

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Junio 2014

[Volumen 7, 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

Impuesto a las emisiones: ¿Qué se logrará?

El impuesto a las emisiones, contenido en el proyecto de reforma tributaria, está siendo impulsado por el Gobierno en un contexto actual en que la industria eléctrica atraviesa por una seria crisis de déficit de nuevos proyectos de generación de base y que, junto con altos costos de energía, amenazan la competitividad económica del país.

La introducción de este impuesto se plantea luego que en 2011 se dictara la nueva "Norma de emisión para centrales termoeléctricas", la cual restringe las emisiones de contaminantes locales, dejando a Chile dentro de los más altos estándares a nivel mundial. Uno de los estudios en que se basó la norma es el AGIES de CONAMA (Kas & Geoaire 2009)¹. En este estudio se definió que el costo total de la aplicación de la norma sería US\$ 948 millones, mientras que los beneficios en salud se estimaron en US\$ 2.011 millones, obteniéndose un beneficio social de US\$ 1.063 millones².

El impuesto a las emisiones contenido en la propuesta de reforma tributaria gravaría, a partir del 2017, las emisiones de contaminantes locales (material particulado, óxido de nitrógeno y dióxido de azufre) y contaminantes globales (dióxido de carbono (CO₂)) producidas por fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt.

Para los contaminantes locales, este impuesto sería de 0,1 US\$ por tonelada emitida, no obstante la recaudación no se puede estimar ya que los factores con que se calcularía este impuesto "[...] serán determinados por el Ministerio de Medio Ambiente, conforme a la metodología que establezca el reglamento que para tal efecto dictará el mismo ministerio y que será suscrito además por los Ministros de Salud y Hacienda", lo que genera incertidumbres en su aplicación. La norma dictada el 2011 determinó la medida óptima de emisión de contaminantes locales permitida, basándose en un análisis costo-beneficio que maximiza el beneficio social a largo plazo. Por ende, de aplicarse una segunda medida mitigadora para el mismo efecto se produciría necesariamente una pérdida social.

Con respecto a los contaminantes globales, la reforma tributaria plantea un impuesto de 5 US\$ por tonelada de CO₂ emitida. Es destacable que Chile, que es responsable del 0,24%³ de las emisiones mundiales de CO₂ demuestre interés en disminuir sus emisiones. Sin embargo, el esfuerzo chileno, salvo como manifestación de una intención política, es de poco efecto si no está alineado con una política global en la cual todos los países comprometan sus propias metas.

¹ Kas & Geoaire (2009). Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas, Santiago, Chile, Conama.

² Valor presente a enero de 2010 para un período de 11 años a una tasa de 6%.

³ Fuente: División de Estadísticas de las Naciones Unidas, 2010.

En la Tabla 1 se resume, a modo referencial, el factor de emisiones de CO₂ de las tecnologías afectadas y el impuesto que, en consecuencia, deberían pagar al asumir los 5 US\$/ton.

Tabla 1: Factor de emisión e impuesto equivalente por tecnología (Fuente: IPCC, 2006)⁴

Tecnología	Factor referencial de emisión [tCO ₂ e/MWh]	Impuesto equivalente a pagar [US\$/MWh]
Gas Natural CC	0,45	2,2
Diesel	0,75	3,7
Carbón	0,89	4,5

La aplicación de este impuesto tendrá como consecuencia un aumento en los costos de la energía, el cual no afectará a los clientes regulados en el corto plazo, pero sí lo hará cuando se inicie el suministro correspondiente a las próximas licitaciones, en donde sí se reflejará el efecto del impuesto. Los clientes libres, en cambio, en el corto plazo podrían ver afectadas sus condiciones de suministro, si así estuviese establecido en sus contratos con generadores. El efecto de los impuestos sí se debería ver reflejado en todos los futuros precios de suministro.

Desde el punto de vista de la sociedad, los costos que significa un impuesto pigouviano como el que se está planteando deberían ser compensados con los beneficios que se obtienen a cambio. Si el beneficio buscado en este caso es tener una matriz de generación más limpia, entonces cabe preguntarse si estos impuestos lograrán dar señales al mercado para reemplazar generación con altas emisiones por otra energía menos contaminante. En el largo plazo es improbable que el impuesto incida en propiciar tecnologías de expansión en generación más limpias que las que habría sin el impuesto. Si bien la aplicación del mismo aumentará en mayor medida el costo de desarrollo de las centrales a carbón que el de las centrales a GNL, este cambio no es suficiente para hacer la tecnología GNL más económica que la del carbón. La Tabla 2 ilustra el costo de desarrollo promedio de una central a carbón, que sin considerar el impuesto, sería más de 20 US\$/MWh menor al de una central a GNL de ciclo combinado, mientras que esta diferencia se reduciría apenas en 2,3 US\$/MWh después de impuesto. No se puede concluir con certeza que este impuesto entregará las señales que impliquen un cambio en la tecnología eficiente de expansión. Considerando esto, se esperaría que al menos sirviese para compensar las externalidades negativas que conlleva la generación termoeléctrica, destinando las recaudaciones a compensar el daño ambiental, aumentando la inversión en salud en las comunas afectadas, financiando proyectos de investigación para la promoción de centrales ERNC, o que ayudase a Chile

⁴ Fuente: "Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero" Intergovernmental Panel on Climate Change.

alcanzar un reconocimiento mundial por sus estándares ambientales. Hasta ahora sólo se ha hablado de la reforma educacional como destino de las recaudaciones.

