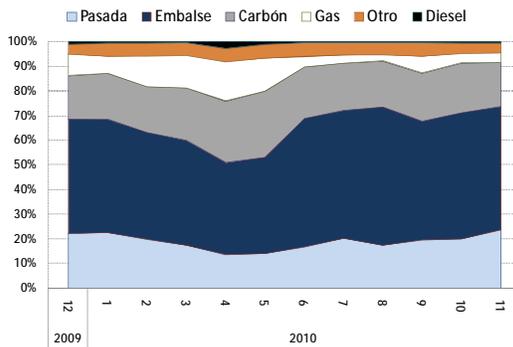
Fuente: CDEC-SIC, Syste

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 diciembre de 2009, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 69% 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 III se presentan las condiciones esperadas ante un escenario de hidrología seca.

La generación proyectada para los próximos meses muestra una baja generación en base a diesel en comparación con la generación histórica del SIC para los últimos tres años (Figura 3), encontrándose en niveles similares a los observados en 2006.

Lo anterior se explica principalmente debido a la entrada en operación de las centrales San Isidro (GNL) y Guacolda III (Carbón) durante el mes de septiembre de este año.

Además, se mantiene prevista la entrada de la central Ventanas III de Gener para el mes de enero del próximo año. Por otro lado, el programa de operación 12 meses del CDEC considera la operación de la central a carbón Bocamina II de Endesa sólo en un escenario seco, a partir de octubre de 2010. Ambos casos se encuentran en concordancia con los planes de operación vigentes.

Evolución del Precio Nudo

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 abril de 2009, el precio de la energía experimentó en el mes de septiembre de 2009 una variación superior al 10%.

Los valores definidos por la autoridad son: 42,60 \$/kWh y 4.793,15 \$/kW/mes para el precio de la energía en la barra Alto Jahuel 220 y el precio de la potencia en la barra Maitencillo 220 respectivamente, resultando un precio monómico de 51,88 \$/kWh. Este valor representa una baja de 12% respecto al valor calculado en la fijación de abril de 2009.

Cabe recordar que la fijación de precios de nudo del mes de octubre de 2009 rige a partir del 1 de noviembre de este año, haciéndose efectiva de forma retroactiva una vez publicado el Decreto Supremo respectivo. Mientras dicho documento oficial no sea publicado, el precio de nudo vigente es el que se origina de la indexación del mes de octubre.

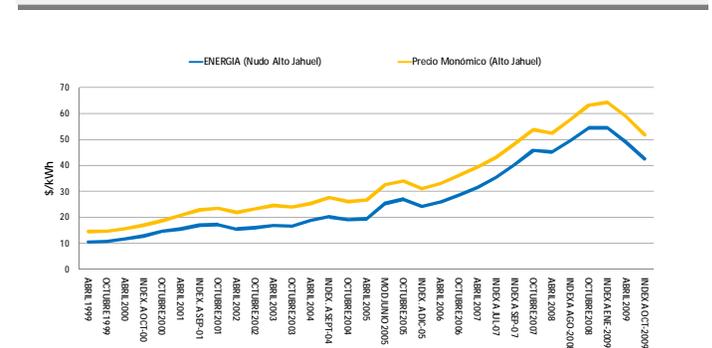
Generación de Energía

Para el mes de noviembre, la generación de energía experimentó un alza de 1,7% respecto del mismo mes de 2008.

El programa de operación a 12 meses desarrollado por el CDEC proyecta que la generación de energía para el año 2009 será de 41.695 GWh. Comparado con los 41.819 GWh generados durante el año 2008, esto representaría una caída de 0,3%.

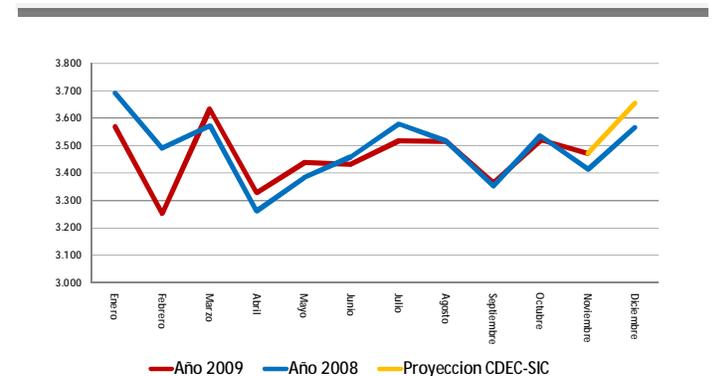
La Figura 10 muestra la variación acumulada de la producción de energía respecto al año 2008. Se puede apreciar que el consumo de energía se acerca paulatinamente a las condiciones presentadas el año pasado, señal de una lenta y gradual recuperación de la economía.

Figura 8: Precio nudo energía y monómico SIC



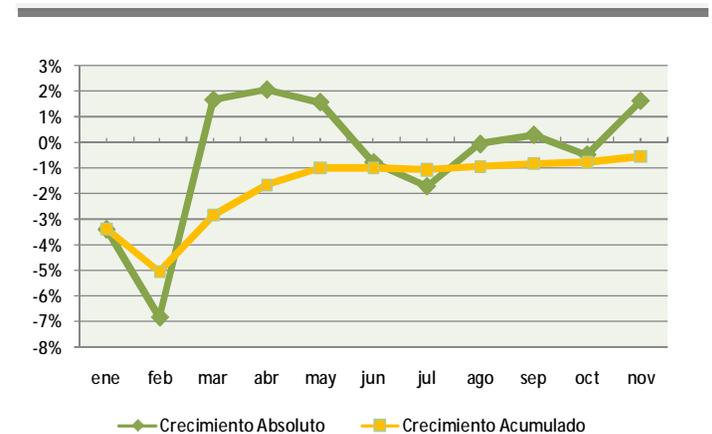
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 10: Tasa de crecimiento de energía (%)



Análisis Precios de Licitación SIC

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, durante los años 2006, 2007 y 2009 se realizaron tres procesos de licitación para abastecer a clientes regulados, en los cuales los generadores ofrecen suministro a un precio fijo y que se actualiza mediante la aplicación de indexadores (Ver Anexo I). La Tabla 1 presenta el precio promedio de venta ponderado por energía de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 2 hace lo propio para las empresas distribuidoras.

Con el objetivo de asegurar la protección de los clientes regulados, evitando que los precios resultantes sean excesivos, y disminuyendo los riesgos de no completar los requerimientos de suministro, la CNE introdujo durante el mes de octubre de 2008 en el SIC, adecuaciones a las bases del tercer proceso. En primer término, se decidió postergar la recepción de ofertas, ampliando el plazo desde el 29 de diciembre al 30 de enero en el SIC y del 30 de marzo al 4 de septiembre de 2009 para el SING. Con respecto a las fórmulas de indexación, los cambios en las bases de licitación introducen dos fórmulas, una para el período 2010-2011 y otra para el período 2012 en adelante. Para el período 2010-2011, el precio 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. 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.

Como resultado del tercer proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 99,41 US\$/MWh, referidos a la barra Quillota 220. Adicionalmente, quedó pendiente la licitación de un bloque de 850 GWh de la distribuidora CGE, el cual fue finalmente adjudicado en julio mediante un segundo llamado a licitación, alcanzando un precio promedio de 92,91 US/MWh referidos a la barra Quillota 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SIC para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2010 y 2011.

Considerando los tres procesos de licitación, se destaca que al indexar los contratos a noviembre de 2009, el precio medio de la energía licitada, referido a la barra Quillota 220, queda en 75,37 US\$/MWh y 57,87 US\$/MWh para aquellos contratos que inician su suministro a partir del año 2010 y 2011 respectivamente. Finalmente, el precio medio ponderado de la energía resultante de los distintos procesos de licitación para el SIC es de 70,72 US\$/MWh en la barra Quillota 220.

Tabla 1: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a nov. 2009)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	74,4	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	74,6	6.782
Endesa	63,0	12.825
Guacolda	66,9	900
EMELDA	95,0	200
EPSA	98,1	75
Monte Redondo	92,7	275
Precio Medio de Licitación		70,72

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

NOTA: Los valores resultantes de la tercera licitación de suministro no han sido indexados. Esto debido a la alta variabilidad del indexador definido para los dos primeros años. En este caso se destaca que, para cubrirse la volatilidad del costo de suministro de corto plazo, los contratos han sido indexados en función del costo marginal, con una base de 88,222 US\$/MWh.

Análisis Precios de Licitación

Tabla 2: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a nov. 2009)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	58,7	12.000
Chilquinta	82,0	2.567
EMEL	68,8	2.007
CGE	90,1	7.220
SAESA	65,9	4.432
Precio Medio de Licitación		70,72

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Syste

Tabla 3: Precios de Licitación (precios indexados a noviembre 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada		Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
			GWh/año	Adjudicado	Indexado Nov-09 Barra Suministro	Indexado Nov-09 Barra Quillota	
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	71,9	71,3	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	71,5	70,9	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	71,8	71,8	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,0	85,0	85,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	85,5	85,5	85,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	86,0	86,0	86,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,0	87,0	87,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	87,5	87,5	87,5	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,0	88,0	88,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,3	88,3	88,3	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	88,6	88,6	88,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,0	94,0	94,0	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	110	94,2	94,2	94,2	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	360	59,0	84,0	84,0	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	74,8	74,8	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,5	66,1	2011
Campanario	CGE	Alto Jahuel 220	900	104,2	104,2	97,3	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	408	96,0	96,0	93,5	2010
Campanario	SAESA	Polpaico 220	442	96,1	96,1	93,6	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	700	55,5	67,0	66,2	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	100	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	CGE	Alto Jahuel 220	200	124,3	124,3	116,1	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	64,0	65,8	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	65,2	67,0	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	60,8	59,6	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,4	59,2	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,0	58,8	2011
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	98,0	98,0	91,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	98,0	91,5	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	25	99,9	99,9	93,3	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	103,0	103,0	96,2	2010
EMELDA	CGE	Alto Jahuel 220	50	107,0	107,0	99,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	1000	51,3	53,0	52,4	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	58,8	59,1	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	52,5	52,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	52,8	52,4	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	52,7	52,7	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	51,8	51,8	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	57,4	57,4	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	48,6	50,0	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,3	52,2	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,3	52,2	2011
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	98,0	98,0	91,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	50	99,0	99,0	92,5	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	100	99,5	99,5	92,9	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	200	101,5	101,5	94,8	2010
EPSA	CGE	Alto Jahuel 220	75	105,0	105,0	98,1	2010
Guacolda	Chilectra	Polpaico 220	900	55,1	67,5	66,9	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	100	110,5	110,5	103,2	2010
Monte Redondo	CGE	Alto Jahuel 220	175	92,8	92,8	86,7	2010

Fuente: CNE, Syste

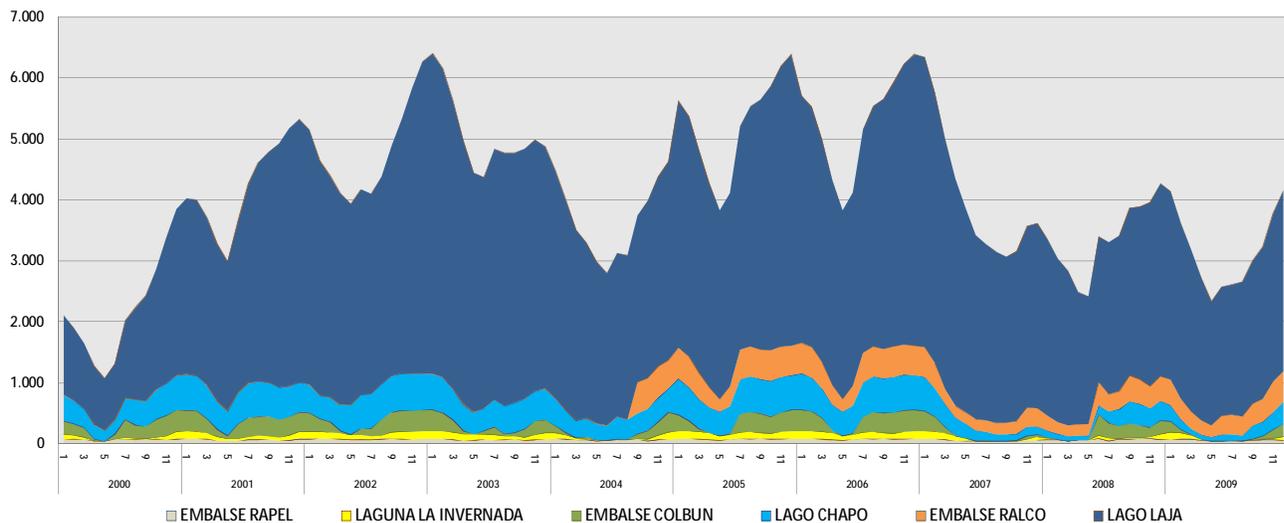
NOTA: En el Anexo I se pueden observar los respectivos coeficientes de indexación, tanto en valores base como en el porcentaje que representa en la evolución de los respectivos precios.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de diciembre de 2009 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 4.156 GWh, lo que representa un 10% más de lo registrado a comienzos del mes de noviembre de 2009, y una disminución de 3% respecto al mismo mes del año 2008.

