

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Junio 2013

[Volumen 6, número 6]

Contenido

Editorial	2
SIC	4
Análisis de operación del SIC	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6
SING	7
Análisis de operación del SING	7
Proyección de costos marginales System	8
Análisis por empresa	9
Suministro a clientes regulados	10
Energías Renovables No-Convencionales	10
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	11
Proyectos en SEIA	11

Editorial

Reglamento de servicios complementarios (SSCC)

Luego de 6 años de discusión, con fecha 31 de diciembre de 2012, se publicó el Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC), mediante Decreto Supremo N°130 (DS130), esperado desde la publicación del Decreto Supremo N°62 (DS62) del 2006. Estos servicios técnicos, creados y definidos por la Ley Corta I de 2004, son aquellos necesarios para la operación de los sistemas interconectados y para efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y Plan de Recuperación de Servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Sus aspectos técnicos son normados por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

El DS62 introdujo el concepto de potencia de suficiencia para remplazar el de potencia firme, separando los SSCC (y sus mecanismos de regulación y administración) del reconocimiento de potencia. Se estaba esperando la publicación del Reglamento para aplicar el DS62 y el nuevo mecanismo de pago por potencia de suficiencia.

La aplicación del nuevo Reglamento, con sus mecanismos de regulación y remuneración de los SSCC, no se visualiza exenta de complicaciones, dadas las observaciones realizadas por empresas coordinadas a los CDEC's y el recurso de invalidación que presentara Endesa contra el mismo.

Conceptualmente, el DS130 crea un mercado para los SSCC el cual es administrado y programado centralizadamente por el CDEC, quien tiene el deber de determinar los recursos necesarios y disponibles para la apropiada operación del sistema eléctrico. A su vez, es deber del CDEC decidir qué empresas de las coordinadas concurrirán a proporcionar estos servicios.

El nuevo esquema tiene implicancias en dos ámbitos. Primero, el CDEC deberá en forma anual determinar cuáles son las condiciones requeridas para la adecuada prestación de los SSCC y quiénes son los responsables de hacerlo, debiendo las empresas asignadas realizar obligatoriamente las inversiones necesarias. El mecanismo establecido en el

Reglamento busca remunerar los costos de tales inversiones, más otros costos que pudiesen existir asociados a la prestación de estos servicios. El CDEC deberá definir dichas remuneraciones, conociendo la declaración de costos auditados de las empresas que los aportan.

En un segundo ámbito, las empresas deberán concurrir obligatoriamente a la prestación de los SSCC que limitan las inyecciones físicas de los generadores, como por ejemplo el aporte a la reserva en giro para el control de frecuencia. El Reglamento establece una metodología que busca remunerar a quienes participan de la prestación de tales servicios, quienes estarán obligadas a participar y recuperarían a lo más los costos de oportunidad ocasionados. Este último punto ha sido parte de la discusión de los procedimientos, en donde las empresas han cuestionado las metodologías de remuneración y, por su parte, los CDEC han señalado que, de su interpretación del Reglamento, no necesariamente debe garantizarse la recuperación total de los costos.

Ambos CDEC's han publicado la versión oficial de los cinco procedimientos¹ mínimos exigidos por el Reglamento, los cuales deberán ser revisados y aprobados por la CNE. Una vez aprobados los procedimientos, los CDEC's dispondrán de 30 días para emitir un informe con la operación y programación de los SSCC a la CNE, los que serán implementados 30 días contados a partir de su aprobación.

Potenciales dificultades en la implementación del Reglamento de SSCC

La aplicación del Reglamento y el desarrollo de los procedimientos respectivos no se encuentran exentos de complicaciones. Por un lado, preocupa a los agentes la obligatoriedad de concurrir a la prestación de los SSCC, con el riesgo de no obtener una

¹ CDEC-SIC https://www.cdec-sic.cl/documentos_nt_es.php?subsubcategoria_id=192

CDEC-SING http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=3007

adecuada retribución, ya sea por los costos definidos por el CDEC, por los plazos en que ellos se remunerarán o por los cambios en el tiempo de servicios requeridos que pueden quedar sin remuneración.

Por otra parte, existen aspectos no definidos en los procedimientos, según observan las empresas coordinadas. Entre estas observaciones, destaca la incertidumbre frente a recursos utilizados en SSCC tales como el Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC) y el Esquema de Reducción Automático de Generación (ERAG), elementos que no son abordados explícitamente en el Reglamento.