Tabla 2: Costos de desarrollo por tecnología (Fuente: Systep)

Tecnología	Factor de planta [%]	Costo de desarrollo* [US\$/MWh]		
		Mínimo	Promedio	Máximo
Carbón	89	85	94	108
GNL CC	50 - 80	101	115	130
Diesel	15	179	221	262

*Incluye los costos de conexión a la red.

Los precios de la electricidad en Chile son actualmente muy altos y el sector eléctrico atraviesa por una escasez de nuevos proyectos de generación de base que permitan reducirlos en el corto plazo. Los impuestos a las emisiones atentan contra las metas de reducción de precios anunciados por el Gobierno en la Agenda de Energía, reforzando la pérdida en competitividad de Chile frente a países vecinos y otros países emergentes.

Para que Chile pueda retomar su competitividad económica de forma sustentable, la prioridad debiera ser aprovechar nuestros abundantes recursos energéticos renovables. En este sentido, siendo la hidroelectricidad una alternativa limpia y competitiva, es necesario ponderar bien como país sus ventajas y desventajas en comparación con otras tecnologías eficientes para el desarrollo de nuestra matriz energética.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

Durante el mes de mayo la operación del SIC se caracterizó por un ligero aumento de la participación de la hidroelectricidad con respecto al mes de abril, y un incremento significativo con respecto a mayo de 2013, no obstante se mantiene hasta ahora la característica hidrológica de un año seco. La energía embalsada ha continuado su tendencia a la baja situándose a finales de mayo en niveles cercanos al agotamiento, similar a lo observado en igual fecha de 2013 (ver Figura 2). Este análisis no toma en cuenta las precipitaciones ocurridas a comienzos de junio.

Además de la escasez hidrológica, la paralización de la central Bocamina II iniciada en diciembre de 2013, ha disminuido la oferta de generación base eficiente, manteniendo la participación del carbón por debajo de lo observado en 2013 (ver Figura 1).

Con respecto a generación a GNL durante mayo, la central San Isidro operó sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 11,4 US\$/MMBtu. En tanto, las unidades I y II de Nehuenco operaron con cerca del 50% de su capacidad en base a GNL y costo variable nulo, a diferencia del mes pasado en que operaron a casi plena capacidad a GNL. La central Nueva Renca operó con aún menos GNL a un precio declarado de 20,2 US\$/MMBtu.

Durante mayo el costo marginal del SIC estuvo marcado principalmente por centrales de embalse, cuyo valor del agua varió entre 117 y 223 US\$/MWh y, en menor medida, por centrales diesel en horas de demanda alta y centrales a GNL en horas de demanda baja (ver Figura 3).

En mayo de 2014 el costo marginal del SIC promedió 149 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 32% menor respecto al mes de mayo de 2013 (219 US\$/MWh), y 1,9% mayor respecto a abril de 2014 (146 US\$/MWh).

