

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Agosto 2013 [Volumen 6, número 8]

### 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

### Licitaciones de suministro a clientes regulados

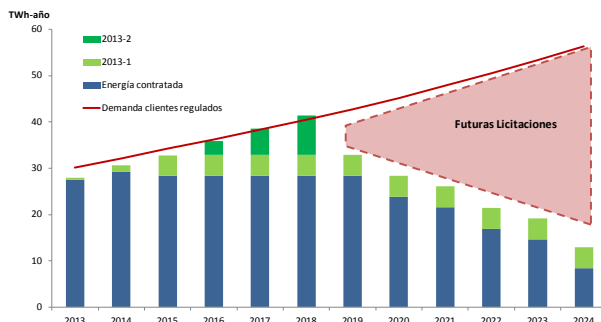
El pasado 16 de junio se publicaron las bases de las nuevas licitaciones para el suministro de los clientes regulados del Sistema Interconectado Central (SIC). Como se esperaba (ver Reporte System de mayo 2013), las licitaciones incluyen dos procesos: 2013-1 para un suministro de largo plazo (2013-2024) y 2013-2 para un suministro de corto plazo (2016-2018).

La licitación 2013-1 considera bloques de energía reducidos entre 2013 y 2015, y 4.546 GWh/año entre 2016 y 2024. Este proceso considera una nueva metodología de límites de precios. Además del precio techo de 129 USD/MWh, se define un precio de reserva desconocido, menor que el precio techo, y que finalmente será el que limite las ofertas adjudicadas.

En cambio, la licitación 2013-2 considera el suministro de 3.021 GWh para el año 2016, 5.648 GWh para el año 2017 y 8.473 GWh para el año 2018. El precio techo también es de 129 USD/MWh, sin precio de reserva.

Las primeras etapas de adjudicación de las licitaciones 2013-1 y 2013-2 serán realizadas en octubre y diciembre de 2013, respectivamente. Los suministros correspondientes a estas licitaciones tendrían una participación creciente en la demanda de clientes regulados hasta 2018, representando ese año aproximadamente un 32% del total, y disminuyendo en los años siguientes (ver Figura 1).

Figura 1: Energía contratada a través de licitaciones de suministro y demanda estimada para clientes regulados en el SIC (Fuente: CNE, Elaboración: System)

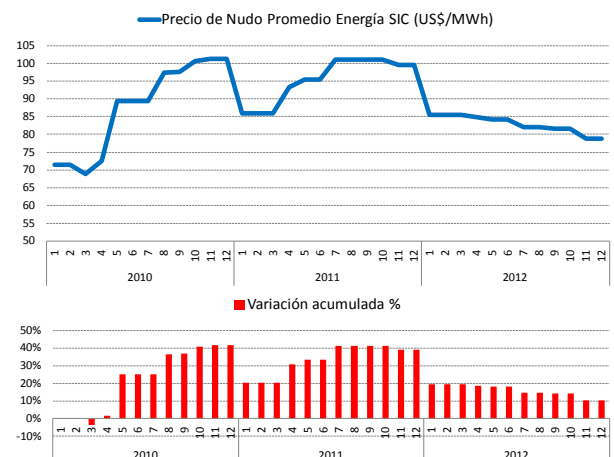


En el mercado existe preocupación de que no se logre adjudicar toda la energía, más aun, el

Gerente de Finanzas de Endesa anunció que no se presentarán a las licitaciones<sup>1</sup>. El Ministro de Energía, por su parte, ha señalado que no se descartan medidas como indexar a costo marginal los precios de contratos para asegurar la adjudicación de las licitaciones<sup>2</sup>. Esta medida ya fue incluida en el proceso de licitación de 2008, que implicó que los precios fueron indexados a costo marginal desde enero de 2010 hasta diciembre de 2011 para la mayoría de los contratos, y hasta junio de 2012 para los restantes.

La indexación a costo marginal expuso a los clientes regulados del SIC a una alta volatilidad en los precios de la energía.

Figura 2: Precio de Nudo Promedio del SIC y variación acumulada (Fuente: Informes Técnicos de Precio de Nudo Promedio)



En efecto, la Figura 2 muestra el precio mayorista de la energía que pagaron en promedio los clientes regulados del SIC (referido a la barra Quillota 220 kV). Se observa que el precio experimentó una variación acumulada de hasta 45% durante 2010 y 2011, mientras que, una vez eliminada la indexación a costo marginal en 2012, el precio se ha mantenido más estable con una variación acumulada cercana a 10%, la cual refleja la evolución de los indexadores CPI y precios de combustibles.

<sup>1</sup> Fuente: El Mercurio

[http://www.revistaei.cl/noticias/index\\_neo.php?id=39525](http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=39525)

<sup>2</sup> Fuente: Diario Financiero

[http://www.revistaei.cl/noticias/index\\_neo.php?id=39338](http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=39338)

Indexar a costo marginal está lejos del espíritu del esquema de licitaciones establecido en la Ley Corta II, que busca estabilizar los precios a los consumidores regulados, y al mismo tiempo disminuir la variabilidad de los ingresos de los generadores mediante contratos de largo plazo, que así viabilicen nuevas inversiones en generación, asumiendo los generadores los riesgos de mercado de corto plazo, bajo condiciones en que la matriz se desarrolla de forma adaptada a la demanda. Indexar a costo marginal traspasa a precio situaciones de corto plazo como condiciones hidrológicas, falla de unidades generadoras, atrasos en la puesta en servicio de nueva infraestructura, etc.