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 4% menor a la disponible en diciembre de 2008.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 4: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008
EMBALSE	COLBUN	146	207	216
	% de la capacidad máxima	40%	57%	59%
EMBALSE	RAPEL	60	51	64
	% de la capacidad máxima	71%	60%	75%
LAGUNA	LA INVERNADA	28	67	98
	% de la capacidad máxima	21%	51%	75%
LAGO	LAJA	2.755	2.972	3.164
	% de la capacidad máxima	52%	56%	60%
LAGO	CHAPO	282	366	325
	% de la capacidad máxima	45%	58%	51%
EMBALSE	RALCO	505	493	402
	% de la capacidad máxima	100%	97%	79%

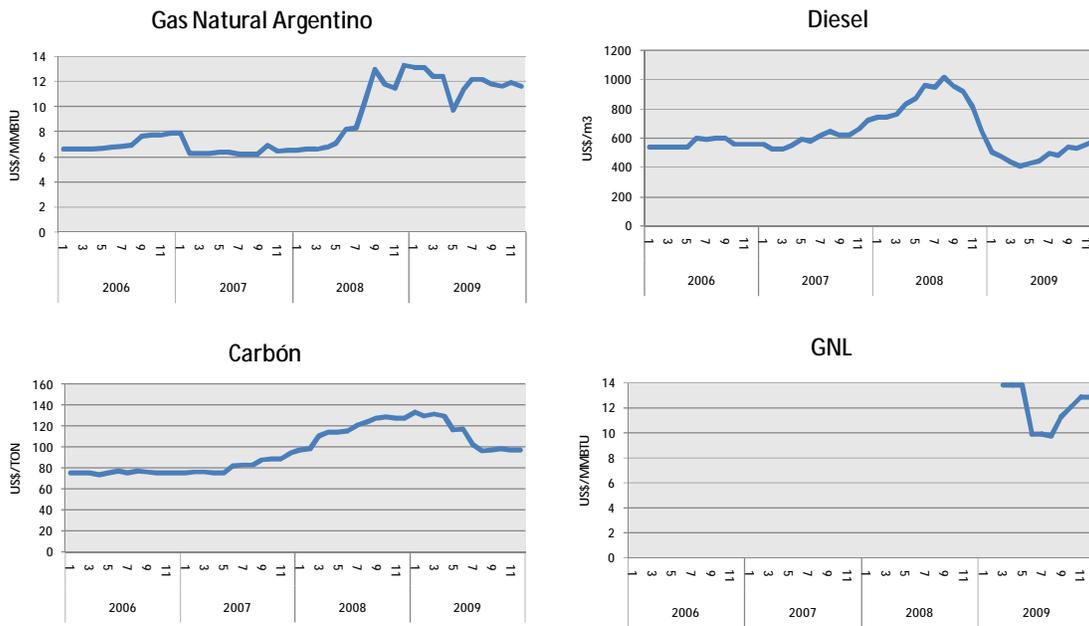
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Precios de combustibles

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

Figura 12: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de noviembre presentan una reducción de 18% respecto los registrados en el mes de octubre de 2009, con una baja de un 40% respecto a lo observado el mismo mes del año pasado.

El alza experimentada en el mes de octubre se debió a que en dicho mes hubo dos unidades térmicas eficientes (Ventana I y Guacolda II) que no se encontraron disponibles durante la totalidad del mes. Esta menor disponibilidad de unidades térmicas llevó al despacho de unidades diesel menos eficientes, presionando al alza los costos de generación del sistema central. La recuperación de estas centrales genera entonces que el costo marginal retome valores similares a los ocurridos en los meses de agosto y septiembre.

En la Tabla 6 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 60 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 5: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	26	57	247	115
Febrero	62	123	272	142
Marzo	66	144	325	134
Abril	63	145	280	121
Mayo	98	171	252	95
Junio	49	252	181	108
Julio	19	223	200	102
Agosto	32	208	143	96
Septiembre	25	176	134	68
Octubre	24	154	155	104
Noviembre	41	169	141	85
Diciembre	44	215	127	

Fuente: CDEC-SIC, Systepl

Tabla 6: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US\$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2009	Noviembre	88	91	91
-	Diciembre	74	74	76
2010	Enero	67	66	66
-	Febrero	68	67	67
-	Marzo	85	81	67
-	Abril	97	77	61
-	Mayo	93	61	59
-	Junio	89	57	49
-	Julio	65	55	52
-	Agosto	65	62	60
-	Septiembre	64	60	55
-	Octubre	62	60	56

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

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



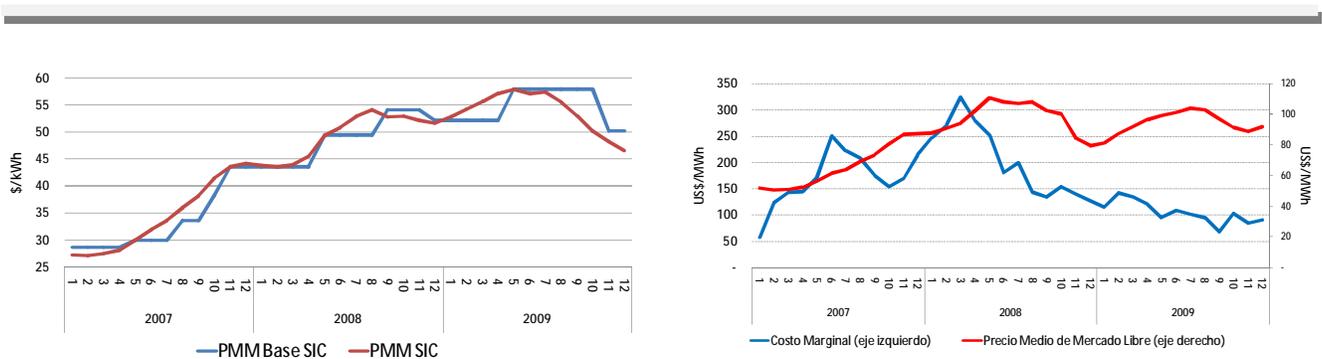
Fuente: CDEC-SIC, Systepl

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 resultante este mes es de 46,60 \$/kWh, lo que representa un descenso de 7,13% respecto al precio base fijado tras la indexación del precio de nudo de abril de 2009 ocurrido en el mes de octubre (50,18 \$/kWh).

Figura 14: Precio Medio de Mercado histórico y esperado



Fuente: CNE, Systepl

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 7 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de octubre de 2009.

Tabla 7: Saldo total de cuentas RM88 a octubre 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM\$)
Endesa	128.847
Gener	64.956
Colbún	97.816
Guacolda	15.458

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 8 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre diciembre de 2009 y noviembre de 2010.

En total se espera la incorporación de 1.809 MW de potencia, incluyendo a las centrales de pasada La Higuera (155 MW) y Confluencia (155 MW), las centrales a carbón Ventanas III (240 MW) y Guacolda IV (139 MW), y 164 MW de generación eólica principalmente en la zona de la IV región. Finalmente se destaca el ingreso de las centrales Bocamina 2 (342 MW) y Santa María (343 MW), ambas a carbón, en el mes de octubre de 2010.

Unidades en Mantención

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

- Abanico: 136 MW en diciembre.
- Canutillar: 145 MW en diciembre.
- San Isidro I: 370 MW en diciembre.
- Nueva Renca: 379 MW en diciembre y enero.
- Rapel: 350 MW en enero y febrero.
- Pehuenche: 500 MW en febrero.
- Colbún: 400 MW en febrero.
- Machicura: 90 MW en febrero.

Tabla 8: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	Ene-10	17
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jun-10	155
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Dic-09	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Dic-09	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Dic-09	60
Arauco	Celulosa Arauco	Cogeneración	Ene-10	22
Ventanas III	AES Gener	Carbón	Ene-10	240
Campanario IV CC	Southern Cross	Diesel	Feb-10	60
Calle Calle	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	Diesel	Feb-10	20
Guacolda IV	Guacolda	Carbón	Abr-10	139
Bocamina 2	Endesa	Carbón	Oct-10	342
Santa María	Colbún	Carbón	Oct-10	343
Eólica				
Central Eólica Canela II	Endesa		Dic-09	60
Central Eólica Monte Redondo	Suez		Dic-09	38
Totoral	Norvind S.A.		Dic-09	46
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				1.809

Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systepp

Tabla 9: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	5.314	6.997
Diesel	1.289	900
Eólico	1.506	3.242
GNL	879	527
Carbón	7.090	12.581
Otros	248	437
TOTAL	16.326	24.684
Aprobado	7.268	10.241
En Calificación	9.058	14.443
TOTAL	16.326	24.684

Fuente: SEIA, Syste

Figura 15: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

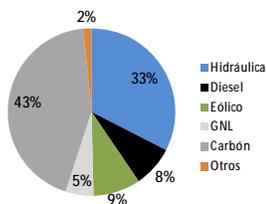


Tabla 10: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HydroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corrientes S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Cobún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Embalse	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Córdones"	ENDESA	150	180	05-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Cobún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV

Fuente: SEIA, Syste

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

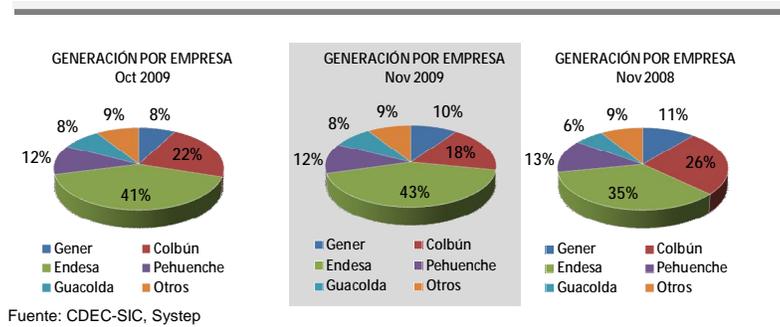
Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas aquellas que superen los 3 MW.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.326 MW (9.058 MW en calificación), con una inversión de 24.684 MMUS\$. En la Tabla 10 se puede observar los proyectos de mayor magnitud ingresados a la CONAMA, mientras que en Anexo V se entrega el listado total de proyectos para el SIC.

En el mes de noviembre destaca la aprobación de la central hidroeléctrica Angostura (316 MW) en la VIII región, y el proyecto de Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe (100 MW) también en la VIII región.

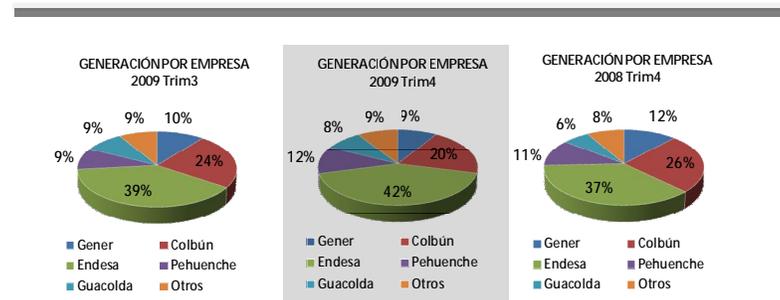
También se destaca el ingreso estudio de impacto ambiental del proyecto Lautaro, biomasa de 23 MW en la IX región y de la central hidroeléctrica Los Hierros de 20 MW en la VII región.

