

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Julio 2013

[Volumen 6, 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

Editorial

Perspectivas en el mediano plazo: precios de la energía y suficiencia del Sistema Interconectado Central

El pasado 26 de junio el costo marginal horario en el Sistema Interconectado Central (SIC) alcanzó 312 USD/MWh en la barra Alto Jahuel 220, el valor más alto en lo que va del 2013. Más allá de la coyuntura de corto plazo dada por la sequía y falla de unidades generadoras, los altos costos marginales observados evidencian los profundos problemas en el desarrollo de la matriz de generación que arrastra el SIC desde la crisis del gas argentino en 2004, situación ampliamente analizada, descrita y discutida, pero que sin embargo, todavía no ha sido resuelta.

Las perspectivas en el mediano y largo plazo no son alentadoras. El portafolio de proyectos de generación indica que la actual estrechez entre oferta y demanda se mantendrá inevitablemente por al menos los próximos 4 años. En efecto, salvo Angostura (316 MW en diciembre de 2013) y la Unidad 5 de Guacolda (138 MW a fines del 2015), no existen otros proyectos de generación convencional de tamaño relevante para ingresar en los próximos años. Considerando los proyectos en construcción restantes por un total de 407 MW hasta el 2017, principalmente energías renovables no convencionales (ERNC), la nueva capacidad de generación no se compara con el incremento de la demanda esperada a lo menos hasta el año 2017 (1.874 MW adicionales entre 2013-2017 según las proyecciones de la Comisión Nacional de Energía), estrechándose así el margen entre la oferta de generación y la demanda.

Las consecuencias de este escenario son múltiples. Los altos precios de la energía repercuten en la competitividad de nuestra industria, a su vez que potencialmente se verán reflejados en las tarifas a clientes regulados en los próximos procesos de licitación de suministro. La falta de generación de base obliga el despacho de unidades diesel ineficientes, condicionando la sustentabilidad ambiental y exponiendo la suficiencia del sistema ante condiciones adversas.

A casi una década de la crisis del gas, es importante preguntarse cómo llegamos a este complejo escenario. El alto rechazo social, la intervención política y la judicialización de proyectos de generación de base, entre otros problemas, particularmente en inversiones

hidroeléctricas y de carbón, han dejado pocas alternativas de expansión económicamente eficientes. En tanto, la industria eléctrica ha reaccionado lento y, en el caso de importantes proyectos de generación, ha cometido errores en la tramitación de algunos y ha fracasado en la estrategia comunicacional de otros. La respuesta del mundo político, por su parte, ha demostrado incapacidad para resolver la problemática de fondo. Respecto de las propuestas legislativas, los proyectos de ley que se analizan en el Congreso (Ley de Concesiones Eléctricas, Ley 20/25, Ley de Carretera Eléctrica y Ley de Interconexión SIC-SING), si bien levantan importantes restricciones, no resuelven el problema de fondo, el cual es la falta de energía de base, que compromete el desarrollo eficiente, seguro y sustentable del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo.

Dadas las serias dificultades que se anticipan en relación a precios de la energía y suficiencia del sistema en el mediano plazo, es preocupante que la falta de inversión en generación prácticamente no ha sido tratada por los candidatos presidenciales, a pesar de las graves consecuencias de la persistente crisis para el desarrollo social y económico del país.

De cara al futuro, es urgente focalizar la atención del parlamento en generar condiciones para el desarrollo de una oferta de generación eficiente adaptada al crecimiento de la demanda, construyendo acuerdos políticos transversales para despejar parte de la incertidumbre de su desarrollo. Para esto, es necesario resolver el ordenamiento territorial, las compensaciones para comunidades locales, el fomentar y acotar las formas de participación ciudadana, formalizar y estandarizar metodologías de evaluación ambiental, entre otros aspectos.

Es importante generar las condiciones necesarias para la expansión eficiente de la matriz energética. Una alternativa de expansión es el uso de GNL, potencialmente más caro, pero más amigable con el medio ambiente que el carbón, pero que sin embargo, su competitividad dependerá de los precios que finalmente logren acordar los generadores y suministradores del combustible.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

Durante el mes de junio la participación de las centrales hidráulicas mantuvo un nivel minoritario en la matriz de generación (31%), lo que junto con la falla de algunas unidades térmicas empujó al alza los precios spot de la energía. La escasez hidráulica ha resultado en prácticamente el agotamiento de todas las reservas de energía en los embalses del SIC, aun cuando la energía embalsada aumentó ligeramente respecto al mes de mayo.