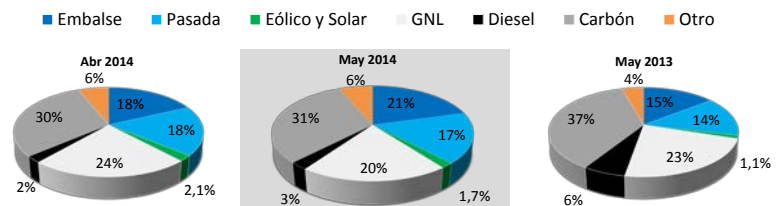


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

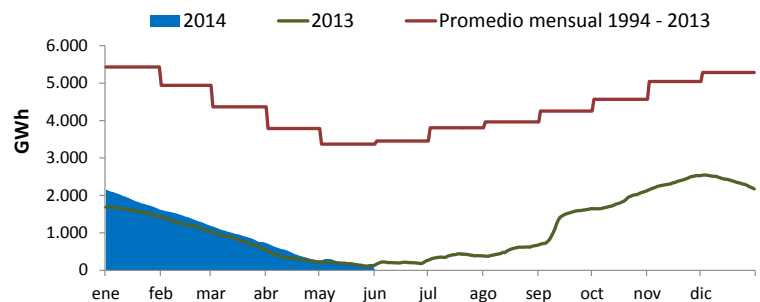


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

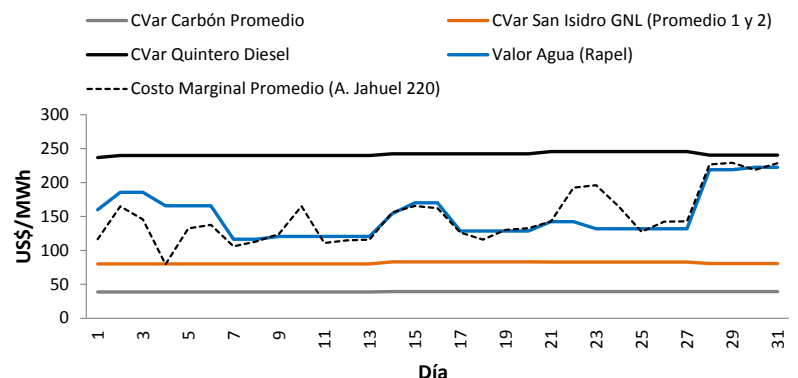


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo (Fuente: CDEC-SIC)

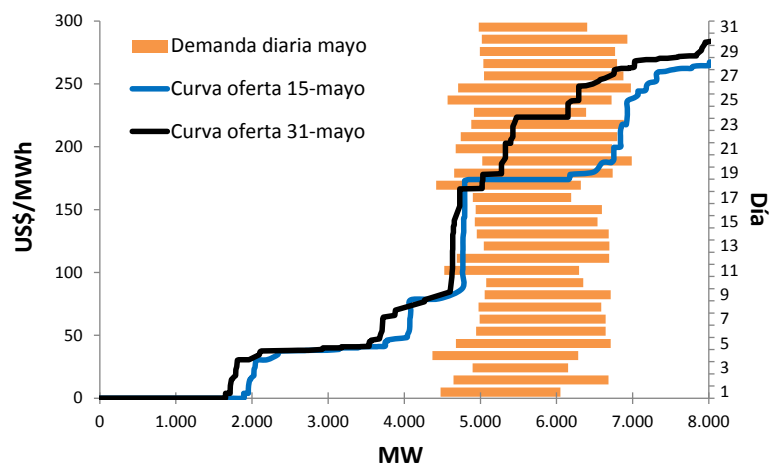


Figura 4: Demanda diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

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 agosto 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. La paralización de esta unidad podría incrementar los costos marginales en la barra Alto Jahuel 220 kV hasta en 22,5 US\$/MWh si se considera que atrasa su ingreso hasta el mes de noviembre.

Por otra parte, se ha considerado ausente la central El Toro hasta agosto de 2014, 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 974 MW de nueva capacidad, de los cuales 414 MW son eólicos, 205 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 3 Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2014	4,1%		
	2015		4,6%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		90,8	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		133,2	
	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 (jun-may)		Sin GNL	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro (jun-may)	Total	Total	
	Nehuenco (jun-oct)	Limitada	0	
	Nehuenco (nov-abr)	Total	Limitada	
	Nueva Renca (jun-may)	0	0	

Tabla 4: 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. %
Jun-2014 a Nov-2014	62,5	80%	65,6	77%
Dic-2014 a May-2015	61,2	65%	76,9	64%