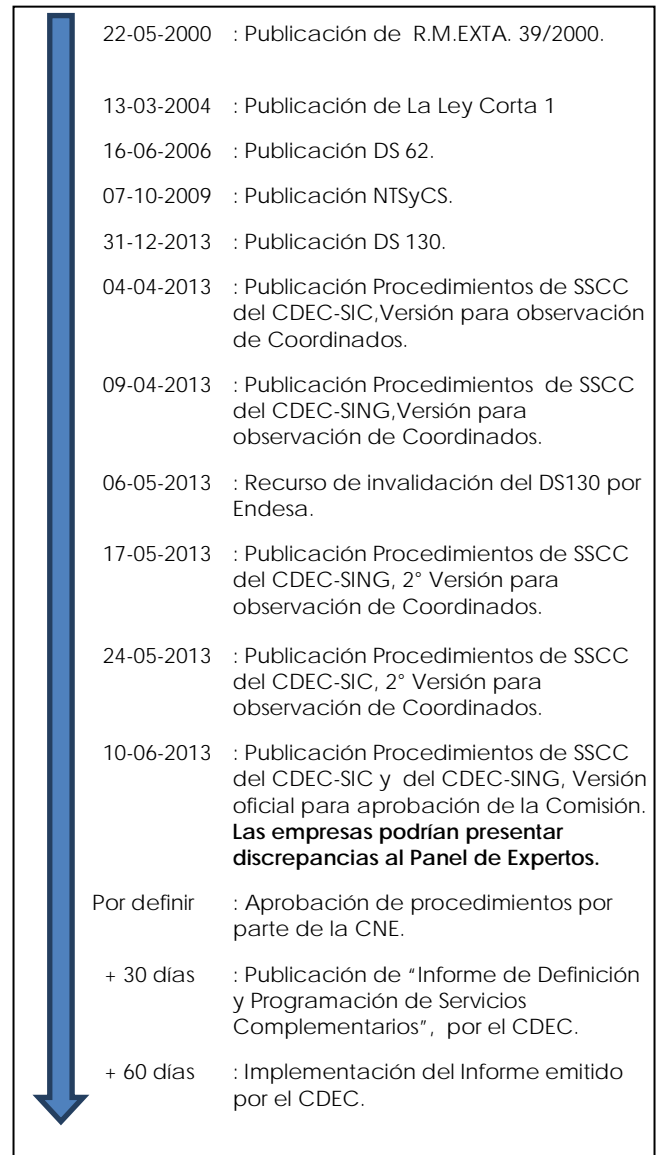
Además, preocupa las distintas interpretaciones del Reglamento entre los CDEC's y las empresas que podrían ser temas de controversia, como por ejemplo la relación de retiros locales o globales para la operación de unidades de generación a un costo mayor al marginal de la barra asociada a dicha unidad, cuando ésta se debe a control de tensión o por regulación de frecuencia.

Otro aspecto importante del Reglamento es el nuevo método de remuneración de generadoras operando a costo variable por sobre el costo marginal del sistema. Anteriormente, esta actividad era regulada en el SING por la Resolución Ministerial N°39, la cual se reemplaza por el artículo 42 del Reglamento. Este último no considera compensaciones en los balances de inyecciones y retiros que habrían percibido los generadores, si no existieran restricciones técnicas inevitables del sistema, como es la operación a mínimo técnico.

Con estas diferencias, es de anticipar que las empresas presentarán discrepancias ante el Panel de Expertos, línea de acción señalada en las disposiciones transitorias del mismo Reglamento. Cabe destacar que Endesa ya interpuso un recurso de invalidación en contra del DS N°130. Dicho recurso fue acogido por el Ministerio de Energía citando a Endesa a comparecer el pasado lunes 27 de mayo.

Después de seis años de espera, hay interés en el sector en poner en marcha la regulación del DS62, definir claramente los nuevos métodos de regulación y remuneración de los SSCC, y reducir las incertidumbres que ello acarrea. Sin embargo, es claro que aún hay varios temas que deberán resolverse antes de su completa aplicación.

Figura 1: Calendario de implementación de SSCC



Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

Durante el mes de mayo la participación de las centrales hidráulicas mantuvo un nivel minoritario en la matriz de generación (29%), situación que ha agudizado aún más en los últimos meses, resultando en altos precios spot de la energía. La escasez hidráulica ha resultado en prácticamente el agotamiento de todas las reservas de energía en los embalses del SIC.

Respecto de la generación térmica por combustibles, la participación del carbón y GNL disminuyó levemente respecto al mes anterior. En el caso particular del GNL, la generación fue aportada principalmente por los dos ciclos combinados de San Isidro y la unidad 1 Nehuencho. El 8 de mayo el precio del GNL declarado por San Isidro bajó de 11 a 5 US\$/MMBtu, aumentando a 9,4 US\$/MMBtu a principios de junio.

En tanto, la participación del diésel aumentó de un 2% a un 6% respecto al mes anterior, reemplazando la menor generación hidráulica, GNL y carbón.

En el mes de mayo, el costo marginal del SIC promedió los 219 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una baja de 15,7% respecto al mes de mayo de 2012 (260 US\$/MWh), diferencia que se explica fundamentalmente por la mayor oferta de generación en base a carbón. El costo marginal respecto el mes de abril representa un aumento de 27,7% (172 US\$/MWh).

En los primeros días de mayo, el costo marginal en las horas de menor demanda fue marcado por carbón, mientras que en las horas de mayor demanda el costo marginal varió entre GNL caro (Nueva Renca) y diésel. Finalmente, durante la segunda quincena de mayo el aumento del valor del agua hasta cerca de 250 US\$/MWh empujó el costo marginal a esos valores.

