

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Julio 2014

[Volumen 7, número 7]

### Contenido

---

Editorial	2
SIC	3
Análisis de operación del SIC	3
Proyección de costos marginales System	4
Análisis por empresa	5
SING	6
Análisis de operación del SING	6
Proyección de costos marginales System	7
Análisis por empresa	8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No-Convencionales	9
Monitoreo regulatorio y hechos relevantes	10
Proyectos en SEIA	10

## Generando incertidumbre

En el mercado eléctrico chileno existe en la actualidad una gran incertidumbre sobre la forma que podría tomar la matriz de generación, caracterizada por una tecnología de expansión incierta, exigiendo un nuevo enfoque para explicar la evolución del mercado. Esto se suma a la incertidumbre del resto de las variables que normalmente influyen en el precio de la energía, como la proyección de la demanda, los precios de los combustibles, la condición hidrológica, entre otras.

El rechazo social y los juicios en contra el desarrollo de centrales eléctricas, observado desde hace unos años, han llevado a que hoy se desconozca cuál será la tecnología eficiente que se desarrollará en el largo plazo. Ejemplo de esto es la resistencia contra centrales a carbón en el SIC, como ocurrió con central Castilla de MPX que fue rechazada después de un proceso judicial, o la central Barrancones de Suez Energy con oposición política que llevó a una acción presidencial para cancelarla. También se tienen procesos legales contra centrales hidráulicas de gran escala como el recién rechazado HidroAysén por parte del Consejo de Ministros, o el rechazo social que ha enfrentado el proyecto Río Cuervo de Energía Austral en Aysén, entre otros.

Como respuesta a la dificultad de desarrollar las tecnologías económicamente más eficientes se ha propuesto impulsar un desarrollo en base a GNL, donde el gobierno ha comprometido esfuerzos para promover este tipo de centrales<sup>1</sup>, como la oferta de un contrato de gas natural por parte de ENAP por una capacidad de regasificación de 1,1 MMm<sup>3</sup>/día durante 10 años. Sin embargo, existe incertidumbre respecto de la capacidad del mercado chileno de acceder a precios competitivos y a volúmenes importantes de GNL en el mercado internacional, y a cómo gestionarán los contratos de suministro *Take or Pay*, ya que puede ocurrir que se declaren precios inferiores para forzar el despacho, alterando los costos marginales del sistema.

A estas situaciones se suman los cambios en la matriz de generación que provocará la entrada de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fomentada por la ley "20/25", proyectos que pueden desplazar la construcción de proyectos tradicionales, o limitar sus despachos a horas específicas del día. Además se tiene que la penetración masiva de proyectos ERNC puede llevar a que en ciertos tramos del sistema de transmisión no sea posible evacuar toda la energía, originando desacoples que bajen notablemente los costos marginales en estos sectores.

A su vez, en caso de materializarse la interconexión SIC-SING, sea la versión propuesta por la CNE para el año 2021, o la propuesta hecha por E-CL para el año 2018, puede ocurrir que proyectos a carbón del SIC como Punta Alcalde de Endesa, Santa María 2 de Colbún, y Los Robles de AES Gener deban competir por su

ejecución con proyectos del SING como CTM4 y CTM5 de E-CL, volviendo incierto cuál y cuántos de estos proyectos serán realizados eventualmente.

Por el lado de la demanda, en tanto, existe incertidumbre respecto de la ejecución y plazo de proyectos de alto consumo debido a problemas ambientales, como ha ocurrido con el proyecto minero Pascua Lama. Por otra parte, el desarrollo de los proyectos mineros está afectándose por la expectativa de bajas del precio internacional del cobre. A esto se suma el anuncio del Gobierno de promover activamente la eficiencia energética, planteando una reducción del 20% del consumo total para el año 2025, lo que requeriría 2.000 MW menos de capacidad instalada a carbón, según lo que indica la Agenda de Energía 2014. Todas reducciones que afectan el nivel de precio de la energía en el largo plazo.

Se visualizan también riesgos regulatorios, como la aplicación de impuestos a las emisiones (mencionados en la propuesta de reforma tributaria<sup>2</sup>), cambios en los procesos de licitaciones para el suministro de distribuidoras, resoluciones sobre los suministros sin contrato (como los que originó la quiebra de central Campanario), variables que pueden afectar las decisiones de inversión.

Aunque el Gobierno ha anunciado la realización de un ordenamiento territorial y de manejo de cuencas donde participen la comunidad local y los grupos interesados, de forma que permita evitar el rechazo social y la judicialización de los proyectos, dadas las incertidumbres ya explicadas no es posible definir con certeza la tecnología de expansión eficiente. Esto vuelve poco conveniente definir y estudiar un sólo escenario para determinar los precios de largo plazo, dado que cada escenario que se define hoy es altamente sensible a cualquiera de los factores mencionados anteriormente, y en extremo a todos conjuntamente. Cada decisión considerada genera múltiples escenarios posibles, con distintos costos marginales.

