Systep Ingeniería y Diseños
Fono: 56-2-2320501 |Web: www.systep.cl| Contacto: reporte@systep.cl

[Volumen 3, número 1]

Reporte Sector Eléctrico

SIC-SING

Enero 2010

Contenido

Artículos de interés especial

Editorial 2
SIC 7
- Análisis General 8
- Análisis Precio de Licitación 11
- Estado de los Embalses 13
- Análisis Precios de los Combustibles 14
- Análisis Precios Spot 15
- Análisis Precio Medio de Mercado 16
- RM 88 16
- Análisis Parque Generador 17
- Resumen Empresas 19

SING 28
- Análisis General 29
- Análisis Precio de Licitación 32
- Análisis Precios de los Combustibles 32
- Análisis Precios Spot 33
- Análisis Precio Medio de Mercado 34
- Análisis Parque Generador 34
- Resumen Empresas 35

ANEXOS 36
- 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

Defensa rechaza concesiones para termoeléctrica Barracones.
(Fuente: El Mercurio, 11/01/10)

Chile firma documento de ingreso oficial a la OCDE.
(Fuente: Diario Financiero, 11/01/10)

Edelnor evalúa opciones para llegar al SIC ante potencial de la minería en Región de Atacama.
(Fuente: El Mercurio, 08/01/10)

Gobierno da suma urgencia a reforma del agua y privados ven desincentivo a las inversiones.
(Fuente: El Mercurio, 07/01/10)

Cuentas de luz en Santiago bajarían entre 3% y 5% en enero.
(Fuente: La Tercera, 06/01/10)

Aprueban fusión de generadoras eléctricas de Codelco y GDF Suez.
(Fuente: Estrategia, 30/12/09)

Norma de Emisiones aumentaría en 30% inversión de termoeléctricas.
(Fuente: Estrategia, 22/12/09)

Central Castilla vuelve a suspender trámite ambiental.
(Fuente: El Mercurio, 15/12/09)

SN Power se prepara para reiniciar trámite de proyecto Maqueo por US$1.000 millones.
(Fuente: Diario Financiero, 11/12/09)

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

Dos proyectos se sumarían a la línea de HidroAysén.
(Fuente: El Mercurio, 07/12/09)

Gobierno publica normas para implementar la Ley de ERNC.
(Fuente: El Mercurio, 02/12/09)

Edelnor celebró contrato de hasta 2.300 GWh.
(Fuente: El Mercurio de Antofagasta, 01/12/09)

Editorial

En esta primera editorial del año 2010 se tratan dos temas de interés. El primero de ellos corresponde a una visión de los mercados eléctricos para el año que se inicia; mientras que el segundo hace relación con la decimoquinta Conferencia de Cambio Climático de las Naciones Unidas, realizada en diciembre en Copenhague.

Operación del mercado eléctrico durante el año 2010

El escenario de estrechez energética que se enfrentó durante los años 2007, 2008 y principios del 2009, que fue aparejado por un aumento significativo de los costos marginales de energía, ha ido quedando atrás paulatinamente. Durante el año 2009, la llegada del GNL a Quintero, una mejor condición hidrológica y la operación de las primeras nuevas centrales a carbón han contribuido a desplazar la generación diesel en el SIC, y como resultado de ello, los costos marginales durante el segundo semestre promediaron 90 US$/MWh.

Para el año 2010 se espera que los costos continúen disminuyendo en dicho sistema. La incorporación de prácticamente 1.000 MW adicionales en centrales térmicas a carbón[1], y de centrales hidroeléctricas como La Higuera y La Confluencia (de 155 MW cada una) contribuirán a que el costo marginal promedio proyectado[2] hacia el segundo semestre se aproxime a los 68 US$/MWh en un escenario hidrológico normal (Figura 1). En caso de enfrentar un año seco, el costo marginal estaría principalmente definido por el costo de operar centrales térmicas con GNL (Figura 2).

Adicionalmente, a partir de enero entran en vigencia en el SIC los nuevos contratos de suministro suscritos con las empresas distribuidoras durante los procesos de licitaciones reguladas. Dichos contratos totalizan aproximadamente 21.000 GWh/año y los precios definidos reemplazarán al precio de nudo determinado por la autoridad. A diciembre de 2009, el precio promedio de dichos contratos, referido al nudo de Quillota, era aproximadamente 70 US$/MWh. Sólo aquellas empresas distribuidoras que aún mantengan algunos contratos vigentes a precio de nudo de corto plazo, determinado por la CNE, tarificarán aquella proporción de la energía contratada mediante este régimen, utilizando el mecanismo antiguo de fijación de precios.

Los precios de nudo de largo plazo promedio por distribuidora se muestran en la Tabla 1. Es importante destacar que el DFL4 establece en el artículo 157º que los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a los respectivos contratos. El promedio será determinado ponderando los precios por el volumen del suministro correspondiente. En caso que el precio promedio de energía de una concesionaria sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas a clientes regulados.

[1]Central térmica Ventanas III, 240 MW en enero (Gener); Guacolda IV, 139 MW en abril (Guacolda); Bocamina 2 y Santa María, 340 MW cada una de Endesa y Colbún respectivamente, a fines del 2010.

[2] Precio de combustibles constante; valores informados al CDEC en enero de 2010.

Figura 1: Generación de energía eléctrica real y proyectada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC, Systep)

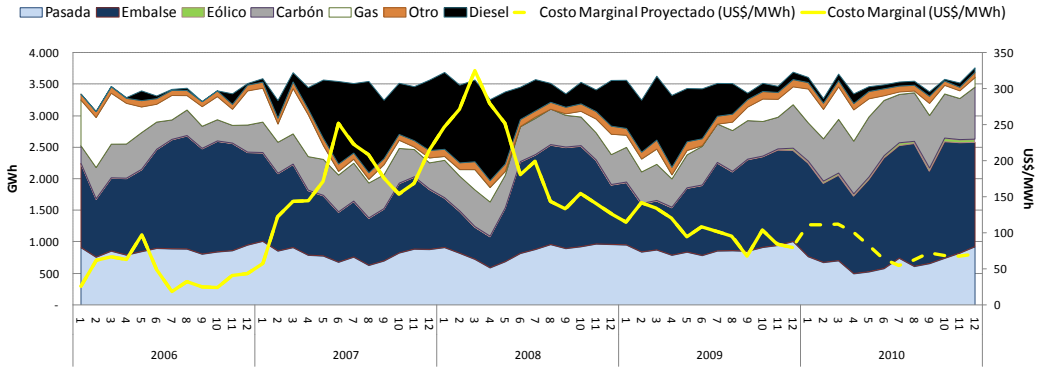


Figura 2: Costos marginales proyectados (Fuente: CDEC-SIC, Systep)

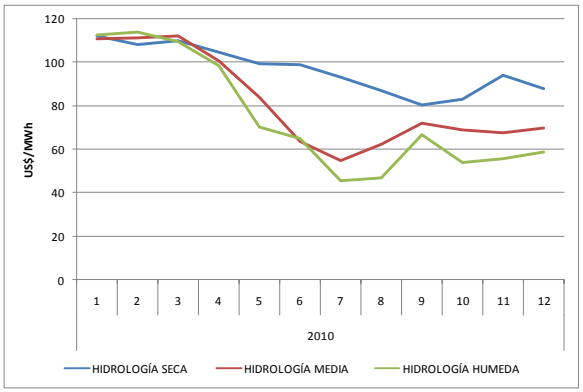


Tabla 1: Precios de Licitación a diciembre de 2009

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	74,2	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	75,0	6.782
Endesa	63,4	12.825
Guacolda	66,6	900
EMELDA	95,0	200
EPSA	98,1	75
Monte Redondo	92,7	275
Precio Medio de Licitación	**70,95**	

* Precios referidos a Quillota 220

Por otra parte, es importante destacar que la lógica de evolución futura de los precios quedó definida por esas mismas licitaciones. Para los primeros dos años, el precio de nudo de largo plazo promedio estará indexado al CPI, precios de Carbón, GNL y Diesel, y Costo Marginal, en las proporciones indicadas en la Tabla 2. A partir del año 2012, las variaciones que experimente el Costo Marginal dejarán de ser un referente y los contratos estarán indexados principalmente al CPI y el precio del Carbón.

Tabla 2: Indexación promedio de la energía licitada

Indexación Promedio de los Contratos		
Año	2010 - 2011	2012 en adelante
CPI	47%	75%
Carbón	15%	15%
GNL	7%	7%
Diesel	2%	2%
Cmg	28%	0%

Sin embargo, durante los últimos años, una proporción importante de la energía comercializada a clientes regulados, si bien era a precio de nudo, en estricto rigor, dada la ausencia de contratos entre generadoras y distribuidoras, debía ser comercializada entre éstos últimos a costo marginal. Para disminuir la incertidumbre en la comercialización de energía hacia los clientes regulados, la RM88 creó una cuenta por cobrar, donde mensualmente se abonaban o cargaban las diferencias positivas o negativas que se produjeran entre el costo marginal y el precio de nudo vigente. En esta línea, a noviembre de 2009, el saldo acumulado positivo en esta cuenta es de $346 mil millones; el que paulatinamente, mediante un recargo de hasta un 20% sobre el precio de nudo, deberá ser retribuido a las distintas empresas generadoras.

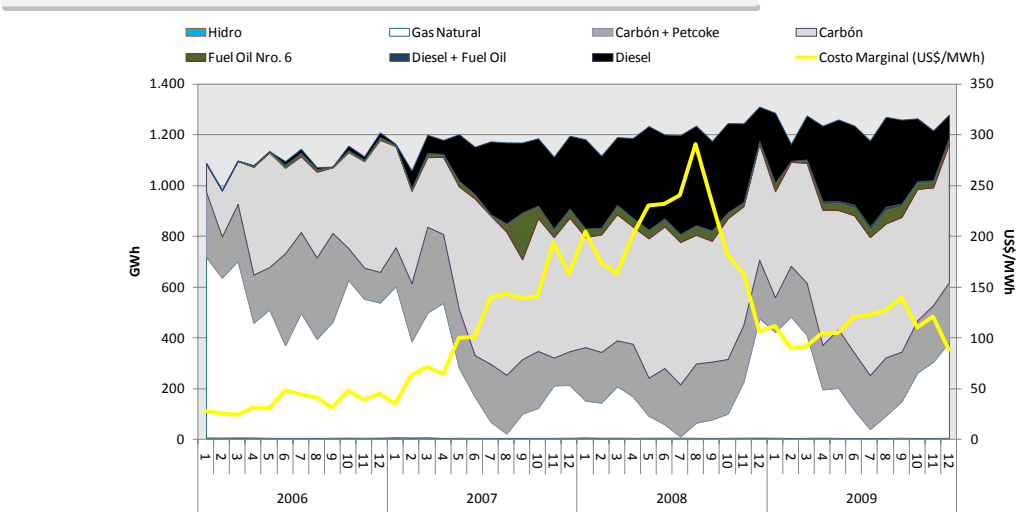
Tabla 3: Saldo total de cuentas RM88 a noviembre 2009 (Endesa, Gener, Colbún y Guacolda)

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	123.200
Gener	62.130
Colbún	93.541
Guacolda	14.814

En tanto, en el SING la situación es distinta (Ver Figura **3**); a fines del año 2010 se incorporará nueva oferta al sistema proveniente de las centrales a carbón de Edelnor/ElectroAndina (330 MW); adicionalmente comenzará a llegar GNL al terminal de Mejillones. En este sentido, dado que el precio de dicho combustible está indexado principalmente al valor del diesel, se espera que los precios en el sistema continúen siendo influenciados por el costo y volatilidad de dicho combustible. Recién a mediados del año 2011, con la incorporación de la Central Angamos se podrían tener precios más competitivos en dicho sistema.

Finalmente, es importante destacar que durante el año 2010 se realizarán los procesos tarifarios de uso de los sistemas de transmisión, particularmente transmisión troncal y subtransmisión; tema que será tratado en detalle en nuestra próxima edición.

Figura 3: Matriz de generación y costos marginales históricos en el SING (Fuente: CDEC-SING, Systep)



Copenhague

Producto de la creciente preocupación por los efectos de un eventual cambio climático, durante el mes de diciembre se realizó en Copenhague la decimoquinta Conferencia de Cambio Climático de las Naciones Unidas, denominada COP15, donde se buscó el establecimiento de acuerdos que permitan disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

La Conferencia involucró a representantes de 193 países, enfrentando las posturas de los países pertenecientes a un mundo desarrollado con los desafíos de países en vías de desarrollo y lo más pobres. En este sentido, los acuerdos y metas a establecer, debían equilibrar necesidades y recursos antagónicos.

El acuerdo de Copenhague[3], se gestó luego de la presentación de una propuesta elaborada por un grupo reducido de países, durante el último día de la conferencia, y posteriormente reconocida por el resto de los países participantes. En este acuerdo, se reconoce que el cambio climático es uno de los desafíos más grandes de nuestro tiempo, y se establece un límite 2ºC para el aumento de temperatura para el presente siglo. Adicionalmente, se reconoce la importancia de reducir las emisiones provocadas por la deforestación y degradación de los bosques, lo que según algunos estudios puede alcanzar entre un 15% y 20% de las emisiones totales. Asimismo, se establece que los países, deben informar libremente las metas de reducción de emisiones para el año 2020, de acuerdo a ciertos formatos establecidos en los anexos del documento; para el caso particular de los países participantes del protocolo de Kioto, se instruye que éstos deben aumentar las reducciones propuestas con anterioridad.

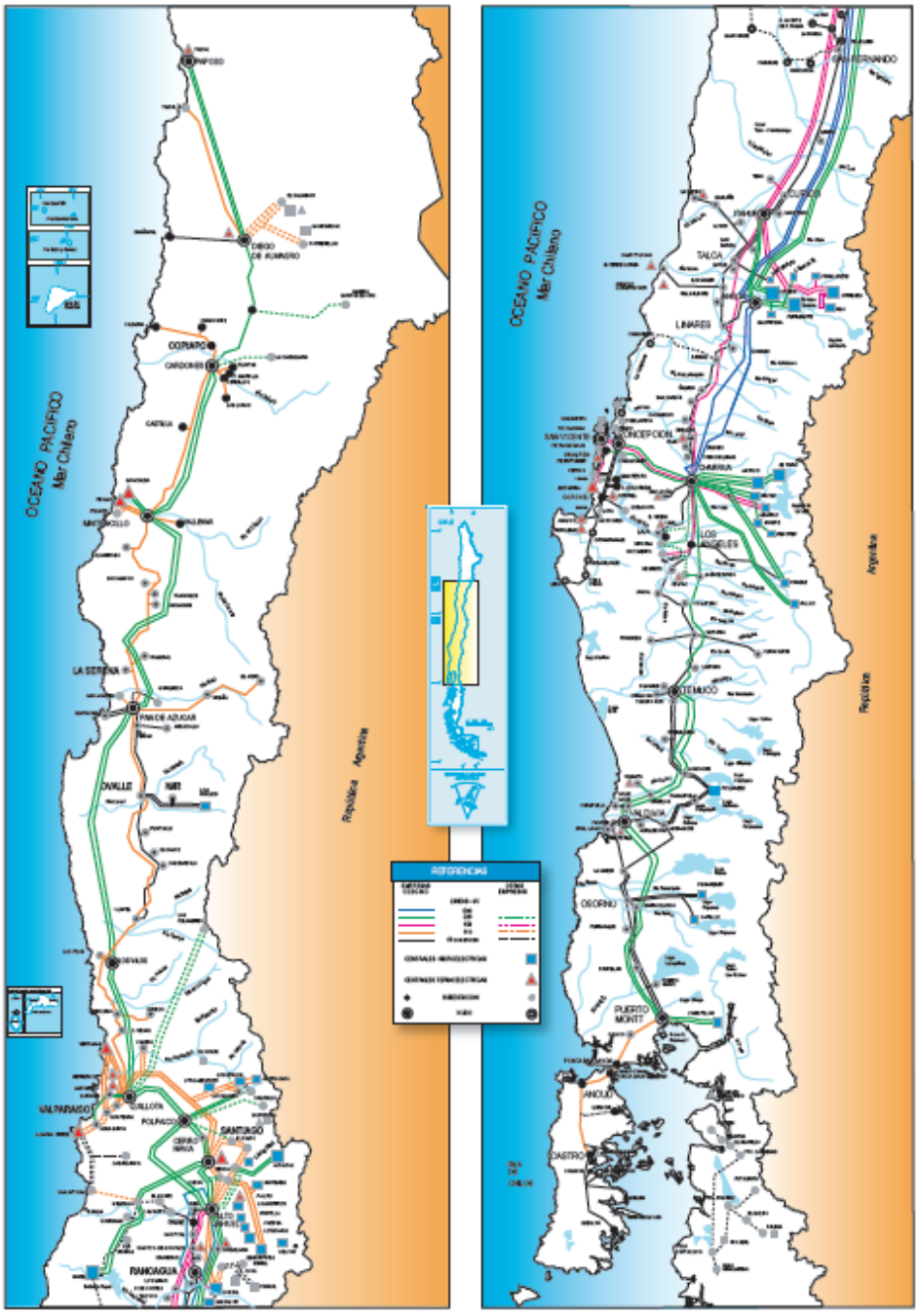
Junto a esto, se establece la entrega de ayuda financiera para países en desarrollo, para permitir el cumplimiento de las acciones de mitigación que se requieran. La ayuda consiste inicialmente en 30 mil millones de dólares para el periodo 2010-2012, para luego alcanzar los 100 mil millones de dólares en el año 2020.