Por ende, sería preferible que el mecanismo de licitaciones se adecuara para permitir la coexistencia de un mercado de corto plazo y uno de largo plazo. Para esto, se hace necesario el diseño de productos que reflejen condiciones de corto plazo que, por una parte, sean atractivas a los oferentes y, por otra, no comprometan suministros de largo plazo para los clientes regulados. En este sentido, llama la atención que el proceso 2013-1 considere suministros de largo plazo, pero comenzando en 2013, mientras que el proceso 2013-2 considere suministros para el corto plazo, comenzando en 2016. En este contexto, la oportunidad de ingreso de nuevos competidores es prácticamente nula.

Es importante destacar el interés de la autoridad regulatoria de buscar las condiciones para que estas licitaciones no impliquen alzas de precios para los consumidores finales, pero las restricciones que estamos viviendo en la expansión de la oferta de generación dificultan su labor.

Entre posibles mejoras al esquema de licitaciones debiera considerarse traspasar a las empresas distribuidoras los riesgos de la estimación de la energía licitada en cada proceso. En este sentido, una sobrestimación de la demanda provocará un aumento de los precios que oferten las generadoras; por el contrario, una subestimación implicará que posteriormente deban realizarse nuevos procesos de licitación para abastecer demandas de corto plazo, lo cual conllevará también a mayores precios. Un ejemplo de los conflictos que pueden surgir por estas diferencias es la reciente disputa entre

generadores y empresas distribuidoras por retiros por sobre la energía contratada, que efectuaron cuatro distribuidoras del grupo CGE durante el 2012<sup>3</sup>.

También sería importante auditar la firmeza (capacidad de respaldo eficiente) de las ofertas, para evitar situaciones como lo sucedido con la quiebra de Campanario.

Lamentablemente, la situación crítica actual, donde el mercado no está funcionando, no deja mucho espacio de acción, pero se puede avanzar con cambios innovadores en las licitaciones. Lamentablemente, las adecuaciones a la regulación de las licitaciones no se hicieron oportunamente, forzando la utilización de un mecanismo que probablemente sea incapaz de resolver eficientemente el suministro de los clientes regulados.

---

<sup>3</sup> Fuente: La Segunda  
[http://www.revistaei.cl/noticias/index\\_neo.php?id=39609](http://www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=39609)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

Con respecto a junio, en el mes de julio la participación de las centrales hidráulicas aumentó de 31% a 39%, no obstante continúa siendo significativamente menor en comparación al mismo mes del año 2012 (58%). Los embalses se mantienen en niveles críticos, situación que es más preocupante considerando el aumento típico de las cotas en los meses de invierno, situación que no se ha observado en el presente año (ver Figura 4).

Junto con la escasez hidrológica, la falla de unidades térmicas importantes han mantenido un estrecho margen entre oferta de generación y demanda. La Unidad 2 de Nehuenco volvió a operar a finales del mes de julio tras una falla ocurrida en marzo, mientras que la central Nueva Renca se ha mantenido fuera de operación.

En cuanto a la participación por tecnología, la generación con GNL mantuvo en julio su nivel de participación (15%). La central San Isidro mantiene sus dos unidades de ciclo combinado operando a GNL, con un precio declarado en torno a 11 US\$/MMBtu, al igual que la Unidad 1 de Nehuenco aunque con volúmenes menores y costo variable nulo. La Unidad 2 de Nehuenco se ha mantenido operando a diesel desde que reingresó en operación. La participación del diesel se vio disminuida en un 4% respecto al mes anterior, y la participación del carbón disminuyó 37% en junio a un 34% en julio. El valor del agua embalsada se ha mantenido alrededor de 250 US\$/MWh, con una capacidad de generación muy limitada dados los niveles de los embalses.

Durante todo el mes de julio se observaron altos costos marginales que se han mantenido en lo que va transcurrido de agosto. En julio el costo marginal promedió 240,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa una disminución del 4,2% respecto del mes de junio (US\$/MWh 251,5) y un aumento de un 72,8% respecto al mes de julio de 2012 (US\$/MWh 139,4).