Respecto de la generación térmica por combustibles, la participación del carbón aumentó levemente respecto al mes anterior, mientras que la participación de GNL disminuyó considerablemente de 22% en mayo a 16% en junio, principalmente por la menor disponibilidad de GNL en la central Neuquén. Durante un mantenimiento mayor programado para la central Nueva Renca se detectó una falla que la ha mantenido fuera de operación. El 5 de junio el precio del GNL declarado por San Isidro aumentó de 5,5 a 9,4 US\$/MMBtu, aumentando a 11 US\$/MMBtu el día 14 de junio.

En tanto, la participación del diésel aumentó de un 6% a un 10% respecto al mes de mayo, reemplazando la menor generación a GNL fundamentalmente.

En el mes de junio, el costo marginal del SIC promedió los 252 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220. Este valor representa un alza de 71% respecto al mes de junio de 2012 (147 US\$/MWh), diferencia que se explica fundamentalmente por la menor generación hidráulica aunque compensada por mayor oferta de generación en base a carbón. El costo marginal respecto el mes de mayo representa un aumento de 15% (219 US\$/MWh).

El costo marginal en junio estuvo marcado principalmente por unidades a diésel y de embalse, salvo algunas horas de baja demanda fue marcado por centrales a GNL y, ocasionalmente, centrales a carbón. El valor del agua en la segunda quincena de junio se mantuvo alrededor de los 250 US\$/MWh.

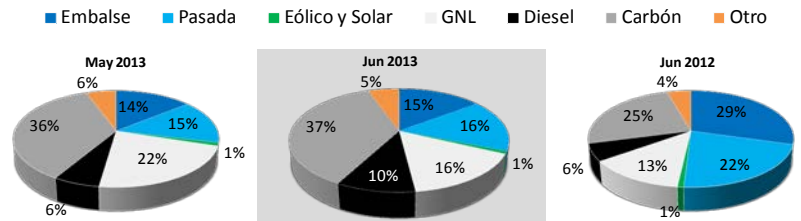


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

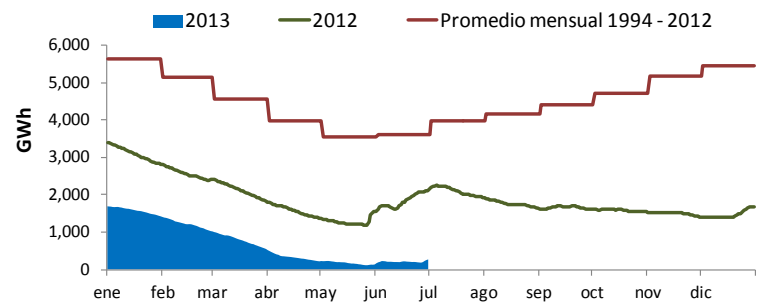


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE)

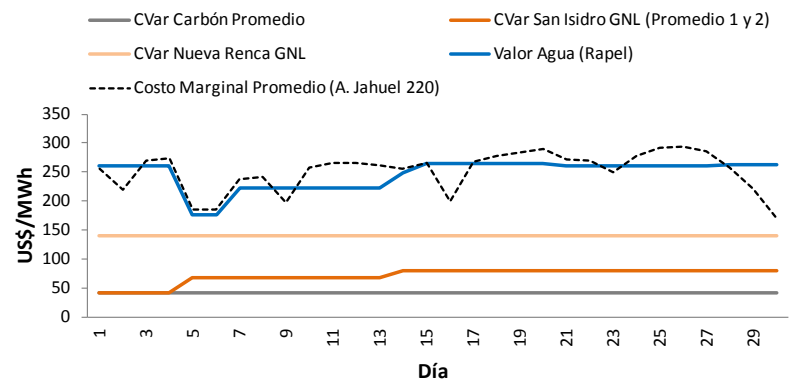


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio (Fuente: CDEC-SIC)

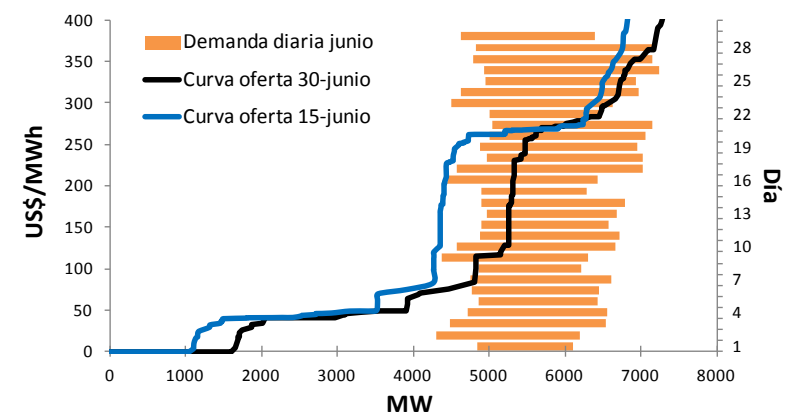


Figura 4: Demanda diaria durante junio y curva de oferta al 30 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

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

Para el horizonte de la proyección se considera el ingreso de 663 MW de capacidad de generación.