[3] http://en.cop15.dk/files/pdf/copenhagen_accord.pdf

Chile, representado por la Ministra de Medio Ambiente, anunció su compromiso a contribuir con los esfuerzos mundiales destinados a la mitigación de los gases de efecto invernadero, estableciendo una meta de reducción de hasta un 20% en la emisión de gases de efecto invernadero para el año 2020, la cual sería financiada principalmente con recursos nacionales. Es importante destacar que la contribución de Chile a la emisión de gases de efecto invernadero a nivel global alcanza sólo el 0,2%, pero existe preocupación en el país por la alta tasa de crecimiento de sus emisiones, particularmente en el sector energía y transporte. La Ministra en su intervención, mencionó que nuestro país ya ha iniciado acciones de mitigación en áreas como la eficiencia energética, las energías renovables, forestación y reforestación, conservación de los bosques nativos y el transporte público.

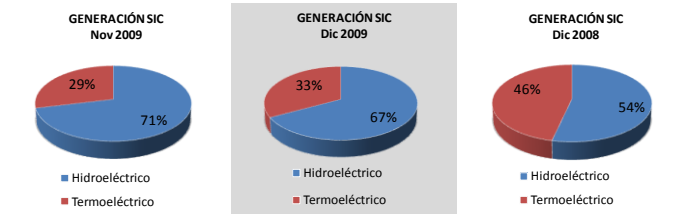
En este contexto, es importante destacar que el acuerdo de Copenhague constituye un acuerdo meramente político, donde se establecieron los propósitos generales que deben ser cumplidos, que al mismo tiempo, no tienen un carácter vinculante u obligatorio, mientras que los objetivos específicos para cada país, serán definidos por cada uno de ellos en función de sus propios intereses. Más allá de Copenhague, la preocupación creciente en el país se centra en la huella de carbono de sus productos de exportación, que puede desplazarlos de los mercados internacionales, tema que se tratará en una próxima edición.

SIC
Sistema Interconectado Central



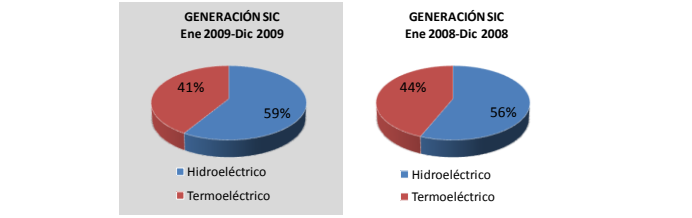
Fuente: CDEC-SIC

Figura 4: Energía mensual generada en el SIC



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 5: Energía acumulada generada en los últimos 12 meses



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis de Generación del SIC

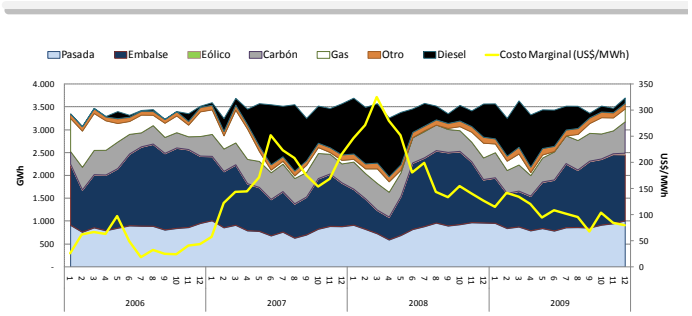
En términos generales, durante el mes de diciembre la generación de energía en el SIC aumentó en un 6,5% respecto a noviembre, aumentando en un 3,7% respecto a diciembre de 2008, la mayor alza del año 2009, como puede apreciarse en la Figura **13**.

La generación hidroeléctrica cayó en un 0,2% respecto de noviembre, mientras que la generación termoeléctrica aumentó en un 21,5%. De esta forma, un 67% de la energía consumida en el SIC en el mes de diciembre fue abastecida por centrales hidroeléctricas. Cabe destacar el aumento de más de un 955% en la generación eólica en el SIC respecto a diciembre de 2008, y un 131% respecto al mes pasado. Tal situación está dada por la operación de la central Canela, Lebu, y por la recientemente incorporada Canela II, además del período de pruebas de las centrales Monte Redondo y Totoral, las cuales, de acuerdo a la información del CDEC, se encontrarán completamente operativas a partir del mes de enero de este año.

Según fuente de producción, se observa que durante el mes de diciembre el aporte de las centrales de embalse al sistema se redujo en un 4,4% respecto de noviembre. Por su parte, las centrales de pasada aumentaron su aporte en un 6,5% en relación al mismo mes. La generación térmica utilizando diesel aumentó en un 21,2%, la generación a carbón aumentó en un 37,5%, mientras que la generación a gas disminuyó en un 0,1% respecto de noviembre de 2009.

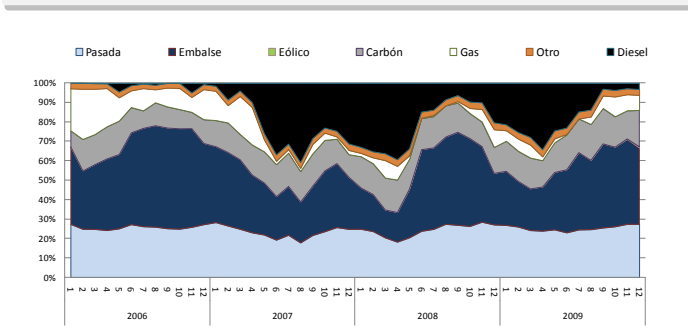
En la Figura 6 se puede apreciar la evolución de la generación desde el año 2006. Los costos marginales del SIC durante el mes de diciembre llegaron a un valor promedio de 80 US$/MWh en la barra de Quillota 220, que comparados con los 127 US$/MWh de diciembre de 2008 representa una reducción de 37%.

Figura 6: Generación histórica SIC



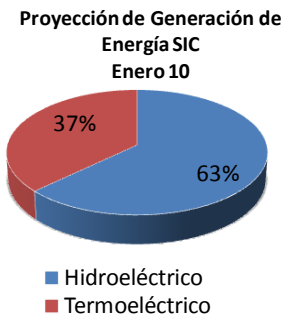
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 7: Generación histórica SIC (%)



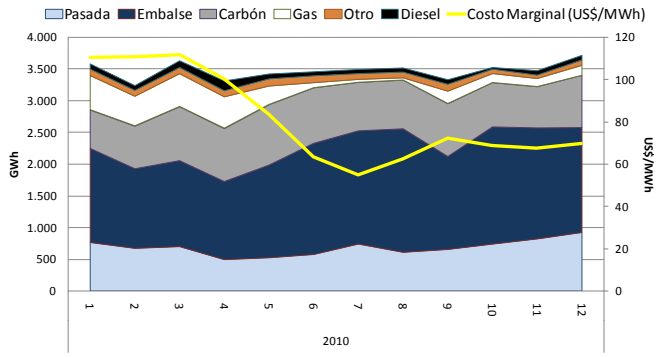
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 8: Proyección de Generación de Energía diciembre 2009 SIC



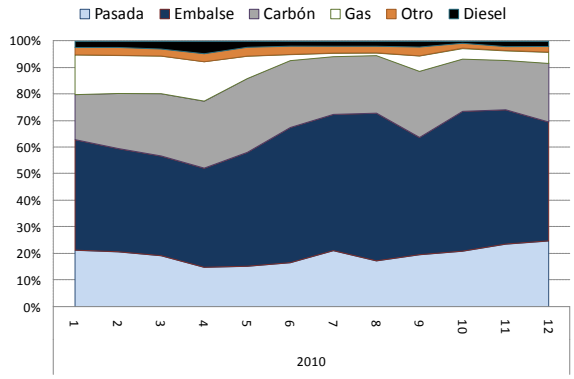
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 9: Generación proyectada SIC hidrología media



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

Figura 10: Generación proyectada SIC hidrología media (%)



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

Operación Proyectada SIC (Fuente: CDEC)

Para el mes de enero de 2010, la operación proyectada por el CDEC-SIC considera que el 63% de la energía mensual generada provendrá de centrales hidroeléctricas.

La Figura 9 y Figura 10 presentan información extraída del programa de operación a 12 meses que realiza periódicamente el CDEC para un escenario hidrológico normal. 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 6), 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 del año 2009.

Además, se mantiene prevista la entrada de la central Ventanas III de Gener para este mes, mientras que el comienzo de la operación de la central a carbón Bocamina II de Endesa, se espera a partir de octubre de este año.

Evolución del Precio Nudo

El día lunes 4 de enero fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SIC, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son: 41,733 $/kWh y 4583,83 $/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 50,09 $/kWh. Este valor representa una baja de 2% respecto a la última indexación del precio de nudo de abril de 2009, realizada en el mes de octubre.

Es importante destacar que considerando el cálculo de la RM88, el valor del precio de nudo de la energía en la barra Alto Jahuel 220 llega a 49,146 US$/MWh.

Generación de Energía

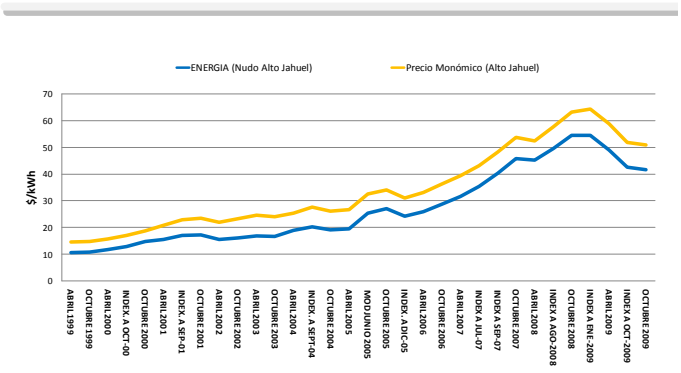
Para el mes de diciembre, la generación de energía experimentó un alza de 3,7% respecto del mismo mes de 2008, y un 6,5% respecto al mes anterior.

La generación total del año 2009 es de 41.736 GWh, lo que comparado con los 41.819 GWh generados durante el año 2008, representa una caída de 0,2%.

La Figura 13 muestra la variación acumulada de la producción de energía respecto al año 2008. Se puede apreciar que el consumo de energía del año recién pasado se acercó paulatinamente a las condiciones presentadas el año 2008, especialmente en los últimos meses, señal de una lenta y gradual recuperación de la economía. No obstante lo anterior, tal situación no fue suficiente para lograr un escenario positivo para el 2009, en términos del crecimiento del consumo de energía.

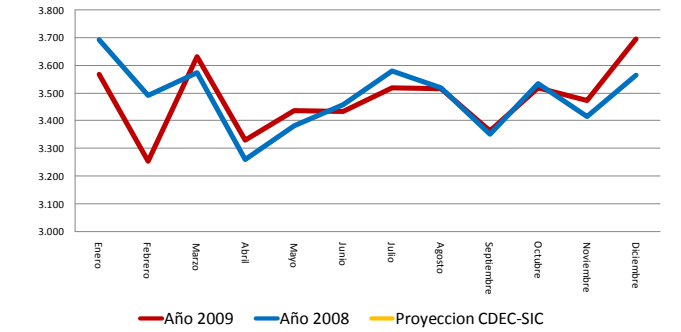
Respecto a las expectativas para el año 2010, el CDEC-SIC en su programa de operación 12 meses, estima una generación de 42.221 GWh, lo que comparado con los 41.736 GWh del año 2009 se presenta como un crecimiento anual de un 1,16%.

Figura 11: Precio nudo energía y monómico SIC



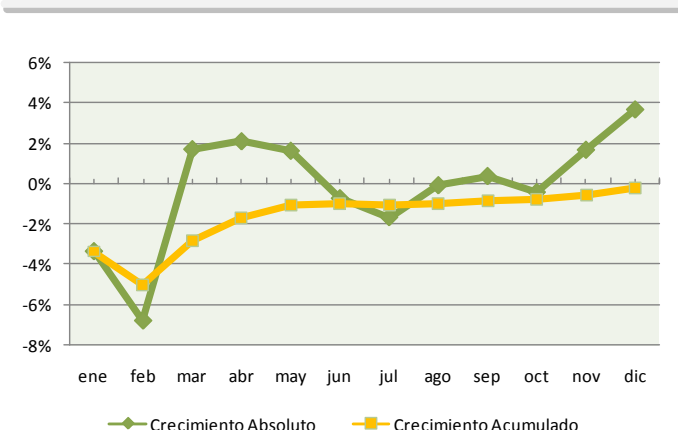
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 12: Generación histórica de energía (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 13: Tasa de crecimiento de energía (%)



Análisis Precios de Licitación SIC

La Ley Nº20.018, 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 4 presenta el precio promedio de venta ponderado por energía de las principales generadoras del SIC, mientras que la Tabla 5 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 dieron 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 diciembre de 2009, el precio medio de la energía licitada, referido a la barra Quillota 220, queda en 75,69 US$/MWh y 57,84 US$/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 70,95 US$/MWh en la barra Quillota 220.