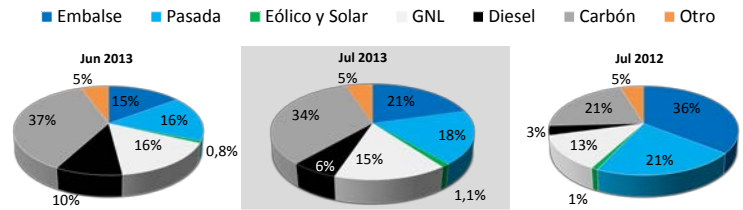


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

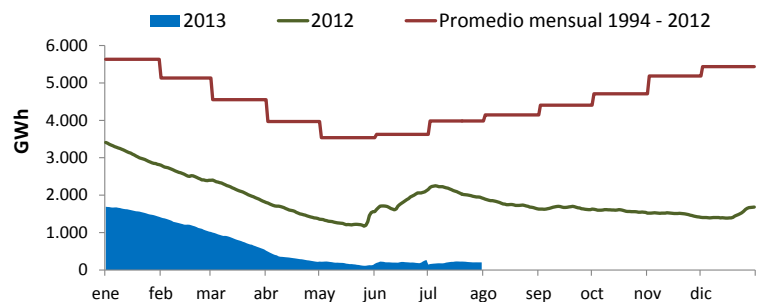


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

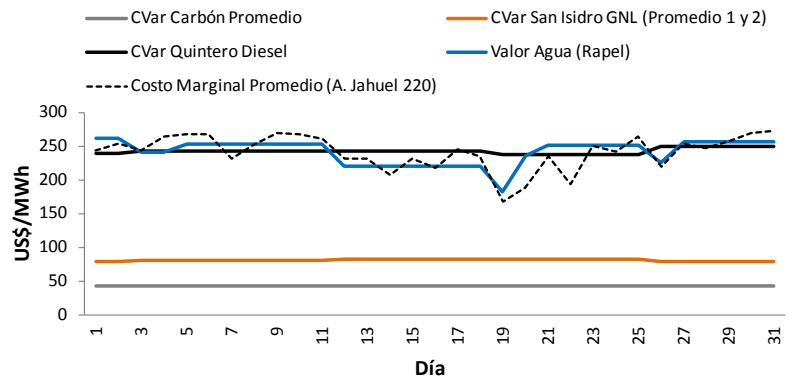


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio (Fuente: CDEC-SIC)

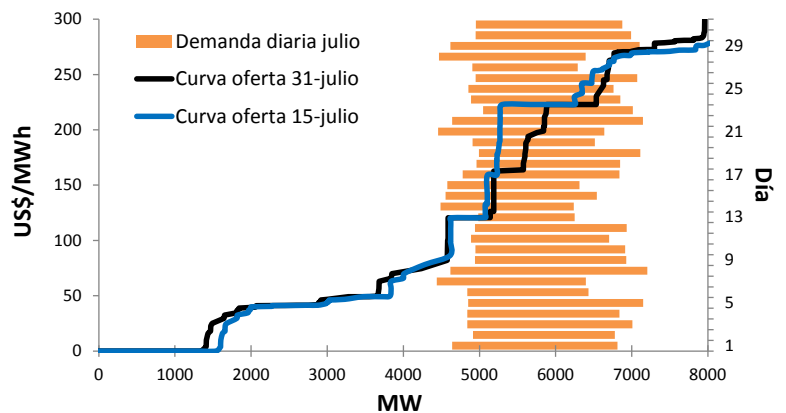


Figura 6: Demanda diaria durante julio y curva de oferta al 30 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Las escasas precipitaciones en julio han empujado al alza las proyecciones de costos marginales para los meses próximos.

En esta proyección se han considerado recientes actualizaciones de los límites de operación del sistema de transmisión por parte del CDEC-SIC, particularmente en líneas del sistema de 220 kV al norte del sistema. Junto con la estimación de retrasos en proyectos mineros, estos cambios han disminuido los desacoples proyectados entre la zona de Alto Jahuel y Cardones.

Para el horizonte de la proyección se considera el ingreso de 926 MW de capacidad de generación, de los cuales 143 MW corresponden a proyectos solares conectados en la zona norte del SIC.

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	5,1%	5,1%	
	2014	5,5%	5,5%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)	114,7	114,7	
	Diesel US\$/Bbl (FOB)	101,3	101,3	
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (ago)	12,0	12,0
		San Isidro (sep-jul)	9,0	12,0
		Nehuenco (ago-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0,0	0,0
		Nehuenco (may-jul)	0,0	Sin GNL
		Nueva Renca (ago-oct)	Sin GNL	Sin GNL
		Nueva Renca (nov-abr)	19,0	Sin GNL
		Nueva Renca (may-jul)	Sin GNL	Sin GNL
Disponibilidad GNL	San Isidro		Total	Total
	Nehuenco (ago-oct)		Limitada	0
	Nehuenco (nov-abr)		Total	Limitada
	Nehuenco (may-jul)		Limitada	0
	Nueva Renca (ago-oct)		0	0
	Nueva Renca (nov-abr)		Limitada	0
Nueva Renca (may-jul)		0	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. %
Ago-2013 a Nov-2013	105,7	18%	116,3	14%
Dic-2013 a Mar-2014	98,3	16%	122,3	14%
Abr-2014 a Jul-2014	128,9	17%	148,6	12%