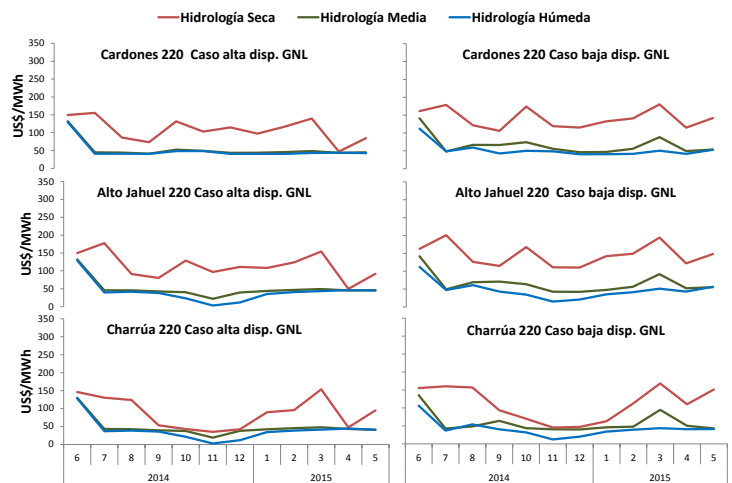


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

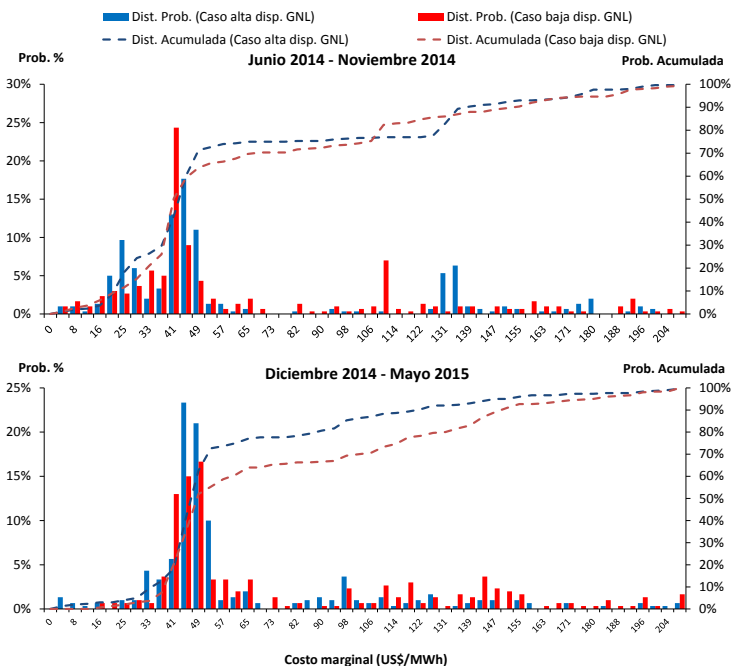


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

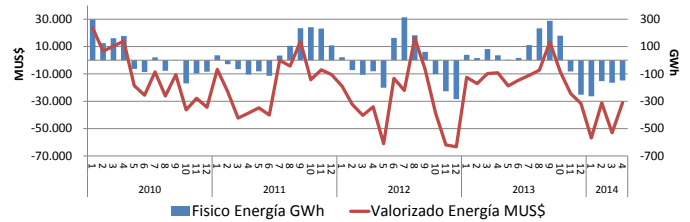
Análisis por empresa

La generación de Endesa en mayo aumentó por la mayor producción de sus unidades hidráulicas, en tanto la paralización de Bocamina II mantiene la generación a carbón bastante por debajo de igual mes de 2013. Colbún disminuyó su generación fundamentalmente por la menor disponibilidad de GNL en la central Nehuenco. Si bien en marzo Gener tomó control de Guacolda, en este balance se considera ambas empresas de forma independiente.

Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2014	May 2014	May 2013
Pasada	189	196	161
Embalse	362	426	245
Gas	0	0	0
GNL	497	529	563
Carbón	78	62	323
Diésel	0	0	10
Eólico	14	9	12
Total	1.141	1.221	1.314

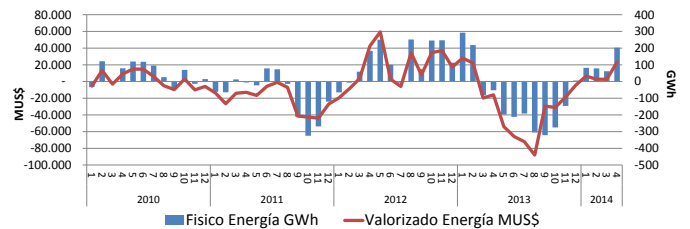
Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	44,6
San Isidro GNL (prom. I y II)	81,6
Taltal Diesel	244,3
Transferencias de Energía Abr 2014	
Total Generación (GWh)	1.141
Total Retiros (GWh)	1.289
Transf. Físicas (GWh)	-147,8
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-31,1



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2014	May 2014	May 2013
Pasada	152	194	152
Embalse	280	369	259
Gas	0	0	0
GNL	470	277	269
Carbón	226	231	152
Diesel	7	48	94
Eólico	0	0	0
Total	1.135	1.118	926

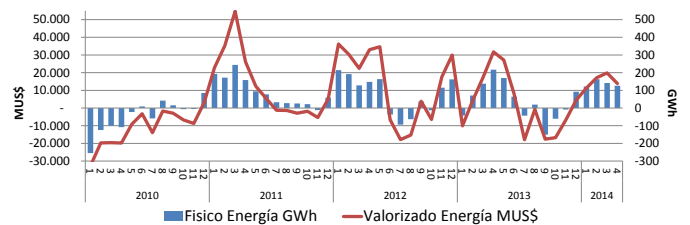
Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
Santa María	37,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,0
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	166,7
Transferencias de Energía Abr 2014	
Total Generación (GWh)	1.135
Total Retiros (GWh)	933
Transf. Físicas (GWh)	203
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	23,3



Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Abr 2014	May 2014	May 2013
Pasada	88	79	78
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	19	71	108
Carbón	551	614	616
Diesel	53	18	40
Eólico	0	0	0
Otro	4	4	5
Total	714	787	847