Tabla 4: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa generadora (precios indexados a dic. 2009)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	74,2	5.419
Campanario	95,5	1.750
Colbún	75,0	6.782
Endesa	63,4	12.825
Guacolda	66,6	900
EMELDA	95,0	200
EPSA	98,1	75
Monte Redondo	92,7	275
Precio Medio de Licitación		**70,95**

* 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 5: Procesos de Licitación. Resumen de resultados por empresa distribuidora (precios indexados a dic. 2009)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	58,9	12.000
Chilquinta	82,2	2.567
EMEL	68,8	2.007
CGE	90,3	7.220
SAESA	66,6	4.432
Precio Medio de Licitación		**70,95**

* Precios referidos a Quillota 220

Fuente: CNE, Systep

Tabla 6: Precios de Licitación (precios indexados a diciembre 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Dic-09 Barra Suministro	Indexado Dic-09 Barra Quillota	Año de Inicio Suministro
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	300	58,1	71,6	71,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	900	57,8	71,2	70,6	2010
AES Gener	Chilquinta	Quillota 220	188,5	57,9	71,5	71,5	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	83,1	83,1	2010
AES Gener	EMEL	Quillota 220	770	52,5	74,0	74,0	2010
AES Gener	Chilectra	Polpaico 220	1800	65,8	67,7	66,3	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	68,0	67,1	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	Saesa	Charrúa 220	1500	53,0	64,9	66,7	2010
Colbun	Saesa	Charrúa 220	582	54,0	66,2	68,0	2010
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	500	58,6	61,0	59,7	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	58,3	60,6	59,4	2011
Colbun	Chilectra	Polpaico 220	1000	57,9	60,2	58,9	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	53,9	53,2	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	170	57,9	60,8	60,0	2010
Endesa	CGE	Alto Jahuel 220	2000	102,0	102,0	95,3	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1050	50,7	53,5	53,1	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1350	51,0	53,8	53,3	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	188,5	51,0	53,5	53,5	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	430	50,2	52,6	52,6	2010
Endesa	Chilquinta	Quillota 220	660	102,3	102,3	102,3	2010
Endesa	EMEL	Quillota 220	876,5	55,6	58,3	58,3	2010
Endesa	Saesa	Charrúa 220	1500	47,0	49,4	50,7	2010
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1700	61,0	53,0	52,0	2011
Endesa	Chilectra	Polpaico 220	1500	61,0	53,0	52,0	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	67,2	66,6	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, Systep

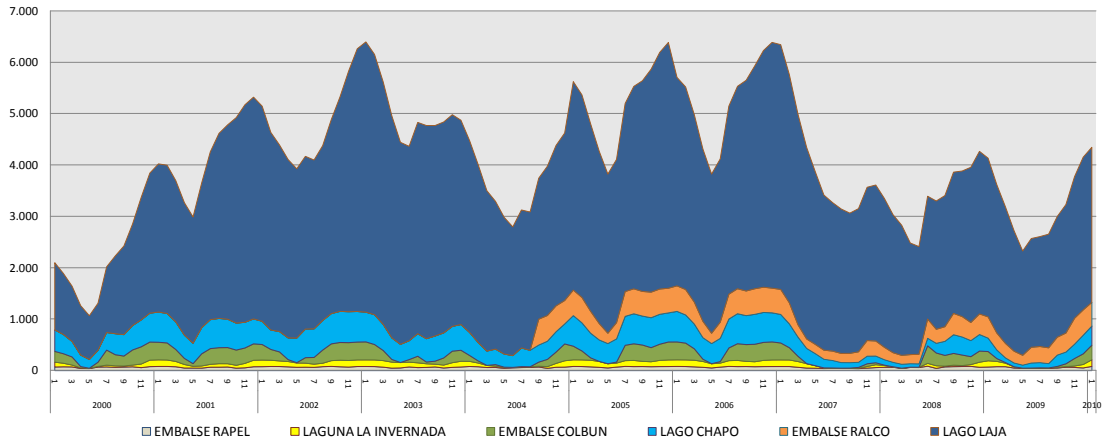
NOTA: En el Anexo I se pueden observar los respectivos coeficientes de indexación, tanto en valores base como en el porcentaje que representa en la evolución de los respectivos precios.

Nivel de los Embalses

A comienzos del mes de enero de 2010 la energía almacenada disponible para generación alcanza los 4.349 GWh, lo que representa un 5% más de lo registrado a comienzos del mes de diciembre de 2009, y un alza de 5% respecto a enero de 2009.

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 2% menor a la disponible en enero de 2009.

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 7: Comparación energía promedio almacenada mensual para comienzos de mes (GWh)

		Dic-09	Ene-10	Ene-09
EMBALSE	**COLBUN**	207	285	179
% de la capacidad máxima		57%	78%	49%
EMBALSE	**RAPEL**	51	81	68
% de la capacidad máxima		60%	95%	80%
LAGUNA	**LA INVERNADA**	67	130	122
% de la capacidad máxima		51%	99%	93%
LAGO	**LAJA**	2.972	3.019	3.089
% de la capacidad máxima		56%	57%	59%
LAGO	**CHAPO**	366	375	264
% de la capacidad máxima		58%	59%	42%
EMBALSE	**RALCO**	493	461	415
% de la capacidad máxima		97%	91%	82%

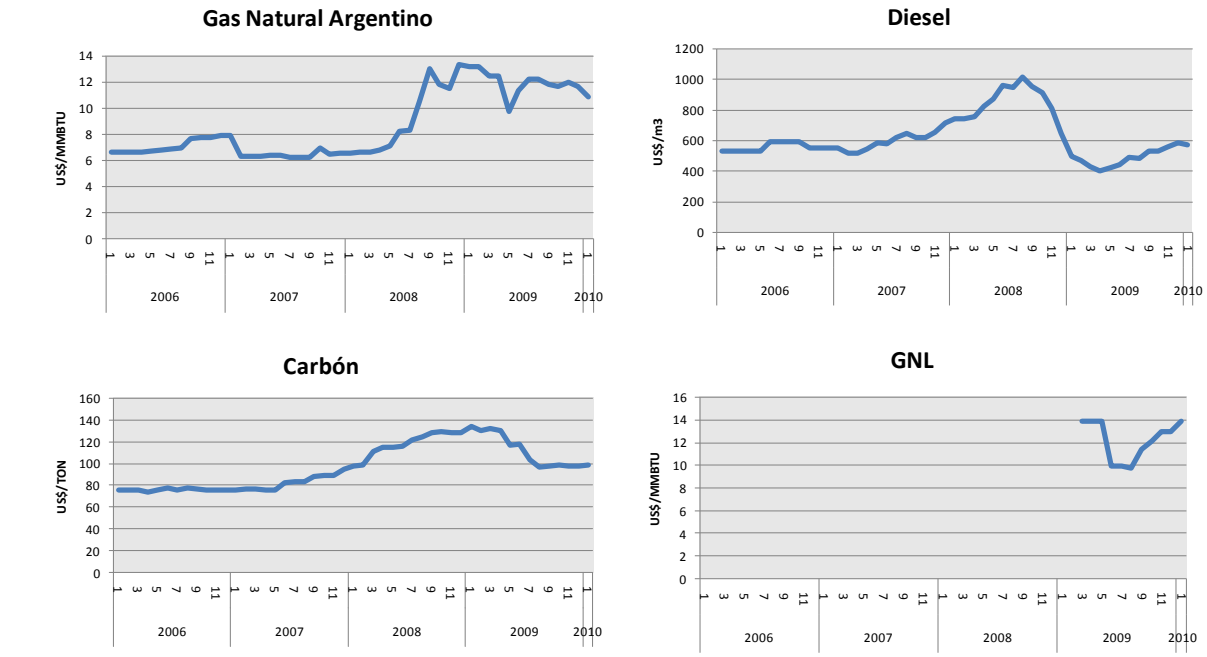
*Valores iniciales para cada mes

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Precios de combustibles

Las empresas generadoras informan al CDEC-SIC semanalmente los valores de los precios de los combustibles para sus unidades, cuya evolución se muestra en la Figura 15.

Figura 15: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Quillota 220)

Los costos marginales del SIC para el mes de diciembre presentan una reducción de 5,5% respecto a los registrados en el mes de noviembre de 2009, con una baja de un 37% respecto a lo observado el mismo mes del año 2008.

Se destaca que el alza experimentada en el mes de octubre de 2009 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 9 y Figura 16 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 70 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 8: 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	80

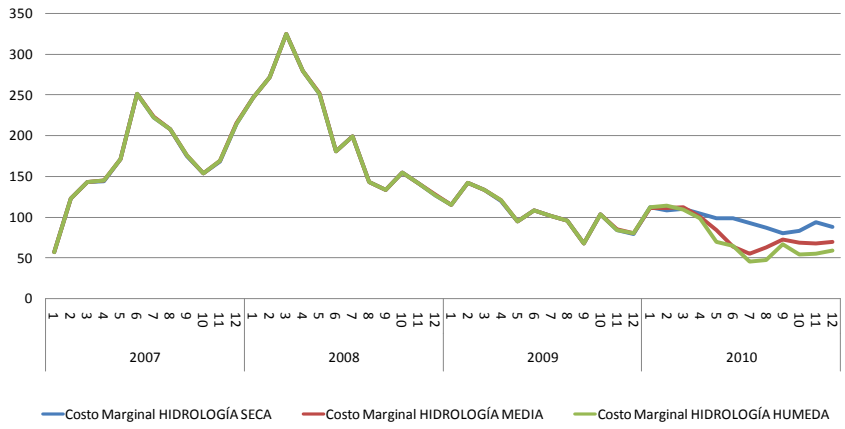
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 9: Costos marginales proyectados próximos 12 meses (US$/MWh)

Año	Mes	HIDROLOGÍA SECA	HIDROLOGÍA MEDIA	HIDROLOGÍA HUMEDA
2010	Diciembre	112	111	113
-	Enero	108	111	114
-	Febrero	110	112	109
-	Marzo	105	101	99
-	Abril	99	84	70
-	Mayo	99	64	65
-	Junio	93	55	46
-	Julio	87	62	47
-	Agosto	81	72	67
-	Septiembre	83	69	54
-	Octubre	94	68	56
-	Noviembre	88	70	59

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

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

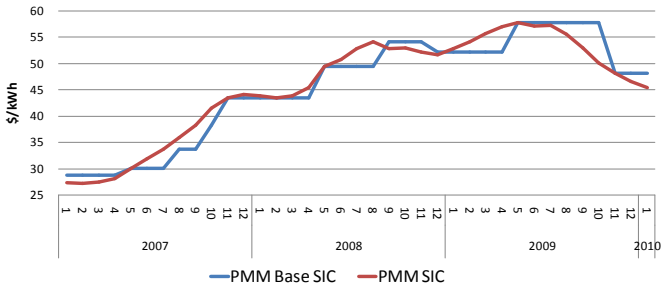


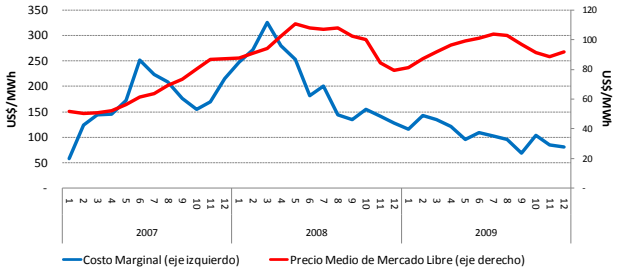
Análisis Precio Medio de Mercado

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 45,40 $/kWh, lo que representa un descenso de 5,85% respecto al precio base fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009 (48,22 $/kWh).

Figura 17: Precio Medio de Mercado histórico y esperado





Fuente: CNE, Systep

RM 88

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

La Tabla 10 expone los resultados obtenidos para las principales empresas actualizados al mes de noviembre de 2009.

Tabla 10: Saldo total de cuentas RM88 a noviembre 2009

Empresa	Saldo Total de Cuentas RM88 (MM$)
Endesa	123.200
Gener	62.130
Colbún	93.541
Guacolda	14.814

Fuente: CDEC-SIC

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 11 muestra las obras de generación en construcción, cuya entrada en operación se espera para el período comprendido entre enero de 2010 y diciembre 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 104 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.

- Nueva Renca: 379 MW enero.
- Rapel: 350 MW en enero y febrero.
- Pehuenche: 500 MW en febrero.
- Machicura: 90 MW en febrero.
- Colbún: 400 MW en febrero y marzo.
- Taltal: 120 MW en febrero y marzo.
- Ralco: 640 MW en marzo.
- Pangue: 467 MW en marzo
- Bocamina: 125 MW en marzo.

Tabla 11: Futuras centrales generadoras en el SIC

Futuras Centrales Generadoras				
Nombre	Dueño		Fecha Ingreso	Potencia Max. Neta [MW]
Hidráulicas				
Licán	Candelaria	Pasada	Abr-10	17
La Higuera	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Confluencia	SN Power/Pacific Hydro	Pasada	Jul-10	155
Rucatayo	Pilmaiquén	Embalse	Dic-10	60
Térmicas				
Punta Colorada Fuel I	Barrick Chile Generación	Diesel	Ene-10	16,3
EMELDA	Bautista Bosch Ostalé	Diesel	Ene-10	76
Campanario IV CA	Southern Cross	Diesel	Ene-10	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 Monte Redondo	Suez		Ene-10	38
Totoral	Norvind S.A.		Ene-10	46
Punta Colorada	Barrick Chile Generación		Abr-10	20
TOTAL POTENCIA A INCORPORAR (MW)				**1.809**

Fuente: CNE, CDEC-SIC, Systep

Centrales en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

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

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SIC totalizan 16.326 MW (9.050 MW en calificación), con una inversión de 24.684 MMUS$. En la Tabla 13 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 diciembre destaca la aprobación de la Minicentral Hidroeléctrica Piruquina de Endesa ECO (8 MW) en la X región.

Tabla 12: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)
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	**7.276**	**10.265**
En Calificación	**9.050**	**14.419**
TOTAL	**16.326**	**24.684**

Fuente: SEIA, Systep

Figura 18: Centrales en evaluación de impacto ambiental desde 2007

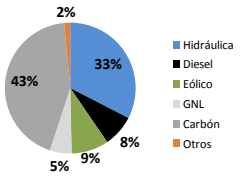
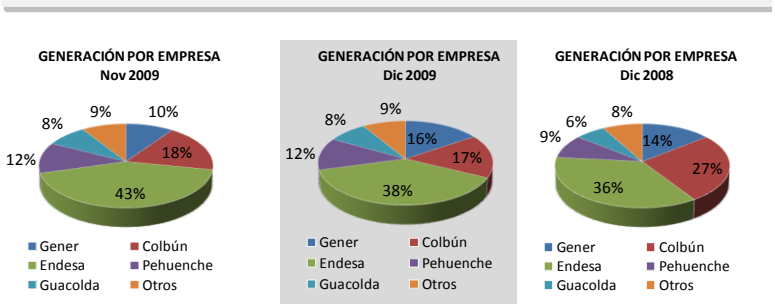


Tabla 13: Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental desde 2007

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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	Hidreléctrica 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

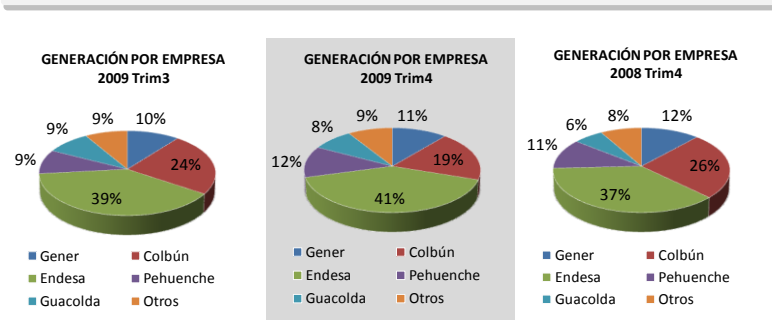
Fuente: SEIA, Systep

Figura 19: Energía generada por empresa, mensual



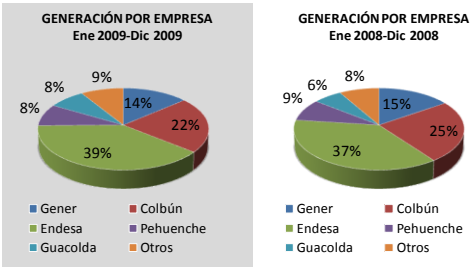
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 20: Energía generada por empresa, agregada trimestral



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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 diciembre de 2009, el actor más importante del mercado es Endesa, con un 38% de la producción total de energía, seguido de Colbún (17%), Gener (16%), Pehuenche (12%) y Guacolda (8%).