Figura 16: Energía generada por empresa, mensual



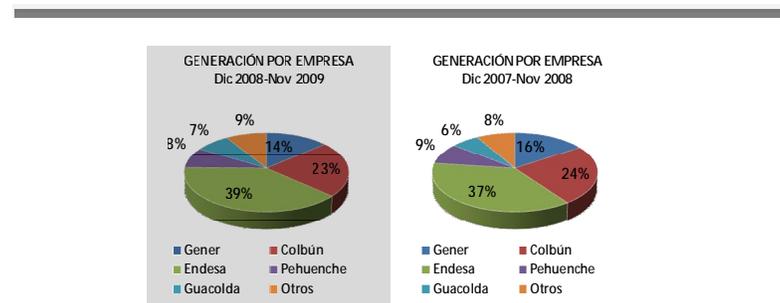
Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 17: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, System

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



Fuente: CDEC-SIC, System

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 noviembre de 2009, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 43% de la producción total de energía, seguido de Colbún (18%), Pehuenche (12%), Gener (10%) y Guacolda (8%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Endesa y Pehuenche aumentaron su producción en un 24,9%, 1,7% y 1,7% respectivamente, en relación a octubre de 2009. Por otro lado Colbún y Guacolda disminuyeron su producción para el mismo período en un 18,4% y 1,3% 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.

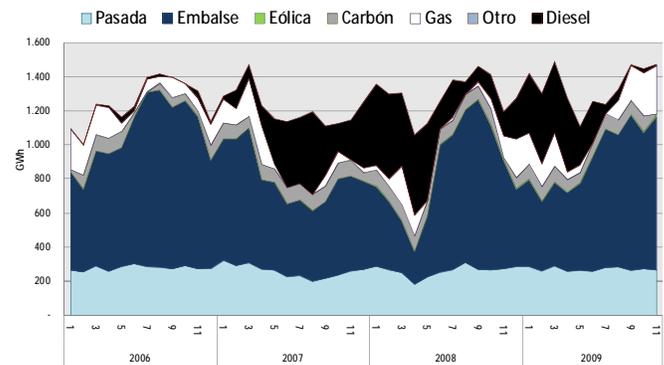
ENDESA

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 12,6% respecto al mes anterior, con un alza de 42,3% en relación a noviembre de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada disminuyó en un 2,6% respecto a octubre de 2009, con una baja de 2,6% respecto a noviembre de 2008. La generación diesel, por su parte, muestra una reducción de un 75% respecto a octubre de 2009, con una disminución de un 95,6% en relación al año pasado. Cabe destacar el aporte casi nulo de la central a carbón Bocamina para el mes de noviembre por mantenimiento.

Se espera el ingreso al sistema de la central Quintero GNL a partir de abril de 2010, sin embargo la central se encuentra en período de pruebas a partir de este mes.

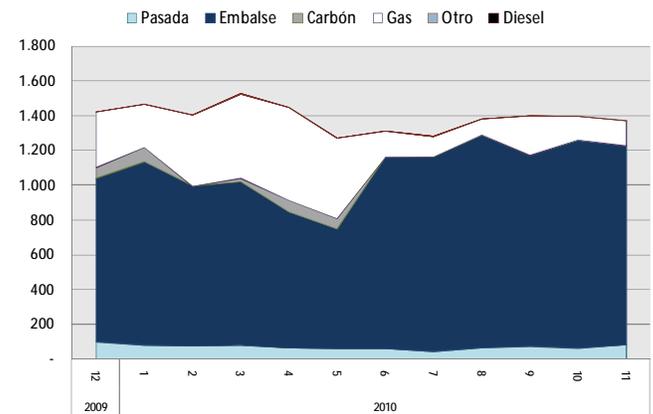
En la Figura 20 se puede apreciar una baja en la generación con gas a partir del mes de junio de 2010, hecho que coincide con el ingreso de la central Guacolda IV, desplazando su generación.

Figura 19: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 20: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 11: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	276	268	276	-2,6%	-2,6%
Embalse	799	900	533	12,6%	42,3%
Gas	253	285	130	12,6%	118,3%
Carbón	93	3	15	-96,3%	-77,2%
Diesel	25	6	141	-75,0%	-95,6%
Eólico	4	12	3	170,2%	310,8%
Total	1.450	1.475	1.198		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Dic 2008 - Nov 2009	Dic 2007 - Nov 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	3.146	3.146	9,5%
Embalse	5.463	7.148	-23,6%
Gas	2.734	705	287,9%
Carbón	775	940	-17,6%
Diesel	2.888	3.537	-18,4%
Eólico	32	31	3,5%
Total	15.337	15.507	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 13: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	834	544	831	-34,5%	-34,8%
Embalse	2.503	1.700	1.936	-12,2%	-32,1%
Gas	321	538	420	28,2%	67,7%
Carbón	252	96	172	-44,2%	-51,7%
Diesel	124	31	522	-94,1%	-75,0%
Eólico	10	16	10	66,7%	53,6%
Total	4.044	2.925	3.891		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

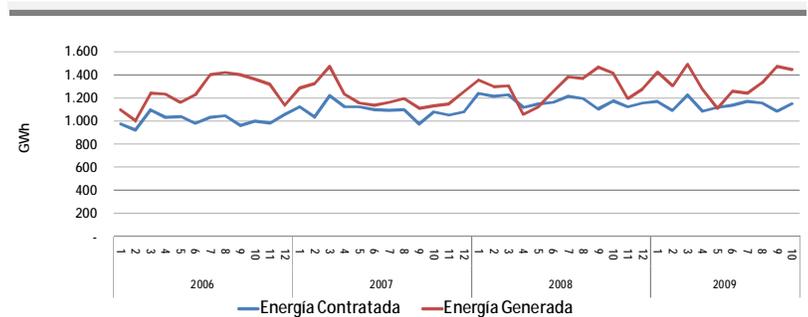
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante octubre de 2009 fue de 1.449 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.151 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot*.

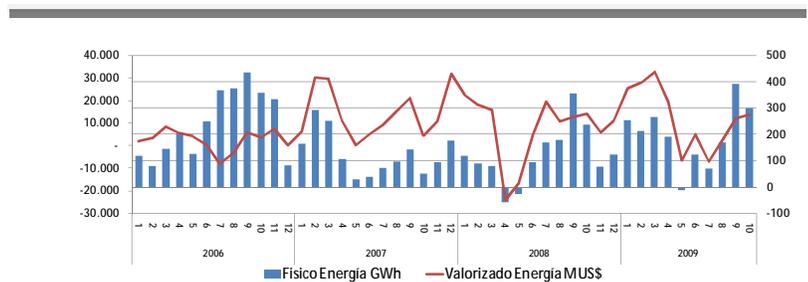
En la Figura 21 se ilustra el nivel de contratación estimado para Endesa junto a la producción real de energía. Es importante destacar que la estimación de la energía contratada no incluye a su filial Pehuenche.

Figura 21: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, System

Figura 22: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 299 GWh, las que son valorizadas en 13,7 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.

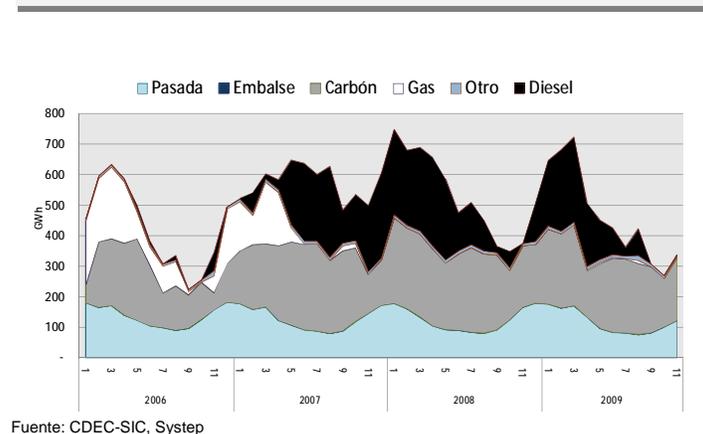
GENER

Analizando por fuente de generación, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de un 29,1% respecto al mes anterior, con un alza de 1,8% en relación a noviembre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 20% respecto a octubre de 2009, con una reducción de un 26,2% en relación al año pasado. El aumento de la generación a carbón se da por la puesta en operación de la central Ventanas I luego de su período de mantenimiento en el mes de octubre.

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

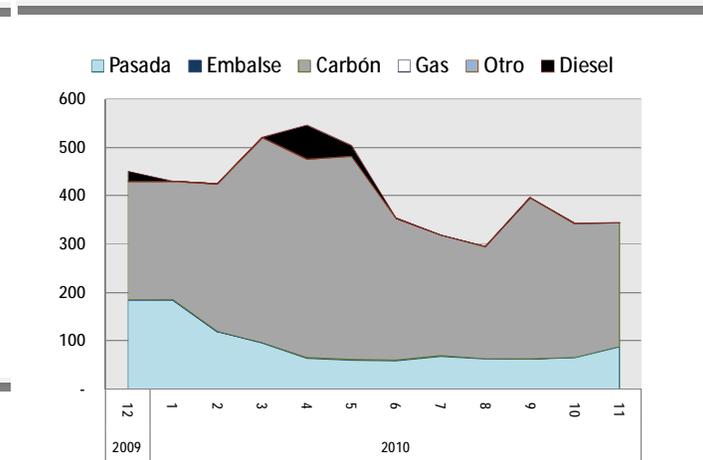
En la Figura 24 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 23: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 24: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 14: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	102	123	157	20,0%	-26,2%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	159	205	201	29,1%	1,8%
Diesel	1	4	2	239,0%	150,6%
Otro	9	7	5	-21,4%	7,7%
Total	271	338	375		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 15: Generación Gener, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN GENER			
	Dic 2008-Nov 2009	Dic 2007-Nov 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	2.163	1.497	44,5%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	1	76,2%
Carbón	2.294	2.819	-18,6%
Diesel	1.526	2.032	-26,7%
Otro	122	107	14,2%
Total	6.106	6.506	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 16: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	245	225	473	-52,4%	-8,0%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	9	0	1	-100,0%	-100,0%
Carbón	689	363	551	-34,1%	-47,2%
Diesel	118	5	183	-97,3%	-95,8%
Otro	33	15	25	-38,6%	-53,7%
Total	1.094	609	1.233		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

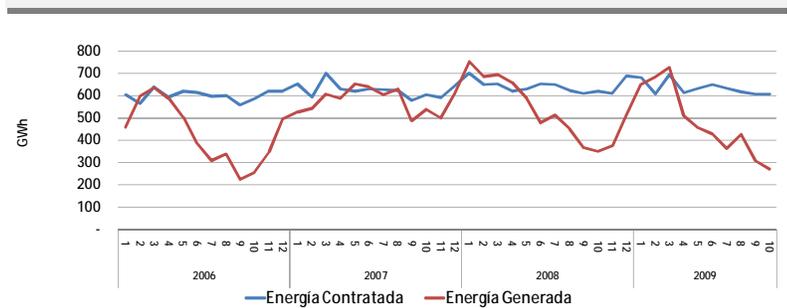
GENER

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Gener durante octubre de 2009 fue de 271 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 605 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.

Figura 25: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)

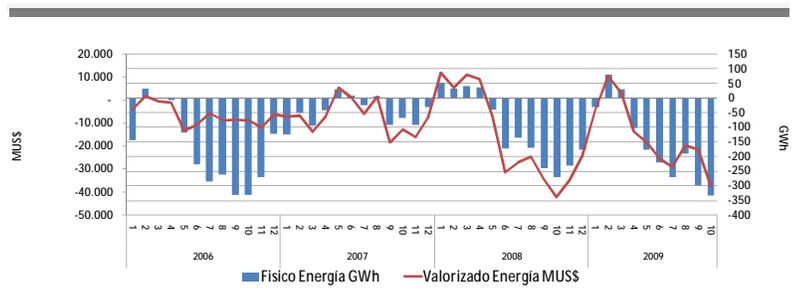


Fuente: CDEC-SIC, Syste

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -334 GWh, las que son valorizadas en -37,5 MMUS\$. En la Figura 26 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado *spot*.²

Figura 26: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Syste

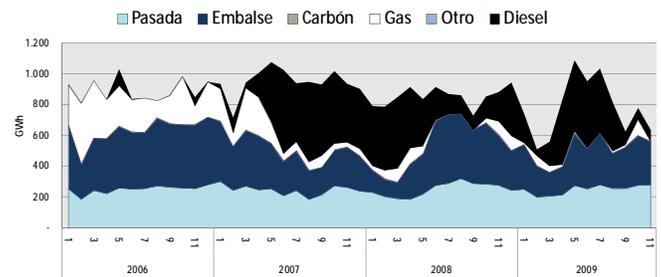
² Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, la producción de las centrales de embalse exhibe una reducción de un 12,6% respecto al mes anterior, con una baja de un 13,3% en relación a noviembre de 2008. La generación en base a centrales diesel se mantiene constante respecto a octubre de 2009, con una disminución de 60,9% en relación al año pasado. Por último, las centrales de pasada presentan un alza en su aporte de un 0,8% respecto a octubre de 2009, y un aumento de un 0,7% respecto al año pasado. La baja de la generación con gas, respecto al mes anterior, se da por la salida de la central Nehuenco I, la cual no operó durante el mes de noviembre.