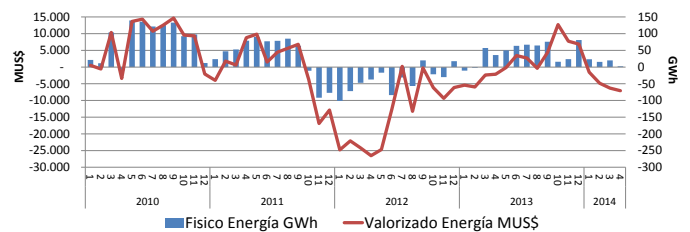
Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	40,1
N. Ventanas y Campiche	40,5
Nueva Renca GNL	147
Transferencias de Energía Abr 2014	
Total Generación (GWh)	714
Total Retiros (GWh)	588
Transf. Físicas (GWh)	126,2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13,9



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2014	May 2014	May 2013
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	424	453	433
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	424	453	433

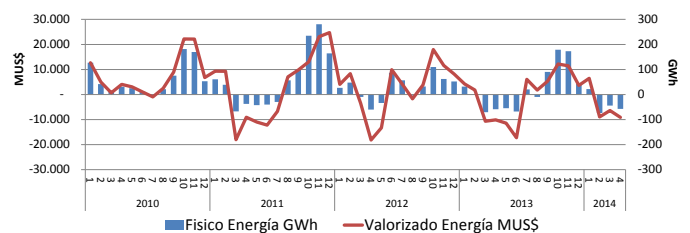
Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	38,1
Guacolda III	30,6
Guacolda IV	34,5
Transferencias de Energía Abr 2014	
Total Generación (GWh)	424
Total Retiros (GWh)	422
Transf. Físicas (GWh)	2,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-7,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Abr 2014	May 2014	May 2013
Pasada	51	37	46
Embalse	78	106	94
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	129	143	140

Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	
Transferencias de Energía Abr 2014	
Total Generación (GWh)	129
Total Retiros (GWh)	186
Transf. Físicas (GWh)	-57
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-9,1



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

Durante mayo la operación del SING presentó una mayor participación de generación a carbón, que aumentó de un 71% en abril a un 81% en el mes de análisis, debido fundamentalmente al regreso a la operación de la unidad CTA1 (169 MW) tras un mantenimiento de 16 días. Por su parte, la participación del gas natural disminuyó de 16% a un 11%, respecto al mes anterior, debido a una menor disponibilidad de este combustible. Finalmente, la generación diésel disminuyó de un 9% a un 5%, desplazado por la mayor oferta de generación a carbón (ver Figura 7).

El precio del GNL declarado por la Central Tocopilla fue de 7,4 US\$/MMBtu promedio en mayo, valor que disminuyó desde 8,8 US\$/MMBtu promedio en abril. Por su parte, la unidad CTM3 (de propiedad de E-CL, pero arrendada por Norgener), declaró un costo de combustible de 22,1 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 mayo fueron marcados por el uso de diésel en demanda alta y carbón en demanda baja. El promedio mensual del costo marginal de mayo en la barra Crucero 220 fue de 86,5 US\$/MWh, lo cual representa una baja de 14% respecto del mes de abril (100,2 US\$/MWh), y un aumento de un 18% respecto a mayo de 2013 (73,6 US\$/MWh).

Por último, el valor de la RM 39, que compensa a las empresas generadoras por el sobrecosto de la operación, fue de 13,43 \$/kWh durante el mes de abril, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes, resulta en un valor de 124,4 US\$/MWh.

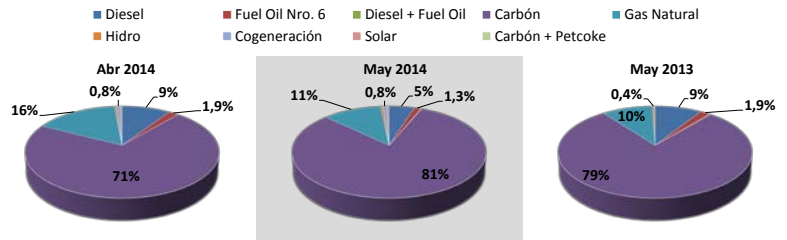


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

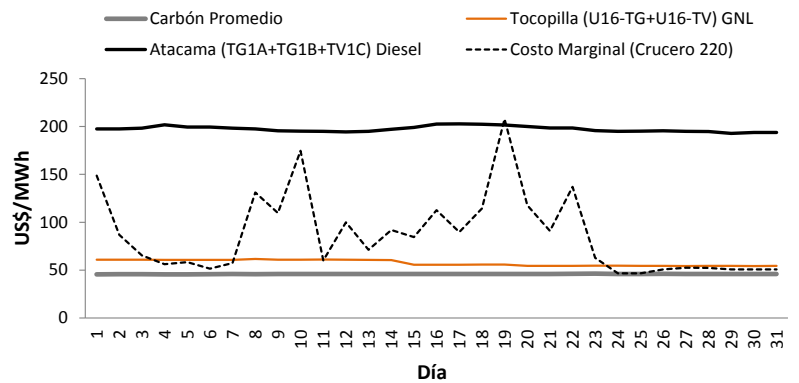


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de mayo (Fuente: CDEC-SING)