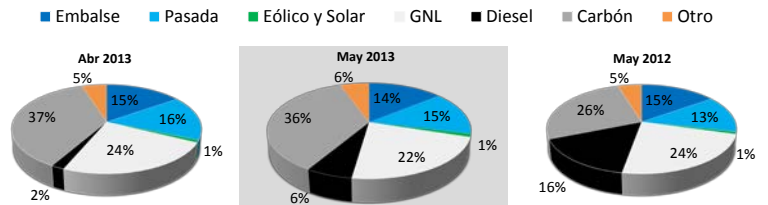


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

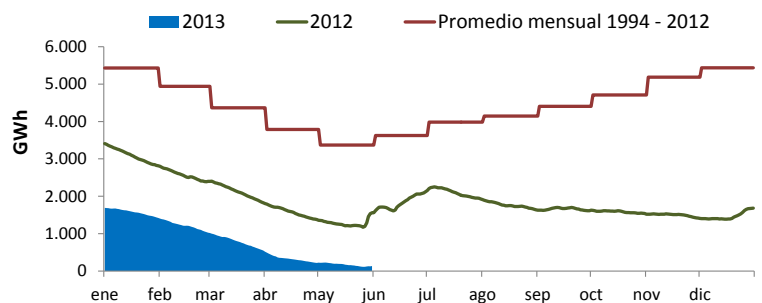


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

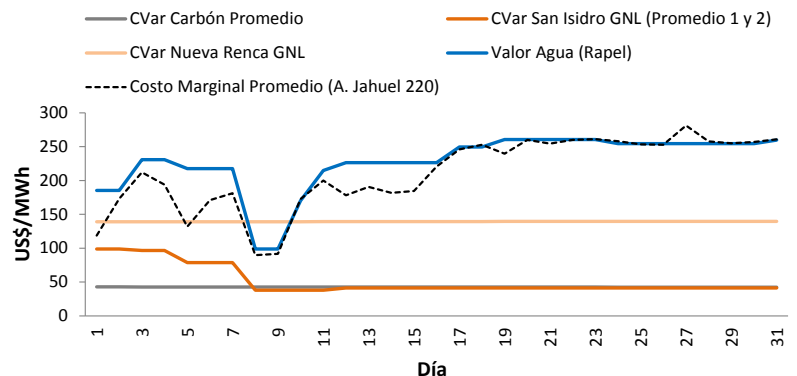


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo (Fuente: CDEC-SIC)

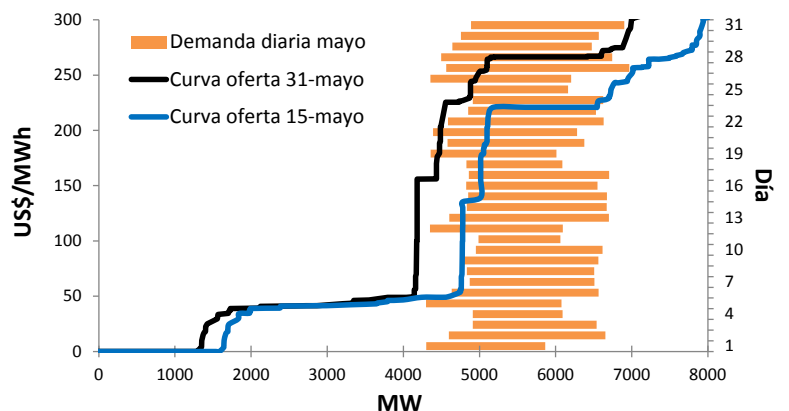


Figura 5: Demanda diaria durante mayo y curva de oferta al 31 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

De acuerdo a reciente información de prensa, Endesa y British Gas (BG) habrían renegociado el precio y volumen del suministro de GNL, acuerdo que entraría en vigencia a partir del año 2014. A diferencia de la proyección del mes de mayo, en esta proyección se consideran ambas unidades de San Isidro con GNL disponible, y un rango de precios que va desde 8 a 13 US\$/MMBtu el 2013, y entre 8 y 10,5 US\$/MMBtu el 2014, los cuales representarían posibles precios de GNL a que accedería Endesa con motivo del nuevo acuerdo, según ha sido señalado en la prensa. Por lo anterior, en esta proyección se corrige a la baja el costo marginal proyectado.

Para el horizonte de la proyección se considera el ingreso de 694 MW de capacidad de generación.

A modo de representar la variabilidad hidrológica, en la Tabla 2 se muestran los resultados estadísticos de la simulación de 50 escenarios hidrológicos históricos, en donde se considera igual probabilidad de ocurrencia para cada uno.

Tabla 1: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2013	5,4%	5,4%	
	2014	6,1%	6,1%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		114,4	114,4
	Diesel US\$/Bbl (FOB)		93,5	93,5
	GNL	San Isidro (jun-dic)	8,0	13,0
		San Isidro (ene-may)	8,0	10,5
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco	0,0	0,0
Nueva Renca (jun)		Sin GNL	Sin GNL	
	Nueva Renca (jul-may)	19,0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro		Total	Total
	Nehuenco (jun)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (jul-dic)		Limitada	0
	Nehuenco (ene-abr)		Total	Limitada
	Nehuenco (may)		Limitada	0
	Nueva Renca (jun)		0	0
	Nueva Renca (jul-may)		Limitada	0

Tabla 2: Indicadores estadísticos de resultados de proyección de costo marginal, promedio 4 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Promedio 4 Meses	Caso alta disp. GNL		Caso baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Jun-2013 a Sep-2013	111,0	24%	132,8	16%
Oct-2013 a Ene-2014	70,8	28%	89,6	18%
Feb-2014 a May-2014	118,7	21%	153,0	10%