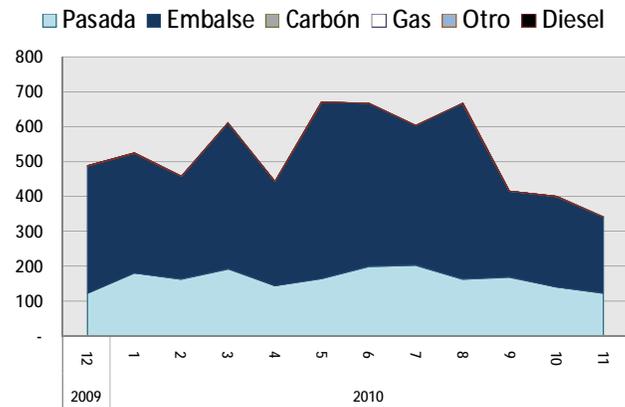
En la Figura 28 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 27: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 28: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 17: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	279	281	279	0,8%	0,7%
Embalse	321	281	324	-12,6%	-13,3%
Gas	107	2	91	-98,5%	-98,2%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	74	74	190	0,0%	-60,9%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	781	637	883		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 18: Generación Colbún, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN COLBUN			
	Dic 2008 - nov 2009	Dic 2007 - nov 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	2.945	3.021	-2,5%
Embalse	3.096	3.437	-9,9%
Gas	1.154	514	124,5%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	4.143	3.246	27,6%
Otro	0	0	0,0%
Total	11.338	10.219	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 19: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	559	811	-31,1%	-29,6%
Embalse	839	602	978	-38,5%	-28,3%
Gas	24	108	218	-50,3%	344,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	826	148	677	-78,1%	-82,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	2.484	1.418	2.684		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

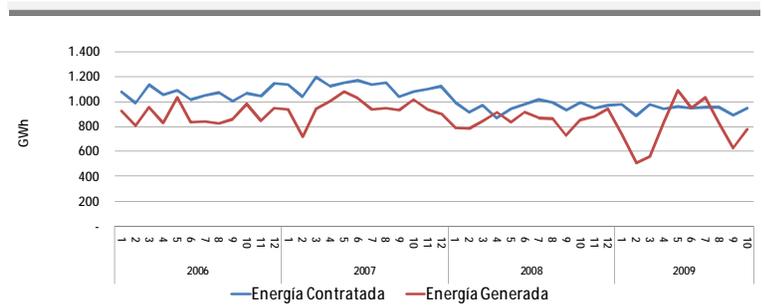
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante octubre de 2009 fue de 781 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 948 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)

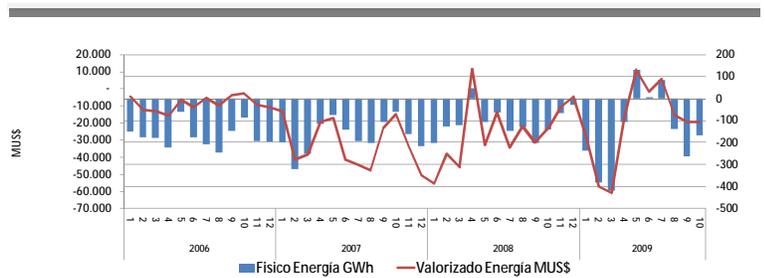


Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -167,8 GWh, las que son valorizadas en -19,3 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

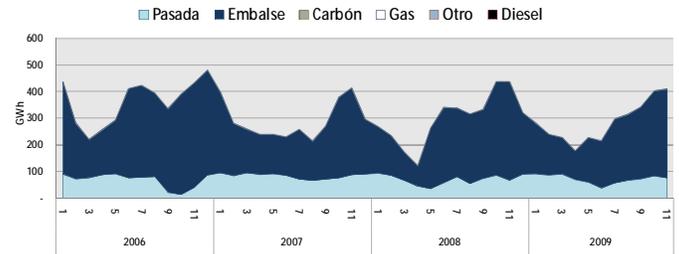
³ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

PEHUENCHE

La producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 4,8% respecto al mes anterior, y una baja de un 9,9% en relación a noviembre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una disminución de un 9,9% respecto a octubre de 2009, con un alza de 12,4% en relación al año pasado.

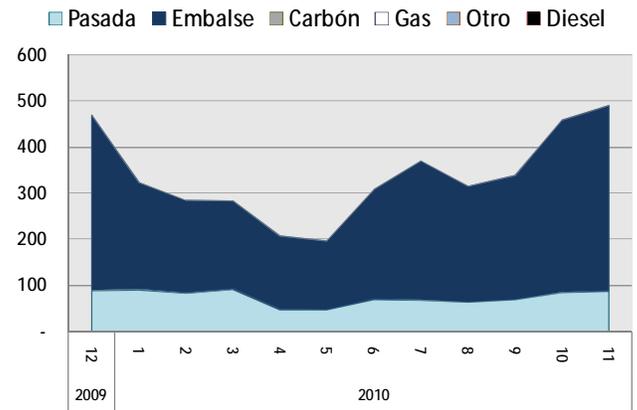
En la Figura 32 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 31: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Figura 32: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 20: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	86	77	59	-9,9%	12,4%
Embalse	319	335	371	4,8%	-9,9%
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	405	412	440		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 21: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Dic 2008-Nov 2009	Dic 2007-Nov 2008	Var. Últimos 12 meses
Pasada	1.103	861	28,1%
Embalse	2.777	2.728	1,8%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	3.880	3.590	

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

Tabla 22: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	201	163	249	-34,5%	-19,1%
Embalse	760	654	954	-31,5%	-14,0%
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	962	817	1.203		

Fuente: CDEC-SIC, Systeop

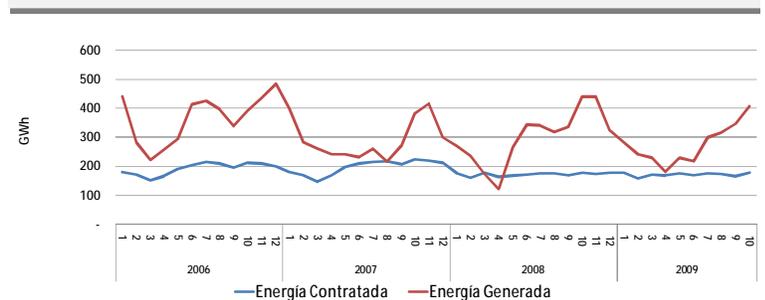
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante octubre de 2009 fue de 405 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)

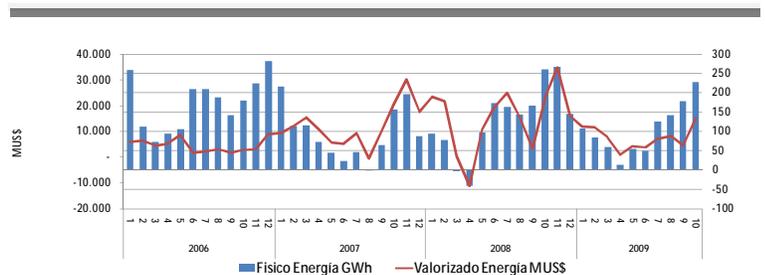


Fuente: CDEC-SIC, System

Transferencias de Energía

Durante el mes de octubre de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 228,4 GWh, las que son valorizadas en 14,9 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, System

⁴ Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC.

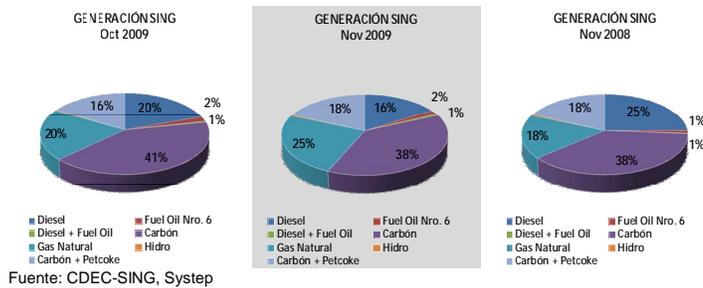
SING

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 noviembre la generación de energía en el SING disminuyó en un 3,8% respecto a octubre de 2009, disminuyendo en 2,2% respecto a octubre de 2008.

Se observa que la generación diesel disminuyó un 20,3% con respecto a octubre de 2009; mientras que la generación a carbón disminuyó en un 10,4%. La generación con gas natural aumentó en un 16,4% respecto al mes pasado.

En la Figura 36 se puede apreciar la evolución del mix de generación desde el año 2006. 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 noviembre del presente año el costo marginal del sistema alcanza valores promedio de 121 US\$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa un aumento de 9,7% 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)

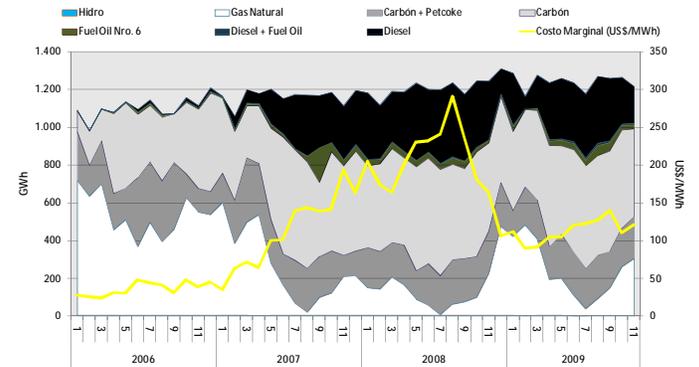


Figura 37: Generación histórica SING (%)

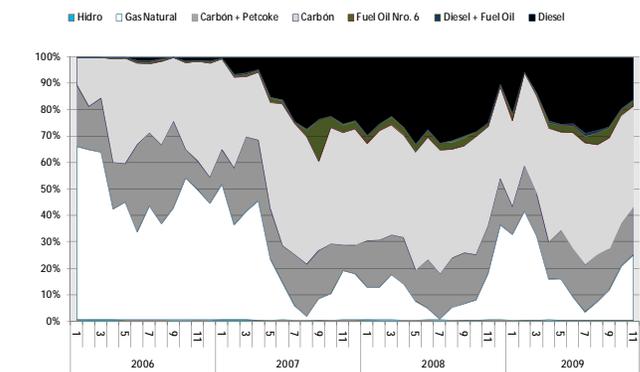
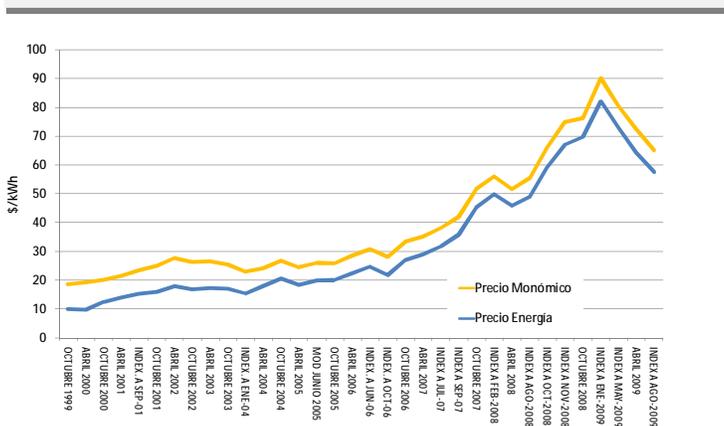
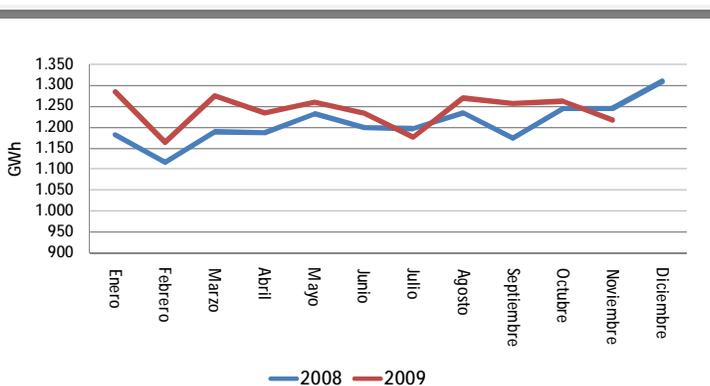


Figura 38: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Figura 39: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systepl

Evolución del Precio Nudo

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 10%.