En un análisis por empresa se observa que Gener, Pehuenche y Guacolda aumentaron su producción en un 70,2%, 11,1% y 1,6% respectivamente, en relación a noviembre de 2009. Por otro lado Colbún y Endesa disminuyeron su producción para el mismo período en un 3,5% y 3,5% respectivamente.

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

ENDESA

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe una baja de un 16,5% respecto al mes de noviembre, con un alza de 65,2% en relación a diciembre de 2008. Por otro lado, el aporte de las centrales de pasada aumentó en un 4,4% respecto a noviembre, con una baja de 2,4% respecto a diciembre de 2008. La generación diesel, por su parte, muestra una reducción de un 45,9% respecto a noviembre, con una disminución de un 98,6% en relación al mismo mes del año 2008.

Se espera el ingreso al sistema de la central Quintero GNL a partir de abril de 2010, no obstante la central ya se encuentra en período de pruebas de acuerdo a la información del CDEC-SIC.

En la Figura 23 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.

Tabla 14: Generación Endesa, mensual (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	268	280	287	4,4%	-2,4%
Embalse	900	752	455	-16,5%	65,2%
Gas	285	283	228	-0,7%	24,2%
Carbón	3	88	65	2417,7%	35,6%
Diesel	6	3	241	-45,9%	-98,6%
Eólico	12	18	3	50,3%	559,4%
Total	**1.475**	**1.424**	**1.278**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN ENDESA			
	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	3.446	3.162	9,0%
Embalse	5.463	7.086	-22,9%
Gas	2.734	901	203,4%
Carbón	775	958	-19,1%
Diesel	2.888	3.391	-14,9%
Eolico	32	31	3,4%
Total	**15.337**	**15.530**	

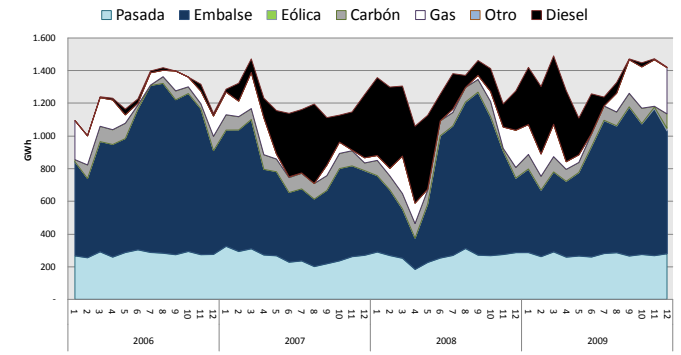
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 16: Generación Endesa, trimestral (GWh)

GENERACIÓN ENDESA					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	834	825	831	-0,8%	-1,2%
Embalse	2.503	2.452	1.936	26,7%	-2,0%
Gas	321	821	420	95,6%	155,9%
Carbón	252	184	172	6,6%	-26,9%
Diesel	124	34	522	-93,4%	-72,3%
Eólico	10	34	10	249,6%	222,1%
	4.044	**4.349**	**3.891**		

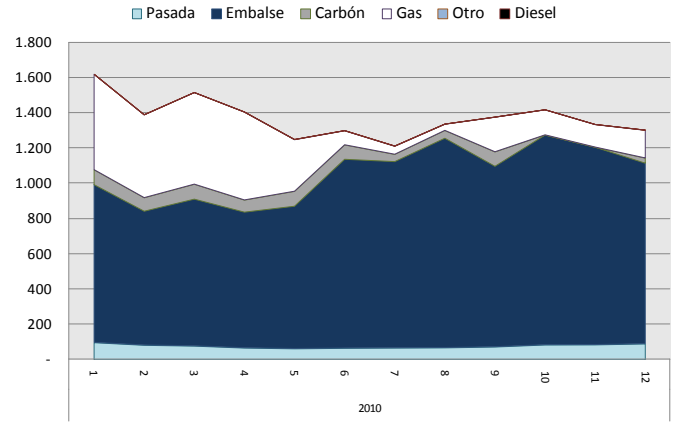
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 22: Generación histórica Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 23: Generación proyectada Endesa (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

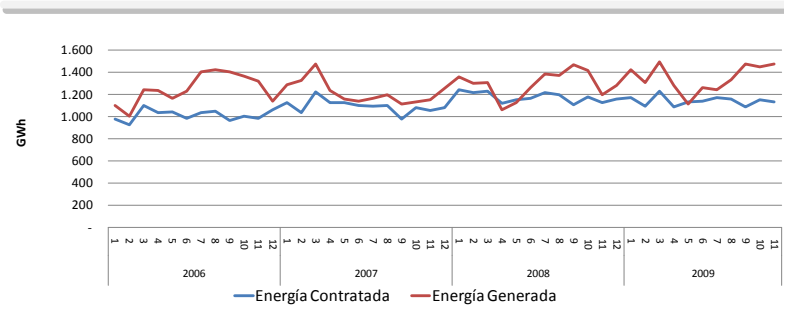
ENDESA

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Endesa durante noviembre de 2009 fue de 1.475 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 1.132 GWh; por tanto, por su carácter excedentario, realizó ventas de energía en el mercado *spot.*

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

Figura 24: Generación histórica vs contratos Endesa (GWh)

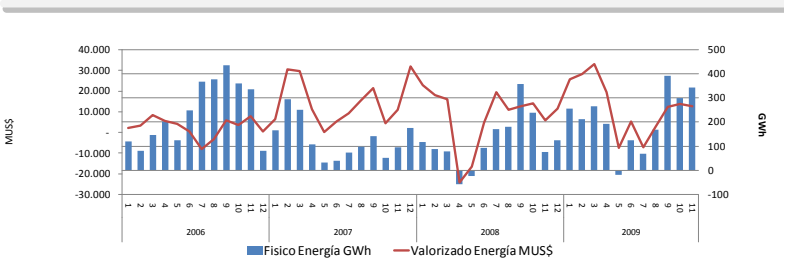


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2009 las transferencias de energía de Endesa ascienden a 342 GWh, las que son valorizadas en 12,4 MMUS$. En la Figura 25 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[1]

Figura 25: Transferencias de energía Endesa



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENER

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre, la producción utilizando centrales a carbón exhibe un aumento de un 48,4% respecto al mes de noviembre, con un alza de 59% en relación a diciembre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra un alza de 36,2% respecto a noviembre, con una reducción de un 7,1% en relación al mismo mes del año 2008.

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

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

Tabla 17: Generación Gener, mensual (GWh)

GENERACIÓN GENER

	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	123	168	180	36,2%	-7,1%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	0	1	0	0,0%	522,3%
Carbón	205	304	191	48,4%	59,0%
Diesel	4	96	127	2374,6%	-24,8%
Otro	7	8	10	17,5%	-21,7%
Total	**338**	**576**	**509**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN GENER

	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.163	1.504	43,8%
Embalse	0	0	0,0%
Gas	1	1	53,7%
Carbón	2.294	2.862	-19,9%
Diesel	1.526	1.928	-20,8%
Otro	122	112	9,0%
Total	**6.106**	**6.407**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

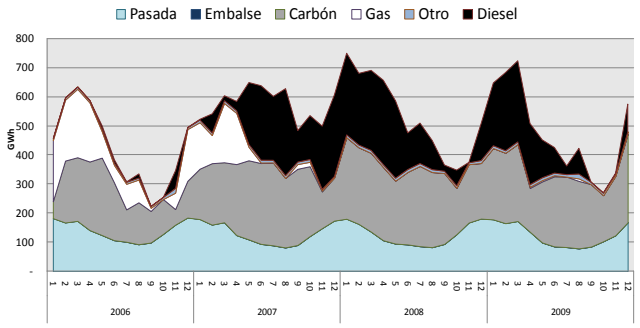
Tabla 19: Generación Gener, trimestral (GWh)

GENERACIÓN GENER

	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	245	393	473	-17,0%	60,4%
Embalse	0	0	0	0,0%	0,0%
Gas	9	1	1	8,8%	-91,7%
Carbón	689	667	551	21,0%	-3,1%
Diesel	118	101	183	-44,9%	-14,9%
Otro	33	23	25	-6,9%	-29,7%
Total	**1.094**	**1.185**	**1.233**		

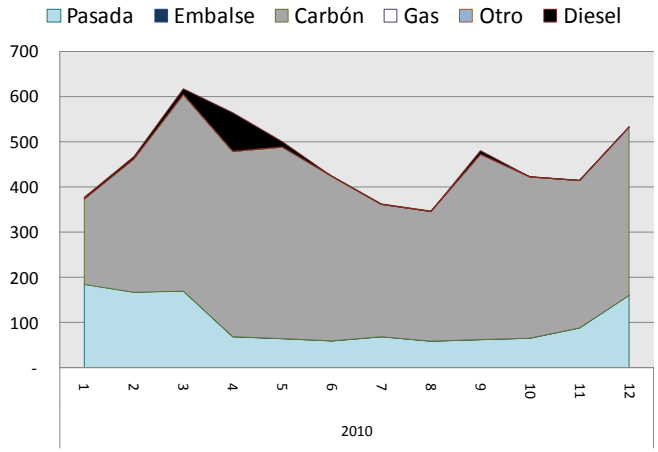
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 26: Generación histórica Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 27: Generación proyectada Gener (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

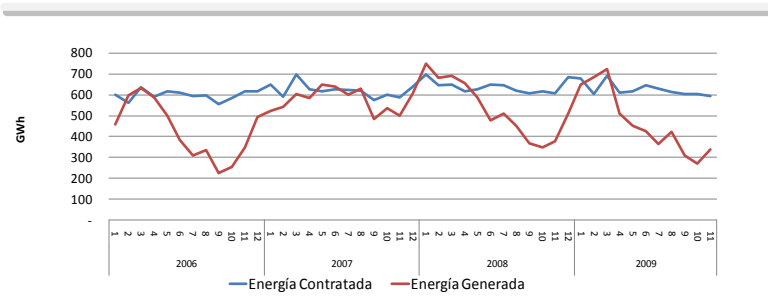
GENER

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Gener durante noviembre de 2009 fue de 338 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 595 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía en el mercado *spot*.

En la Figura 28 se ilustra el nivel de contratación estimado para Gener junto a la producción real de energía. El análisis de las transferencias incluye a la filial ESSA.

Figura 28: Generación histórica vs contratos Gener (GWh)

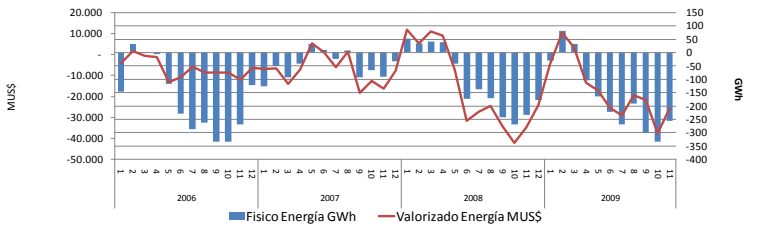


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2009 las transferencias de energía de Gener ascienden a -256 GWh, las que son valorizadas en -25,7 MMUS$. En la Figura 29 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[2]

Figura 29: Transferencias de energía Gener



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

COLBÚN

Analizando por fuente de generación, durante el mes de diciembre, la producción de las centrales de embalse exhibe un aumento de un 11,4% respecto al mes de noviembre, con un alza de un 21,2% en relación a diciembre de 2008. La generación en base a centrales diesel se presenta una baja de un 94,3% respecto a noviembre, con una disminución de 98,8% en relación a diciembre de 2008. Por último, las centrales de pasada presentan un alza en su aporte de un 4,7% respecto a noviembre, y un aumento de un 19,7% respecto al mismo mes del año 2008.

En la Figura 31 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Tabla 20: Generación Colbún, mensual (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	281	294	245	4,7%	19,7%
Embalse	281	313	258	11,4%	21,2%
Gas	2	4	96	143,1%	-96,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	74	4	345	-94,3%	-98,8%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**637**	**615**	**945**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACIÓN COLBUN			
	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	2.945	3.028	-2,7%
Embalse	3.096	3.466	-10,7%
Gas	1.154	564	104,6%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	4.143	3.201	29,4%
Otro	0	0	0,0%
Total	**11.338**	**10.258**	

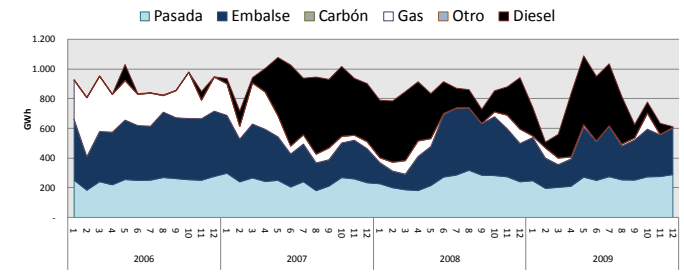
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 22: Generación Colbún, trimestral (GWh)

GENERACIÓN COLBUN					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	795	853	811	5,1%	7,3%
Embalse	839	914	978	-6,5%	9,0%
Gas	24	112	218	-48,5%	360,9%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	826	153	677	-77,5%	-81,5%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**2.484**	**2.032**	**2.684**		

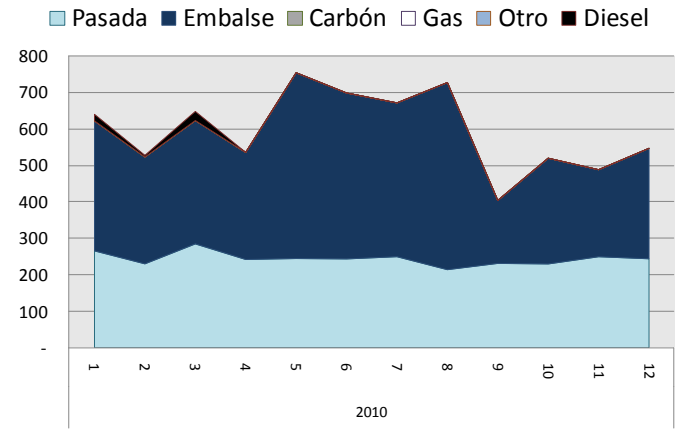
Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 30: Generación histórica Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 31: Generación proyectada Colbún (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

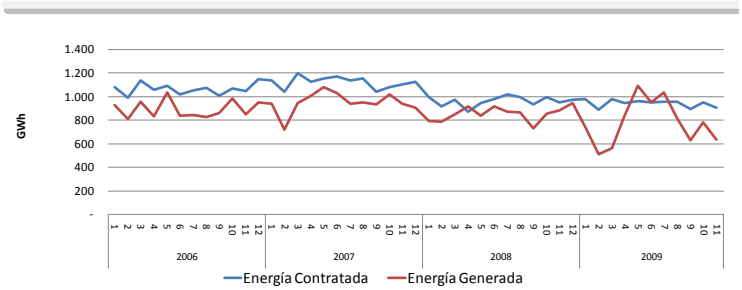
COLBÚN

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Colbún durante noviembre de 2009 fue de 637 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 907 GWh; por tanto, tuvo que realizar compras de energía a costo marginal en el mercado *spot*, por su carácter de deficitario.