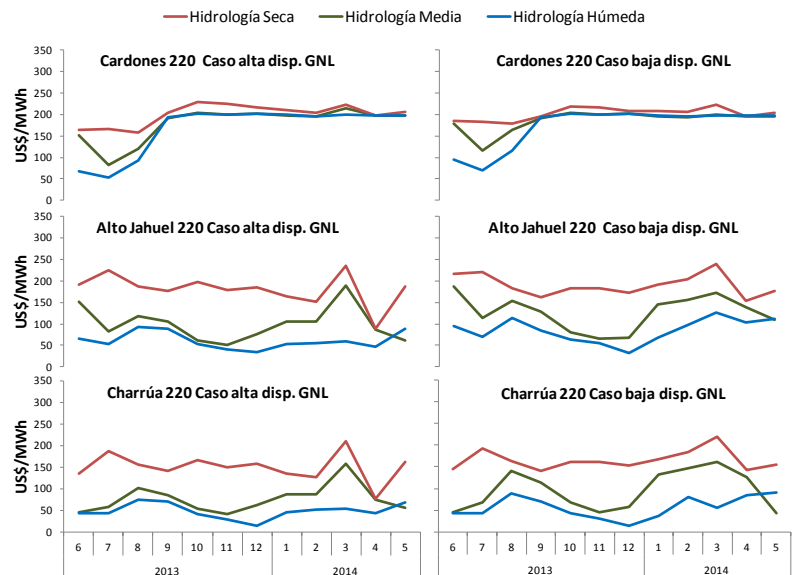


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

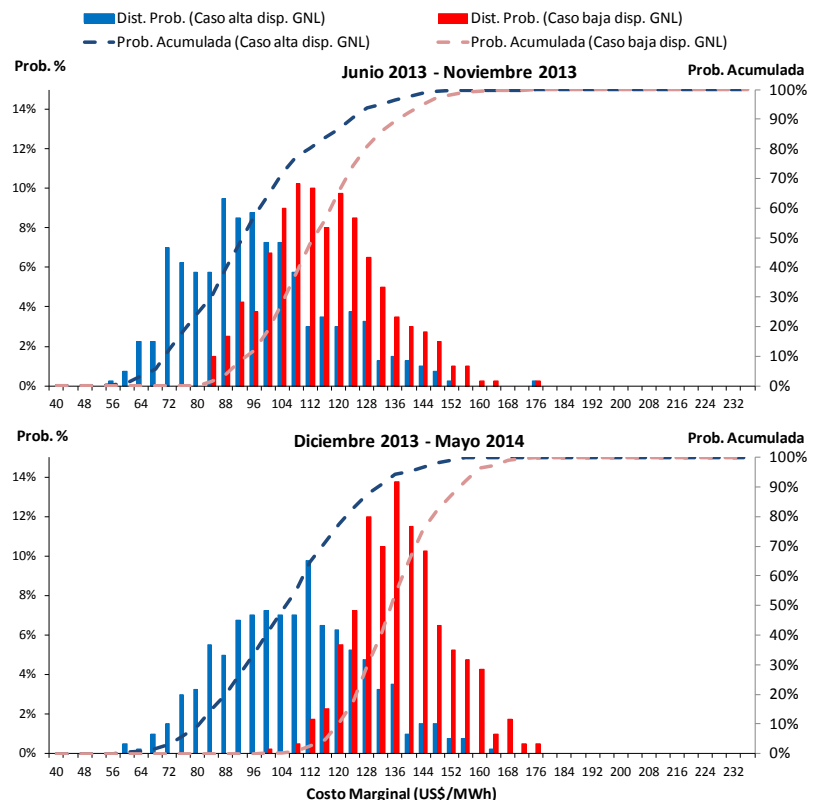


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costo marginal, promedio 6 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

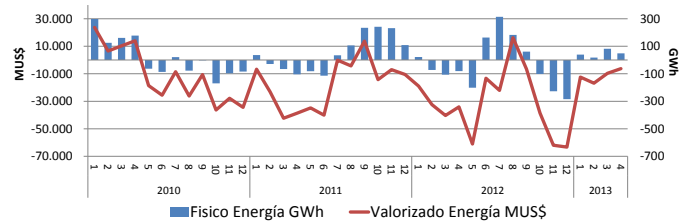
De acuerdo a información de prensa, ENDESA habría llegado a un acuerdo con British Gas por el suministro de GNL a 8 o 9 US\$/MMBtu desde el 2014 ([ver más](#)). Nueva Renca se encuentra en mantenimiento mayor hasta el 21 de junio de 2013. La unidad 1 de Nehuenco ha mantenido su operación en base a GNL en tanto la unidad 2 se encuentra siniestrada.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Pasada	202	161	197
Embalse	318	245	321
Gas	0	0	0
GNL	506	563	621
Carbón	275	323	91
Diésel	5	10	1
Eólico	9	12	15
Total	1.315	1.314	1.245

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	43,2
San Isidro GNL (prom. I y II)	51,7
Taital Diesel	244,3

Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	1.315
Total Retiros (GWh)	1.266
Transf. Físicas (GWh)	48,94
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6,22

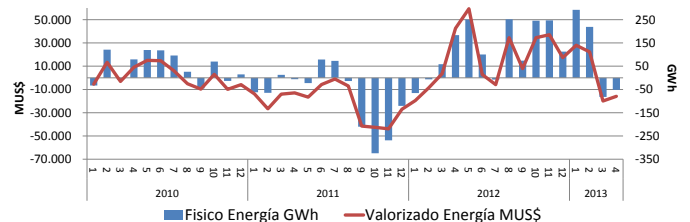


Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Pasada	179	152	133
Embalse	234	259	164
Gas	0	0	0
GNL	285	269	161
Carbón	235	152	189
Diesel	23	94	404
Eólico	0	0	0
Total	956	926	1.051

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Santa María	41,3
Nehuenco GNL I y II	0
Candelaria GNL I y II	0

Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	956
Total Retiros (GWh)	1.008
Transf. Físicas (GWh)	-52
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-15,9

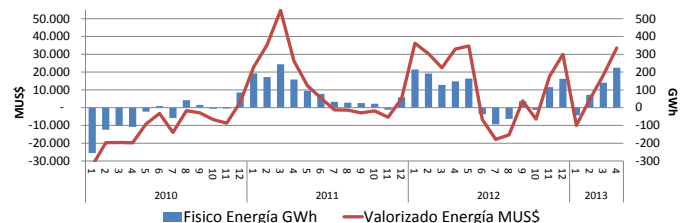


Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Pasada	87	78	72
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	192	108	164
Carbón	575	616	367
Diesel	2	40	107
Eólico	0	0	0
Otro	3	5	9
Total	859	847	719

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	48,1
N. Ventanas y Campiche	49,0
Nueva Renca GNL	139,4

Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	859
Total Retiros (GWh)	634
Transf. Físicas (GWh)	224,9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	33,59

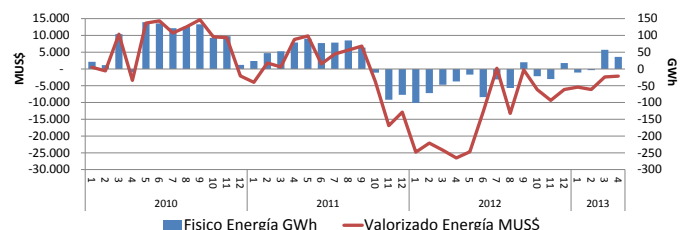


Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	426	433	426
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	426	433	426

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	41,5
Guacolda III	29,6
Guacolda IV	34,6

Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	6
Transf. Físicas (GWh)	8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,0

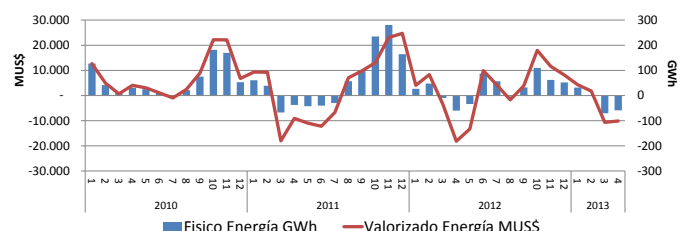


Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Pasada	50	46	35
Embalse	75	94	129
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	125	140	164

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	125
Total Retiros (GWh)	184
Transf. Físicas (GWh)	-58,74
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10,12



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING durante mayo se caracterizó por un leve aumento en la participación de las centrales diésel en comparación con el mes de abril, causado por la menor participación a carbón, hidro y Fuel Oil Nro 6. Si bien volvió a operar la unidad Angamos 2, las unidades Angamos 1 y U12 de Tocopilla estuvieron en mantenimiento mayor. En cuanto a la generación en base a GNL, la participación en la matriz de generación fue de un 10%, igual al mes de abril, siendo generado prácticamente en su totalidad por la unidad U-16 de Tocopilla, propiedad de E-CI. El precio declarado del GNL se mantuvo cercano a 6,4 US\$/MMBtu, ubicando los costos variables de esta fuente en valores cercanos a los de las centrales a carbón.

El costo marginal durante mayo se mantuvo cercano al costo variable del carbón y GNL durante las horas de demanda baja, en tanto en las horas de alta demanda fue determinado por unidades a carbón o GNL y ocasionalmente por unidades diésel. El promedio mensual del costo marginal de mayo en la barra Crucero 220 fue de 72,6 US\$/MWh, lo cual representa una baja de 11,5% respecto del mes de abril (82,1 US\$/MWh), y una reducción de un 35,4% respecto de mayo de 2012 (112,3 US\$/MWh).

En tanto, el valor de la RM39 durante el mes de abril fue de 6,12 US\$/MWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 95 US\$/MWh.

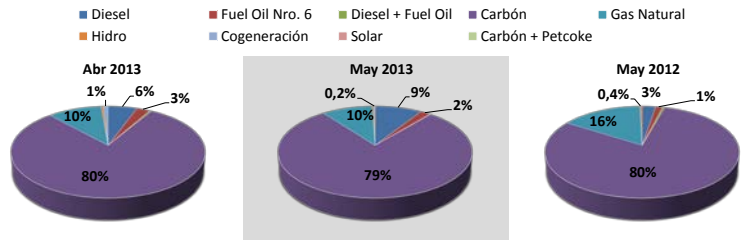


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

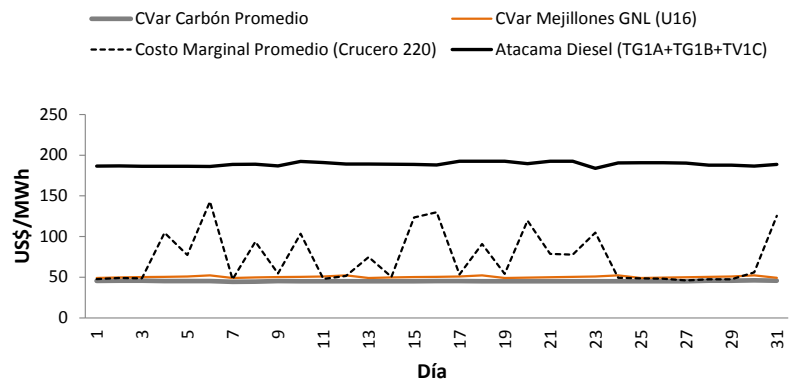


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de mayo (Fuente: CDEC-SING)