Dadas las incertidumbres existentes, se debe estar preparado para lo inesperado, por lo que las empresas deben gestionar estos riesgos cuando deciden sus políticas comerciales. Para esto, al diseñar contratos de suministro se debe reconocer estas incertidumbres, considerando escenarios extremos que estresen el proyecto en análisis, así como estudiar diferentes escenarios posibles de evolución del mercado para obtener rangos de valores que permitan realizar análisis de riesgo. Adicionalmente, estas incertidumbres del mercado amenazan con no lograr el objetivo de la autoridad de controlar el aumento de precios al cliente final, por lo que ella debe cuidarse de no introducir nuevos riesgos en los procesos de licitación de las empresas distribuidoras.

<sup>1</sup> <http://www.minenergia.cl/documento/descargar/id/10526>

<sup>2</sup> <http://reformatributaria.gob.cl/documento/descargar/id/763>

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Análisis de operación del SIC

Durante junio la operación del SIC se caracterizó por un aumento de la participación diesel con respecto a mayo, y una disminución con respecto a junio de 2013. Este aumento de la generación diesel fue resultado de una menor generación GNL, hidroeléctrica y carbón ocurrida durante junio. En tanto, la participación del carbón disminuyó considerablemente respecto a junio de 2013, principalmente por la paralización de la central Bocamina II (350 MW) (ver Figura 1).

Las precipitaciones ocurridas durante junio no tuvieron un impacto importante en la cota de los embalses. Hasta ahora, las energías afluentes presentan características hidrológicas de un año seco, no obstante las precipitaciones desde la Región del Maule hacia el sur tienen características de un año normal. La energía embalsada se mantiene en niveles históricamente bajos, con embalses en agotamiento o cotas cercanas a éste (ver Figura 2).

Con respecto a la generación GNL, durante junio la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con este combustible, a un precio promedio declarado de 11,05 US\$/MMBtu. Las unidades I y II de Nehuenco operaron con cerca de un tercio de su capacidad en base a GNL y costo variable nulo, a diferencia de mayo en que su disponibilidad fue casi la mitad de su capacidad. La central Nueva Renca operó con cerca de un cuarto de su capacidad a GNL a un precio promedio declarado de 19,6 US\$/MMBtu.

Durante junio el costo marginal del SIC estuvo marcado principalmente por centrales de embalse, cuyo valor del agua varió entre 86 y 214,6 US\$/MWh y, en menor medida, por centrales a GNL (ver Figura 3).

En junio de 2014 el costo marginal del SIC promedió 175,4 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 30% menor respecto al mes de junio de 2013 (252 US\$/MWh), y 17,5% mayor respecto a mayo de 2014 (149 US\$/MWh).

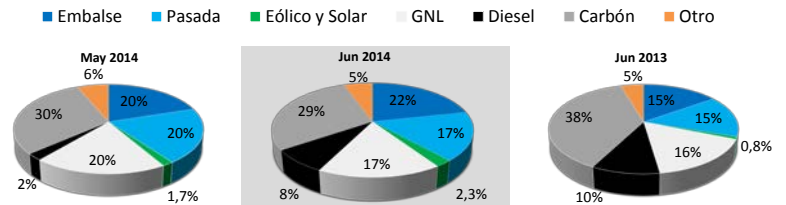


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

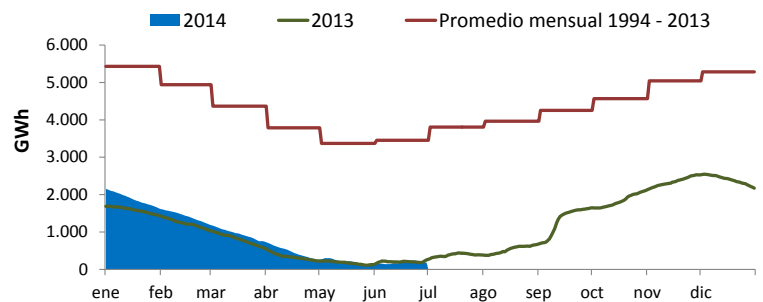


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

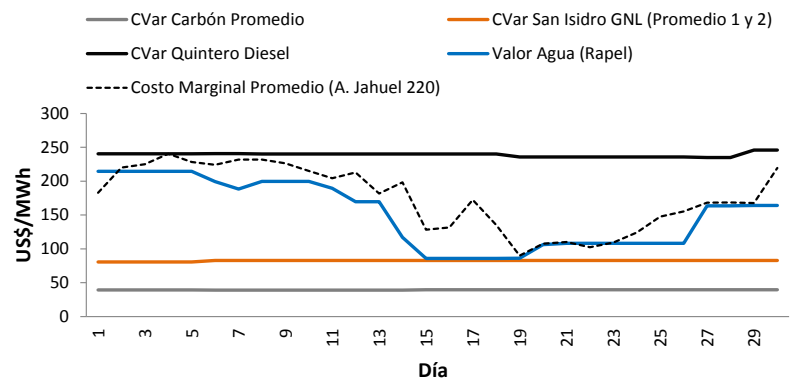


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio (Fuente: CDEC-SIC)

