

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Agosto 2016

[Volumen 9, número 8]

Contenido

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

¿Qué esperar luego de las licitaciones de las distribuidoras?

Hace pocos meses, ni los pronósticos más optimistas se acercaban al definitivo 47,59 USD/MWh, que fue finalmente el precio promedio resultante del proceso de licitación 2015/01 y al que se adjudicaron 12.430 GWh anuales licitados, con inicio de suministro comprometido entre los años 2021 y 2022. El compromiso de los oferentes es importante, pues se traduce en contratos a 20 años, cuyo volumen de energía representa el 23% de la demanda regulada proyectada para la próxima década.

Este resultado supera ampliamente las metas propuestas por la Agenda de Energía de 2014, la que tenía como un objetivo reducir en un 25% los precios de licitación, lo que implicaba conseguir precios de alrededor de 95 USD/MWh. En la Figura 1 se presentan los precios de adjudicación de las últimas licitaciones, en donde el proceso 2015/01 se destaca por disminuir el precio promedio en 63% respecto a la licitación 2013-01 y un 56% respecto a la licitación 2013-03/2° llamado.

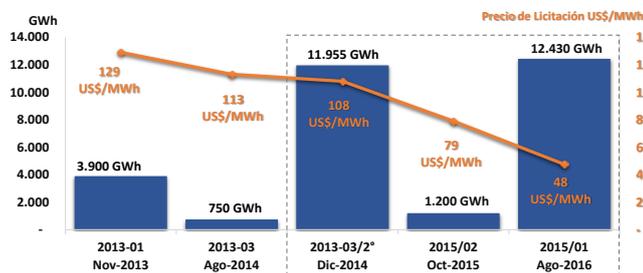


Figura 1: Energía y precio de adjudicación de las últimas licitaciones (Fuente: CNE)

El éxito de las últimas licitaciones se debe en gran medida a los cambios de las bases de licitación que el gobierno ha impulsado, en donde se destaca la realización conjunta de un único proceso para todas las distribuidoras, la anticipación de los llamados, la introducción de cláusulas que permiten mitigar riesgos para nuevos proyectos, la definición de bloques horarios, la consideración de las fórmulas de indexación en la evaluación y la duración de los contratos, entre otros. Sin embargo, es justo destacar que las medidas anteriores tuvieron efecto positivo también gracias a un contexto de mercado muy favorable, con costos marginales con expectativas de mantenerse bajos en el corto y mediano plazo, con costos de inversión con tendencia a la baja (particularmente para centrales solares y eólicas), y con grandes proyectos de demanda minera suspendidos o postergados. Además, hay que considerar el fin de los subsidios para las energías renovables en otros países, particularmente en Europa, lo que hizo que muchos inversionistas extranjeros comenzaran a mirar a Chile como un mercado atractivo para invertir. También la nueva ley de transmisión pudo haber influido en la obtención de precios de generación más competitivos, sin embargo, el efecto final para los clientes regulados debiese ser neutral. No menor en este balance es que los inversionistas extranjeros aprecian a Chile como un país estable, de regulaciones coherentes y de largo plazo, y con menores riesgos que otros países de la región.

Sin duda, los resultados de esta última licitación se traducirán en tarifas menores para los clientes regulados, aunque este efecto será acotado. El resultado de la última licitación se verá amortiguado por la existencia de otros contratos de energía a precios mayores, así como el efecto que producen las otras componentes de la tarifa tales como el IVA, cargos por capacidad, costos de distribución y transmisión, entre otros. Como ejemplo, para una cuenta típica de clientes residenciales de Santiago, hacia el 2022 la baja en el costo de

la energía se traduciría en alrededor de un 4% de baja en la tarifa total con respecto al valor actual (Figura 2), considerando que todas las demás componentes permanecen constantes¹. Este valor no incorpora el eventual aumento por equidad tarifaria. El impacto definitivo dependerá finalmente de la evolución de los índices de precios que se utilizan para indexar los contratos, así como el tipo de cambio usado para convertir los precios de contrato a pesos. En los años posteriores, el valor de la tarifa dependerá además de los precios despejados en licitaciones futuras.

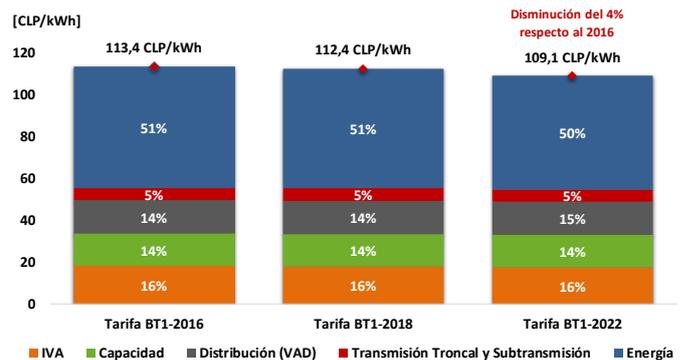


Figura 2: Precio de la tarifa regulada BT1 en Santiago sin equidad tarifaria, consumo de 200 kWh/mes (Fuente: CNE, elaboración propia)