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

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

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL	
Crecimiento demanda	2013	5,4%	5,4%	
	2014	5,3%	5,3%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		114,6	114,6
	Diesel US\$/Bbl (FOB)		93,5	93,5
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro (jul-dic)	8,0	13,0
		San Isidro (ene-may)	8,0	10,5
		Nehuenco	0,0	0,0
		Nueva Renca (jul)	Sin GNL	Sin GNL
Nueva Renca (jul-may)		19,0	Sin GNL	
Disponibilidad GNL	San Isidro Total		Limitada	Limitada
	Nehuenco (jul)		Limitada	Limitada
	Nehuenco (jul-dic)		Limitada	0
	Nehuenco (ene-abr)		Total	Limitada
	Nehuenco (may)		Limitada	0
	Nueva Renca (jul)		0	0
Nueva Renca (jul-may)		Limitada	0	

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

Costo Marginal Promedio 4 Meses	Caso alta disp. GNL		Caso baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Jul-2013 a Oct-2013	87,1	27%	111,6	16%
Nov-2013 a Feb-2014	70,8	25%	101,7	16%
Mar-2014 a Jun-2014	104,1	20%	134,9	14%

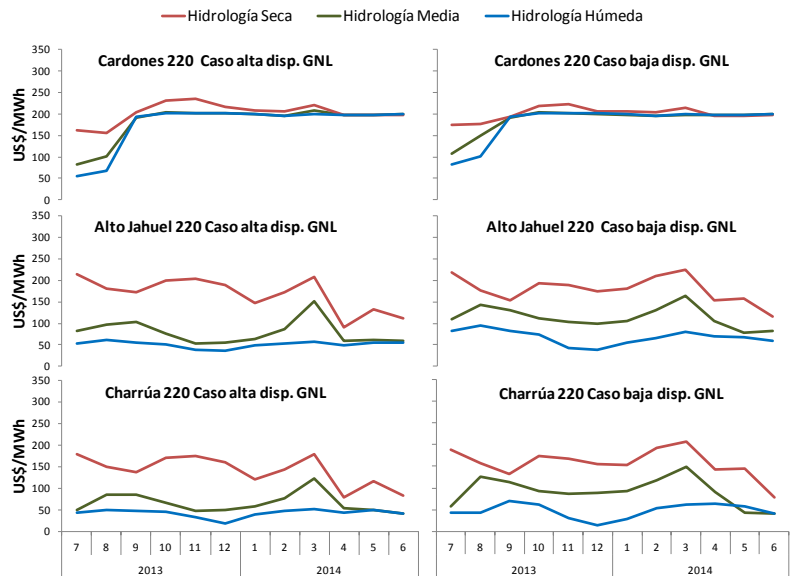


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

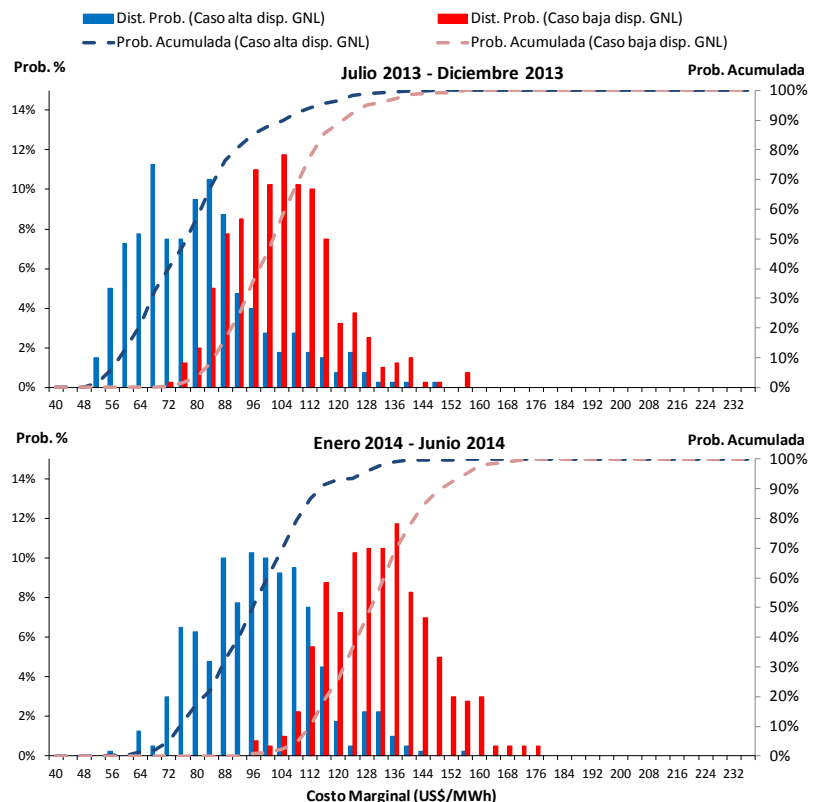


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costo marginal, promedio 6 meses SIC, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

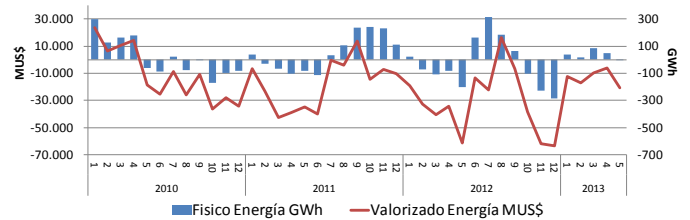
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

San Isidro ha mantenido su operación a GNL en sus dos ciclos combinados. Nueva Renca se encuentra fuera de operación tras una falla detectada en un mantenimiento mayor. La unidad 1 de Nehuenco ha mantenido su operación en base a GNL en tanto la unidad 2 se encuentra siniestrada.

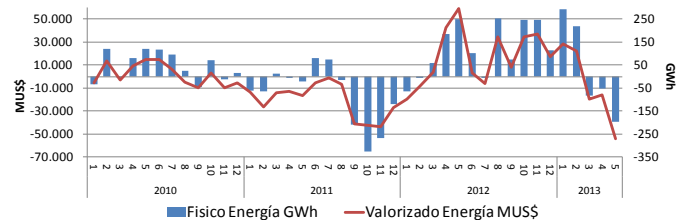
Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)		
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012			
Pasada	161	177	287	Bocamina (prom. I y II)	42,1	
Embalse	245	325	645	San Isidro GNL (prom. I y II)	70,8	
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3	
GNL	563	515	498			
Carbón	323	251	120	Transferencias de Energía May 2013		
Diésel	10	39	5	Total Generación (GWh)	1.314	
Eólico	12	8	14	Total Retiros (GWh)	1.318	
Total	1.314	1.314	1.569	Transf. Físicas (GWh)	-4,85	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-20,48	



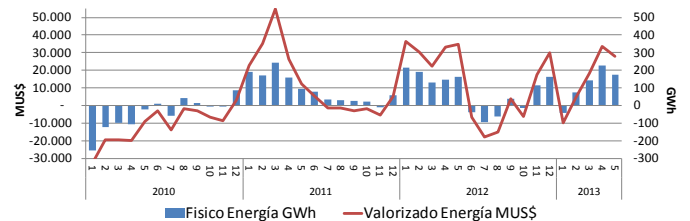
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)		
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012			
Pasada	152	172	273	Santa María	41,3	
Embalse	259	196	311	Nehuenco GNL I y II	0	
Gas	0	0	0	Candelaria GNL I y II	0	
GNL	269	159	0			
Carbón	152	260	200	Transferencias de Energía May 2013		
Diésel	94	133	138	Total Generación (GWh)	926	
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	1.123	
Total	926	920	921	Transf. Físicas (GWh)	-197	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-53,9	



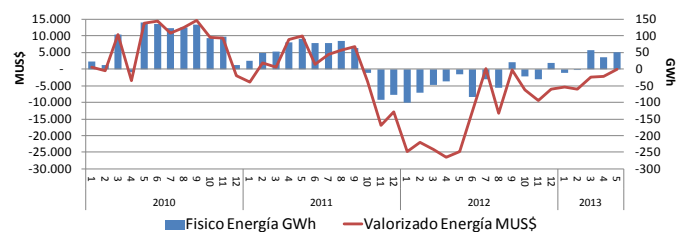
Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)		
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012			
Pasada	78	70	66	Ventanas prom. (prom. I y II)	48,2	
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	49,1	
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	139,7	
GNL	108	0	41			
Carbón	616	598	345	Transferencias de Energía May 2013		
Diésel	40	54	28	Total Generación (GWh)	847	
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	675	
Otro	5	4	8	Transf. Físicas (GWh)	172,7	
Total	847	727	487	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	27,76	