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

Figura 32: Generación histórica vs contratos Colbún (GWh)

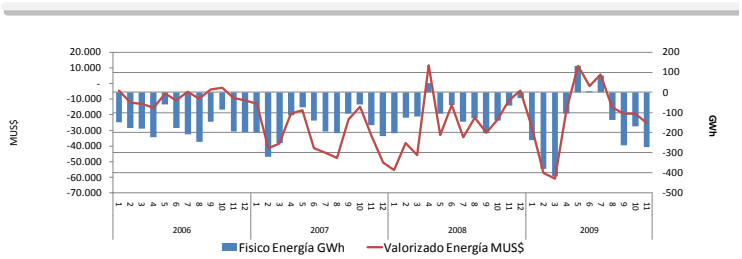


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2009, las transferencias de energía de Colbún ascienden a -270 GWh, las que son valorizadas en -25,1 MMUS$. En la Figura 33 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[3]

Figura 33: Transferencias de energía Colbún



Fuente: CDEC-SIC, Systep

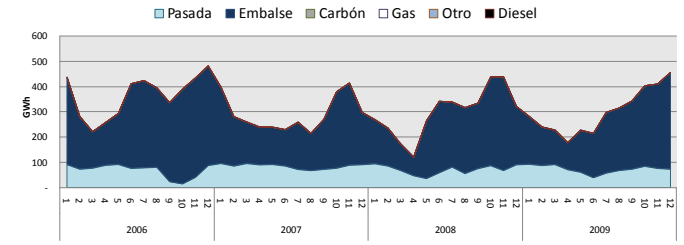
[3] Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Sólo se considera la valorización de transferencias de energía informadas por el CDEC. Valores positivos significan ventas, mientras que valores negativos son compras de energía en el spot.

PEHUENCHE

Durante el mes de diciembre, la producción utilizando centrales de embalse exhibe un aumento de un 14,6% respecto al mes de noviembre, y un alza de un 65,7% en relación a diciembre de 2008. La generación en base a centrales de pasada muestra una disminución de un 4% respecto a noviembre, con una baja de 19,3% en relación al mismo mes del año 2008.

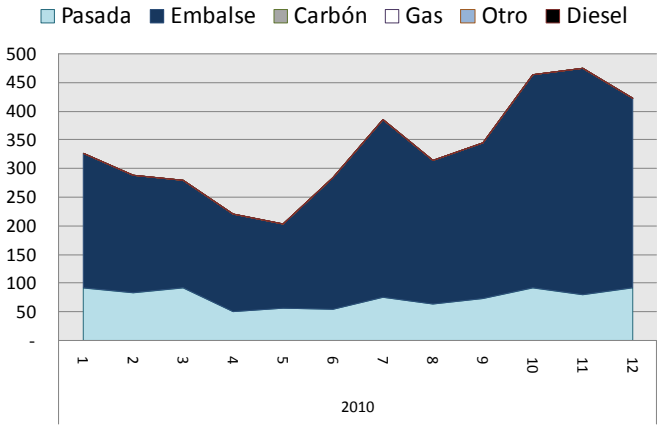
En la Figura 35 se puede apreciar la generación proyectada para la empresa por el CDEC, ante un escenario hidrológico normal.

Figura 34: Generación histórica Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Figura 35: Generación proyectada Pehuenche (GWh)



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 23: Generación Pehuenche, mensual (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008	Var. Mensual	Var. Anual
Pasada	77	74	92	-4,0%	-19,3%
Embalse	335	383	231	14,6%	65,7%
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	**412**	**458**	**323**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 24: Generación Pehuenche, últimos 12 meses (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE			
	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008	Var. Ultimos 12 meses
Pasada	1.103	861	28,1%
Embalse	2.777	2.753	0,9%
Gas	0	0	0,0%
Carbón	0	0	0,0%
Diesel	0	0	0,0%
Otro	0	0	0,0%
Total	**3.880**	**3.614**	

Fuente: CDEC-SIC, Systep

Tabla 25: Generación Pehuenche, trimestral (GWh)

GENERACIÓN PEHUENCHE					
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4	Var. Trim Anual	Var. Trim Anterior
Pasada	201	237	249	-4,7%	17,8%
Embalse	760	1.037	954	8,7%	36,5%
Gas	0	0	0	0,0%	0,0%
Carbón	0	0	0	0,0%	0,0%
Diesel	0	0	0	0,0%	0,0%
Otro	0	0	0	0,0%	0,0%
Total	**962**	**1.275**	**1.203**		

Fuente: CDEC-SIC, Systep

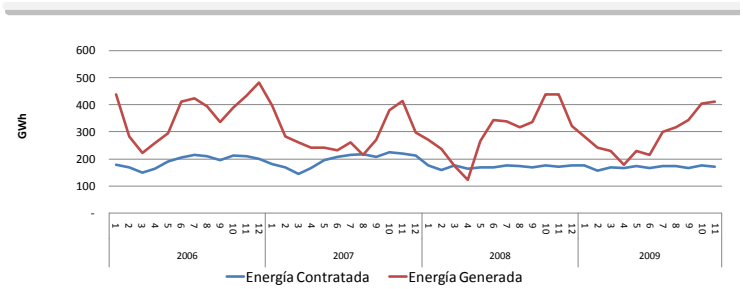
PEHUENCHE

Generación Histórica vs Contratos

La generación real de energía para Pehuenche durante noviembre de 2009 fue de 412 GWh, de los cuales tiene contratado aproximadamente 172 GWh; por tanto tuvo que realizar ventas de energía en el mercado *spot.*

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

Figura 36: Generación histórica vs contratos Pehuenche (GWh)

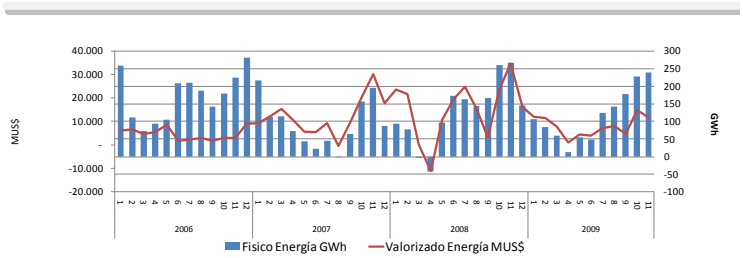


Fuente: CDEC-SIC, Systep

Transferencias de Energía

Durante el mes de noviembre de 2009 las transferencias de energía de Pehuenche ascienden a 240 GWh, las que son valorizadas en 11,6 MMUS$. En la Figura 37 se presentan las transferencias históricas realizadas por la compañía en el mercado spot.[4]

Figura 37: Transferencias de energía Pehuenche



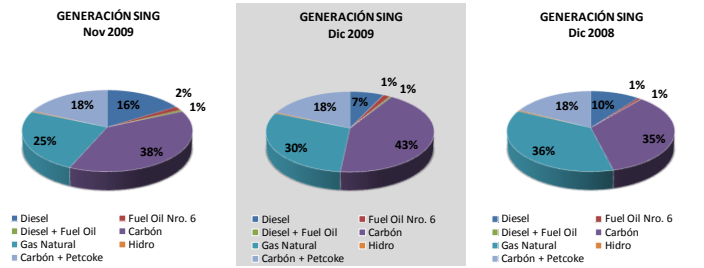
Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

SING
Sistema Interconectado del Norte Grande

Fuente: CDEC-SING

Figura 38: Energía mensual generada en el SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis de Generación del SING

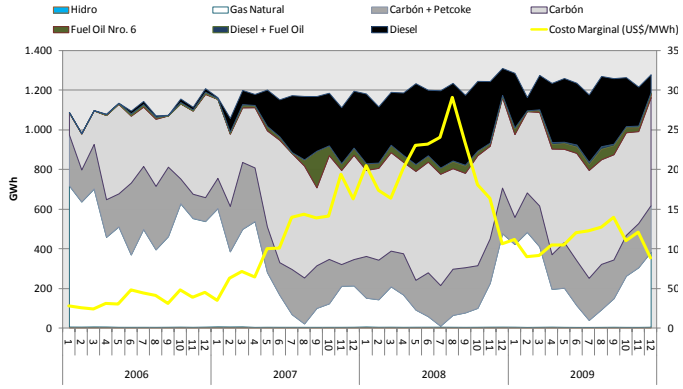
En términos generales, durante el mes de diciembre la generación de energía en el SING aumentó en un 5,1% respecto a noviembre, disminuyendo en 2,4% respecto a diciembre de 2008.

Se observa que la generación diesel disminuyó un 53,7% con respecto a noviembre, mientras que la generación a carbón aumentó en un 17,5%. La generación con gas natural aumentó en un 25,9% respecto al mes pasado.

En la Figura 39 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$/MWh. Durante el mes de diciembre el costo marginal del sistema alcanza valores promedio de 89 US$/MWh en la barra de Crucero 220, lo que representa una disminución de 26,6% respecto al mes anterior.

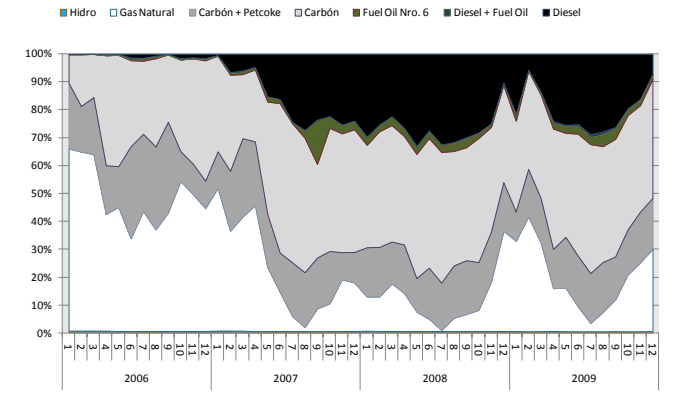
La operación con diesel se ha mantenido en niveles altos a partir de 2007, lo que contrasta con la utilización actual de este combustible en el SIC y la proyección realizada por el CDEC-SIC mostrada en la Figura 9. Adicionalmente, el aumento de la participación del gas natural en la generación permitió una disminución importante del costo marginal, como se observa en la Figura 39.

Figura 39: Generación histórica SING (GWh)



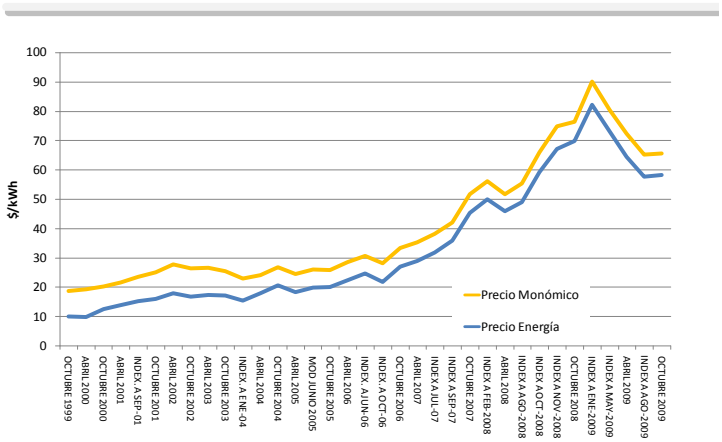
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 40: Generación histórica SING (%)



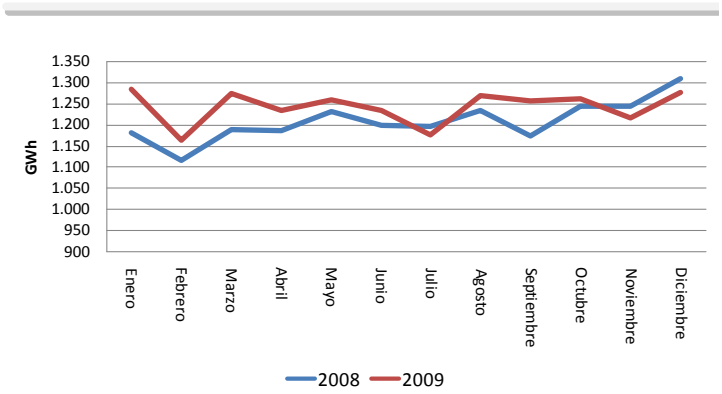
Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 41: Precio nudo energía y potencia SING



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 42: Generación histórica de energía



Fuente: CDEC-SING, Systep

Evolución del Precio Nudo

El día lunes 4 de enero fue publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto de precios de nudo. Con esto, se oficializan los nuevos precios de nudo de energía y potencia en el SING, correspondientes a la fijación realizada en octubre de 2009, los cuales tienen vigencia retroactiva a partir del 1ro de noviembre de 2009.

Los valores definidos por la autoridad son de 58,15 $/kWh para el precio de la energía y 4.662,80 $/KW/mes para el precio de la potencia, en la barra Crucero 220, los que determinan un precio monómico de 65,59 $/kWh. Este valor representa un aumento de un 0,63% en pesos respecto a la última indexación del precio de nudo de Abril de 2009, realizada en el mes de agosto.

Generación de Energía

En el mes de diciembre, la generación real del sistema fue de 1.277 GWh. Esto representa una disminución de 2,4% con respecto al mismo mes del 2008.

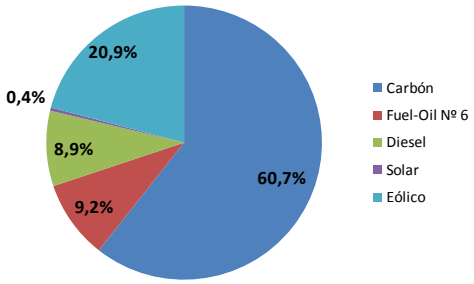
La generación total del año 2009 es de 14.906 GWh, lo que comparado con los 14.502 GWh generados durante el año 2008, representa un aumento de 2,78%.

Tabla 26: Potencia e inversión centrales en evaluación

	Potencia (MW)	Inversión (MMUS$)
Carbón	1.420	2.750
Fuel-Oil Nº 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	9	40
Eólico	489	1.217
TOTAL	2.341	4.649
Aprobado	1.123	2.058
En Calificación	1.218	2.591
TOTAL	2.341	4.649

Fuente: SEIA, Systep

Figura 43: 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 aquéllas 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 27 se pueden observar todos los proyectos ingresados a la CONAMA desde el año 2007 hasta principios de enero de 2010, considerando aquellos aprobados o en calificación.

Los proyectos en estudio de impacto ambiental para el SING totalizan 2.341 MW (1.218 MW en calificación), con una inversión de 4.649 MMUS$.

Durante el mes de diciembre fue rechazado el proyecto Central Termoeléctrica Pacífico, por una inversión de MMUS$ 750 y una capacidad instalada de 350 MW. Las razones esgrimidas es el incumplimiento de la normativa ambiental y el cambió en las condiciones iniciales bajo las cuales estaba siendo sometido a evaluación el proyecto, en cuanto a los impactos asociados a los sistemas de descarga y succión de agua de mar.

Tabla 27: 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	NORGENER S.A.	560	1100	11-07-2008	Aprobado	Carbón	Base	II
Granja Eólica Calama	Codelco Chile, División Codelco Norte	250	700	22-06-2009	En Calificación	Eólico	Respaldo	II
Central Barriles	Electroandina S.A.	103	100	11-01-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Central Patache	Central Patache S.A.	110	150	05-05-2009	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 Nº 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 Nº 6	Base	XV
Central Capricornio	EDELNOR S.A.	31	45	21-07-2008	Aprobado	Fuel-Oil Nº 6	Base	II
Construcción y Operación Parque de Generación Eléctrica e Instalaciones Complementarias de Minera El Tesoro	Minera El Tesoro	18	3,6	10-01-2008	Aprobado	Diesel	Respaldo	II
Unidades de Generación Eléctrica	Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.	10	7,6	25-07-2007	Aprobado	Diesel	Respaldo	I
Planta Solar Fotovoltaica Calama Solar 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	Compañia 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 Electrógenos 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 Nº20.018, en su artículo 79-1, indica que las concesionarias de servicio público de distribución deberán licitar sus requerimientos de energía, contratando abastecimiento eléctrico al precio resultante en procesos de licitación. En este contexto, en 2009 se realizó un proceso de licitación para abastecer a clientes regulados del SING, en el cual las empresas generadoras ofrecieron suministro a un precio fijo, el cual se indexa en el tiempo de acuerdo a índices de precios de combustibles y el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI).