A partir del seguimiento de las fórmulas de indexación de los precios de nudo de la fijación de Abril de 2009, el precio de la energía del SING alcanzó un descenso acumulado sobre el 10% en el mes de agosto.

Los valores definidos por la autoridad son de 57,58 \$/kWh para el precio de la energía y 4.762,80 \$/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 65,18 \$/kWh. Este valor representa una baja de un 9,92% en pesos respecto a la fijación de Abril de 2009. Estos valores han regido desde el 16 de agosto en adelante.

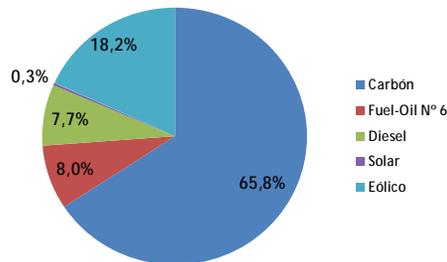
Cabe recordar que la fijación de precios de nudo del mes de octubre de 2009 rige a partir del 1 de noviembre de este año, haciéndose efectiva de forma retroactiva una vez publicado el Decreto Supremo respectivo. Mientras dicho documento oficial no sea publicado, el precio de nudo vigente es el que se origina de la indexación del mes de agosto.

Tabla 23: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	9	40
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.691	5.399
<hr/>		
Aprobado	1.123	2.058
En Calificación	1.568	3.341
TOTAL	2.691	5.399

Fuente: SEIA, SysteP

Figura 40: Centrales en evaluación de impacto ambiental



Fuente: SEIA, SysteP

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental

Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deben obligatoriamente someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En el caso de las centrales eléctricas, deben someterse a estudio todas 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 24 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de diciembre de 2009, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.691 MW (1.568 MW en calificación), con una inversión de 5.399 MMUS\$.

Durante el mes de diciembre fue aprobado el proyecto Central Termoeléctrica Parinacota, por una inversión de MMUS\$ 40 y una capacidad instalada de 38 MW.

Tabla 24: 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	En Calificación	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Cochrane	NORGEN ER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Central Termoeléctrica Pacífico	Río Seco S.A.	350	750	03-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	En Calificación	Eólico	Respaldo	II
Central Bariles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-06-2009	En Calificación	Carbón	Base	I
Proyecto Eólico Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	100	230	24-11-2008	Aprobado	Eólico	Base	II
Proyecto Parque Eólico Valle de los Vientos	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	99	200,7	16-04-2009	En Calificación	Eólico	Base	II
Central Termoeléctrica Salar	Codelco Chile, División Codelco Norte	85	65	16-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Generación Eléctrica de Respaldo	MINERA ESCONDIDA LIMITADA	60	222,1	28-11-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica, Sector Ujina	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	44	117	15-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Respaldo	I
Proyecto Parque Eólico Minera Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	40	86	11-09-2008	Aprobado	Eólico	Respaldo	II
Central Termoeléctrica Parinacota	Termoeléctrica del Norte S.A.	38	40	29-01-2009	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil N° 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica 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 1	CALAMA SOLAR 1 S.A.	9	40	01-09-2009	En Calificación	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 ZOFRI	ENORCHILE S.A.	4,8	1,9	15-10-2008	Aprobado	Diesel	Base	I
Grupos Eléctricos Respaldo Minera Michilla	Minera Michilla S.A.	3,8	2,8	05-03-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II

Fuente: SEIA, SysteP

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 los 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 25). 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 25: Precios de Licitación (precios indexados a noviembre 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US\$/MWh]		Año de Inicio Suministro
				Adjudicado	Indexado Nov-09	
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	87,02	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

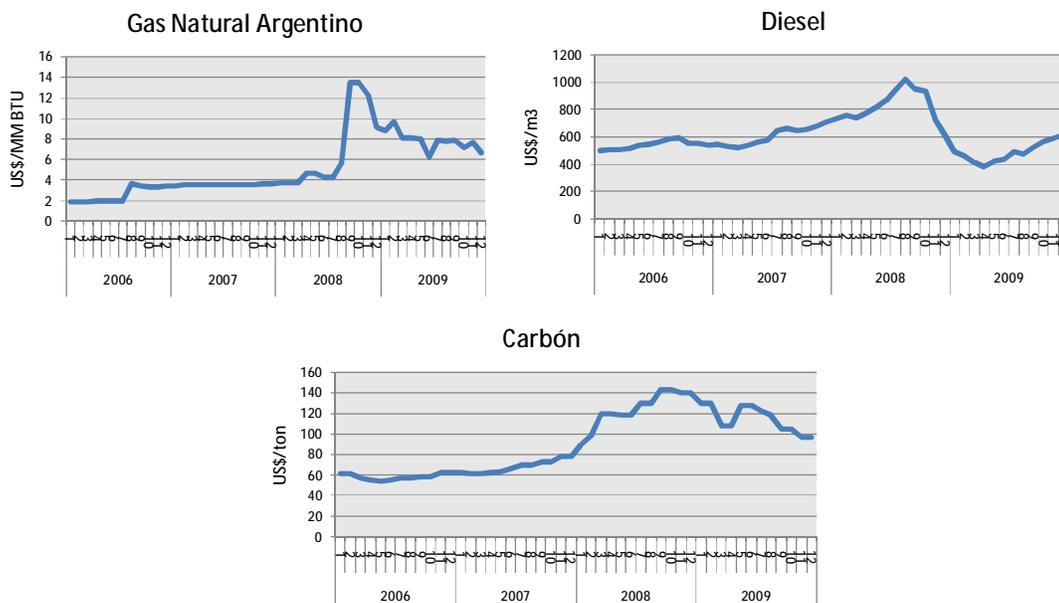


Tabla 26: Costos marginales históricos (US\$/MWh)

Mes	2006	2007	2008	2009
Enero	28	35	204	112
Febrero	26	63	174	90
Marzo	24	72	164	92
Abril	31	65	201	105
Mayo	30	101	230	105
Junio	49	101	232	120
Julio	45	140	241	123
Agosto	41	143	291	127
Septiembre	31	139	236	140
Octubre	48	141	181	110
Noviembre	39	194	164	121
Diciembre	46	163	106	-

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

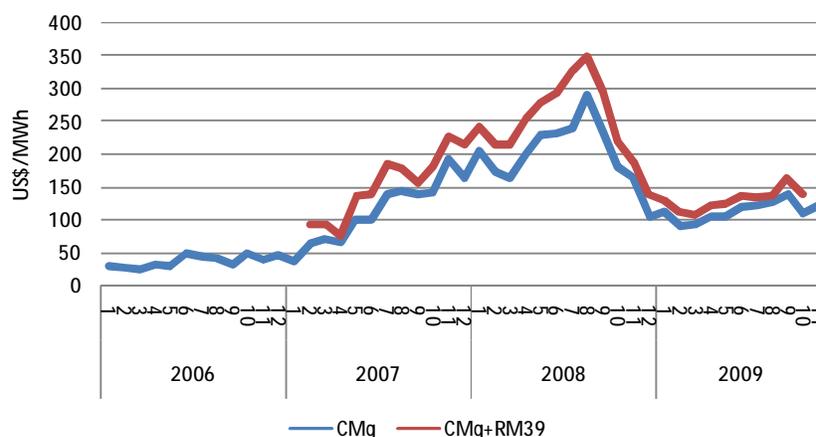
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año pasado 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 octubre de 2009, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo N° 7 del Informe Valorización de Transferencias de agosto. La RM39 compensa a los generadores que se ven perjudicados por la operación bajo las siguientes consideraciones: mayor seguridad global de servicio, pruebas y operación a mínimo técnico. Para el mes de octubre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 30,1 US\$/MWh.

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



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para noviembre, determinado a comienzos de diciembre de 2009, es de 69,21 \$/kWh, que representa una disminución de 5,28% respecto al Precio Medio Base, de 73,06 \$/kWh.

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 27 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de abril de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

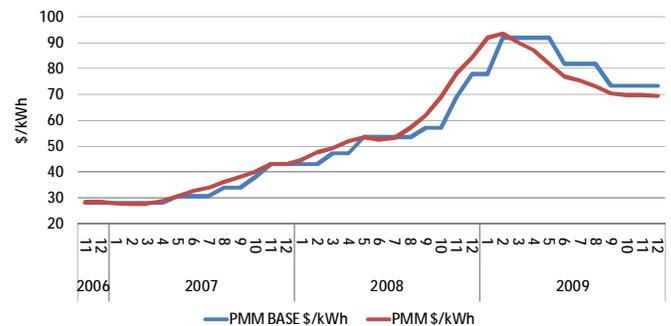
En total se incorporarán 795 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años, y una central diesel. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, 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.

- TG1A: 129 MW en diciembre y enero.
- TG2B: 127 MW en enero.
- TV1C: 135 MW en enero.
- TG12: 208 MW en diciembre y enero.
- NTO2: 141 MW en diciembre.
- U13: 86 MW en enero y febrero.

Figura 43: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, SysteP

Tabla 27: Futuras centrales generadoras en el SING

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño	Fecha Ingreso	Potencia Max.	Potencia Neta
Térmicas				
ZOFRI_3	Norgener	Diesel	Nov-09	4,8
ANDINO	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Oct-10	165
HORNITOS	Suez Energy Andino S.A.	Carbón	Dic-10	165
ANGAMDS I	AES Gener	Carbón	Abr-11	230
ANGAMDS II	AES Gener	Carbón	Oct-11	230
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				795

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 noviembre de 2009, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 30% de la producción total de energía, seguido por Edelnor y GasAtacama con un 25% y 19%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Electroandina y AES Gener aumentaron su producción en un 17,9% y 0,5% en relación a octubre de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, Norgener, Edelnor, GasAtacama y Celta, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 29,3%, 14,9%, 4,2% y 2,5%, 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 octubre de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Electroandina, GasAtacama y Norgener; la primera redujo en 71% su déficit, mientras que las últimas aumentaron en más del doble su condición deficitaria respectiva.

Cabe destacar la operación a partir del mes de julio del primer Pequeño Medio de Generación (PMG) en el SING, que corresponde a una unidad diesel INACAL de la empresa Inacal, filial de Cementos Bío-Bío S.A., con una capacidad de 6,8 MW.

Figura 44: Energía generada por empresa, mensual

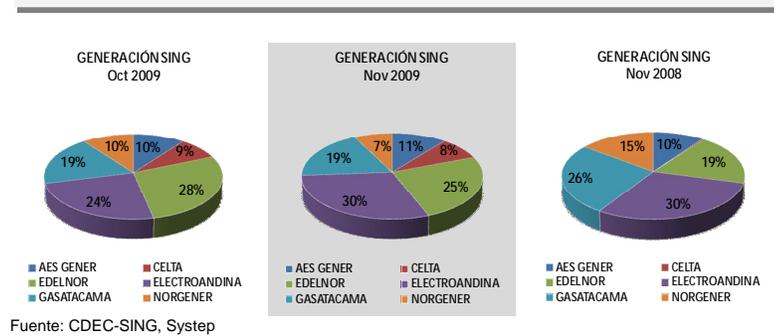
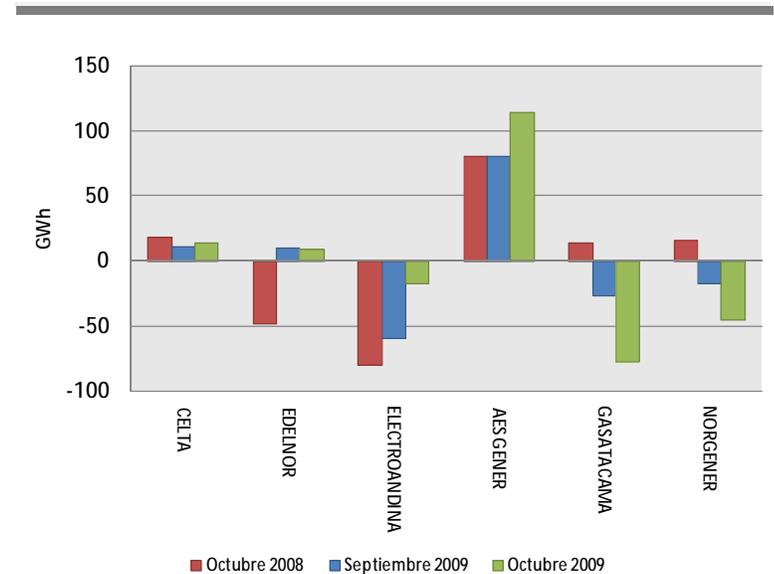