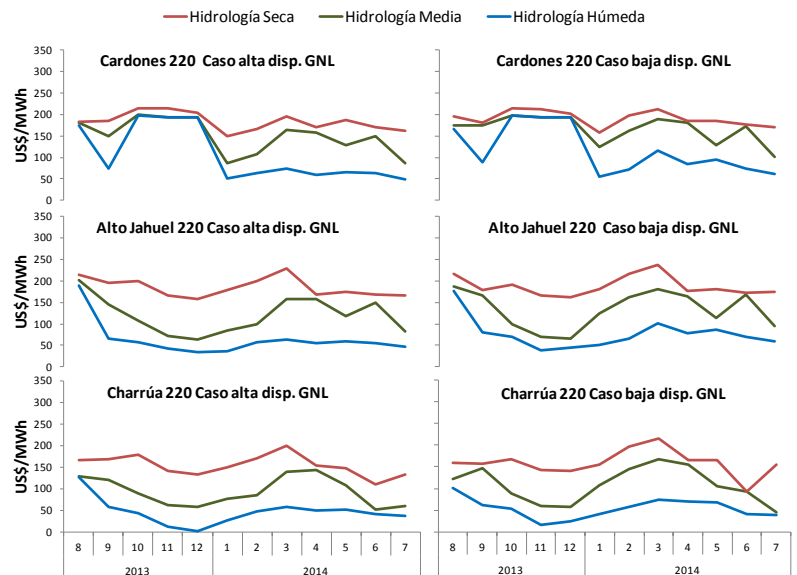


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

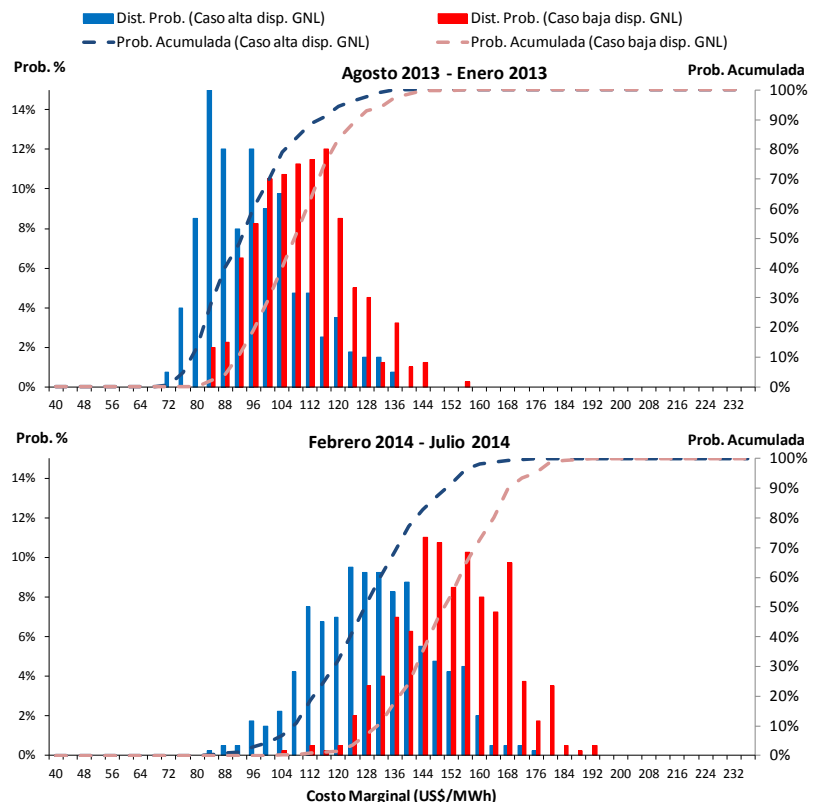


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costo marginal, promedio 6 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

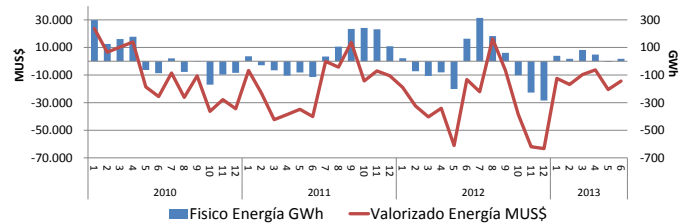
# Sistema Interconectado Central (SIC)

## Análisis por empresa

El aumento de la generación hidráulica en julio respecto al mes anterior marcó la operación de las principales empresas del SIC. San Isidro mantuvo su operación a GNL en sus dos ciclos combinados, mientras que la Unidad 2 de Nehuenco (Colbún) volvió a estar operativa en julio y actualmente opera con combustible diesel.

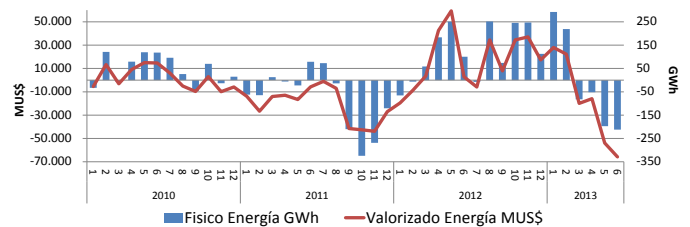
### Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Pasada	177	216	277	Bocamina (prom. I y II)	41,5
Embalse	325	494	936	San Isidro GNL (prom. I y II)	80,8
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	515	529	440	<b>Transferencias de Energía Jun 2013</b>	
Carbón	251	203	95	Total Generación (GWh)	1.314
Diésel	39	12	1	Total Retiros (GWh)	1.297
Eólico	8	13	17	Transf. Físicas (GWh)	17,93
<b>Total</b>	<b>1.314</b>	<b>1.468</b>	<b>1.766</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-14,30