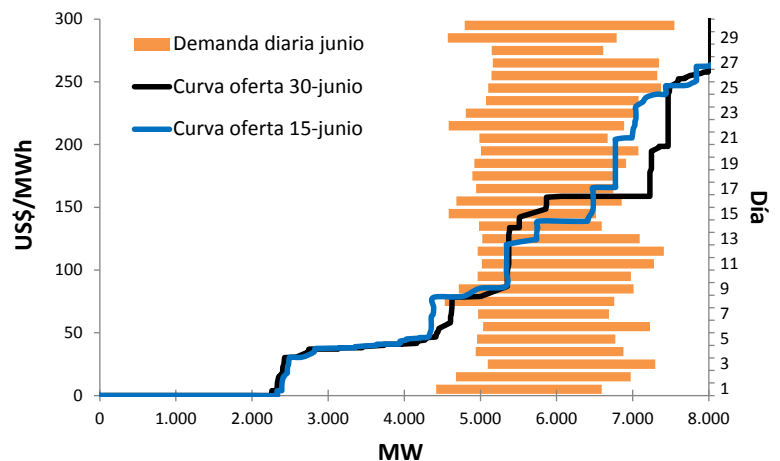


Figura 4: Demanda diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En esta proyección se considera la Central Bocamina II en operación a partir del mes de septiembre de 2014, de acuerdo a lo previsto por el CDEC-SIC en su última programación a 12 meses, no obstante no existe certeza de que esto así ocurra.

Además se considera la indisponibilidad por falla de las central diesel Ceniza (16,3 MW) y la central hidroeléctrica Peuchén (81 MW) durante el mes de Julio y la indisponibilidad por falla de la central hidroeléctrica Blanco (57 MW) hasta el mes de febrero de 2015.

Por otra parte, se ha considerado ausente la central El Toro hasta agosto de 2014 y con generación limitada los meses subsiguientes, a modo de representar las restricciones de uso del agua del Lago Laja que están siendo consideradas actualmente por el CDEC-SIC.

Para los próximos 12 meses se espera la entrada en operación de 700 MW de nueva capacidad, de los cuales 299 MW son eólicos, 185 hidricos, 195 MW solares y 22 MW de biomasa.

En la Tabla 2 se muestran 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	2014	3,7%		
	2015	4,7%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		90,7	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		132,0	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (jun-may)	6,0	12,0
		Nehuenco (jun-oct)	0,0	Sin GNL
		Nehuenco (nov-abr)	0,0	0,0
Nueva Renca (jul-oct)		Sin GNL	Sin GNL	
	Nueva Renca (nov-abr)	12,0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (jun-may)		Total	
	Nehuenco (jun-oct)		Limitada	
	Nehuenco (nov-abr)		Total	
	Nueva Renca (jul-oct)		0	
	Nueva Renca (nov-abr)		Limitada	

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Jul-2014 a Nov-2014	54,4	92%	78,0	74%
Dic-2014 a Jun-2015	67,7	50%	111,5	41%