Como resultado del proceso, el precio medio de la energía licitada alcanzó los 89,99 US$/MWh, referidos a la barra Crucero 220. Con esta adjudicación se dan por finalizados los procesos de licitación en el SING para abastecer a clientes regulados con inicio de suministro en 2012. Se destaca que Edelnor se adjudicó la totalidad de la energía licitada por el grupo EMEL (Tabla 28). 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.

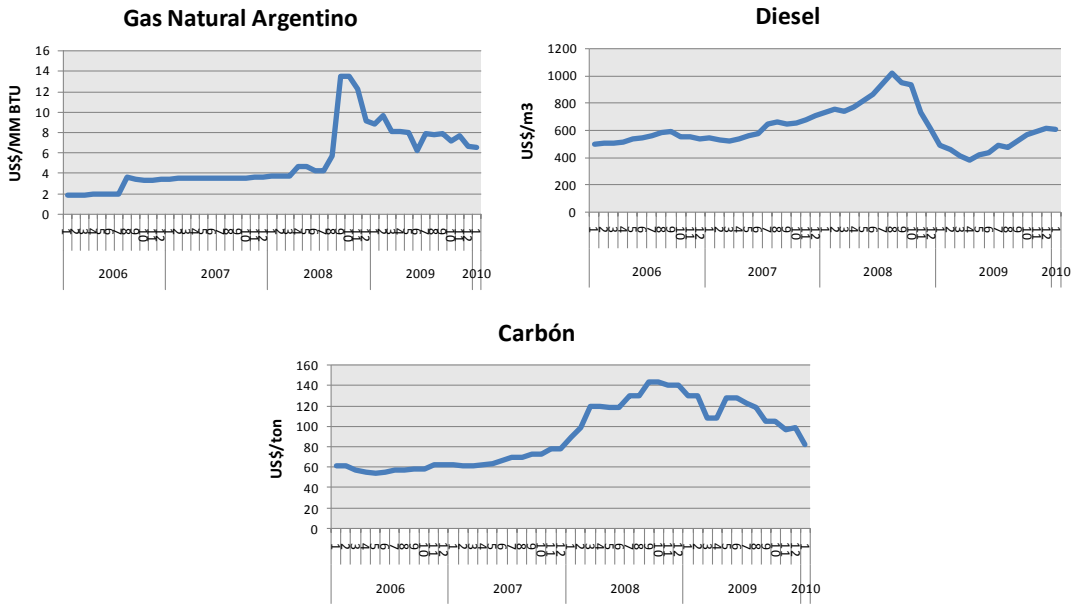
Tabla 28: Precios de Licitación (precios indexados a diciembre 2009)

Generador	Distribuidora	Barra de Suministro	Energía Contratada GWh/año	Precio [US$/MWh] Adjudicado	Precio [US$/MWh] Indexado Dic-09	Año de Inicio Suministro
Edelnor	EMEL	Crucero 220	2.300	89,99	84,21	2012

Precios de combustibles

En la Figura 44 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 44: Valores informados por las Empresas



Fuente: CDEC-SING, Systep

Tabla 29: 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	89

Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precios Spot (Ref. Crucero 220)

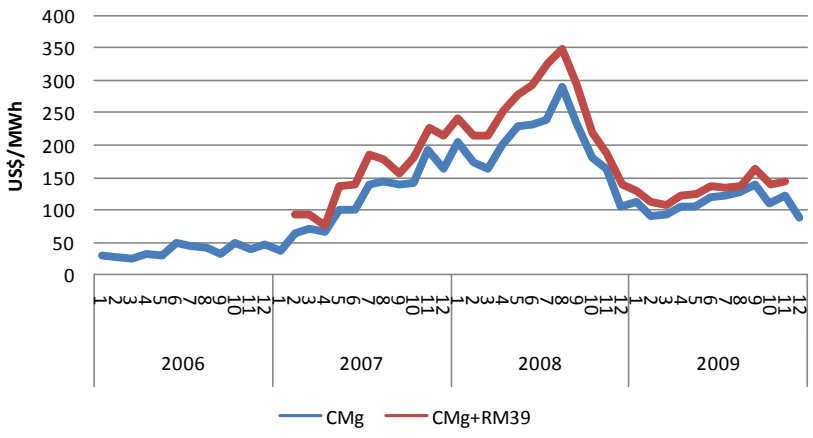
Valores Históricos

La falta de gas natural y los altos precios de los combustibles fósiles observados durante gran parte del año 2008 aumentaron los costos marginales significativamente. 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 45 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 noviembre de 2009, último dato publicado por el CDEC-SING en el Anexo Nº 7 del Informe Valorización de Transferencias de noviembre. 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 noviembre, el costo promedio de compensaciones para la barra Crucero es de 23,7 US$/MWh.

Figura 45: Costo Marginal Crucero 220 (US$/MWh)

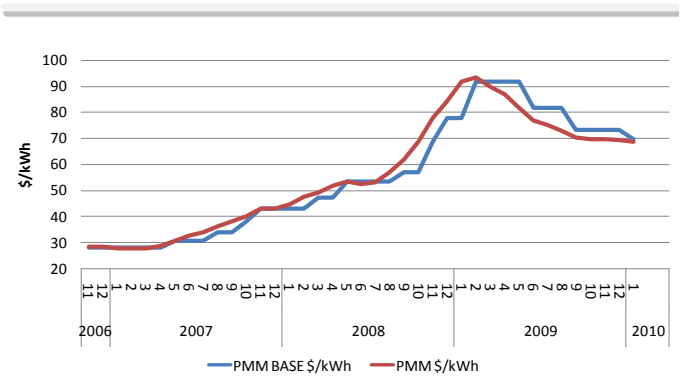


Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Precio Medio de Mercado

El precio medio de mercado para diciembre, determinado a comienzos de enero de 2010, es de 68,77 $/kWh, que representa una disminución de 1,13% respecto al Precio Medio Base (69,55 $/kWh) fijado en el Informe de Precios de Nudo de Octubre de 2009.

Figura 46: Precio Medio de Mercado Histórico



Fuente: CDEC-SING, Systep

Análisis Parque Generador

Unidades en Construcción

La Tabla 30 muestra las obras de generación en construcción, según datos entregados por la CNE en el informe de precio nudo del mes de octubre de 2009, junto con actualizaciones del CDEC.

En total se incorporarán 790 MW de potencia entre cuatro unidades a carbón, las que entrarán en funcionamiento en un horizonte de 3 años. Debido al horizonte de tiempo en que ingresarán las centrales en construcción se espera que continúen las dificultades de operación en el SING, dependiendo de unidades a petróleo y carbón por la falta de gas natural.

Tabla 30: Futuras centrales generadoras en el SING

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

Fuente: CNE, CDEC-SING

Unidades en Mantención

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

- TG1A (GasAtacama): 129 MW en enero.
- TG2B (Gas Atacama): 127 MW en enero.
- TG12 (AES Gener): 208 MW en enero.
- U13 (Tocopilla): 86 MW en enero y febrero.
- TV1C (Gas Atacama): 135 MW en febrero y marzo.
- CTTAR (Tarapacá): 158 MW en marzo.
- U16 (Tocopilla): 400 MW en marzo.

Resumen Empresas

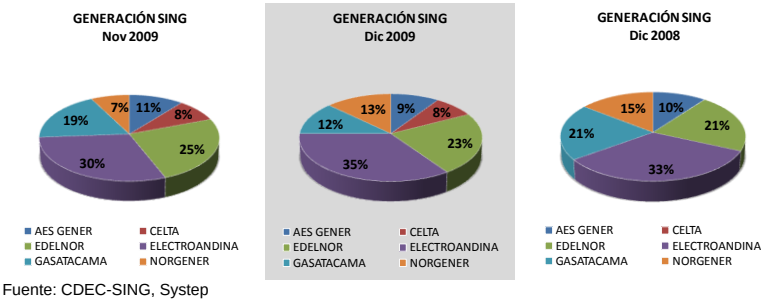
En el mercado eléctrico del SING existen 6 agentes que definen prácticamente la totalidad de la producción de energía del sistema. Estas empresas son AES Gener, Edelnor, GasAtacama, Celta, Electroandina y Norgener.

Al mes de diciembre de 2009, el actor más importante del mercado es Electroandina, con un 35% de la producción total de energía, seguido por Edelnor y Norgener con un 23% y 13%, respectivamente.

En un análisis por empresa, se observa que Norgener y Electroandina aumentaron su producción en un 78,3% y 22,3% en relación a noviembre de 2009, respectivamente. El resto de las empresas, GasAtacama, AES Gener, Edelnor, y Celta, vieron para el mismo período disminuidas sus producciones en un 30,9%, 8,1%, 2,6% y 0,4%, respectivamente. En la Figura 47 se presenta, a nivel agregado, un análisis de la generación de energía en el SING por cada empresa.

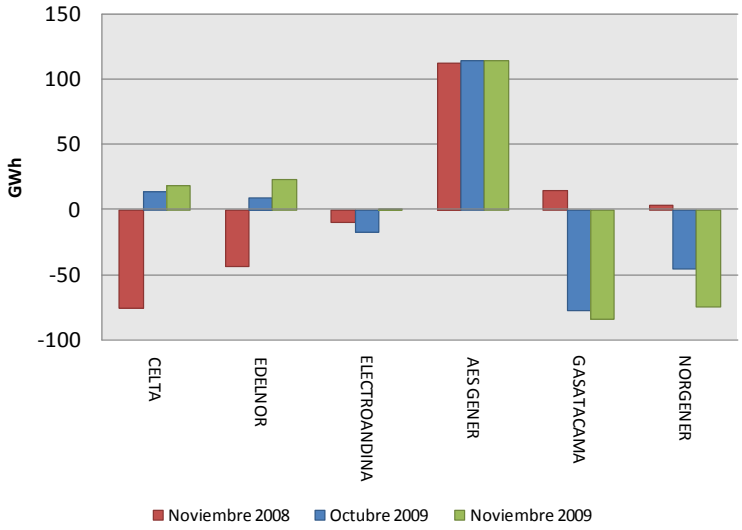
En la Figura 48 se presentan las transferencias de energía de las empresas en noviembre de 2009. Se observa que los mayores cambios con respecto al mes anterior se dieron en las transferencias de Electroandina y Edelnor; la primera pasó de ser deficitaria a excedentaria, mientras que la segunda aumentó en más del doble su condición excedentaria.

Figura 47: Energía generada por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

Figura 48: Transferencias de energía por empresa, mensual



Fuente: CDEC-SING, Systep

ANEXOS

Índice Precio de Combustibles

Figura II-I: Índice Precio de Combustibles

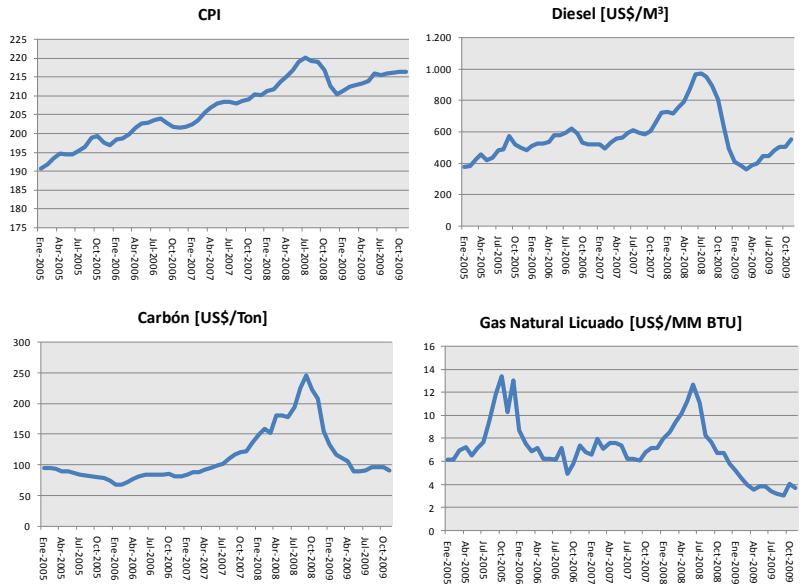


Figura II-II: Índices de Indexación

Distribuidora	Generador	Energía GWh/año	Precio US$/MWh	Fórmula de Indexación							
				CPI	Coal	LNG	Diesel	CPI	Coal	LNG	Diesel
Chilectra	Endesa	1.050	50,72	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Endesa	1.350	51,00	198,30	67,75	7,54	523,80	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilectra	Guacolda	900	55,10	198,30	67,75	7,54	523,80	60,0%	40,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	300	58,10	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilectra	AES Gener	900	57,78	198,30	67,75	7,54	523,80	56,0%	44,0%	-	-
Chilquinta	Endesa	189	51,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	Endesa	430	50,16	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Chilquinta	AES Gener	189	57,87	196,80	67,92	8,68	526,61	56,0%	44,0%	-	-
CGE	Endesa	1.000	51,34	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Endesa	170	57,91	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
CGE	Colbun	700	55,50	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Endesa	1.500	47,04	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
Saesa	Colbun	1.500	53,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
Saesa	Colbun	582	54,00	196,80	67,92	8,68	526,61	30,0%	45,0%	-	25,0%
EMEL	Endesa	877	55,56	196,80	67,92	8,68	526,61	70,0%	15,0%	15,0%	-
EMEL	AES Gener	360	58,95	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
EMEL	AES Gener	770	52,49	196,80	67,92	8,68	526,61	-	100,0%	-	-
Chilectra	Endesa	1.700	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Endesa	1.500	61,00	206,69	93,99	7,31	557,33	70,0%	-	30,0%	-
Chilectra	Colbun	500	58,60	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	58,26	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	Colbun	1.000	57,85	206,69	93,99	7,31	557,33	100,0%	-	-	-
Chilectra	AES Gener	1.800	65,80	208,98	117,80	6,60	626,99	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	85,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	86,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	87,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	88,60	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	AES Gener	110	94,20	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	408	96,02	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
SAESA	Campanario	442	96,12	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Campanario	900	104,19	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	100	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Colbun	200	124,27	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	2.000	102,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
Chilquinta	Endesa	660	102,30	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	100	110,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Monte Redondo	175	92,80	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	97,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	98,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	50	99,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	100	99,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	25	99,92	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	Endesa	200	101,50	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	102,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EPSA	75	105,00	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-
CGE	EMELDA	50	106,99	216,66	192,99	9,53	856,04	100,0%	-	-	-

Fuente: Systep

Análisis por tecnología de generación SIC

Generación Hidráulica

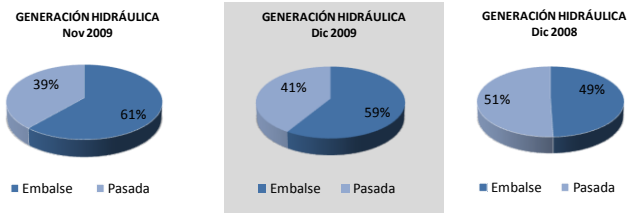
La generación en el SIC en el mes de diciembre, utilizando el recurso hídrico para la producción de la energía, muestra una variación de un 28,8% respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,2% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,2% en relación a los últimos 12 meses.

Por otro lado, el aporte de las centrales de embalse presenta una variación de 53,3% respecto al mismo mes del año anterior, de un -4,4% en comparación al mes recién pasado, y de un 4,6% en relación a los últimos 12 meses.

Por último, las centrales de pasada se presentan con una variación de 4,9% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 6,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 3,7% en relación a los últimos 12 meses.