Figura 45: Transferencias de energía por empresa, mensual



ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura II-I: Índice Precio de Combustibles

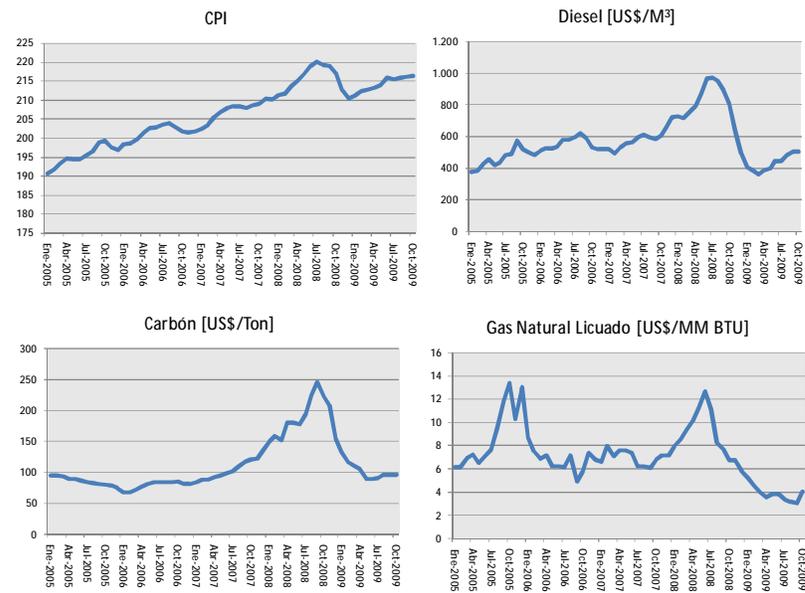


Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US\$/MWh	Fórmula de Indexación										
				CPI	Coal	LNG	Diesel							
Chilectra	Endesa	1.950	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	Coal	40,0%	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	Coal	44,0%	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	Coal	44,0%	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	Coal	44,0%	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	Coal	45,0%	LNG	-	Diesel	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	Coal	45,0%	LNG	-	Diesel	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	Coal	45,0%	LNG	-	Diesel	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	Coal	15,0%	LNG	15,0%	Diesel	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	Coal	100,0%	LNG	-	Diesel	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	Coal	100,0%	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	Coal	-	LNG	30,0%	Diesel	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	Coal	-	LNG	30,0%	Diesel	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	Coal	-	LNG	-	Diesel	-

Fuente: System

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

La generación en el SIC en el mes de noviembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 7,2% respecto al mismo mes del año anterior, de un 4,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 2,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 14,1% respecto al mismo mes del año anterior, de un 5,3% en comparación al mes recién pasado, y de un 0,8% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de -2,3% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 3,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 4% en relación a los últimos 12 meses.

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

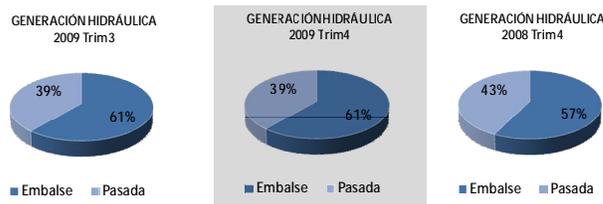
GENERACION HIDRÁULICA			
	Oct 2009	Nov 2009	Nov 2008
Embalse	1.440	1.516	1.328
Pasada	919	950	972
Total	2.359	2.465	2.300



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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

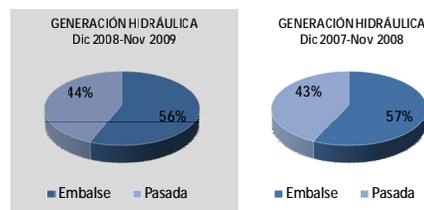
GENERACION HIDRÁULICA			
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4
Embalse	4.102	2.955	3.868
Pasada	2.585	1.869	2.866
Total	6.687	4.824	6.734



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

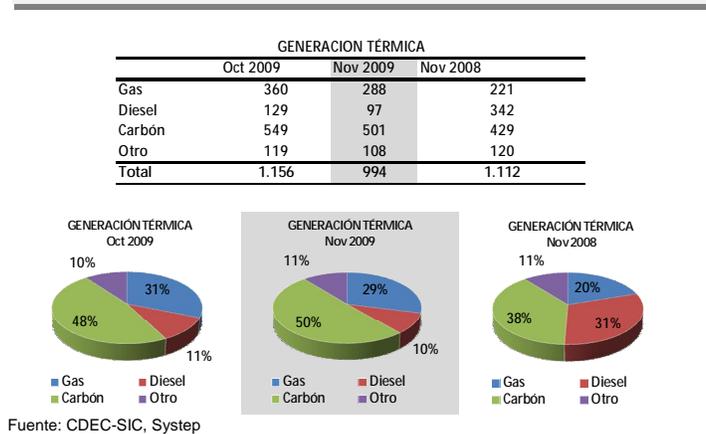
Figura III-III: Análisis Hidro-Generación, últimos 12 meses (GWh)

GENERACION HIDRÁULICA		
	Dic 2008-Nov 2009	Dic 2007-Nov 2008
Embalse	13.417	13.314
Pasada	10.527	10.119
Total	23.944	23.433



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de noviembre, muestra una variación de un -10,6% respecto al mismo mes del año anterior, de un -14% en comparación al mes recién pasado, y de un -4,1% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el gas natural, se presentan con una variación de 30,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -19,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 72,4% en relación a los últimos 12 meses.

El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -71,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -25,4% en comparación al mes recién pasado, y de un -21,7% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 16,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,6% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,1% 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 -9,7% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -8,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,5% en relación a los últimos 12 meses.

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

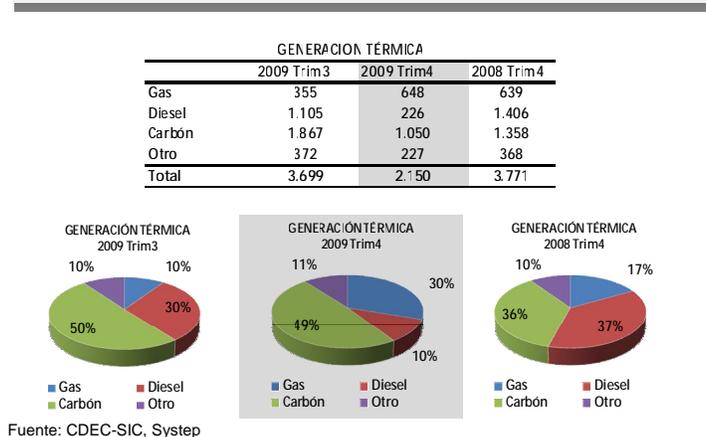
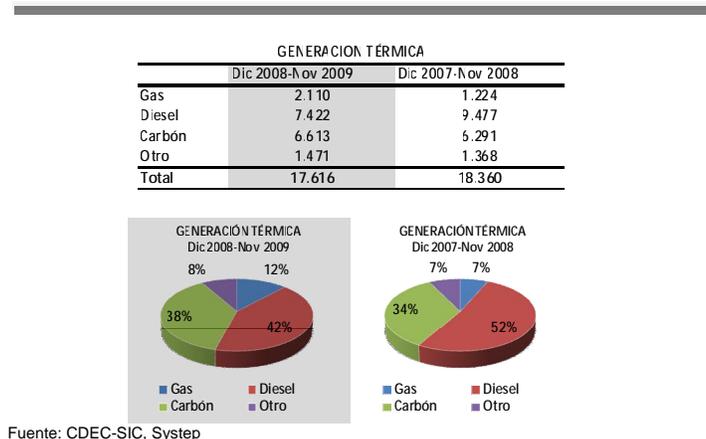
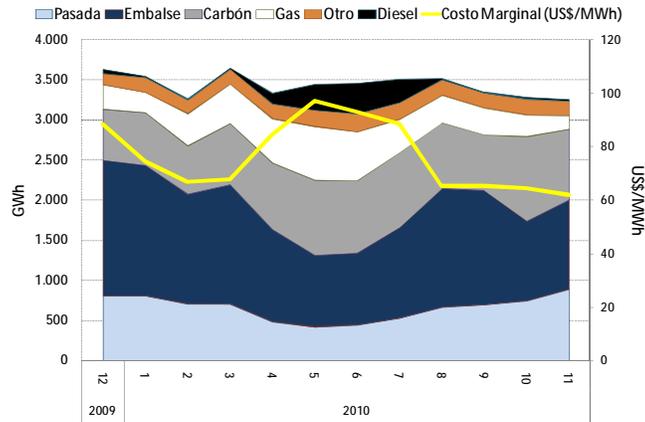


Figura III-VI Análisis Termo-Generación, últimos 12 meses (GWh)



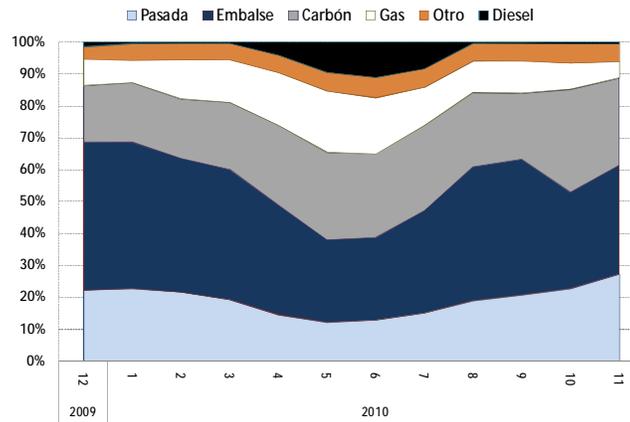
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

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



Fuente: CDEC-SIC, Systeop

RM 88

Tabla V-I Resumen por empresas a octubre 2009 (\$)