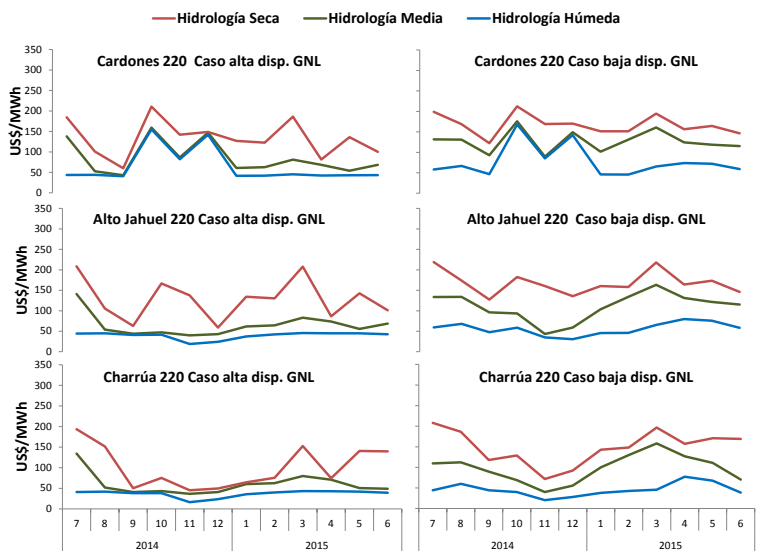


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

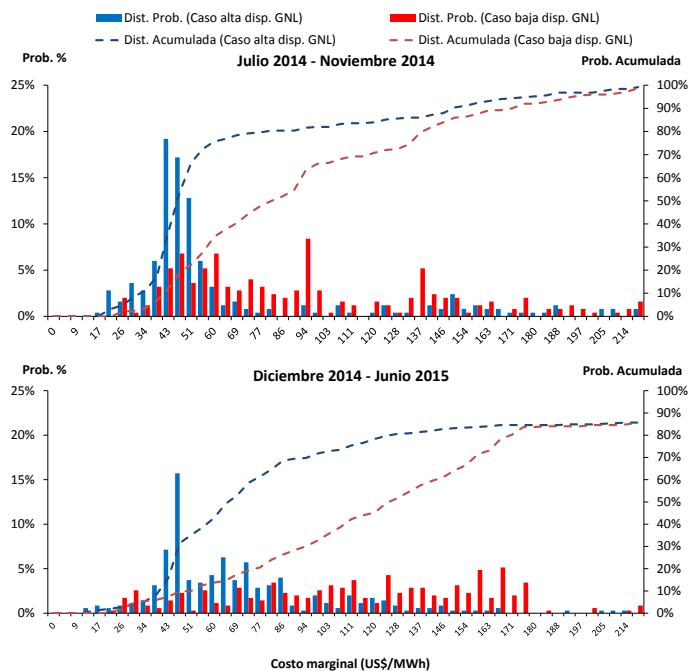


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

## Análisis por empresa

En junio la generación de Endesa disminuyó debido a la menor producción de sus centrales GNL, en tanto la paralización de Bocamina II mantiene la generación a carbón bastante por debajo de igual mes de 2013. Colbún aumentó su generación fundamentalmente por la mayor generación a carbón y diesel. Si bien en marzo Gener tomó control de Guacolda, en este balance se considera ambas empresas de forma independiente.

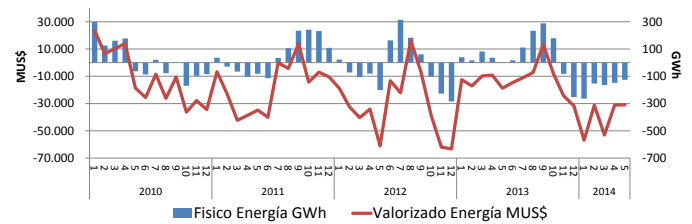
### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013
Pasada	196	179	177
Embalse	426	429	325
Gas	0	0	0
GNL	529	482	515
Carbón	62	61	251
Diésel	0	32	39
Eólico	9	9	8
<b>Total</b>	<b>1.221</b>	<b>1.193</b>	<b>1.314</b>

Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	45,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	82,6
Taltal Diesel	82,6

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	1.221
Total Retiros (GWh)	1.347
Transf. Físicas (GWh)	-125,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-30,9



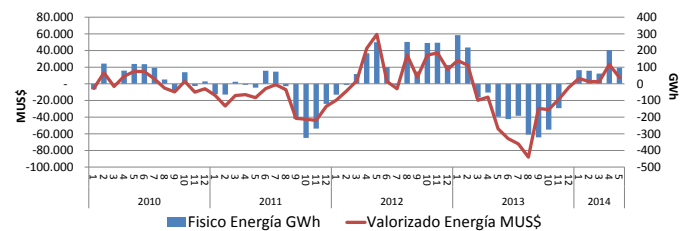
### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013
Pasada	194	185	172
Embalse	369	383	196
Gas	0	0	0
GNL	277	182	159
Carbón	231	261	260
Diesel	48	176	133
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.118</b>	<b>1.188</b>	<b>920</b>

Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,8
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	165,1

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	1.118
Total Retiros (GWh)	1.022
Transf. Físicas (GWh)	96
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,6



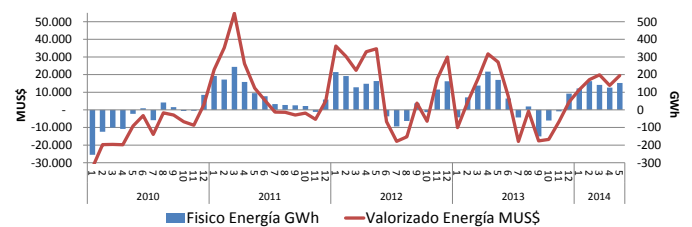
### Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013
Pasada	79	67	70
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	71	73	0
Carbón	614	575	598
Diésel	18	67	53
Eólico	0	0	0
Otro	4	1	4
<b>Total</b>	<b>787</b>	<b>783</b>	<b>726</b>

Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	41,6
N. Ventanas y Campiche	40,5
Nueva Renca GNL	148,6

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	787
Total Retiros (GWh)	635
Transf. Físicas (GWh)	152,6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19,5



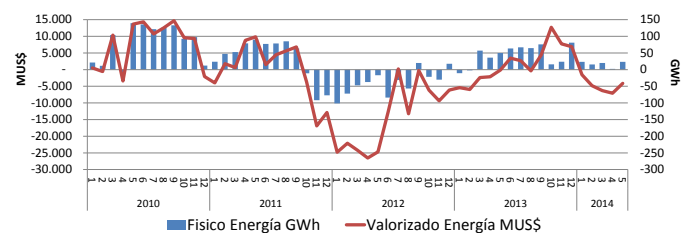
### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	453	381	436
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>453</b>	<b>381</b>	<b>436</b>

Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	38,1
Guacolda III	30,6
Guacolda IV	34,5

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	453
Total Retiros (GWh)	429
Transf. Físicas (GWh)	23,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4,1



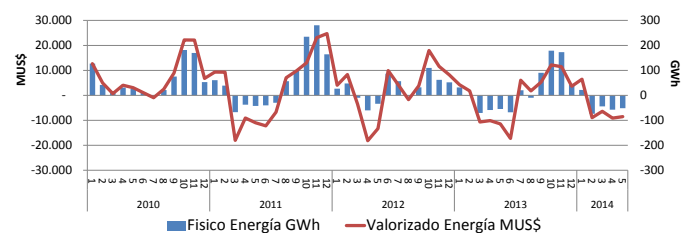
### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013
Pasada	37	29	24
Embalse	106	138	99
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>143</b>	<b>167</b>	<b>124</b>

Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	143
Total Retiros (GWh)	195
Transf. Físicas (GWh)	-51
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,5



## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

Durante junio la operación del SING presentó una mayor participación de generación a carbón, que aumentó de un 81% en mayo a un 84% en el mes de análisis, debido al retorno a la operación de la unidad U14 (136 MW) tras el término de su mantenimiento mayor que se prolongó por más de un mes. Esto se tradujo en una disminución de la generación diésel de un 5% a un 2%. Por su parte, la participación del gas natural aumentó levemente de un 11% a un 12% (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 7 US\$/MMBtu promedio en junio, valor que se mantuvo similar desde el mes anterior. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de GNL de 21,8 US\$/MMBtu. De esta forma, el costo variable del GNL se ubicó por encima de los costos variables promedio de las centrales a carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales en junio fueron marcados por el uso de diésel en demanda alta y carbón en demanda baja. El promedio mensual del costo marginal de junio en la barra Crucero 220 fue de 76,4 US\$/MWh, lo cual representa una baja de 12% respecto del mes de mayo (86,7 US\$/MWh), y un aumento de un 3% respecto a junio de 2013 (74,5 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue de 7,7 \$/kWh durante el mes de mayo, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes, resulta en un valor de 100,5 US\$/MWh.

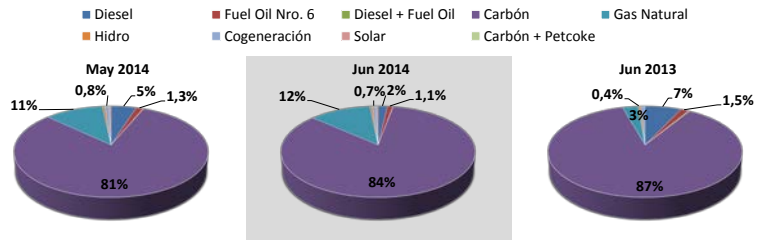


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

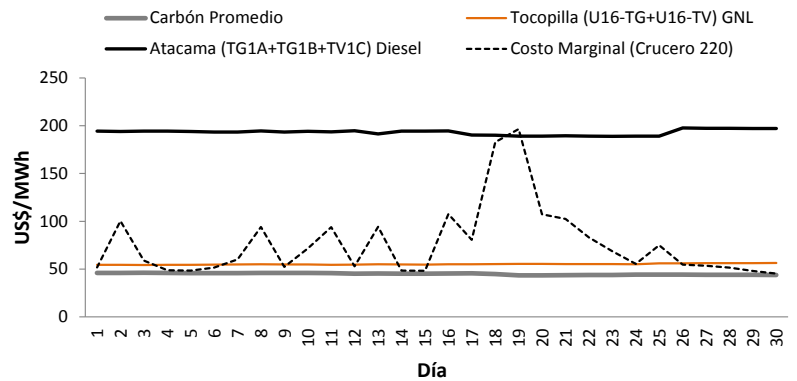


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de junio (Fuente: CDEC-SING)