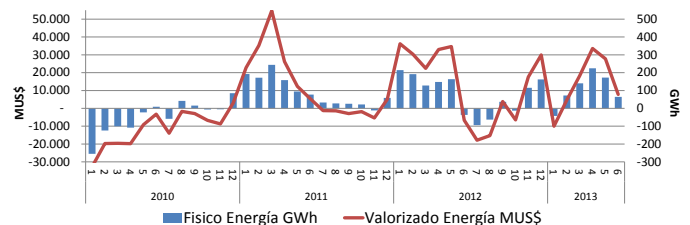
### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Pasada	172	215	283	Santa María	41,3
Embalse	196	231	348	Nehuenco GNL I y II	0
Gas	0	0	0	Candelaria GNL I y II	0
GNL	159	146	62	<b>Transferencias de Energía Jun 2013</b>	
Carbón	260	270	64	Total Generación (GWh)	920
Diesel	133	139	86	Total Retiros (GWh)	1.132
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-212
<b>Total</b>	<b>920</b>	<b>1.001</b>	<b>843</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-65,8



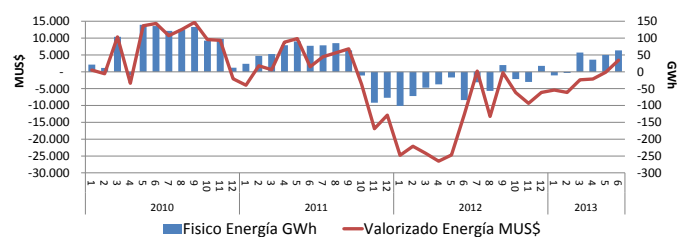
### Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Pasada	70	67	68	Ventanas prom. (prom. I y II)	48,2
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	49,2
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	139,7
GNL	0	0	33	<b>Transferencias de Energía Jun 2013</b>	
Carbón	598	550	383	Total Generación (GWh)	727
Diésel	54	19	5	Total Retiros (GWh)	663
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	64,3
Otro	4	4	7	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,80
<b>Total</b>	<b>727</b>	<b>641</b>	<b>496</b>		



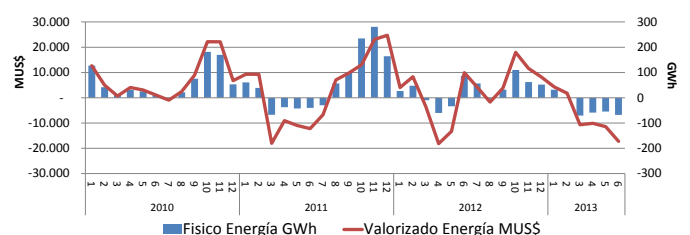
### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	41,5
Embalse	0	0	0	Guacolda III	29,6
Gas	0	0	0	Guacolda IV	34,6
GNL	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Jun 2013</b>	
Carbón	436	455	338	Total Generación (GWh)	0
Diésel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	6
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	8
<b>Total</b>	<b>436</b>	<b>455</b>	<b>338</b>	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,0



### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Pasada	24	36	59	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	99	183	198	<b>Transferencias de Energía Jun 2013</b>	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	124
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	191
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-67,66
Diésel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-17,24
Eólico	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>124</b>	<b>219</b>	<b>257</b>		



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

En el mes de julio la generación a carbón disminuyó respecto del mes anterior, desde un 87% a un 81%, producto de los mantenimientos mayores de las unidades U13 de E-CL (85,5 MW) y NTO2 de Norgener (141 MW). Por otra parte, la participación de la generación diésel e hidráulica se mantuvo sin grandes variaciones respecto al mes de junio.

Respecto a la participación de la generación a GNL aumentó a un 10% producto de que volvió a operar la unidad U16 de E-CL, después del mantenimiento mayor del mes de junio. Sin embargo, la generación con este combustible cayó en un 5% respecto al mismo mes del año anterior debido a menor disponibilidad.

El precio declarado del GNL se mantuvo cercano a 6,3 US\$/MMBtu, ubicando los costos variables de esta fuente en valores cercanos a los de las centrales a carbón.

Los costos marginales en julio fueron marcados por el carbón en demanda baja y, ocasionalmente, por diésel en demanda alta. El promedio mensual del costo marginal de julio en la barra Crucero 220 fue de 81,8 US\$/MWh, lo cual representa un alza de 9,9% respecto del mes de junio (74,5 US\$/MWh), y un aumento de un 9,3% respecto de julio de 2012 (74,9 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, durante el mes de junio fue de 5,96 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 86,3 US\$/MWh.

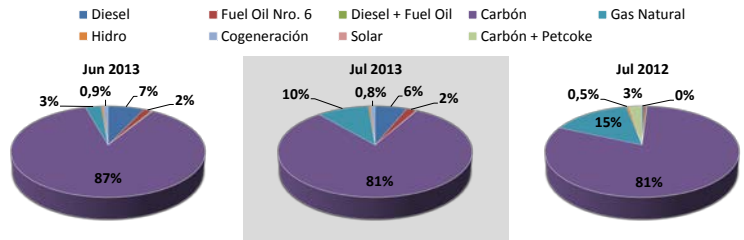


Figura 9: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

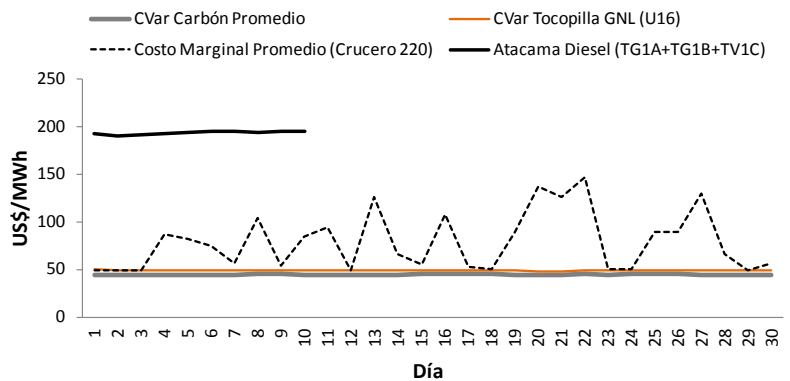


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal diario de julio (Fuente: CDEC-SING)