EMPRESA	Total				Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Oct-09)				
	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Oct-09	Total diferencia Actualizada a Oct-09	Diferencia no recaudada Mar-Oct-09	Cuenta Remanente Periodos Anteriores (pendiente por tope del 20% Pnudo)	Total Saldo Acumulado Oct-09
	\$	\$		\$		\$	\$	\$	\$
PEHUENCHE	10.414.273.750	13.512.493.501	-240.388.605	2.857.831.146	2.865.612.939	2.865.612.939	821.756.373	15.519.792.287	19.207.161.599
COLBUN	53.957.154.944	69.885.119.420	-1.268.185.453	14.659.779.024	14.699.555.174	14.699.555.174	4.079.470.783	79.037.358.051	97.816.384.008
ENDESA	69.941.478.942	90.498.450.107	-1.647.727.924	18.909.243.241	18.960.915.283	18.960.915.283	5.307.657.194	104.578.697.356	128.847.269.833
SGA	3.009.462.610	3.858.165.788	-74.233.817	774.469.361	776.660.042	776.660.042	137.577.700	3.354.617.183	4.268.854.925
PUYEHUE	832.164.967	1.080.107.580	-19.178.737	228.763.876	229.386.125	229.386.125	66.657.865	1.246.001.556	1.542.045.547
GUACOLDA	10.456.660.263	13.261.265.378	-272.268.712	2.532.336.404	2.539.505.406	2.539.505.406	621.168.701	12.297.230.642	15.457.904.748
GENER	24.732.835.541	31.818.100.125	-604.320.797	6.480.943.787	6.498.729.171	6.498.729.171	1.660.598.417	33.057.811.984	41.217.139.573
ESSA	12.583.293.145	16.338.044.066	-289.116.951	3.465.633.970	3.475.057.538	3.475.057.538	1.034.589.785	19.228.863.449	23.738.510.773
IBENER	1.605.826.793	2.084.465.305	-36.991.248	441.647.264	442.848.235	442.848.235	66.695.369	2.366.771.527	2.876.315.130
ARAUCO	4.293.007.334	5.606.121.483	-92.493.311	1.220.620.838	1.223.956.136	1.223.956.136	329.789.728	6.664.903.663	8.218.649.527
CAMPANARIO	6.999.315.034	8.689.518.779	-211.431.593	1.478.772.151	1.483.120.924	1.483.120.924	236.427.504	5.639.456.499	7.359.004.926
ELEKTRAGEN	1.270.521.351	1.649.648.079	-29.230.151	349.896.577	350.847.371	350.847.371	30.485.310	1.414.488.215	1.795.820.896
FPC	118.520.508	187.319.415	0	68.798.906	68.926.641	68.926.641	2.813.630	0	71.740.271
SC DEL MAIPO	60.975.106	79.233.579	-1.396.733	16.861.740	16.907.479	16.907.479	505.335	85.291.247	102.704.062
TECNORED	587.754.489	750.302.440	-15.088.069	147.459.882	147.864.590	147.864.590	1.187.529	562.478.072	711.530.190
POTENCIA CHILE	2.616.672.605	3.372.207.397	-62.253.917	693.280.875	695.209.631	695.209.631	-7.928.044	2.166.375.643	2.853.657.230
PSEG	0	0	0	0	0	0	6.529.565	13.272.762	19.802.326
GESAN	19.704.786	25.606.136	-451.638	5.449.712	5.464.482	5.464.482	-35.090	14.423.579	19.852.971
PACIFIC HYDRO	183.998.098	238.820.123	-4.241.601	50.580.424	50.718.010	50.718.010	-30.190	99.499.349	150.187.168
LA HIGUERA	1.697.580.402	2.196.498.955	-39.583.406	459.335.147	460.598.355	460.598.355	828.216	765.936.891	1.227.363.462
HIDROMAULE	468.778.671	617.853.479	-10.036.404	139.038.403	139.399.915	139.399.915	688.415	189.843.421	329.931.751
ELECTRICA CENIZAS	256.479.363	329.734.892	-5.913.719	67.341.811	67.532.191	67.532.191	67.042	28.270.939	95.870.172
EPSA	556.438.251	716.931.416	-12.729.497	147.763.668	148.176.694	148.176.694	1.068.395	119.726.008	268.971.097
EL MANZANO	99.501.201	124.100.739	-2.927.285	21.672.253	21.732.138	21.732.138	146.683	14.529.815	36.408.636
LOS ESPINOS	2.936.105.652	3.631.284.273	-95.265.268	599.913.352	601.942.367	601.942.367	128.259	4.000.966	606.071.591
ENLASA	4.595.117.207	5.599.683.511	-146.866.206	857.700.098	860.440.560	860.440.560	1.362.033	42.487.870	904.290.464
CRISTORO	15.313.443	19.559.077	-375.890	3.869.744	3.880.829	3.880.829	0	0	3.880.829
PETROPOWER	1.814.351.067	2.332.872.461	-43.604.354	474.917.040	476.248.110	476.248.110	52.918.325	1.174.977.034	1.704.143.469
GAS SUR	273.689.549	315.552.042	-9.869.771	31.992.721	32.124.213	32.124.213	0	0	32.124.213
ORAFIT	2.187.290	2.672.193	-55.913	428.990	430.752	430.752	0	0	430.752
NUOVA ENERGIA	252.225.973	294.752.715	-8.614.337	33.912.405	34.060.846	34.060.846	0	488.852.019	522.912.865
PANGUIPULLI	119.395.997	131.365.086	-13.706.074	-1.736.986	-1.736.986	-1.736.986	0	0	-1.736.986
HIDROELEC	1.961.983	2.070.864	-106.682	2.198	2.198	2.198	0	0	2.198
PACIFICO	6.705.982	9.020.143	-414.992	1.899.168	1.899.168	1.899.168	0	0	1.899.168
TOTAL	216.779.452.298	279.258.940.545	-5.259.069.055	57.220.419.192	57.378.016.526	57.378.016.526	14.453.124.832	290.175.958.027	362.007.099.385

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
Proyecto Hidroeléctrico Aysén	HidroAysén	2.750	3.200	14-08-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Termoeléctrica Castilla	MPX Energía S.A.	2.354	4.400	10-12-2008	En Calificación	Carbón	Base	III
Central Termoeléctrica Energía Minera	Energía Minera S.A.	1.050	1.700	06-06-2008	Aprobado	Carbón	Base	V
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LOS ROBLES	AES GENER S.A.	750	1.300	08-10-2007	Aprobado	Carbón	Base	VII
Central Termoeléctrica Punta Alcalde	ENDESA	740	1.400	27-02-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	Río Corriente S.A.	700	1.081	14-01-2008	En Calificación	Carbón	Base	V
Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo	Energía Austral Ltda.	640	733	07-08-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XI
Central Combinada ERA	ENAP REFINERIAS S.A.	579	390	14-03-2007	Aprobado	Gas-Cogeneración	Base	V
PROYECTO HIDROELÉCTRICO ALTO MAIPO Exp. N°105	AES GENER S.A.	542	700	22-05-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Central Térmica Barrancones	Suez Energy	540	1.100	21-12-2007	En Calificación	Carbón	Base	IV
Parque Eólico Talinay	Eólica Talinay S. A.	500	1.000	17-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura PCH-Angostura	Colbún S.A.	316	500	02-09-2008	Aprobado	Embalse	Base	VIII
Central Termoeléctrica Cruz Grande	CAP S.A.	300	460	06-06-2008	En Calificación	Carbón	Base	IV
Central Termoeléctrica Campiche	AES GENER S.A.	270	500	01-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	V
Central Termoeléctrica Quintero	ENDESA	240	110	30-07-2007	Aprobado	GNL	Base	V
Unidad 5 Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	152	235	22-01-2009	En Calificación	Carbón	Base	III
"Central Hidroeléctrica Los Cóndores"	ENDESA	150	180	05-06-2007	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Pedro	Colbún S.A.	144	202	30-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Central Tierra Amarilla	S.W. CONSULTING S.A.	141	62	28-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Proyecto Hidroeléctrico ACHIBUENO	Hidroeléctrica Centinela Ltda.	135	285	24-03-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Turbina de Respaldo Los Guindos	Energy Generation Development S.A.	132	65	12-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	VIII
Central Termoeléctrica Santa Lidia en Charrúa .	AES GENER S.A.	130	175	28-08-2007	Aprobado	Carbón	Base	VIII
Parque Eólico Lebu Sur	Inversiones Bosquemar	108	224	09-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Chacayes	Pacific Hydro Chile S.A.	106	230	04-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Incremento de Generación y Control de Emisiones del Complejo Generador Central Térmica Guacolda S.A.	Guacolda S.A.	104	230	26-04-2007	Aprobado	Carbón	Base	III
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energía Chile S.A.	104	230	23-01-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eólico El Arrayán	Rodrigo Ochagavía Ruiz-Tagle	101	288	08-09-2009	En Calificación	Eólico	Base	IV
Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	100	45	27-09-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe	CMPC CELULOSA S.A.	100	120	04-08-2009	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VIII
Generación de Respaldo Peumo	Río Cautín S.A.	100	45	09-09-2008	Aprobado	Diesel	Base	VII
Parque Eólico Arauco	Element Power Chile S.A.	100	235	10-06-2009	En Calificación	Eólico	Base	VIII
Central Térmica Generadora del Pacífico	Generadora del Pacífico S.A.	96	36	27-02-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	III
Central El Peñón	ENERGÍA LATINA S.A.	90	41	28-02-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central de Generación Eléctrica 90 MW Trapén	ENERGÍA LATINA S.A.	90	43,3	15-01-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
D.I.A. Parque Eólico La Gorgonia	Eolic Partners Chile S.A.	76	175,0	18-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Proyecto Parque Eólico Monte Redondo	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	74	150	07-08-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
DIA Parque Eólico El Pacífico	Eolic Partners Chile S.A.	72	144	10-12-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
EMELDA, Empresa Eléctrica Diego de Almagro	Bautista Bosch Ostalé	72	32	17-04-2008	Aprobado	Petróleo IFO 180	Base	III
Proyecto Central Térmica Gerdau AZA Generación	GERDAU AZA GENERACION S.A.	69	82	20-12-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Canela II	Central Eólica Canela S.A.	69	168	28-04-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Termoeléctrica Maitencillo	Empresa Eléctrica Valenar	66,5	72	29-07-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Base	III
Parque Eólico La Cachina	Ener-Renova	66	123	30-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
"Central Eléctrica Teno"	ENERGÍA LATINA S.A.	64,8	229	02-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 2	Base	VII
Central Termoeléctrica Diego de Almagro	ENERGÍA LATINA S.A.	60	20,5	14-01-2008	Aprobado	Diesel Nº 6	Base	III
Ampliación de Proyecto Respaldo Eléctrico Colímo	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pímaquén S.A.	53	75	13-06-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Centrales Hidroeléctricas Río Puelche	HYDROCHILE SA	50	140	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
DIA MODIFICACIONES PARQUE EOLICO TOTORAL	Norvind S.A.	46	140	10-09-2008	Aprobado	Eólico	Base	IV
Parque Eolico Totoral	Norvind S.A. Transmisión, Generación y	44,5	100	18-10-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMUS)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VINALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MD-CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan Central Trupan	Asociación de Canalistas Canal Zafartu	36	42	27-04-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Central Espino	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	32,8	15	24-07-2008	Aprobado	Diesel	Base	IV
Central Termoeléctrica Punta Colorada, IV Región	Compañía Barrick Chile Generación Limitada	32,6	50	20-03-2007	Aprobado	Diesel	Base	IV
Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI Horcones Caldera de Biomasa CFI Horcones	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	31,0	73	29-11-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PASO	HYDROCHILE SA	26,8	51,8	06-12-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	26,0	63,0	06-02-2009	Aprobado	Eólico	Base	IV
Central Eléctrica Colihues	Minera Valle Central	25	10	31-12-2007	Aprobado	Petróleo IFO 180	Respaldo	VI
Parque Eólico Laguna Verde	Inversiones EW Limitada	24	47	15-07-2008	Aprobado	Eólico	Base	V
Central Hidroeléctrica Awas Calientes CHAguasCalientes	HYDROCHILE SA	24	80	15-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	23,5	38	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Proyecto Generación Energía Renovable Lautaro	COMASA S.A.	23,0	43	11-11-2009	En Calificación	Biomasa	Base	IX
Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad	HIDROAUSTRAL S.A.	21,2	35	19-10-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	XIV
Parque eólico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliación Central Chuyaca	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	17-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	X
"Central Calle Calle"	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	20	4,8	26-05-2008	Aprobado	Diesel	Base	XIV
Central Hidroeléctrica Los Hierros	Besalco Construcciones S.A	20	50,0	09-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
Ampliación Central Olivos	Potencia S.A.	19	6,0	05-11-2009	En Calificación	Diesel	Base	XVII
Central de Pasada Cañalquén-Malacahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopirén	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Eléctrica Cerizas	Eléctrica Cerizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañía Papelera del Pacífico S.A.	15	27	14-09-2007	Aprobado	Biomasa	Respaldo	VI
Central Loma los Colorados	KDM ENERGIA Y SERVICIOS S.A.	14	40	02-09-2009	En Calificación	Biogás	Base	RM
Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Pacífico	CMPC Celulosa SA	14	12	27-11-2008	Aprobado	Biomasa	Respaldo	IX
"Instalación y Operación de Generadores de Energía Eléctrica en Planta Teno"	Cementos Bio Bio Centro S.A.	13,6	13,6	12-02-2008	Aprobado	Fuel Oil Nº 6	Respaldo	VII
Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmir - Correntoso	Hydroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bio-Bio CH Butamalal (e-seia)	RPI Chile Energías Renovables S.A.	11	25	24-10-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII
CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	ENERGIA COYANCO S.A.	10	17,4	25-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	RM
Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica San Andrés	HYDROCHILE SA	9,8	-	21-04-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VI
Sistema de Cogeneración de Energía con Biomasa Vegetal Cogeneración MASISA Cabrero	MASISA S.A.	9,6	17	17-04-2007	Aprobado	Biomasa	Base	VIII
Aumento Potencia Central Pelohuen	PSEG Generación y Energía Chile Ltda.	9,2	4,6	02-04-2008	Aprobado	Diesel	Base	IX
Modificación Central Hidroeléctrica Florín	Empresa Eléctrica Florín	9,0	22,0	29-05-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	XIV
Parque Eólico Chome	Ingeniería Seawind Sudamérica Ltda.	9,0	15	10-07-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Aumento de Potencia Parque Eólico Canela	Endesa Eco	8,3	14,1	09-01-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro	Hydroenergía Chile S.A.	8,0	20,0	25-09-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Minicentral Hidroeléctrica Piruquina	Endesa Eco	7,6	24,0	16-02-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bio-Bio Sur	Mañco S.A.	7,1	12,0	09-04-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco, Parte Nº 2	Hidroeléctrica Ensenada S. A.	6,8	12,0	26-11-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Planta de Equipos Generadores de Vallena	Agrocomercial AS Limitada	6,4	2,5	01-09-2008	Aprobado	Diesel	PMGD-SIC	III
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAYUCUPIL CH-Cayucupil	Hidroeléctrica Cayucupil Ltda	6,0	12,8	08-06-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Ampliación Parque Eólico Lebu Parque Eólico Lebu (e-seia)	Cristalerías Toro S.A.I.C.	6	6	01-10-2008	Aprobado	Eólica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6	15	13-01-2009	Aprobado	Hidráulica	Base	VII
Central Hidroeléctrica San Clemente	Colbún S.A.	6	12	29-05-2007	Aprobado	Hidráulica	PMGD-SIC	VII
Central de Pasada Tacura	Mario Garcia Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hydroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Naicas	Hydroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DONGO	HIDROELÉCTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southpacific	SouthPacific Korp S.A.	5	2,3	07-12-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	VIII
Minicentral Hidroeléctrica El Manzano	José Pedro Fuentes De la Sotta	4,7	7,4	30-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA PALOMA	HIDROENERGIA CHILE LTDA	4,5	8	12-11-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	IV
Central Hidroeléctrica Río Huasco	Hidroeléctrica Río Huasco S.A.	4,3	9	28-10-2009	En Calificación	Hidráulica	Respaldo	III
Generación de Energía Eléctrica Puerto Punta Totoralillo	Compañía Minera del Pacífico S.A	4,1	3	21-08-2007	Aprobado	Diesel Nº 2	Respaldo	III
Generadora Eléctrica Roblería	Generadora Eléctrica Roblería Limitada.	4,0	4	10-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	VII
INSTALACION DE GRUPOS ELECTROGENOS DE RESPALDO DIVISION MANTOVERDE	ANGLO AMERICAN NORTE S.A.	3,8	3,3	22-04-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	III
Central Hidroeléctrica Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco S.A.	3,4	8,9	17-11-2009	En Calificación	Hidráulica	Base	RM
Minicentral Hidroeléctrica El Diuto Mini CHDiuto	Asociación de Canalistas del Lago	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Con fecha 18 de noviembre, se entregó el dictamen del Panel de Expertos sobre las discrepancias presentadas por Transelec S.A. y Transelec Norte S.A., en adelante conjuntamente Transelec, por Hidroeléctrica La Higuera S.A., en adelante La Higuera, y por Hidroeléctrica La Confluencia S.A., en adelante La Confluencia, respecto a las bases técnicas y administrativas definitivas para la realización del Estudio de Transmisión Troncal (ETT), realizadas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE.