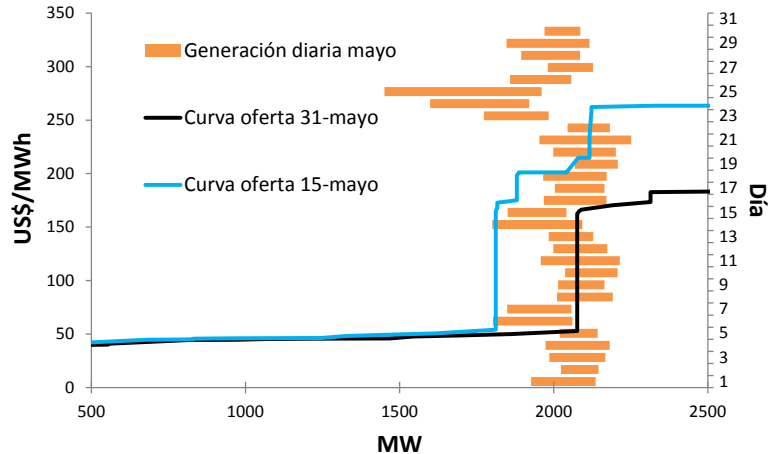


Figura 9: Generación diaria durante mayo y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 11%, 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 la incertidumbre asociada a la estimación de la 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 4 proyectos solares por un total de 84 MW.

Tabla 5: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2014	5,6%	11,2%	16,7%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl	133,2		
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	99,9	
		Angamos	90,3	
		Tocopilla	80,4	
		Andina	99,8	
Hornitos		99,8		
Norgener		87,3		
Tarapacá	89,2			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	5,3 - 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 75 US\$/MWh, en comparación a los 108 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el

escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar 143 US\$/MWh.

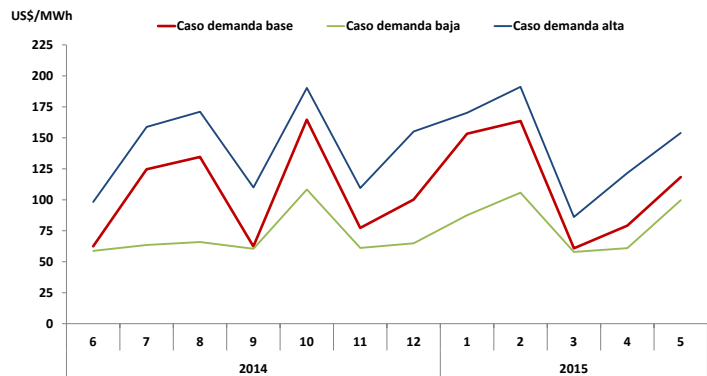


Figura 9: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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. 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. Respecto de la proyección efectuada el mes anterior, se introdujeron mantenimientos en los meses de julio y agosto de 2014 (Angamos II), y enero y febrero de 2015 (U16), recientemente programados por el CDEC-SING, lo cual aumenta los costos marginales en dichos meses respecto de la proyección realizada en mayo. 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 la disponibilidad de GNL para la unidad CTM3 considerando que recientemente 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.

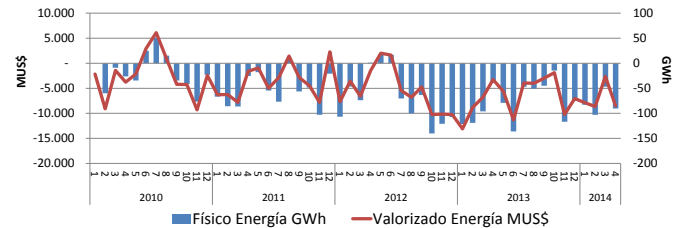
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

La unidad CTM3 (central Mejillones) continuó con su operación en base a GNL, aunque estuvo fuera de servicio durante desde el 7 de mayo por inspecciones técnicas. Si bien esta unidad es de propiedad de E-CL, actualmente es arrendada por Norgener. GasAtacama mantiene la operación de sus unidades sólo con combustible diesel, disminuyendo su generación respecto del mes anterior.