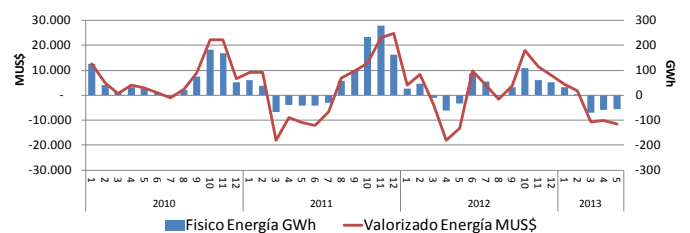
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)		
	May 2013	Jun 2013	Jun 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			
Carbón	433	436	335	Transferencias de Energía May 2013		
Diésel	0	0	0	Total Generación (GWh)	0	
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	6	
Total	433	436	335	Transf. Físicas (GWh)	8	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,0	



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)		
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012			
Pasada	46	24	44	Sólo centrales hidráulicas		
Embalse	94	99	237			
Gas	0	0	0	Transferencias de Energía May 2013		
GNL	0	0	0	Total Generación (GWh)	140	
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	194	
Diésel	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-54,37	
Eólico	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-11,43	
Total	140	124	281			



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING durante junio se caracterizó por un aumento importante en la participación de las centrales a carbón en comparación con el mes de mayo, causado por menores mantenimientos a estas unidades (solamente la Unidad 2 de Norgener), lo cual desplazó generación diesel y Fuel Oil disminuyendo éstas su participación.

En cuanto a la generación en base a GNL, la participación en la matriz de generación fue de un 7%, menor al mes de mayo (10%), siendo generado prácticamente en su totalidad por la unidad CTM-3 de Mejillones, propiedad de E-CI (la unidad U-16 de Tocopilla estuvo en mantenimiento durante entre el 24 de junio y el 2 de julio). 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.

El costo marginal durante junio se mantuvo cercano al costo variable del carbón y GNL durante las horas de demanda baja, en tanto en las horas de alta demanda fue determinado por unidades a carbón o GNL y, ocasionalmente, por unidades diesel. El promedio mensual del costo marginal de junio en la barra Crucero 220 fue de 74,5 US\$/MWh, lo cual representa un alza de 1,2% respecto del mes de junio (73,6 US\$/MWh), y una reducción de un 44% respecto de junio de 2012 (132,9 US\$/MWh).

En tanto, el valor de la RM39 durante el mes de mayo fue de 7,52 \$/kWh, con lo cual si se incluye en el costo marginal promedio de ese mes resulta en un valor de 89,3 US\$/MWh.

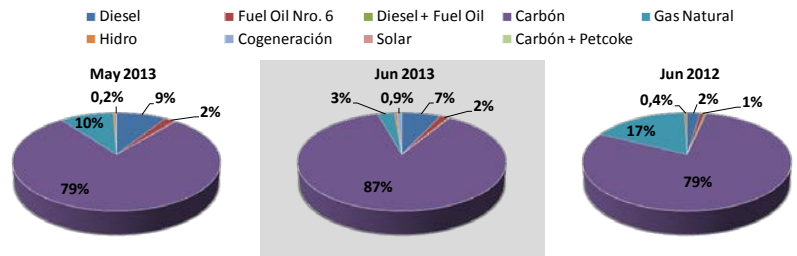


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

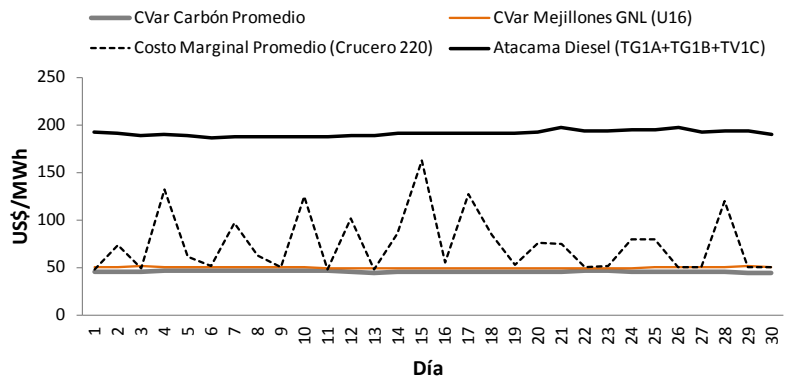


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de junio (Fuente: CDEC-SING)