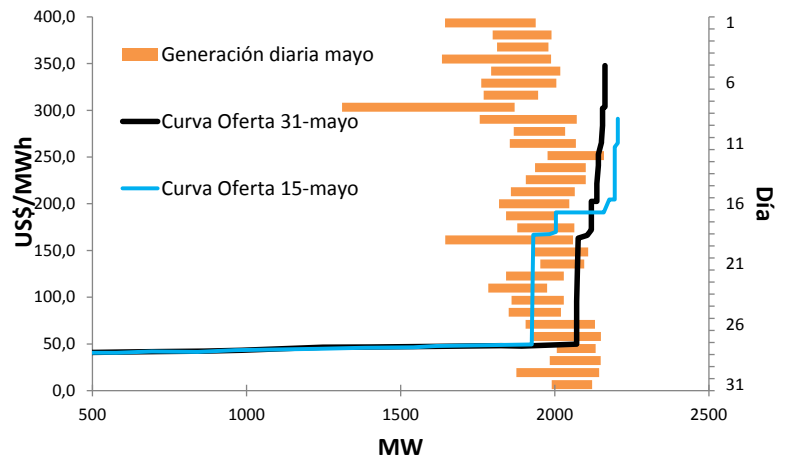


Figura 10: Generación diaria durante mayo y curva de oferta al 31 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para los próximos 12 meses se espera un crecimiento importante de la demanda eléctrica del SING, impulsado fuertemente por la conexión de nuevos proyectos industriales como Sierra Gorda, Desaladora, Ministro Hales, Degradación Térmica; así como incrementos en la demanda de clientes industriales existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto al cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimación de la demanda esperada por parte del mercado.

Para abordar la incertidumbre asociada a los niveles de demanda, en esta proyección se simulan 3 casos con distintos niveles de demanda. Se considera un crecimiento de la demanda base, elaborado a partir de las expectativas informadas por los grandes clientes, y dos casos adicionales: demanda baja y demanda alta.

Respecto del parque generador, dentro de los próximos 12 meses se espera la puesta en operación tres proyectos solares por un total de 58,5 MW, otros 2,5 MW de unidades diesel y 90 MW de generación eólica.

Tabla 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	11,1%	11,7%	12,3%
	2014	13,0%	13,7%	14,4%
Diesel promedio US\$/Bbl		133,1		
Carbón US\$/Ton	Mejillones	88,3		
	Angamos	94,7		
	Tocopilla	88,1		
	Andina	91,6		
	Hornitos	95,7		
	Norgener	92,4		
	Tarapacá	90,9		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones	5,8		
	Atacama	Sin GNL		
	Tocopilla	Sin GNL		
	Salta	No Considerado		
Disponibilidad GNL	U16	Limitada	Limitada	Limitada
	CTM3	Limitada	Limitada	Limitada
	Otros	0	0	0

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio asciende a los 72,4 US\$/MWh, en comparación a los 122,9 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 154,5 US\$/MWh.

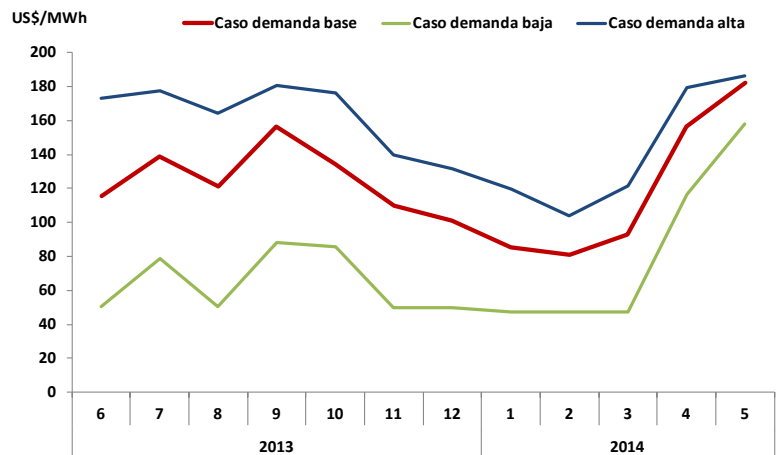


Figura 11: Proyección de costos marginal SING para la barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Notar que esta proyección es el resultado de la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de unidad más cara en operación. No se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por lo tanto, los costos marginales proyectados podrían estar sobrestimados respecto de los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

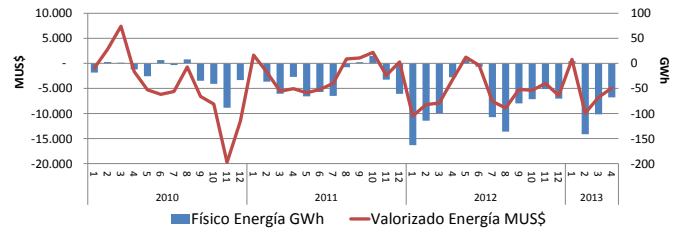
Análisis por empresa

E-CL se mantiene como el único productor con generación en base a GNL. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades en base a combustible diesel.