Respecto a las bases del estudio, se presentaron las siguientes discrepancias:

1. Estadígrafo de comparación de las remuneraciones para determinar los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Parte II, Numeral 3, párrafo quinto que, en ocasión de la determinación de las remuneraciones de la empresa modelo, se debe establecer un estadígrafo de comparación de las remuneraciones de la muestra utilizada por el consultor, el cual debiera calcularse como el valor promedio de mercado para cada cargo. En su presentación, Transelec indica que la determinación del COMA es materia del ETT, y que por lo tanto, dado que el nivel de remuneraciones del personal es parte importante de la determinación del COMA, es el consultor que realiza el ETT el encargado de determinar el estadígrafo que más se ajuste a la muestra utilizada. Por su parte, la CNE indicó que lo establecido en las bases supone un cambio en la metodología al compararlo con las bases del proceso anterior, ya que las remuneraciones deben determinarse a partir de una muestra representativa para cada cargo. En parecer de la CNE, si la muestra es representativa para cada cargo, no correspondería utilizar un estadígrafo distinto al promedio.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados por las empresas aceptar la propuesta de Transelec, permitiendo que sea el consultor el que determine el estadígrafo más adecuado para la muestra utilizada.

2. Definición de Obra Nueva

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Parte III, Numeral 6, "Planes de Expansión", literal d) "Calificación de los proyectos del plan de expansión", segundo párrafo, lo siguiente:

"Se considerará Obra Nueva a todo proyecto de transmisión que, en consideración a su trazado e independencia topológica y operativa respecto de las instalaciones existentes del sistema troncal respectivo, o bien a la magnitud de sus costos de inversión y operación referenciales, presentan condiciones técnicas y económicas que permiten considerar como eficiente el desarrollo de una licitación competitiva para adjudicar la titularidad de su operación en los términos señalados en el Artículo 95° de la Ley".

Al respecto, Transelec sostiene que de acuerdo a la Ley y las bases existen dos condiciones para catalogar una obra como nueva:

- a) La condición de independencia topológica y operativa de las instalaciones existentes y;
- b) La condición de la magnitud de la obra.

De acuerdo a Transelec, estas condiciones deben cumplirse simultáneamente, de lo contrario, podría darse, según la empresa, el caso que una obra de ampliación, por sus montos de inversión involucrados, sea catalogada como obra nueva, afectando los derechos de propiedad sobre la instalación existente. Sin embargo, Transelec indica que la forma en que se exponen las condiciones anteriores en las bases sugiere que son optativas.

Por este motivo, Transelec solicitó modificar el texto para que se consideren ambas condiciones como necesarias y simultáneas. Por su parte, la CNE rechazó la propuesta de la empresa por considerar que las condiciones contenidas en la Ley corresponden a criterios para identificar las obras nuevas y no requisitos, siendo el consultor el que debe analizar en cada caso la clasificación de las obras resultantes del estudio. Además, agrega que ante una eventual clasificación errónea de una instalación, la discrepancia puede ser presentada al Panel.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados por las empresas rechazar la propuesta de Transelec, manteniendo lo establecido en las bases.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

3. Incorporación de economías de alcance en el cálculo del COMA

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Parte II, Numeral 3 que el consultor deberá incorporar las economías de alcance que se puedan producir con otros segmentos de la industria eléctrica.

En su presentación, Transelec solicita eliminar esta exigencia, por considerarla ajena al espíritu de la Ley, indicando entre otras cosas que esta consideración implicaría considerar las empresas reales que operan las instalaciones de transmisión troncal, lo que se contraponen con el criterio establecido en las bases de maximizar la eficiencia en el diseño de la empresa modelo. También agrega que Transelec no está en contra de la aplicación de economías de escala a nivel de segmento (una sola administración para todo el sistema troncal en vez de una para cada tramo).

Por su parte, la CNE planteó que la Ley, como criterio general, busca la eficiencia de todo el sector eléctrico, no impidiendo la existencia de costos compartidos con, por ejemplo, otros segmentos de transmisión, por lo que no existen motivos para no considerar que la empresa eficiente pueda hacer uso de economías de escala, como ocurre con las empresas reales.

El Panel acordó por mayoría en base a los antecedentes presentados por las empresas aceptar la propuesta de Transelec, eliminando el texto que se refiere a la exigencia contenido en el tercer párrafo, del numeral 3, de la Parte II, Capítulo II de las Bases. Votaron en contra los integrantes Sres. Fischer y Serra.

4. Vidas útiles a considerar en el Estudio de Transmisión Troncal

En su presentación, Transelec indica que, a diferencia de las bases para el ETT anterior en que el consultor debía establecer las vidas útiles, en este proceso las bases establecen las vidas útiles económicas para los elementos del sistema de transmisión, determinadas en el ETT anterior. Al respecto, y basado en metodologías utilizadas anteriormente por el consultor del ETT anterior y el Panel de Expertos, Transelec solicitó que se establezca una vida útil económica para los equipos primarios de 37 años y una vida útil económica para las líneas aéreas sin servidumbre de 44 años. Por su parte, la CNE señaló que se utilizaron las vidas útiles del ETT anterior por considerarlas representativas para cada tipo de instalación.

El Panel declaró inadmisibles las discrepancias, debido a que Transelec presentó propuestas con diferencias sustanciales en las observaciones a las bases preliminares, no recogidas por la CNE, y su presentación al Panel.

5. Criterio de asignación de las instalaciones comunes de patio e instalaciones comunes de subestaciones troncales en otros segmentos de transmisión

En su presentación, Transelec discrepó con las bases, en el numerales 1 y 2 de la Parte II respecto a que el sistema de transmisión troncal sólo contempla una fracción de las instalaciones comunes de las subestaciones troncales y de los patios con paños troncales, dado que el criterio de asignación de prorratas de las instalaciones no establece una frontera clara del sistema de transmisión troncal.

Por lo anterior, Transelec solicitó valorizar el 100% de las instalaciones comunes. Por su parte, la CNE señaló que el procedimiento consignado en las bases permite la asignación de instalaciones comunes a tramos moldeables, para poder calcular el uso esperado de éstos.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados por las empresas rechazar la propuesta de Transelec, manteniendo lo establecido en las bases.

6. Procedimiento para determinar las instalaciones que deberán formar parte del Sistema Troncal

El punto 5. de la Parte II de las Bases instruye al consultor sobre las condiciones que deben cumplir las instalaciones de transmisión para ser seleccionadas como troncales iniciales o nuevas troncales.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

Al respecto, el principal argumento de Transelec se basa en que la LGSE no establece un nivel de tensión mínimo para las instalaciones troncales, sino que deben cumplir una serie de características a cumplir para ser catalogadas como tales, sin establecer características copulativas, sino una serie de lineamientos generales de características principales. A juicio de la empresa, las instalaciones interiores del sistema troncal no tienen que cumplir con las condiciones requeridas para efectos de determinar las instalaciones "límites". En particular, aquella referida al nivel de tensión mínimo de 220 kV. Observa asimismo que el Regulador determinó que los tramos de 500 kV entre las subestaciones Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel permiten la necesaria continuidad del sistema troncal, sin perjuicio que no cumplen con al menos dos condiciones de los tramos "límites" del sistema troncal. Situación similar ocurriría con las instalaciones de transmisión Itahue – Alto Jahuel 154 kV.

La solicitud de la empresa es entonces modificar una serie de artículos referidos a: límites del sistema troncal, continuidad del sistema troncal, tratamiento de instalaciones que producto de decretos de la autoridad se encuentren en proceso de transformación para tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kV.

El Panel de Expertos determina, en atención al análisis de las presentaciones realizadas por la empresa, se acuerda por unanimidad rechazar las peticiones de las empresas.

7. Consideración de sistemas de desconexión de carga y/o generación (EDAC-EDAG) en las Bases Técnicas

Se refiere esta discrepancia al Capítulo II, Parte III, Numeral 6 PLANES DE EXPANSIÓN, literal c) "Elaboración de planes de expansión", número 8, de las Bases Definitivas, respecto a que para calificar el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, el consultor deberá efectuar estudios de flujos de potencia, estudios de estabilidad y cortocircuitos y su evolución en el período de estudio, así como otros para la verificación del cumplimiento de lo establecido en la NTSyCS, y determinar, a partir de la proyección realizada se deberán analizar situaciones de contingencia y falla en instalaciones de generación y transmisión.

Por ello las empresas proponen que el consultor que desarrolle el Estudio de Transmisión Troncal debiera tener la posibilidad de analizar e incorporar soluciones tecnológicas destinadas a mitigar los daños causados por la dilación en la concreción de proyectos troncales. En particular, estas soluciones debieran incorporar el uso de esquemas automáticos de desconexión de carga EDAC y/o generación EDAG.

Los reclamos son llevados a cabo por las empresas La Higuera, la Confluencia y Endesa, quienes proponen que el consultor que desarrolle el Estudio de Transmisión Troncal debiera tener la posibilidad de analizar e incorporar soluciones tecnológicas destinadas a mitigar los daños causados por la dilación en la concreción de proyectos troncales. En particular, estas soluciones debieran incorporar el uso de esquemas automáticos de desconexión de carga EDAC y/o generación EDAG. Observan que lo anterior no debe entenderse como una solución única, ya que estos esquemas serían una solución complementaria, de costos en extremo inferiores a los provocados por la congestión y mal uso de recursos energéticos del SIC. Proponen que los costos de estas medidas provisionales debieran ser incorporados en las tarifas troncales, al menos por un quadrienio o hasta que las obras definitivas se encuentren en operación.

El Panel de Expertos determina, en atención al análisis de las presentaciones realizadas por la empresa, se acuerda por unanimidad rechazar las peticiones de las empresas.

System Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago

Fono: 56-2-2320501

Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard

Director

hrudnick@system.cl

Sebastian Mocarquer Grout

Gerente General

smocarquer@system.cl

Alejandro Navarro Espinosa

Gerente de Estudios

anavarro@system.cl

Jorge Moreno De La Carrera

Especialista Generación

jmoreno@system.cl

Oscar Álamos Guzmán

Ingeniero de Estudios SIC

oalamos@system.cl

Pablo Lecaros Vargas

Ingeniero de Estudios SING

plecaros@system.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:

www.system.cl

Contacto:

reporte@system.cl

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

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

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

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