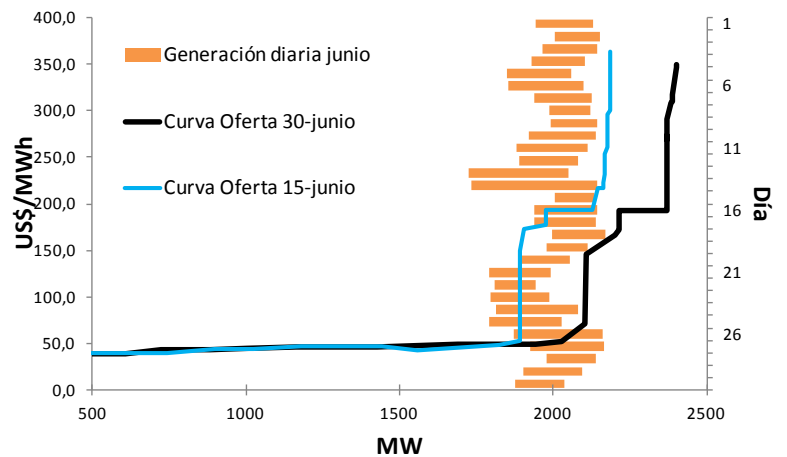


Figura 9: Generación diaria durante junio y curva de oferta al 30 y 15 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 66 MW y un proyecto de 90 MW de generación eólica.

Con respecto a la proyección del mes de junio, en la presente proyección se ha corregido a la baja el costo marginal proyectado, producto del aplazamiento de mantenimientos mayores de unidades generadoras por parte del CDEC-SING.

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

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2013	11,1%	11,7%	12,3%
	2014	13,0%	13,7%	14,4%
Diesel promedio US\$/Bbl		132,5		
Carbón US\$/Ton	Mejillones	84,2		
	Angamos	95,1		
	Tocopilla	89,7		
	Andina	87,6		
	Hornitos	94,2		
	Norgener Tarapacá	90,7		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones	5,9		
	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 75,3 US\$/MWh, en comparación a los 115,5 US\$/MWh del escenario de demanda base. Por otra parte, en el escenario de demanda alta el costo marginal promedio podría alcanzar los 153,9 US\$/MWh.

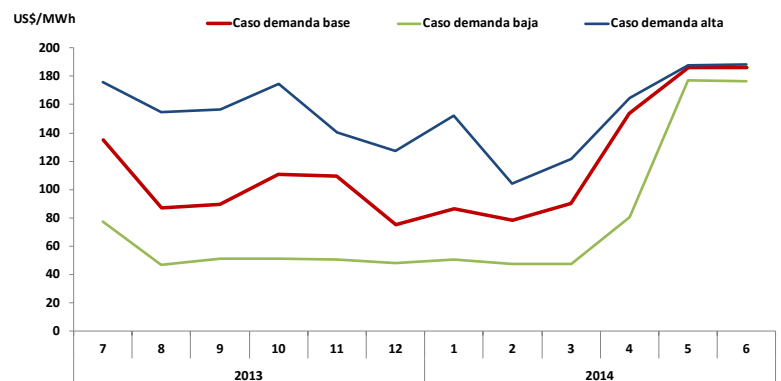


Figura 10: Proyección de costos marginal SING para la barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

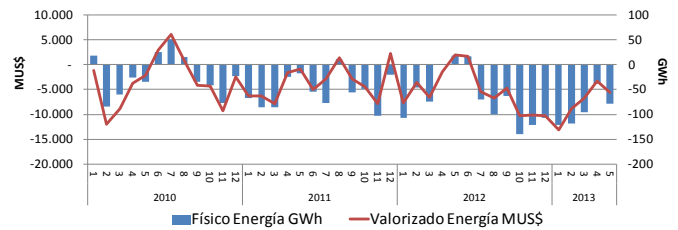
Análisis por empresa

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

Notar que en la presente edición del Reporte se han agrupado las empresas con empresas filiales o relacionadas.

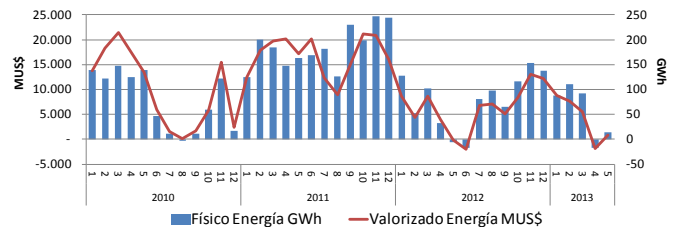
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)	
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012		
Diesel	5	5	3	Andina Carbón	46,1
Fuel Oil Nro. 6	27	20	10	Mejillones Carbón	41,6
Diesel + Fuel Oil	3	4	5	Mejillones GNL	49,6
Carbón	623	643	666	Transferencias de Energía May 2013	
Gas Natural	140	44	197	Total Generación (GWh)	800
Hidro	3	3	3	Total Retiros (GWh)	879
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-79
Total	800	719	885	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-5,577