E-CL

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Diesel	2	2	3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	5	3	6
Carbón	373	412	429
Gas Natural	30	2	31
Hidro	3	3	3
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	414	422	472

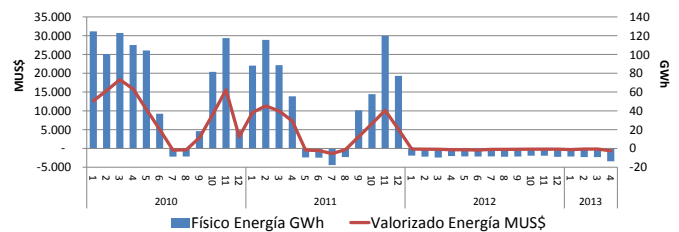
Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Andina Carbón	46,7
Mejillones Carbón	42,3
Mejillones GNL	50,7
Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	414
Total Retiros (GWh)	482
Transf. Físicas (GWh)	-68
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-4.905



Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	212	242	239
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	212	242	239

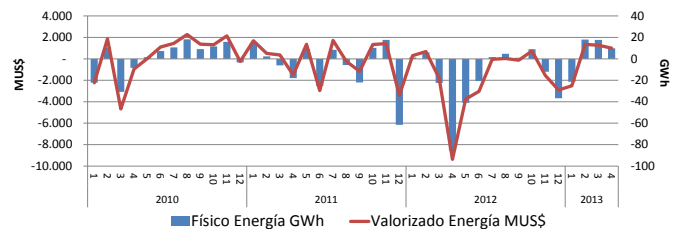
Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Angamos (prom. 1 y 2)	47,9
Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	212
Total Retiros (GWh)	226
Transf. Físicas (GWh)	-14
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-292,2



Celta

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Diesel	0	1	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	66	76	40
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	66	77	41

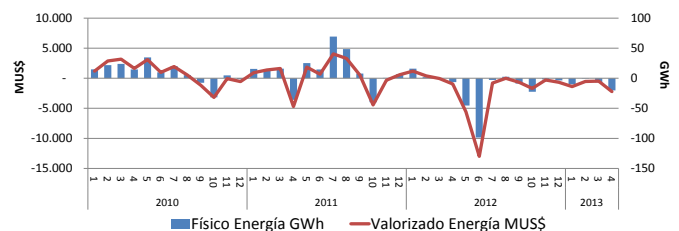
Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Tarapacá Carbón	40,8
Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	66
Total Retiros (GWh)	57
Transf. Físicas (GWh)	10
Transf. Valorizadas (MUS\$)	468,9



NorGener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	171	196	148
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	171	196	148

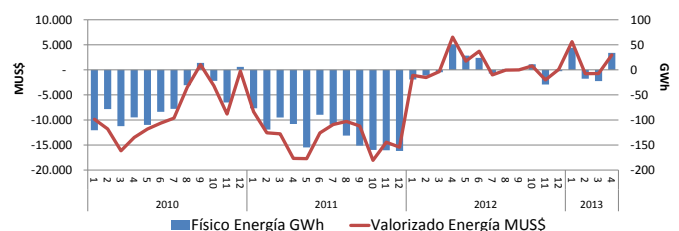
Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
NTO Carbón (prom. 1 y 2)	41,0
Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	170,7
Total Retiros (GWh)	190,9
Transf. Físicas (GWh)	-20,2
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.047,8



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2013	May 2013	May 2012
Diesel	68,1	123,7	31,4
Fuel Oil Nro. 6	0,0	0,0	0,0
Diesel + Fuel Oil	0,0	0,0	0,0
Carbón	0,0	0,0	0,0
Gas Natural	0,0	0,0	45,4
Hidro	0,0	0,0	0,0
Carbón + Petcoke	0,0	0,0	0,0
Total	68,1	123,7	76,8

Costos Variables prom. May 2013 (US\$/MWh)	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	189,0
Transferencias de Energía Abr 2013	
Total Generación (GWh)	68
Total Retiros (GWh)	34
Transf. Físicas (GWh)	34
Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.405,7



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a mayo de 2013 es de 80,01 US\$/MWh, referidos a la barra de suministro. En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

De las tablas se observa que actualmente Chilectra accede a mejores precios para sus clientes regulados. En contraste, actualmente CGE accede a precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de abril de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.896 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 144,8 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante abril fue igual a 187,8 GWh, es decir, un 30% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de abril, la mayor parte fue generada por centrales en base a biomasa (53,8%), seguido de centrales hidráulicas (33,6%) y eólicas (12,4%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,2% de las inyecciones ERNC del mes de abril.

La Figura 13 muestra las inyecciones reconocidas de los mayores productores de ERNC en los sistemas SIC y SING durante el mes de abril. Se muestran también las obligaciones de cada empresa de acuerdo a los retiros de cada una.

Tabla 4: Precio medio de licitación vigente por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	83,2	5.419
Campanario	111,1	900
Colbun	86,7	6.782
Endesa	72,4	13.579
Guacolda	75,4	900
EMELDA	108,5	200
EPSA	112,0	75
Puyehue	92,2	100
Panguipulli	93,8	50
Monte Redondo	105,9	275
Precio Medio de Licitación		80,01

Tabla 5: Precio medio de licitación vigente por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	64,5	12.000
Chilquinta	88,5	2.767
EMEL	78,8	2.007
CGE	103,4	7.220
SAESA	79,1	4.286
Precio Medio de Licitación		80,01