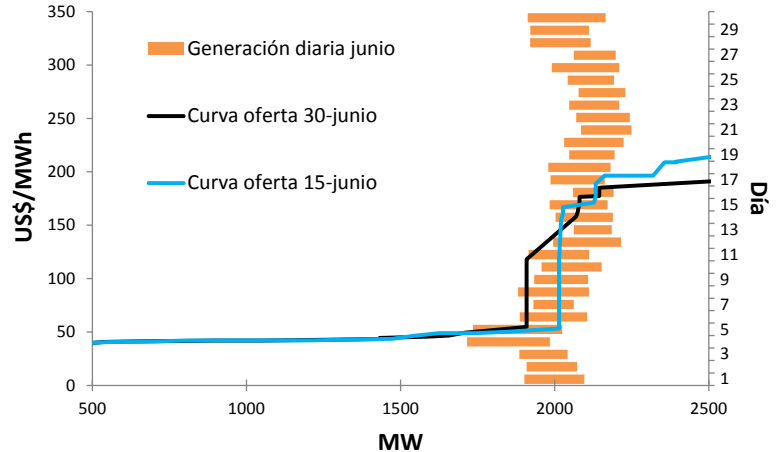


Figura 9: Generación diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

En base a lo informado por los grandes consumidores del SING, para 2014 se espera un crecimiento anual de la demanda eléctrica cercano al 10,5%, impulsado por la conexión de nuevos proyectos industriales, así como incrementos en la demanda de clientes existentes. Sin embargo, existe incertidumbre respecto del cumplimiento efectivo de las condiciones de demanda esperadas, situación que en el pasado ha conducido a sobrestimaciones en las proyecciones de demanda informadas por las empresas.

Para abordar esta incertidumbre asociada a la estimación de demanda, Systep considera para esta proyección 3 escenarios distintos 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 4 proyectos solares por un total de 132 MW.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	4,9%	10,5%	16,0%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl	131,0		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92,1	
		Angamos	86,9	
		Tocopilla	84,6	
		Andina	95,7	
		Hornitos	95,7	
Norgener		89,0		
Tarapacá	87,9			
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,4 - 8,0	
		Atacama	Sin GNL	
		Salta	No Considerado	
Disponibilidad GNL		U16	Limitada	
		CTM3	Limitada	
		Otros	Sin GNL	

Los resultados de la proyección muestran que bajo una condición de demanda baja el costo marginal promedio alcanza los 63 US\$/MWh, en comparación a los 92 US\$/MWh del escenario

de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 127 US\$/MWh.

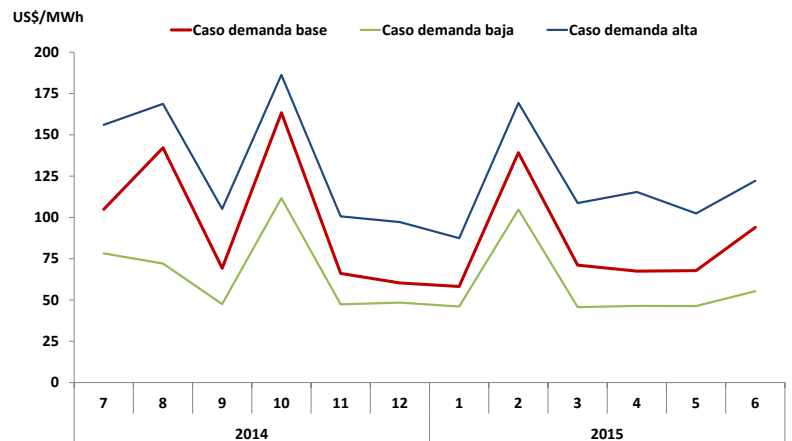


Figura 9: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Se observa una alta sensibilidad en el costo marginal proyectado en relación a la demanda considerada. A su vez, la proyección de costos marginales es altamente sensible a los mantenimientos considerados para las unidades generadoras. Para la modelación de los mantenimientos se consideró el programa de mantenimiento mayor para el 2014 publicado por el CDEC-SING, vigente desde el 1 de junio. En este ámbito, la proyección efectuada no presenta variaciones con respecto a la realizada en el mes de Junio, donde se consideraba el mantenimiento en el mes de agosto de 2014 para la central Angamos II, y en los meses de enero y febrero de 2015 para la Unidad 16 de E-CL.

Por otra parte, en esta proyección se ha considerado una disponibilidad de GNL basada en la declarada por las empresas para el año 2014, lo cual podría sufrir modificaciones en próximas proyecciones si se declara una disponibilidad distinta. La proyección considera una disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que Norgener S.A informó el arriendo de dicha unidad a E-CL.

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

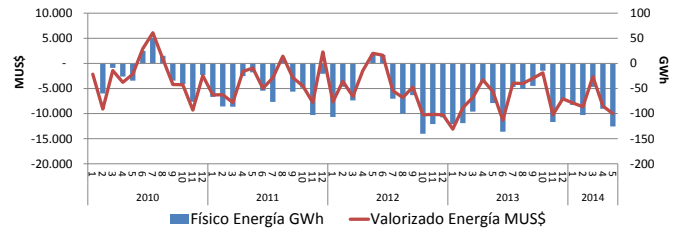
En el mes de junio E-CL aumentó su generación por la entrada en operación de la unidad a carbón U14, al finalizar su mantenimiento mayor que se prolongó por más de un mes. La unidad CTM3 (central Mejillones), propiedad de E-CL pero actualmente arrendada por Norgener, continuó con su operación en base a GNL. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel y disminuyó su generación respecto del mes anterior.