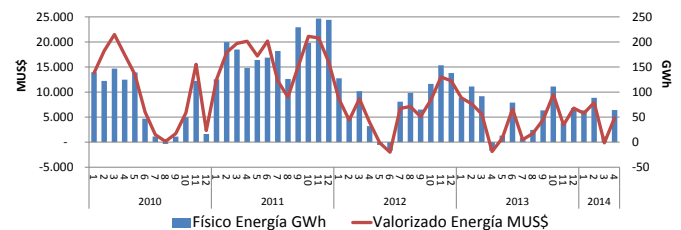
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
	Abr 2014	May 2014	May 2013		
Diesel	4	4	5	Andina Carbón	50,8
Fuel Oil Nro. 6	26	19	27	Mejillones Carbón	47,1
Diesel + Fuel Oil	0	0	3	Tocopilla GNL	57,5
Carbón	530	546	623		
Gas Natural	153	147	140	Transferencias de Energía Abr 2014	
Hidro	4	4	3	Total Generación (GWh)	717
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	807
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-90,3
Total	717	720	800	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.506



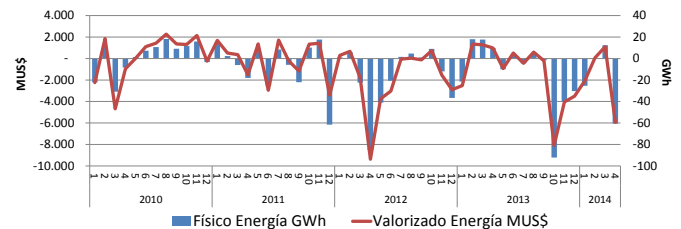
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
	Abr 2014	May 2014	May 2013		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	47,2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	38,9
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 Norgener)	175,8
Carbón	462	583	438		
Gas Natural	75	20	0	Transferencias de Energía Abr 2014	
Hidro	0	0	0	Total Generación (GWh)	537
Petcoke	0	0	0	Total Retiros (GWh)	473
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	64,1
Total	537	603	438	Transf. Valorizadas (MUS\$)	4.826



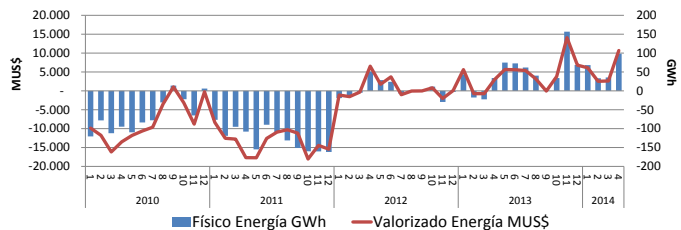
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
	Abr 2014	May 2014	May 2013		
Diesel	1	1	1	Tarapacá Carbón	40,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0		
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Abr 2014	
Carbón	29	68	76	Total Generación (GWh)	30
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	91
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-60,5
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5.944
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	30	69	77		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. May 2014 (US\$/MWh)	
	Abr 2014	May 2014	May 2013		
Diesel	126	66	124	Atacama Diesel	197
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	197
Diesel + Fuel Oil	0	0	0		
Carbón	0	0	0	Transferencias de Energía Abr 2014	
Gas Natural	0	0	0	Total Generación (GWh)	125,8
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	27,7
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	98,1
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	10.677
Total	126	66	124		



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 2014, es de 82,63 US\$/MWh, referidos a barra de suministro. En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora.

En la Tabla 7 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 6 y 7 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a noviembre de 2012.

Tabla 6: Precio medio de licitación indexado a mayo 2014 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep). Corregido el 25 de junio de 2014.

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
AES Gener	83,7	5.419
Campanario	112,7	900
Colbun	86,9	6.782
Endesa	77,7	15.029
Guacolda	76,0	900
EMELDA	110,0	200
EPSA	113,6	75
Puyehue	93,4	150
Panguipulli	95,2	100
Monte Redondo	107,3	275
Precio Medio de Licitación	82,63	

Tabla 7: Precio medio de licitación indexado a mayo 2014 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep). Corregido el 25 de junio de 2014.

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Chilectra	69,6	13.350
Chilquinta	90,3	2.917
EMEL	79,3	2.007
CGE	105,7	7.050
SAESA	81,7	4.506
Precio Medio de Licitación	82,63	

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de abril de 2014, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.142 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 abril fue igual a 336 GWh, es decir, un 113% de la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de abril, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (43%), seguidas por centrales hidráulicas (24%) y eólicas (23%). En tanto, los generadores solares representaron el 9,5% 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 abril, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