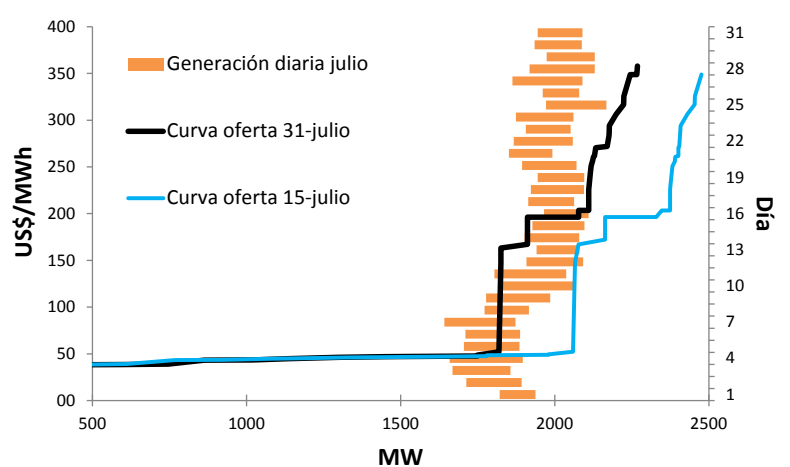


Figura 11: Generación diaria durante julio y curva de oferta al 30 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## 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 de 5 proyectos solares por un total de 76 MW, y un proyecto de 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	5,6%	9,8%	14,0%
	2014	12,8%	14,2%	15,4%
Diesel promedio US\$/Bbl		133,2		
Carbón US\$/Ton	Mejillones	81,4		
	Angamos	95,7		
	Tocopilla	90,9		
	Andina	84,8		
	Hornitos	93,1		
	Norgener	87,7		
	Tarapacá	85,4		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones	5,9 - 6,1		
	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 69,7 US\$/MWh, en comparación a los 117,6 US\$/MWh

del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 148,5 US\$/MWh.

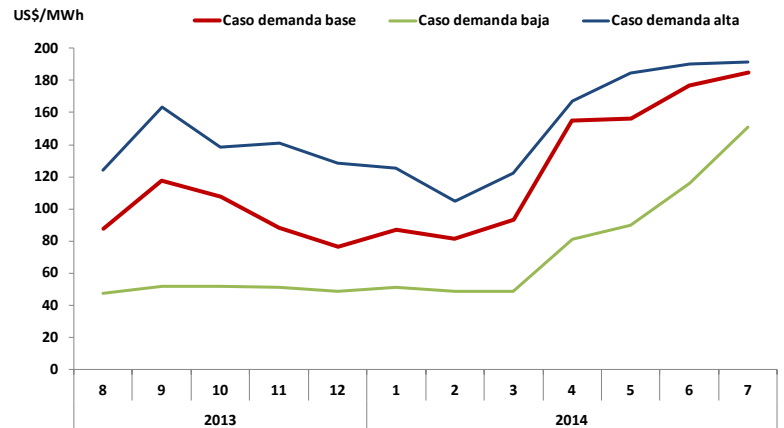


Figura 10: Proyección de costos marginal SING para la barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

De los resultados de la proyección se observa una alta sensibilidad del costo marginal proyectado a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Dado que no se conoce un programa de mantenimientos oficial para el año 2014, en esta proyección se ha considerado un programa de mantenimientos basado en los mantenimientos efectuados el 2013, lo cual impacta en forma importante los costos marginales proyectados desde abril de 2014, no obstante tales mantenimientos podrían no efectuarse en la práctica.

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

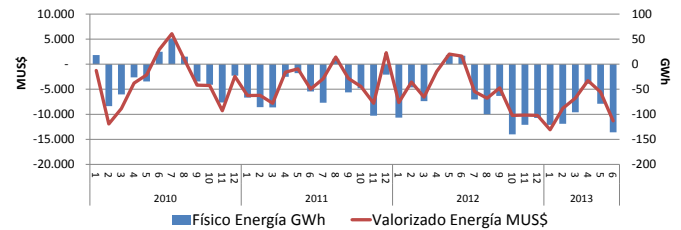
E-CL continúa siendo el único productor eléctrico con generación en base a GNL en sus unidades U16 y en menor medida en la unidad CTM3, mientras que GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel.

### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Diesel	5	4	3	Andina Carbón	44
Fuel Oil Nro. 6	20	25	5	Mejillones Carbón	39,6
Diesel + Fuel Oil	4	2	3	Tocopilla GNL	49,0
Carbón	643	679	573		
Gas Natural	44	143	162		
Hidro	3	4	4		
Petcoke	0	0	11		
Carbón + Petcoke	0	0	23		
<b>Total</b>	<b>719</b>	<b>856</b>	<b>783</b>		

Transferencias de Energía Jun 2013	
Total Generación (GWh)	719
Total Retiros (GWh)	855
Transf. Físicas (GWh)	-136
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-11.317

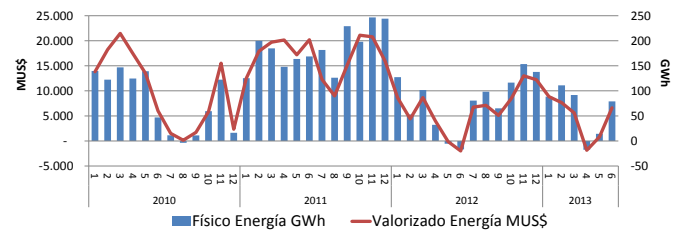


### Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	49,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	39,0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	506	385	407		
Gas Natural	0	0	0		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>506</b>	<b>385</b>	<b>407</b>		

Transferencias de Energía Jun 2013	
Total Generación (GWh)	506
Total Retiros (GWh)	427
Transf. Físicas (GWh)	79
Transf. Valorizadas (MUS\$)	6.613

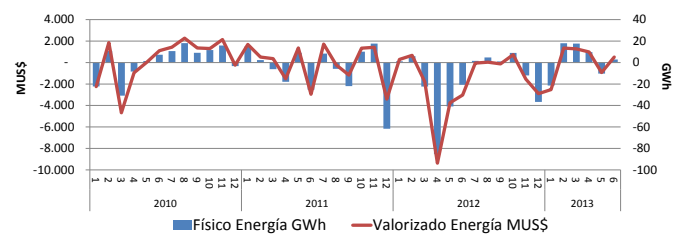


### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Diesel	1	0	0	Atacama Diesel	193,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	99	96	93		
Gas Natural	0	0	0		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>96</b>	<b>93</b>		

Transferencias de Energía Jun 2013	
Total Generación (GWh)	92
Total Retiros (GWh)	20
Transf. Físicas (GWh)	73
Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.588

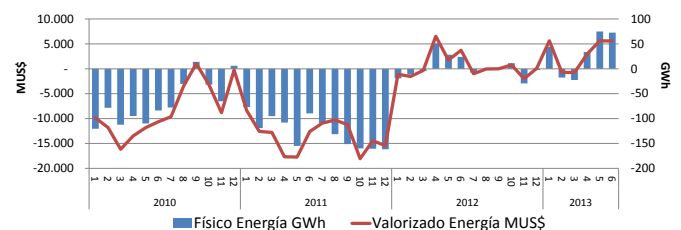


### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2013 (US\$/MWh)	
	Jun 2013	Jul 2013	Jul 2012		
Diesel	92	83	0	Atacama Diesel	193,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	0	0	0		
Gas Natural	0	0	41		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>83</b>	<b>42</b>		

Transferencias de Energía Jun 2013	
Total Generación (GWh)	92
Total Retiros (GWh)	20
Transf. Físicas (GWh)	73
Transf. Valorizadas (MUS\$)	5.588



## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a julio de 2013 es de 79,7 US\$/MWh, referidos a 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 menores precios para sus clientes regulados. En contraste, actualmente CGE accede a los 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 junio de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.958 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 147,9 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante junio fue igual a 242,7 GWh, es decir, un 64% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de junio, la mayor parte fue generada por centrales en base a biomasa (50,6%), seguido de centrales hidráulicas (34,8%) y eólicas (14,5%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,1% de las inyecciones ERNC del mes de junio.

La Figura 13 muestra las inyecciones reconocidas de las empresas con mayor generación o contratación de ERNC reconocidas en los sistemas SIC y SING durante el mes de junio. Se muestran también las obligaciones de cada empresa de acuerdo a sus respectivos retiros.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a julio 2013 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	82,0	5.419
Campanario	111,4	900
Colbun	85,4	6.782
Endesa	72,9	13.579
Guacolda	74,1	900
EMELDA	108,8	200
EPSA	112,3	75
Puyehue	92,6	100
Panguipulli	94,2	50
Monte Redondo	106,1	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>79,70</b>	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a julio 2013 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	64,8	12.000
Chilquinta	88,7	2.767
EMEL	76,5	2.007
CGE	103,3	7.220
SAESA	77,5	4.286
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>79,70</b>	