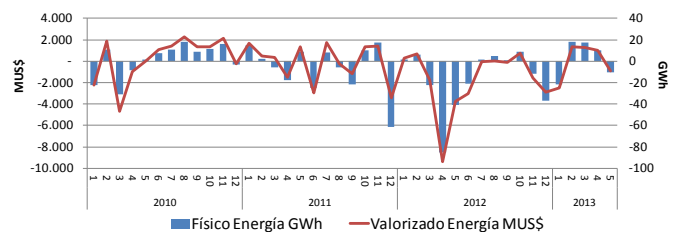
Gener (incluye Norgener y Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)	
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	49,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	40,3
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía May 2013	
Carbón	438	506	370	Total Generación (GWh)	438
Gas Natural	0	0	0	Total Retiros (GWh)	424
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	14
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	379,4
Total	438	506	370		



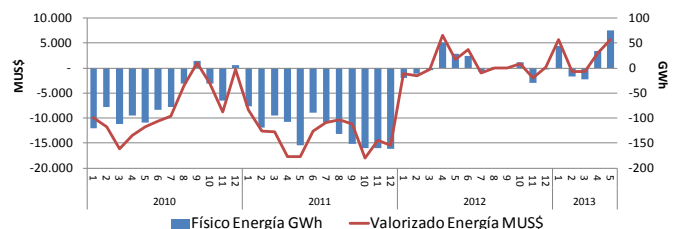
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)	
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012		
Diesel	1	1	1	Tarapacá Carbón	39,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía May 2013	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	77
Carbón	76	99	62	Total Retiros (GWh)	87
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-10
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-447,7
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	77	100	62		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2013 (US\$/MWh)	
	May 2013	Jun 2013	Jun 2012		
Diesel	123,7	92,2	27,9	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	191,2
Fuel Oil Nro. 6	0,0	0,0	0,0	Transferencias de Energía May 2013	
Diesel + Fuel Oil	0,0	0,0	0,0	Total Generación (GWh)	124
Carbón	0,0	0,0	0,0	Total Retiros (GWh)	49
Gas Natural	0,0	0,0	42,8	Transf. Físicas (GWh)	75
Hidro	0,0	0,0	0,0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.695,1
Carbón + Petcoke	0,0	0,0	0,0		
Total	123,7	92,2	70,7		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados indexado a junio de 2013 es de 80,28 US\$/MWh, referidos a la barra de suministro. En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa generadora. En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes.

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

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
AES Gener	83,3	5.419
Campanario	111,3	900
Colbun	86,0	6.782
Endesa	73,2	13.579
Guacolda	75,7	900
EMELDA	108,6	200
EPSA	112,1	75
Puyehue	92,5	100
Panguipulli	94,1	50
Monte Redondo	106,0	275
Precio Medio de Licitación		80,28

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
	US\$/MWh	GWh/año
Chilectra	65,1	12.000
Chilquinta	88,9	2.767
EMEL	79,1	2.007
CGE	103,5	7.220
SAESA	78,7	4.286
Precio Medio de Licitación		80,28

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de mayo de 2013, los retiros de energía afectos a la obligación establecida en la Ley 20.257 fueron iguales a 2.992 GWh durante ese mes. Por lo tanto, la obligación vigente equivalente al 5% de dichos retiros fue igual a 149,6 GWh. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante mayo fue igual a 227,6 GWh, es decir, un 52% mayor que la obligación.

De las inyecciones de energía ERNC del mes de abril, la mayor parte fue generada por centrales en base a biomasa (54,3%), seguido de centrales hidráulicas (32,2%) y eólicas (13,3%). En tanto, los generadores en base a tecnología solar representaron el 0,2% de las inyecciones ERNC del mes de mayo.