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

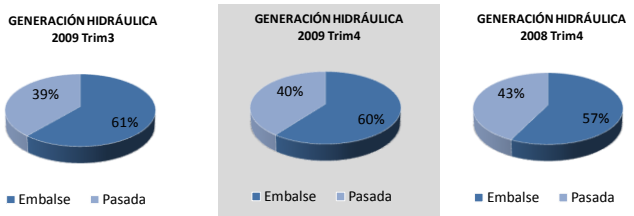
GENERACION HIDRÁULICA	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008
Embalse	1.516	1.448	945
Pasada	950	1.012	965
Total	**2.465**	**2.460**	**1.910**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

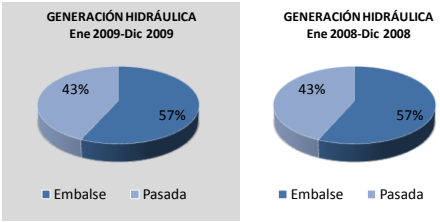
GENERACION HIDRÁULICA	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4
Embalse	4.102	4.404	3.868
Pasada	2.585	2.881	2.866
Total	**6.687**	**7.284**	**6.734**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

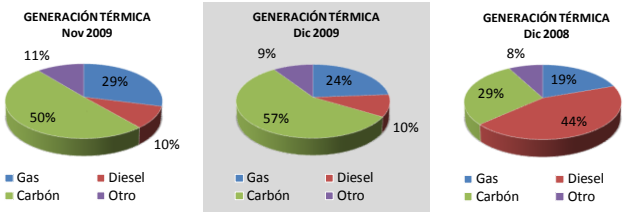
GENERACION HIDRÁULICA	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008
Embalse	13.921	13.305
Pasada	10.574	10.199
Total	**24.495**	**23.504**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

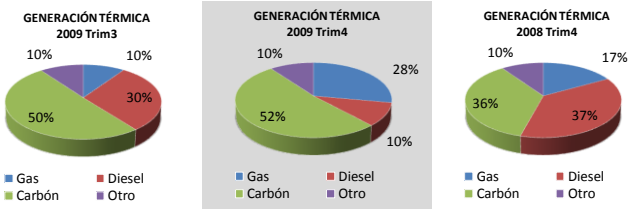
GENERACION TÉRMICA			
	Nov 2009	Dic 2009	Dic 2008
Gas	288	288	324
Diesel	97	117	723
Carbón	501	689	476
Otro	108	113	130
Total	**994**	**1.207**	**1.653**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

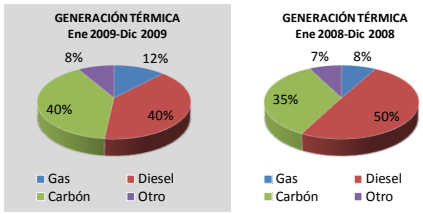
GENERACION TÉRMICA			
	2009 Trim3	2009 Trim4	2008 Trim4
Gas	355	936	639
Diesel	1.105	343	1.406
Carbón	1.867	1.739	1.358
Otro	372	340	368
Total	**3.699**	**3.358**	**3.771**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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

GENERACION TÉRMICA		
	Ene 2009-Dic 2009	Ene 2008-Dic 2008
Gas	2.074	1.470
Diesel	6.816	9.086
Carbón	6.826	6.350
Otro	1.455	1.378
Total	**17.171**	**18.285**



Fuente: CDEC-SIC, Systep

Generación Térmica

La generación en el SIC utilizando el recurso térmico para la producción de energía para el mes de diciembre, muestra una variación de un -27% respecto al mismo mes del año anterior, de un 21,5% en comparación al mes recién pasado, y de un -6,1% 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 -11,2% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un -0,1% en comparación al mes recién pasado, y de un 41,1% en relación a los últimos 12 meses.

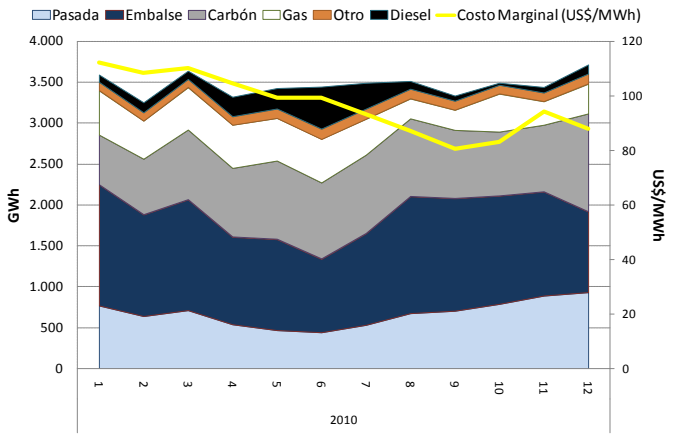
El aporte de las centrales que utilizan como combustible el diesel, se presentan con una variación de -83,8% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 21,2% en comparación al mes recién pasado, y de un -25% en relación a los últimos 12 meses.

La generación a través de centrales a carbón, se presenta con una variación de 45% respecto al mismo mes del año anterior, de un 37,5% en comparación al mes recién pasado, y de un 7,5% 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 -12,6% en su aporte al sistema respecto al mismo mes del año anterior, de un 4,9% en comparación al mes recién pasado, y de un 5,6% en relación a los últimos 12 meses.

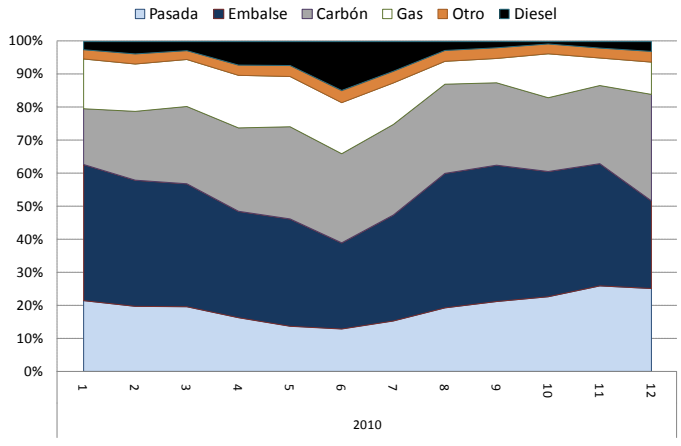
Generación del SIC bajo hidrología Seca

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

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



Fuente: CDEC-SIC, Systep

RM 88

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

	Total						Saldo Total Cuenta RM88 (Valores Actualizados a Nov-09)			
EMPRESA	Diferencia Actualizada	Ventas a Precio de Nudo de Energía	Compras a Costo Marginal de Energía	Subtransmisión	Total Diferencia	Total diferencia Actualizada a Nov-09	Total Saldo Acumulado Oct-09	Diferencia Nov-09	Recaudacion Nov-09	Total Saldo Acumulado Nov-09
		$	$		$	$	$	$	$	$
PEHUENCHE	91.088.496	11.449.176.964	14.706.035.265	-307.938.659	2.948.919.642	**2.943.534.228**	19.207.161.599	91.088.496	**-849.345.081**	**18.360.650.008**
COLBUN	498.681.936	59.626.294.401	76.423.271.606	-1.638.516.245	15.158.460.960	**15.130.694.109**	97.816.384.008	498.681.936	**-4.324.190.260**	**93.541.419.086**
ENDESA	643.214.337	77.250.721.433	98.928.113.925	-2.124.934.915	19.552.457.577	**19.517.006.091**	128.847.269.833	643.214.337	**-5.698.073.349**	**123.200.370.375**
SGA	27.693.935	3.324.592.835	4.221.601.788	-94.845.657	802.163.296	**800.785.301**	4.268.854.925	27.693.935	**-189.664.184**	**4.087.269.711**
PUYEHUE	7.266.752	914.728.222	1.175.326.815	-24.567.965	236.030.629	**235.598.871**	1.542.045.547	7.266.752	**-68.189.350**	**1.474.037.403**
GUACOLDA	110.334.456	11.710.195.872	14.706.953.325	-354.086.593	2.642.670.860	**2.638.171.086**	15.457.904.748	110.334.456	**-683.469.415**	**14.813.742.248**
GENER	235.546.963	27.411.226.413	34.907.056.971	-779.339.807	6.716.490.751	**6.704.415.118**	41.217.139.573	235.546.963	**-1.822.092.694**	**39.441.205.168**
ESSA	108.994.400	13.821.633.947	17.766.208.020	-369.945.703	3.574.628.371	**3.568.084.393**	23.738.510.773	108.994.400	**-1.049.847.291**	**22.688.581.776**
IBENER	14.017.429	1.765.084.219	2.268.135.029	-47.386.118	455.664.693	**454.830.820**	2.876.315.130	14.017.429	**-139.532.743**	**2.737.583.433**
ARAUCO	34.994.365	4.701.862.876	6.077.649.795	-120.171.716	1.255.615.203	**1.253.326.543**	8.218.649.527	34.994.365	**-363.550.714**	**7.852.329.297**
CAMPANARIO	84.620.205	7.960.728.670	9.798.305.872	-274.184.846	1.563.392.357	**1.560.926.336**	7.359.004.926	84.620.205	**-325.386.752**	**7.084.424.480**
ELEKTRAGEN	11.076.275	1.396.364.602	1.794.781.628	-37.444.174	360.972.852	**360.311.537**	1.795.820.896	11.076.275	**-79.402.039**	**1.719.243.513**
FPC	0	118.520.508	187.319.415	0	68.798.906	**68.609.930**	71.740.271	0	**0**	**71.410.632**
SC DEL MAIPO	529.253	66.988.217	86.168.429	-1.789.220	17.390.992	**17.359.043**	102.704.062	529.253	**-4.541.480**	**98.219.919**
TECNORED	6.468.291	661.244.067	835.057.111	-19.884.870	153.928.173	**153.653.458**	711.530.190	6.468.291	**-31.458.305**	**683.270.766**
POTENCIA CHILE	23.569.172	2.884.454.082	3.681.036.640	-79.732.511	716.850.047	**715.584.384**	2.853.657.230	23.569.172	**-126.197.415**	**2.737.916.714**
PSEG	0	0	0	0	0	**0**	19.802.326	0	**0**	**19.711.337**
GESAN	171.136	21.649.145	27.848.543	-578.550	5.620.848	**5.610.509**	19.852.971	171.136	**-878.000**	**19.054.884**
PACIFIC HYDRO	1.606.696	202.253.471	259.873.831	-5.433.240	52.187.121	**52.091.662**	150.187.168	1.606.696	**-6.642.758**	**144.461.011**
LA HIGUERA	14.866.611	1.866.487.610	2.391.297.661	-50.608.293	474.201.758	**473.348.562**	1.227.363.462	14.866.611	**-54.318.187**	**1.182.272.272**
HIDROMAULE	3.803.013	511.986.655	667.684.740	-12.856.669	142.841.416	**142.562.399**	329.931.751	3.803.013	**-14.590.158**	**317.628.603**
ELECTRICA CENIZAS	2.240.608	281.936.066	359.093.810	-7.575.325	69.582.419	**69.462.496**	95.870.172	2.240.608	**-4.323.831**	**93.346.436**
EPSA	4.823.488	611.240.377	780.134.066	-16.306.533	152.587.157	**152.319.325**	268.971.097	4.823.488	**-12.065.510**	**260.493.179**
EL MANZANO	1.109.212	112.103.530	138.634.857	-3.749.862	22.781.465	**22.741.493**	36.408.636	1.109.212	**-1.608.170**	**35.742.385**
LOS ESPINOS	32.122.782	3.301.069.084	4.052.192.328	-119.087.109	632.036.134	**631.299.283**	606.071.591	32.122.782	**-27.249.297**	**608.160.237**
ENLASA	65.399.144	5.338.150.493	6.456.615.104	-195.365.368	923.099.243	**921.886.066**	904.290.464	65.399.144	**-38.769.477**	**926.765.006**
CRISTORO	155.290	17.077.769	21.593.853	-491.051	4.025.033	**4.018.287**	3.880.829	155.290	**-171.589**	**3.846.698**
PETROPOWER	16.511.521	2.001.945.728	2.549.223.188	-55.848.899	491.428.561	**490.571.318**	1.704.143.469	16.511.521	**-63.024.732**	**1.649.799.888**
GAS SUR	3.739.522	316.177.400	364.552.782	-12.643.140	35.732.243	**35.716.127**	32.124.213	3.739.522	**-1.557.383**	**34.158.744**
ORAFTI	9.508	2.295.310	2.796.771	-62.963	438.497	**438.280**	430.752	9.508	**-19.051**	**419.229**
NUEVA ENERGIA	3.247.249	289.132.792	337.316.918	-11.024.472	37.159.653	**37.151.589**	522.912.865	3.247.249	**-26.383.914**	**497.373.467**
PANGUIPULLI	1.375.913	182.551.666	204.201.779	-22.011.186	-361.073	**-353.092**	-1.736.986	1.375.913	**0**	**-353.092**
HIDROELEC	79.229	2.862.149	3.109.015	-165.438	81.427	**81.417**	2.198	79.229	**0**	**81.417**
PACIFICO	11.450.238	136.798.019	159.053.766	-8.906.341	13.349.406	**13.340.680**	1.899.168	11.450.238	**0**	**13.340.680**
TOTAL	**2.060.807.428**	**240.259.534.590**	**306.338.244.646**	**-6.797.483.436**	**59.281.226.620**	**59.175.177.650**	**362.007.099.385**	**2.060.807.428**	**-16.006.543.129**	**346.397.976.910**

Fuente: CDEC-SIC, Systep

ANEXO V

Proyectos en Estudio de Impacto Ambiental SIC

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	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	Hidreléctrica 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 Pacifico 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 Eolico 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 Vallenar	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 Colmito	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	60	27	20-11-2007	Aprobado	Gas-Diesel	Base	V
Central Hidroeléctrica Osorno	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.	58	75	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroelectrica Los Lagos	Empresa Eléctrica Pilmaiquén 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

ANEXO V

Nombre	Titular	Potencia (MW)	Inversión (MMU$)	Fecha presentación	Estado	Combustible	Tipo	Región
PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES	Aserraderos Arauco S.A.	41	105	12-08-2008	Aprobado	Biomasa	Base	VII
Proyecto Ampliación y Modificación Parque Eólico Punta Colorada	Barrick Chile Generación S.A.	36	70	18-06-2008	En Calificación	Eólico	Base	IV
MODIFICACIONES AL DISEÑO DE PROYECTO MDL CENTRAL HIDROELÉCTRICA LAJA Modif-CH-Laja	Alberto Matthei e Hijos Limitada	36	50	07-03-2008	En Calificación	Hidráulica	Base	VIII
Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan CentralTrupan	Asociación de Canalistas Canal Zañartu	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 Auas 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 eolico Punta Colorada	Laura Emery Emery	20	19,5	11-07-2007	Aprobado	Eólico	Base	IV
Ampliacion 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	XIV
Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello	Eduardo Jose Puschel Schneider	18,3	28	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
Central Hidroelectrica de Pasada Rio Blanco, Hornopiren	HIDROENERGIA CHILE LTDA	18	25	26-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Electrica Cenizas	Electrica Cenizas S.A.	16,5	7,9	05-06-2007	Aprobado	Diesel	Base	III
Parque Eólico Las Dichas	Ener-Renova	16,0	30,0	13-03-2009	En Calificación	Eólico	Base	V
Planta Cogeneración San Francisco de Mostazal	Compañia 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 Palmar - Correntoso	Hidroaustral S.A.	13	20	31-07-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío 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 Florin	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	Hidroenergía 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	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur	Mainco 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 Vallenar	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 García Sabugal	5,9	5,2	07-02-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	IX
"Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco"	Hidroaustral S.A.	5,5	15	28-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas	Hidroaustral S.A.	5,3	12	21-08-2007	Aprobado	Hidráulica	Base	X
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DONGO	HIDROELECTRICA DONGO LIMITADA	5	9	27-06-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	X
Instalación Sistema Generador de Energía Eléctrica Generador EE de Southphacific	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 HIDROELECTRICA 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 Laja	3,2	6,5	04-07-2008	Aprobado	Hidráulica	Base	VIII

ANEXO VI

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos

Con fecha 15 de diciembre de 2009, se entregó el dictamen Nº 15 del Panel de Expertos sobre las discrepancias presentadas por las empresas que se indican a continuación, respecto a las bases técnicas y administrativas definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuadrienio 2011-2014, realizadas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE:

- Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en conjunto con Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Sistema de Transmisión del Sur S.A., en adelante denominadas FRONTEL, SAESA y STS, respectivamente.
- Chilquinta Energía S.A., en adelante CHILQUINTA.
- Empresa Eléctrica Puyehue S.A., en adelante Puyehue.
- Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., en adelante Panguipulli.
- CGE Transmisión S.A., en adelante CGE Transmisión.
- Empresa Eléctrica de Arica S.A. en conjunto con Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., en adelante EMELARI, ELIQSA y ELECDA, respectivamente.
- Transelec S.A. en conjunto con Transelec Norte S.A., en adelante conjuntamente TRANSELEC.
- Chilectra S.A., en adelante CHILECTRA.
- AES Gener S.A., en adelante AES Gener.
- Sociedad Eléctrica Santiago S.A.
- Energía Verde S.A.