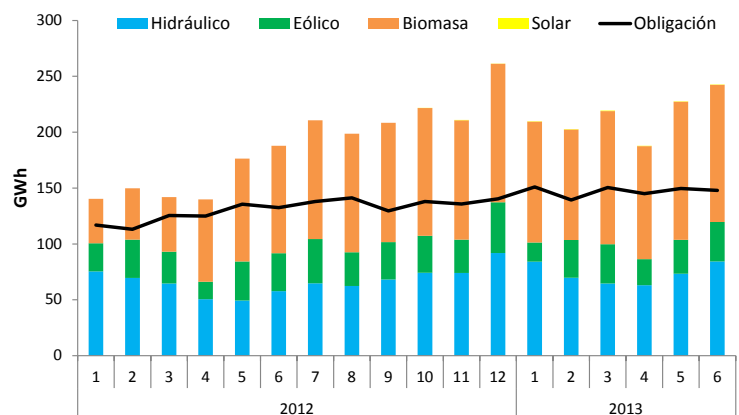


Figura 13: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

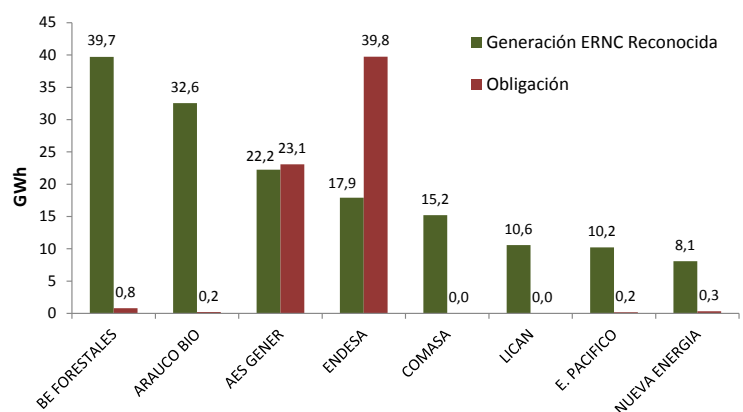


Figura 14: Generación reconocida y obligación por empresa, mayo 2013 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Concesiones Eléctricas</u>	<u>Proyecto de Ley Carretera Eléctrica</u>	<u>Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios</u>	<u>Ley 20/25</u>
El 7 de agosto la Comisión Mixta aprobó los últimos 5 artículos que habían sido rechazados por la cámara de diputados. De esta forma, el informe de la comisión queda en condiciones de ser votado por la Cámara de Diputados y del Senado ( <a href="#">ver más</a> ).	No se registran novedades. 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 junio el Ministro de Energía expresó su confianza en que se logre un acuerdo político transversal ( <a href="#">ver más</a> ).	El 13 de agosto fue aprobado en general en la sala del Senado el Proyecto de Ley ingresado por el Gobierno el pasado mes de julio. Próximamente, el Proyecto de Ley deberá ser votado en particular ( <a href="#">ver más</a> ).	El lunes 12 de agosto el Ministerio de Energía rechazó el recurso de invalidación interpuesto por Endesa en contra del Reglamento de Servicios Complementarios.	No se registran novedades. El pasado 20 de julio fue aprobado el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética mediante ERNC. Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013. ( <a href="#">ver más</a> )

[Se publicó el Decreto que Fija Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente a abril de 2013 \(\[ver más\]\(#\)\)](#)

[Se publicó el nuevo Reglamento para los Centros de Despacho Económico de Carga \(CDEC\), lunes 5 de agosto](#)

[Ministro de energía anunció próximas licitaciones de suministro de energía para clientes regulados entre los años 2019-2032 \(\[ver más\]\(#\)\)](#)

[Se publicó el Plan de Expansión de la Transmisión 2013 para los próximos 12 meses, jueves 8 de agosto \(\[ver más\]\(#\)\)](#)

Destacan obras de transformación 500/220 kV en A. Jahuel, P. de Azúcar, Maitencillo y Cardones. Además, la ampliación del segundo circuito de Ancoa-Alto Jahuel a desarrollar por Elecnor.

[Corte de Apelaciones deja sin efecto aprobación de Punta Alcalde por Consejo de Ministros, viernes 2 de agosto \(\[ver más\]\(#\)\)](#)

[Se publicó el nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental, lunes 12 de agosto \(Decreto Num. 40, Ministerio de Energía\)](#)

[SEC se pronuncia sobre disputa entre generadores y distribuidoras por suministro a cuatro distribuidoras del grupo CGE \(\[ver más\]\(#\)\)](#)

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 4.376 MW en calificación, con una inversión de 8.512 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de 426 MW de generación eólica en la IX y X región (proyectos "Tolpán" y "Ancud"). Además, se presentaron tres proyectos de generación solar en la III región que suman 223,46 MW, dos centrales hidroeléctricas de pasada "Carilafquén-Malalcahuello" (10,7 MW - IX región) y "Florín II y Florín III" (17,6 MW - XIV región) y el proyecto "Cabrero" de biomasa con 20 MW de capacidad en la VIII región.

En el SING, los proyectos en EIA suman 1.533 MW en calificación, con una inversión de 2.429 MMUS\$. Además, destaca este mes la aprobación del proyecto solar "María Elena" (400 MW - II región). Por último, ingresaron al sistema de EIA tres proyectos fotovoltaicos por un total de 200 MW de capacidad instalada.

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	1.730	3.839	3.299	6.707
Hidráulica	1.541	2.396	4.774	6.564
Solar	1.025	2.237	430	1.265
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.476	1.122
Biomasa/Biogás	48	97	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
<b>TOTAL</b>	<b>4.376</b>	<b>8.583</b>	<b>16.019</b>	<b>25.602</b>

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	773	1.671	4.346	15.595
GNL	760	758	540	400
Eólico	0	0	1.732	3.718
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
<b>TOTAL</b>	<b>1.533</b>	<b>2.429</b>	<b>8.861</b>	<b>24.035</b>

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](http://www.system.cl)

# agosto2013



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. |

Subgerente de Mercado  
Eléctrico y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Pablo Jiménez P. |

Líder de Proyectos

[pjimenez@system.cl](mailto: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.