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

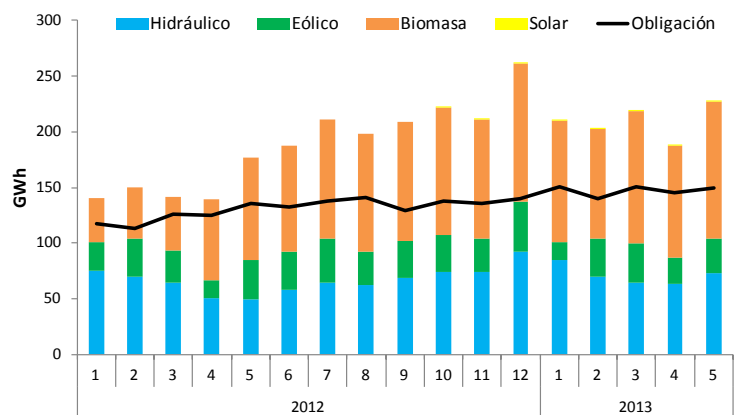


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

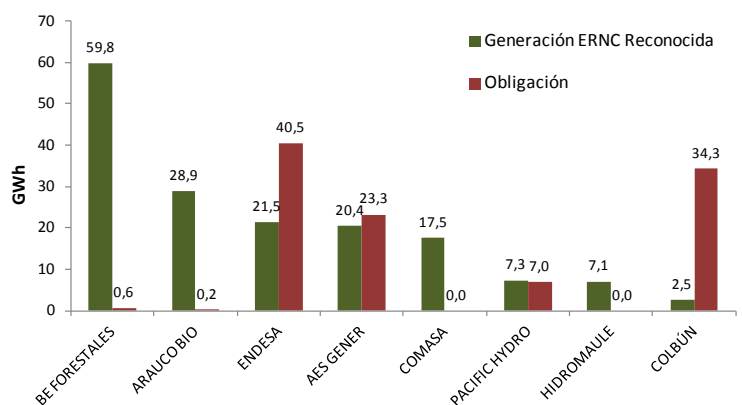


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, mayo 2013 (Fuente: CDEC-SING)

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 10 de julio fueron rechazadas por la Cámara de Diputados algunas de las modificaciones hechas al proyecto por el Senado, enviándose a Comisión Mixta. (ver más) .	Desde enero de 2013 se encuentra a la espera de ser votado en la sala del Senado para continuar con su discusión en particular en la comisión. En junio el Ministro de Energía expresó su confianza en que se logre un acuerdo político transversal (ver más) .	En el presente mes de julio el Gobierno ingresó al congreso el Proyecto de Ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para viabilizar interconexión de los sistemas SIC y SING (ver más) .	El lunes 10 de junio los CDEC del SIC y SING publicaron las versiones finales de los procedimientos de DO y DP del Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) para aprobación de la CNE (ver más SIC) (ver más SING) .	El pasado 20 de julio fue aprobado el Proyecto de Ley que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética Mediante Fuentes Renovables No Convencionales. Finalmente se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013. (ver más)

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

El 17 de junio de 2013 fueron se aprobaron y publicaron las bases de los procesos de licitación SIC 2013-01 y 2013-02, ambos procesos únicos para todas las distribuidoras del SIC. El primer proceso considera 362 GWh para el año 2013, 1.494 GWh para el año 2014, 4.502 GWh para el año 2015 y 4.546 GWh para los años 2016 al 2024; mientras que el segundo proceso considera un bloque de energía por tres años: 3.021 GWh para el año 2016, 5.648 GWh para el año 2017 y 8.473 GWh para el año 2018.

Parque generador SIC

Durante junio iniciaron inyecciones al SIC las centrales hidroeléctricas de pasada Ensenada y Los Corrales II.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

En el SIC los proyectos de generación en Estudio de Impacto Ambiental (EIA) totalizan 4.304 MW en calificación, con una inversión de 8.012 MMUS\$. Destacan este mes la aprobación de 103 MW de generación solar fotovoltaica en la II región (proyectos "Parque DAS" y "Parque Llano de Llampos") y la aprobación del proyecto Mini Central de Pasada "Huenteleufu" (6,7 MW – XIV región). Además, se presentaron 3 proyectos de generación solar en la III región por 306 MW, y las centrales hidroeléctricas de pasada "Perquilaquén" (17 MW – VII región) y "Rio Chanleufu" (6 MW – X región).

En el SING, los proyectos en EIA 1.734 MW en calificación, con una inversión de 5.314 MMUS\$. Destaca este mes la aprobación del proyecto a GNL "Kelar" (540 MW – II región), del proyecto eólico "Parque Andes Wind Parks" (65 MW – II región) y otros 559 MW de generación solar.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.036	4.089	2.993	6.457
Hidráulica	1.519	2.335	4.774	6.564
Solar	689	1.527	430	1.265
Gas Natural	32	15	929	575
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	0	0	1.476	1.122
Biomasa/Biogás	28	47	311	593
Carbón	0	0	4.730	8.447
TOTAL	4.304	8.012	15.713	25.352

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	974	4.556	3.946	12.305
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 Nº 6	0	0	216	302
Geotermia	0	0	50	180
TOTAL	1.734	5.314	8.461	20.745

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

julio2013



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado
Eléctrico y Regulación

plecaros@system.cl

Pablo Jiménez P. | Líder de Proyectos

pjimenez@system.cl

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