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

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013		
Diesel	4	4	5	Andina Carbón	49,0
Fuel Oil Nro. 6	19	14	20	Mejillones Carbón	44,1
Diesel + Fuel Oil	0	0	4	Tocopilla GNL	55,1
Carbón	546	584	643		
Gas Natural	147	140	44		
Hidro	4	4	3		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>720</b>	<b>745</b>	<b>719</b>		

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	720
Total Retiros (GWh)	845
Transf. Físicas (GWh)	-125,5
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-10.010

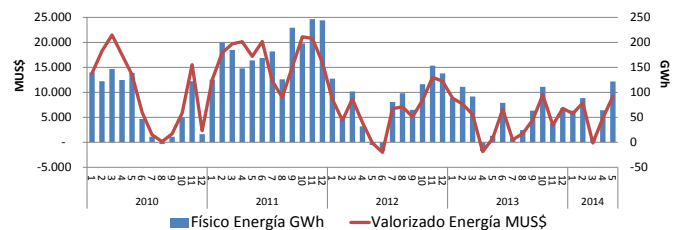


### Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	45,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	39,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	171,6
Carbón	583	565	506		
Gas Natural	20	32	0		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>603</b>	<b>597</b>	<b>506</b>		

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	603
Total Retiros (GWh)	482
Transf. Físicas (GWh)	121,7
Transf. Valorizadas (MUS\$)	9.195

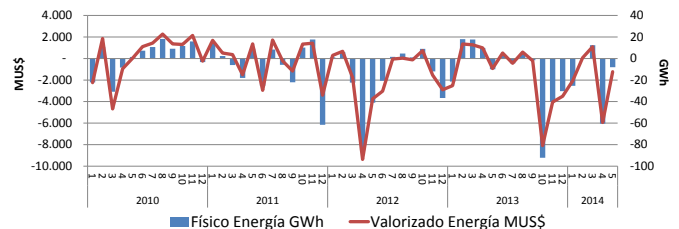


### Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013		
Diesel	1	1	1	Tarapacá Carbón	39,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	68	70	99		
Gas Natural	0	0	0		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	<b>100</b>		

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	69
Total Retiros (GWh)	77
Transf. Físicas (GWh)	-8,1
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.225

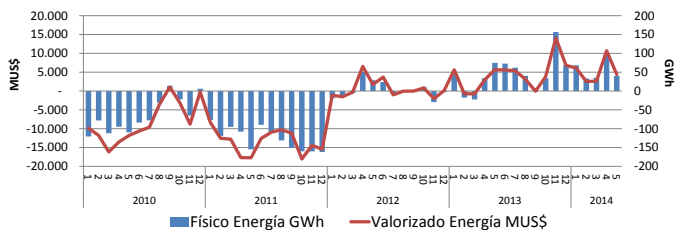


### GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2014 (US\$/MWh)	
	May 2014	Jun 2014	Jun 2013		
Diesel	66	20	92	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	193
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	0	0	0		
Gas Natural	0	0	0		
Hidro	0	0	0		
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>20</b>	<b>92</b>		

Transferencias de Energía May 2014	
Total Generación (GWh)	66,5
Total Retiros (GWh)	26,6
Transf. Físicas (GWh)	39,9
Transf. Valorizadas (MUS\$)	4.366





## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a junio de 2014, es de 82,62 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. Se observa que actualmente Chilectra accede a menores precios y, en contraste, actualmente CGE accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2012.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a junio 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,6	5.419
Campanario	112,9	900
Colbun	86,7	6.782
Endesa	77,9	15.029
Guacolda	75,7	900
EMELDA	110,2	200
EPSA	113,8	75
Puyehue	93,5	150
Panguipulli	95,3	100
Monte Redondo	107,5	275
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>82,62</b>	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a junio 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	69,8	13.350
Chilquinta	90,4	2.917
EMEL	78,7	2.007
CGE	105,8	7.050
SAESA	81,2	4.506
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>82,62</b>	

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de mayo de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.308 GWh durante ese periodo y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fue igual a 158 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante mayo fue igual a 350 GWh, es decir, un 121% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de mayo, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (47%), seguidas por centrales hidráulicas (28%) y eólicas (17%). En tanto, los generadores solares representaron el 8,3% de las inyecciones ERNC de ese mes.

La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de mayo, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