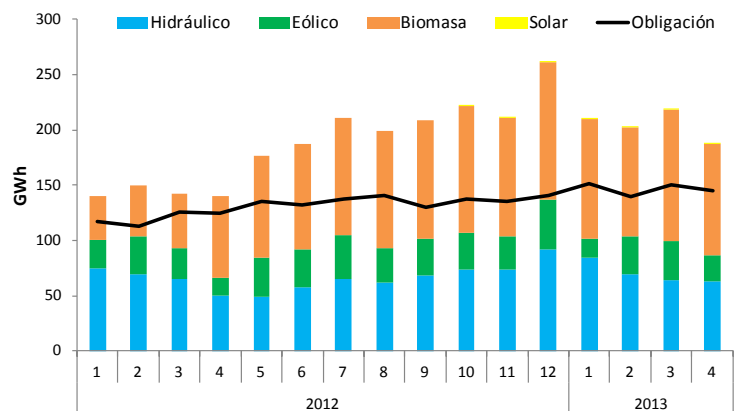


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

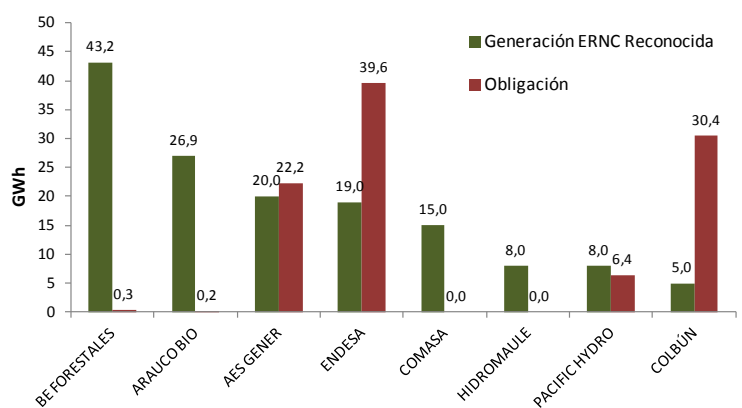


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, abril 2013 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas</u>	<u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>	<u>Interconexión SIC-SING</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios</u>	<u>Ley 20/20</u>
El 12 de junio el Proyecto fue aprobado en particular en segundo trámite legislativo en la Comisión de Energía y Minería. Se votaría en la sesión del 2 de junio (ver más).	Desde enero de 2013 se encuentra a la espera de ser votado en la sala del Senado para continuar con su discusión en particular en la comisión. En abril del presente el Gobierno quitó urgencia (ver más).	El 21 de mayo el Presidente de la República Sebastián Piñera anunció que durante junio el Gobierno iniciará trámite de Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para viabilizar interconexión de los sistemas SIC y SING (ver más).	El lunes 10 de junio los CDEC del SIC y SING publicaron las versiones finales de los procedimientos de DO y DP del Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) para aprobación de la CNE (ver más SIC) (ver más SING).	El 12 de junio fue aprobado el Proyecto de Ley 2020 en el segundo trámite legislativo de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, quedando listo para ser analizado en la sala. (ver más)

[Bases Licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados \(ver más\)](#)

Ministro Bunster anunció que lanzamiento de las bases sería durante la semana del 17 de junio de 2013.

[Adjudicación de nuevas instalaciones de transmisión troncal en SIC y SING \(ver más SIC\) \(ver más SING\)](#)

Transec S.A. se adjudicó segundo transformador Ancoa 500/220 kV y Consorcio Saesa – Chilquinta se adjudicó nuevas líneas A. Melipilla – Rapel (1x220 kV) y Lo Aguirre – A. Melipilla (2x220 kV) en el SIC. En el SING la empresa Interconexión Eléctrica S.A. ESP-ISA se adjudicó nueva línea Encuentro – Lagunas (2x220 kV).

[Actualización de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión \(ver más\)](#)

Flexibiliza conexión de los pequeños medios de generación distribuidos (PMGD) en media tensión.

[Renegociación de contrato de suministro de GNL entre Endesa y British Gas \(BG\) \(ver más\)](#)

De acuerdo a información de prensa, nuevo precio entre 8 y 9 US\$/MMBtu comenzaría a aplicarse el año 2014.

[Publicación del Informe de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal SING \(ver más\)](#)

Según el Informe, la Dirección de Peajes del CDEC-SING ha tomado la iniciativa de analizar de manera semestral las necesidades del sistema troncal, no obstante la Ley exige una revisión anual.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 4.085 MW en calificación, con una inversión de 7.527 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación del proyecto solar “Diego de Almagro” (52 MW – III región) y el proyecto geotérmico “Curacautín” (70 MW – VIII región). Además, fue presentado el proyecto mini-hidráulico “Doña Alicia” (6,3 MW – IX región) y dos proyectos eólicos que suman 200 MW en la X región.

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.036	4.089	2.993	6.457
Hidráulica	1.503	2.285	4.767	6.548
Solar	487	1.091	327	999
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.476	1.122
Biomasa/Biogás	28	47	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	4.085	7.527	15.603	25.071

En el SING, los proyectos en EIA 2.756 MW en calificación, con una inversión de 6.838 MMUS\$. Destaca este mes la aprobación del proyecto solar “Aguas Blancas” (7,65 MW – II región). Además, se presentaron al SEIA 7 proyectos solares que suman 277,5 MW por 547,46 MMUS\$.

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SING (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	1.391	5.500	3.387	11.010
GNL	1.300	1.158	0	0
Eólico	65	180	1.667	3.538
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotermia	0	0	50	180
TOTAL	2.756	6.838	7.297	18.870

En las Tablas 6 y 7 se muestran los resúmenes de los proyectos en el SEIA para el SIC y SING.

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.system.cl

junio2013



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.