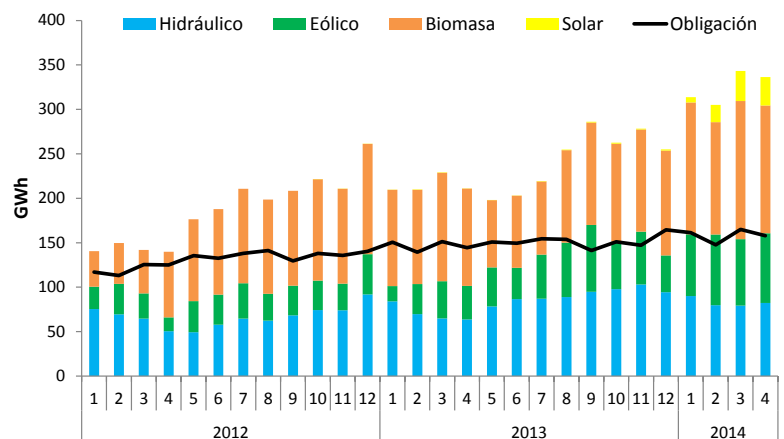


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

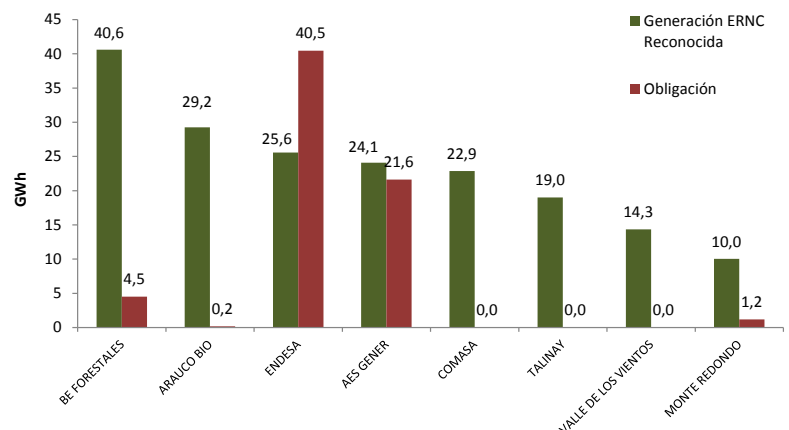


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, abril de 2014 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Proyecto de Ley Interconexión SIC-SING</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SIC</u>	<u>Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) SING</u>	<u>Impuesto al carbón (Reforma tributaria)</u>
El 8 de enero el Senado aprobó las modificaciones introducidas al Proyecto de Ley. El 7 de febrero fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.726 sobre interconexiones (ver más).	El día 28 de marzo el CDEC-SIC publicó los procedimientos de SSCC. Actualmente se está a la espera de una nueva versión que incluya las observaciones realizadas por las empresas coordinadas (ver más).	El día 9 de mayo el CDEC-SING publicó una versión preliminar de los procedimientos de SSCC. Actualmente está vigente el periodo de recepción de observaciones por parte de las empresas coordinadas (ver más).	Esta medida forma parte de la Reforma Tributaria, la cual fue despachada el día 15 de mayo por la Cámara de Diputados a segundo trámite constitucional para su discusión en el Senado (ver más).

HidroAysén: Comité de Ministros revoca Resolución de Calificación Ambiental ([ver más](#))

La instancia decidió acoger las reclamaciones presentadas por la comunidad y organizaciones ambientales, procediendo de forma unánime a revocar la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto.

Ministerio de Energía: Se publica Decreto No. 201 que Fija El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los 12 meses siguientes ([ver más](#))

Carretera eléctrica: Nuevo proyecto de Ley será presentado durante el segundo trimestre de 2015 ([ver más](#))

Proyecto de Ley definirá parámetros para la expansión de los distintos segmentos de la transmisión, considerando también aspectos del rol de los CDEC, tarificación, seguridad y redundancia.

Bocamina II: Se mantiene la paralización temporal de la central ([ver más](#))

La Corte de Apelaciones de Concepción acogió los recursos de protección presentados por comunidades y pescadores de Coronel.

CDEC-SIC: Se publica Informe de Estudio de Operación del la Zona Norte del SIC en el periodo 2014 - 2017 ([ver más](#))

Se analizan las condiciones de operación considerando particularmente las centrales ERNC proyectadas para entrar en servicio.

CDEC-SING: Se publica Informe de Diagnóstico y Alternativas de Expansión del Sistema de Transmisión del SING ([ver más](#))

En el corto plazo para el SING, se destacan: limitación de las transferencias en la línea 220 kV Crucero-Encuentro, cuya solución se encuentra en proceso; restricción de inyección en Subestación Tocopilla; y la necesidad de robustecer la red que abastece Arica, Iquique y Pozo Almonte; así como mejorar algunas congestiones en la red que abastece Antofagasta.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 4.092 MW, con una inversión de 8.638 MMUS\$. Este mes se aprobaron ambientalmente proyectos por un total de 212 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 2.469 MW, con una inversión de 4.245 MMUS\$. Este mes se aprobaron ambientalmente los proyectos solares La Cruz Solar (121 MW) y Uribe Solar (115 MW), ubicados en la II región de Antofagasta. Además, fue admitido para calificación el proyecto solar Toro (135 MW).

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	1.838	3.982	2.412	5.772
Gas Natural	162	265	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.482	1.125
Biomasa/Biogás	80	192	344	645
Carbón	20	184	4.730	8.447
TOTAL	4.092	8.638	17.435	31.005

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	739	2.361	5.323	17.708
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
TOTAL	2.469	4.245	10.499	26.703

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

junio 2014



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

Iván Chaparro U. | Ingeniero de Proyectos

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.