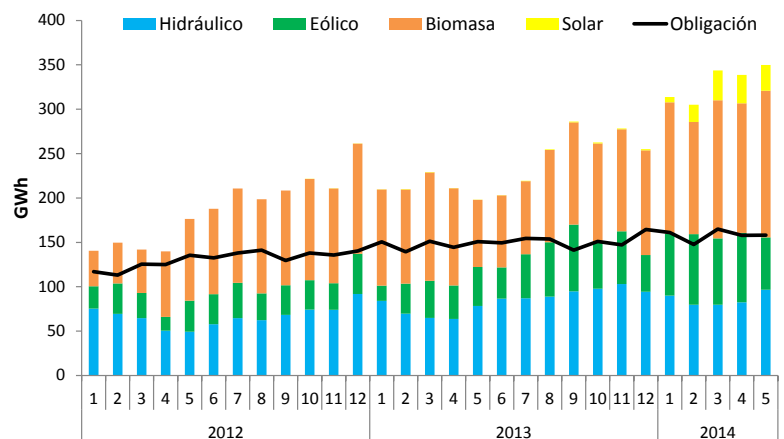


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

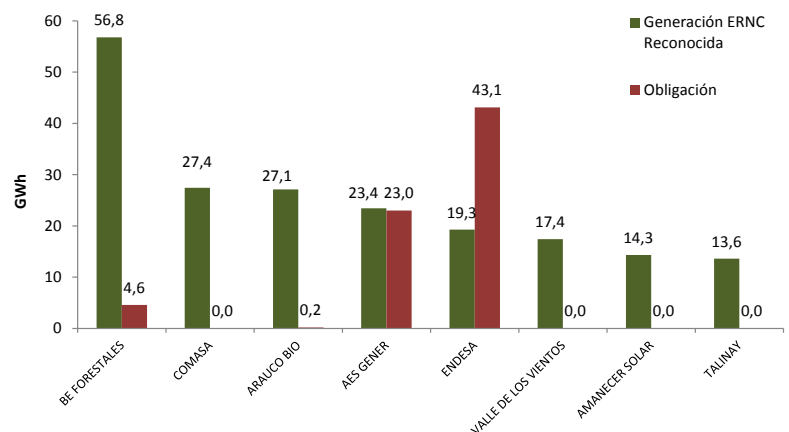


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, mayo de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón Reforma tributaria</u>
El día 20 de junio el CDEC-SIC publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC, el plazo de observaciones es de 30 días desde la publicación de estos procedimientos según el artículo 10 del DS 291 de 2007 ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 16 de junio el CDEC-SING publicó una nueva versión de los procedimientos de SSCC, el plazo de observaciones es de 30 días desde la publicación de estos procedimientos según el artículo 10 del DS 291 de 2007 ( <a href="#">ver más</a> ).	El día 9 de julio la Comisión de Hacienda del Senado aprobó la idea de legislar, luego de firmar el "Protocolo de Acuerdo Por una Reforma Tributaria para un Chile más inclusivo" entre los miembros de la Comisión y el Ministerio de Hacienda ( <a href="#">ver más</a> ).

Impuestos al carbón: Se firma protocolo de acuerdo en el Senado para aprobación de Reforma Tributaria ([ver más](#))

En relación a los impuestos verdes de la actividad industrial el protocolo de acuerdo establece, entre otros, lo siguiente:

- Se aclarará el ámbito de aplicación del impuesto a la emisión de fuentes fijas para incorporar establecimientos que cuenten con una potencia instalada igual o mayor a 50 MWt.
- Se excluirá del referido impuesto a aquellas fuentes que utilicen biomasa combustible.
- Se acotará en la Ley los parámetros para la determinación del componente de este impuesto referido a contaminación local, dejando entregado a un reglamento solo lo estrictamente delegable a potestad reglamentaria.

CDEC-SIC: Realiza llamado a licitación pública internacional para ejecutar nuevas obras del sistema de transmisión troncal ([ver más](#))

Proceso de licitación para la adjudicación de los derechos de explotación y ejecución de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 201 de 2014 del Ministerio de Energía:

- Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa - Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa - Charrúa.
- Línea 2x500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV.

SING: Corte de suministro afectó a cerca del 90% de la demanda en el Sistema Interconectado del Norte Grande ([ver más](#))

El corte de suministro ocurrido el 2 de julio se habría producido a raíz de los trabajos encargados por el CDEC-SING en la subestación Crucero de Antofagasta, según informó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y afectó a cerca de 2.100 MW de demanda.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 3.801 MW, con una inversión de 8.022 MMUS\$. Este mes se aprobaron ambientalmente cinco proyectos renovables por un total de 290,8 MW. En esta estadística no se considera dentro de los proyectos aprobados el proyecto HidroAysén (2.750 MW), tras la revocación del Comité de Ministros.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.379 MW, con una inversión de 4.115 MMUS\$. Este mes se aprobó ambientalmente el proyecto solar Capricornio (90 MW) ubicado en la II región de Antofagasta.

Este mes ningún proyecto fue ingresado al sistema de evaluación ambiental.

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	1.133	2.317	4.528	9.447
Hidráulica	859	1.698	2.940	4.664
Solar	1.567	3.416	2.683	6.339
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	60	142	364	695
Carbón	20	184	4.730	8.447
<b>TOTAL</b>	<b>3.801</b>	<b>8.022</b>	<b>17.725</b>	<b>31.621</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	649	2.231	5.413	17.838
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	441	584	1.633	3.515
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	0	0	50	180
<b>TOTAL</b>	<b>2.379</b>	<b>4.115</b>	<b>10.589</b>	<b>26.833</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)

# julio2014



## 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)

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

[ichaparro@system.cl](mailto:ichaparro@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.