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

1. Frontera entre sistemas de transmisión en subestaciones compartidas.

Las Bases Definitivas del Estudio indican en el Capítulo II, Punto 3.2, los criterios que debe seguir el consultor para establecer la frontera entre sistemas de transmisión en subestaciones compartidas:

"Para efectos de establecer la frontera entre sistemas de transmisión en subestaciones compartidas, el Consultor deberá utilizar el siguiente criterio:

Las instalaciones comunes de subestación, serán prorrateadas entre los patios en función del volumen de energía manejado por estos, en relación al volumen total de energía manejado por la subestación. Los volúmenes de energía señalados corresponderán a los registrados por el CDEC respectivo desde el primero de enero al 31 de diciembre de 2009.

Las instalaciones comunes de subestación, dentro de un mismo patio, deberán ser prorrateadas de manera proporcional al número de paños del patio correspondiente.

En el caso de instalaciones de subtransmisión de uso común o compartido por más de un subtransmisor, éstas deberán asignarse a cada uno de ellos conforme los criterios de prorrata que el consultor determine, y que deberán quedar adecuadamente fundamentados.

En el caso de instalaciones de subtransmisión de uso común o compartido por más de un Sistema de Subtransmisión, lo informado por los Consultores correspondientes deberá ser consistente y complementario".

En presentación conjunta, las empresas FRONTEL, SAESA Y STS señalaron que los criterios indicados son insuficientes, a pesar de los cambios realizados por la CNE a las bases Preliminares, solicitando incorporar precisiones adicionales propuestos por las empresas. Por su parte, la CNE señaló en su respuesta que las empresas no aportan elementos relevantes para justificar los criterios adicionales propuestos, además de indicar que los criterios son coherentes con los criterios establecidos y aprobados por el

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

Panel de Expertos en el proceso de tarificación del sistema troncal.

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

2. Atributos de empresas reales

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Punto 3.4, párrafo segundo, relativo a los Costos Anuales de Operación, Mantención y Administración (COM&A), que el desarrollo de los estudios deberá considerar la estructura organizacional de una empresa que presta el servicio de subtransmisión en forma similar a las existentes. Además, se agrega que a partir del análisis crítico de la información entregada por las empresas, el Consultor podrá determinar la estructura y costos de personal de las Empresas existentes al año base.

En su presentación, Chilquinta estimó que con lo dispuesto en las bases se intenta extraer elementos reales de las empresas operadoras de los sistemas de subtransmisión para traspasarlos a la valorización del COM&A, lo que a su parecer sería ilegal y desvirtuaría la metodología regularoria establecida en la Ley.

Por su parte, la CNE señaló que la utilización de la información real como referencia no restringe los ámbitos de acción y análisis del Consultor, sino que por el contrario asegura que tendrá en cuenta todas las prácticas de las empresas, eficientes e ineficientes. Además, agregó que la Ley no prohíbe la utilización de antecedentes de la empresa real, por lo que las bases tampoco tendrían que hacerlo.

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

3. Estadígrafo para la estimación de las remuneraciones

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Punto 3.4, acápite a), párrafo quinto, relativo a la Estructura y Costos de Personal, que deberá realizarse un proceso de homologación de los cargos de los estudios de remuneraciones que se utilicen para el estudio, con los cargos definidos en la estructura organizacional propuesta por el consultor, a fin de estimar las remuneraciones de dichos cargos. En el párrafo séptimo del mismo acápite se presentan los criterios para la homologación, definiendo que el estadígrafo de la muestra representativa deberá ser el valor promedio de mercado que para cada cargo se obtenga en empresas de similares características. En caso de que no se pueda acceder a una muestra representativa, el consultor podrá proponer el estadígrafo fundadamente.

En la presentación de varias empresas, se discrepa respecto a la aplicación forzada del valor promedio como estadígrafo, argumentando que le quita libertad al consultor, proponiendo que sea éste quien estime el estadígrafo que mejor se ajuste a la muestra. Por su parte, la CNE argumentó que es innecesario el cambio, dado que en caso de ser representativa la muestra, es correcto el valor promedio como estadígrafo.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados aceptar la propuesta de las empresas, modificando las bases para que sea el consultor quien defina el estadígrafo más adecuado a la muestra que se utilice.

4. Definición de instalación prescindible

Las empresas CGE Transmisión, EMELARI, ELIQSA Y ELECDA presentaron una discrepancia solicitando modificar la definición de las instalaciones prescindibles, indicando que el concepto de “seguridad de abastecimiento” utilizado en la definición no es apto para discernir acerca de la prescindibilidad. Al respecto, las empresas solicitan modificar la definición dada, utilizando en cambio las expresiones confiabilidad, suficiencia y seguridad de abastecimiento, contempladas en la Ley.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

El Panel declaró inadmisible la discrepancia, debido a que las empresas presentaron un texto para la modificación diferente al que presentaron en las observaciones a las Bases Preliminares, considerando entonces que las empresas presentaron una discrepancia distinta a la original.

5. Uso de los sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras.

Se refiere esta discrepancia al Capítulo II, punto 3.6 “De la determinación del uso de los sistemas de subtransmisión, realizado por centrales generadoras” de las Bases Definitivas, el cual contiene los criterios a utilizar para determinar cuándo las centrales conectadas al sistema de subtransmisión deben realizar pagos por el uso de los tramos del sistema, en base a la dirección de los flujos y a la participación de éstos en el tramo. Además, se presenta la metodología para estimar los costos de conexión directa de las centrales al sistema troncal en base a proyectos dimensionados, y una metodología a través de la ruta de mínima distancia eléctrica en el caso de que no exista un proyecto de conexión directa, calculando la participación por este tramo como el cuociente entre la capacidad máxima de generación proyectada con la capacidad de transporte del tramo sujeto a pago.

En su presentación, algunas empresas discreparon respecto a la metodología para la determinación de los pagos por parte de las centrales, argumentando que es un cambio respecto a la metodología utilizada anteriormente, por lo que solicitaron su eliminación de las bases. Con respecto a los costos de conexión directa, también hubo discrepancias, solicitando incorporar en las bases que las servidumbres deberán ser valorizadas en base a estudios de mercado y/o encuestas representativas. Por último, también hubo discrepancias respectos al cuociente utilizado para determinar los pagos en el caso de no existir proyectos de conexión directa, al considerar que infringe la Ley.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados rechazar la propuesta de las empresas respecto a eliminar la metodología para la determinación de pagos por parte de las centrales y de modificar la metodología de ruta por distancia mínima eléctrica. Por otra parte, aceptó en forma unánime la petición de incorporar en las bases la forma de valorización de las servidumbres en la metodología de los costos de conexión directa al troncal.

6. Estudios de mercado para precios unitarios y recargos.

Se refiere esta discrepancia al Capítulo II, punto 4.4 de las Bases Definitivas, el cual señala que el Consultor debe adquirir estudios de mercado específicos para determinar los valores de remuneraciones, precios de materiales y equipos eléctricos, así como costos asociados al uso de suelo. Además, respecto al cálculo de los recargos, se indica en el punto 2.3 del Anexo Nº 1 que estos cálculos deberán seguir la misma metodología descrita para los costos unitarios, es decir, mediante estudios de mercado. En caso de no disponer de dicha información, se podrá utilizar la información de los consultores de otros sistemas de subtransmisión en estudio, utilizando el valor mínimo. Por último, en caso que tampoco esté disponible esta información, se deberán utilizar los valores resultantes de las licitaciones de la empresa real.

En su presentación conjunta, FRONTEL, SAESA y STS objetaron la exigencia de utilizar estudios de mercado sin entregarle alternativas al consultor en caso que no sea posible realizar estudios de precios para algunas componentes de costos, señalando que la CNE no acogió esta observación anteriormente. Por lo anterior, las empresas proponen una metodología en caso de no disponer de estudios de mercado.

Por su parte, la CNE señaló que tomó en cuenta la observación de las empresas, e incorporó a las bases definitivas mecanismos alternativos para la obtención de precios, a través de utilizar valores obtenidos por otros consultores en el mismo proceso tarifario o mediante la utilización de los precios de licitación de las empresas reales.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados rechazar la propuesta de las empresas, señalando que pese a las limitaciones señaladas por las empresas en su presentación, el procedimiento establecido en las bases se ajusta mejor a la Ley que la propuesta de FRONTEL, SAESA y STS.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

7. Utilización de precios mínimos.

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Punto 4.4, que en la realización de estudios de mercado para la obtención de los precios de componentes de instalaciones, materiales y equipos, el consultor deberá optar por los precios mínimos, sin degradar la calidad y teniendo en consideración las condiciones de calidad y seguridad de servicio.

En su presentación, Chilquinta señala que la discrepancia no radica en definir un precio distinto al mínimo en las bases, sino que sea el consultor quien determine el estadígrafo más adecuado para valorizar las instalaciones, materiales y equipos. Dado que este tópico está ligado a los criterios que aplica al consultor en el dimensionamiento, expansión y valorización del sistema, estima inadecuado privar al consultor de la libertad de utilizar un precio distinto al mínimo, en forma análoga a la discrepancia del estadígrafo. Por lo anterior, solicita modificar la metodología de las bases permitiendo que el consultor pueda optar por precios distintos al mínimo en forma fundada.

Por su parte, la CNE cita el artículo 108º de la Ley, de la cual se desprende el criterio de la minimización de los costos de instalaciones. Dado que a diferencia del sistema troncal, la expansión del sistema de subtransmisión corresponde a decisiones propias de las empresas del sector, la remuneración del sistema opera como una señal para el desarrollo eficiente del sistema. Por esto, la CNE estima que utilizar el mínimo costo es el criterio que permite lograr este objetivo de eficiencia del sistema.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados rechazar la propuesta de la empresa, señalando que no existen motivos para modificar las bases. Además, en caso de discrepancia al final del estudio por efecto de la calidad y/o condiciones de calidad y seguridad de servicio que involucren las componentes seleccionadas por la metodología de precio mínimo, las empresas tendrán la posibilidad de recurrir al Panel en la etapa posterior del proceso de tarificación.

8. Economías de ámbito y escala.

Las Bases Definitivas del estudio indican en el Capítulo II, Punto 4.5, que el estudio deberá reconocer las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos, las economías de escala propias del mercado, las economías debido a la integración horizontal con otros sistemas de subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

En las presentaciones de varias empresas, se discrepa que la incorporación del Punto 4.5 es contradictoria con el resto de las bases, ya que se pretende considerar a las empresas reales que operan en los sistemas, cuando el sentido del estudio es modelar una empresa eficiente, a través de costos estándares. La utilización de los criterios indicados en las bases, podría suponer una optimización a partir de la empresa real, además de la optimización de una empresa modelo por efecto de la competencia. Todas las empresas solicitaron la eliminación del Punto 4.5 de las Bases.

Por su parte, la CNE expresa que el mandato expresado en la Ley sobre la eficiencia es general y transversal, alcanzando las economías que provienen de la integración vertical y horizontal de mercados, y que las empresas en los hechos realizan.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados aceptar la propuesta de las empresas, eliminando el Punto 4.5. de las Bases Definitivas.

9. Recargos en estructuras de costos.

Las Bases Definitivas del estudio incorporan en el Anexo Nº 1 el tema de los recargos asociados a los ítems de costos de las instalaciones a considerar en el estudio.

En su presentación, Chilquinta discrepa de la estructura de costos presentada, estimando que no refleja importantes partidas de costos. Por lo anterior solicita incorporar una serie de recargos no incluidos en las bases, y que sí se encuentran en las bases del estudio de transmisión troncal 2010, lo que avalaría su petición.

Resolución Discrepancias del Panel de Expertos (Continuación)

Por su parte, la CNE estima que los ítems de costos que Chilquinta solicita incorporar ya se encuentran contemplados en el Anexo Nº 1 de las bases.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados rechazar la propuesta de la empresa, estimando que los ítems de costos que se solicita agregar ya están reconocidas en los recargos considerados en las Bases.

10. Bienes Intangibles.

Las Bases Definitivas del estudio definen el recargo Bienes Intangibles (BI) de acuerdo a los siguientes términos.

"Bienes intangibles (BI).

La valorización de bienes intangibles, deberá recoger los costos de contratación inicial de personal, gastos de puesta en marcha y estudios previos. El Consultor deberá presentar y respaldar los cálculos, antecedentes y factores que permitan determinar los costos asociados a Bienes Intangibles.

Los costos de contratación inicial de personal no podrán ser superiores a dos meses de gastos en remuneraciones, sin considerar compensaciones o beneficios, en el año base. Los gastos de puesta en marcha estarán conformados por los costos de capacitación, operación y mantenimiento a lo largo de un período no superior a un mes. Los estudios previos consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para iniciar las actividades, así como los gastos notariales y similares asociados a la constitución de la sociedad.

El Consultor en ningún caso podrá imputar en los bienes intangibles gastos adicionales a los indicados previamente, como por ejemplo, costos de la sociedad precursora y gastos asociados a la captación comercial".

En su presentación, Chilquinta solicita que sea el consultor quien defina los ítems y valores del recargo de Bienes Intangibles, ya que las Bases acotan a priori su alcance. Por lo anterior, propone permitir que el consultor incorpore más ítems al recargo de Bienes Intangibles, en forma fundada, y quitar el límite de meses a los gastos de contratación de personal y puesta en marcha.

Por su parte, la CNE señala que teniendo en cuenta lo resuelto en el Dictamen Nº 7-2006 del Panel, se incorporó en las bases como ítems de bienes intangibles a los gastos de contratación de personal, de puesta en marcha y de estudios previos. Respecto al límite en los costos de contratación inicial, se consideró el criterio establecido en dicho Dictamen.

El Panel acordó en forma unánime en base a los antecedentes presentados rechazar la propuesta de la empresa, manteniéndose lo establecido en las Bases Definitivas.

.

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

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

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

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

Systep Ingeniería y Diseños

Don Carlos 2939, of.1007, Santiago
Fono: 56-2-2320501
Fax: 56-2-2322637

Hugh Rudnick Van De Wyngard
Director
hrudnick@systep.cl

Sebastian Mocarquer Grout
Gerente General
smocarquer@systep.cl

Alejandro Navarro Espinosa
Gerente de Estudios
anavarro@systep.cl

Jorge Moreno De La Carrera
Especialista Generación
jmoreno@systep.cl

Oscar Álamos Guzmán
Ingeniero de Estudios SIC
oalamos@systep.cl

Pablo Lecaros Vargas
Ingeniero de Estudios SING
plecaros@systep.cl

Mayores detalles o ediciones anteriores, visite nuestra página Web:
www.systep.cl

Contacto:
reporte@systep.cl