Otra consecuencia relevante de los resultados de las licitaciones es que la señal de precios se traspasará al segmento de clientes libres, donde observamos que los contratos de dichos clientes se están renovando a precios menores que los que se podían obtener hace pocos años atrás. Esto es relevante, pues la meta de reducir costos de electricidad no solo es un objetivo para el segmento regulado, es más, es el segmento de clientes industriales y comercio donde la baja de precios afecta de forma más directa la competitividad del país. Sin duda la posibilidad de obtener un suministro eléctrico más económico es algo que, por ejemplo, la industria minera debería aprovechar para afrontar el bajo precio internacional de los metales, y eventualmente reactivar proyectos industriales en carpeta. También, ante el acotado efecto que tendrán estas licitaciones en las tarifas, existe interés de aquellos clientes regulados entre 500 kW y 5 MW por analizar la posibilidad de cambiarse a segmento libre y negociar contratos a precios más convenientes.

En la Figura 3 puede observarse la corrección a la baja de las proyecciones de demanda regulada de la CNE. Del gráfico se destaca la sobrecontratación que se produce el 2019 y 2021, el que se debe fundamentalmente a los inicios de suministro de los contratos de licitaciones. Si bien dicho efecto de "diente de sierra" es normal, dado el seguimiento a la demanda de contratos por bloques, llama la atención la magnitud de sobrecontratación, la que se explica fundamentalmente por expectativas iniciales de mayor demanda.

¹ Estimación realizada considerando índices de precios y tasa de cambio constantes.

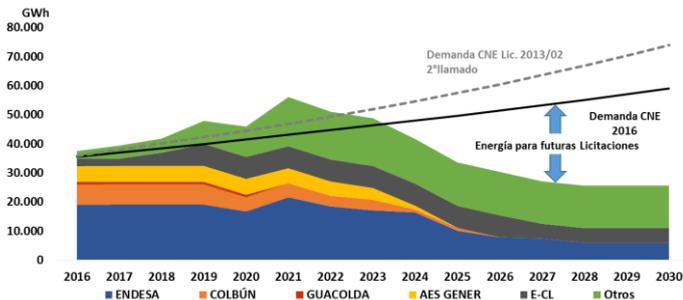


Figura 3: Energía contratada por empresa hasta el 2030 (Fuente: CNE)

También se aprecia que el vencimiento de contratos llevaría a un déficit aproximado de 6.320 GWh para el año 2024, razón por la cual la CNE anunció su intención de licitar a fines de este año a otro concurso donde ofertarán unos 3.800 GWh/año con inicio de suministro el 2023, al año siguiente licitar 7.200 GWh/año con inicio de suministro el 2024, y durante el 2018 licitar 8.900 GWh/año con inicio de suministro el 2025. Lo anunciado es coherente con el vencimiento de contratos, y podría corregirse en función del crecimiento de la demanda. Sin embargo, llama la atención la anticipación con que realizará este nuevo proceso para fin de año, por lo que probablemente la autoridad está tratando de repetir la estrategia exitosa de la última licitación.

Otro aspecto importante de analizar es la posición en que quedan las empresas generadoras con mayor participación de mercado. La Tabla 1 muestra un resumen de los últimos tres procesos, versus los contratos regulados que vencen a diciembre del 2021. Engie (ex E-CL) logró nuevos contratos de suministro gracias a la licitación 2015-03/2do llamado, y sólo Endesa logró renovar parcialmente su energía contratada a un precio menor. Por su parte Colbún y Gener quedarán más expuestos al mercado spot, al menos hasta el año 2023, dependiendo de si logran adjudicarse nuevos contratos de suministro en las próximas licitaciones o contratos con clientes libres.

Tabla 1: Resumen de contratos de grandes empresas que vencen al 2021 versus los obtenidos en las últimas licitaciones (Fuente: CNE)

Empresa	Contratos que vencen hasta diciembre de 2021		Contratos obtenidos en las últimas 3 licitaciones	
	Energía (GWh/año)	Precio de contrato (US\$/MWh)	Energía (GWh/año)	Precio adjudicado (US\$/MWh)
Endesa	6.565	59,4	5.918	50,7
Colbún	3.282	59,4	-	-
AES Gener	300	67,4	-	-
Guacolda	900	64,0	-	-
Engie (ex E-CL)	0	-	5.039	109,5
Total	11.048	60,0	10.957	77,8

Dicha exposición al spot resulta un tema relevante para las proyecciones de las empresas con generación existente, pues se espera una importante oferta nueva que se agregará al sistema, en condiciones en que el crecimiento económico del país se ha reducido, lo que implica proyecciones de consumo eléctrico menores, junto con el atraso o cancelación de proyectos de consumos mineros importantes. A lo anterior se suma la baja en las proyecciones de precios de combustibles, lo que hace prever un mercado spot bajo, en un rango de 40 a 50 US\$/MWh en el mediano plazo.

En efecto, si consideramos los 25.585 GWh/año adjudicados en los últimos tres procesos, cerca de un 70% de dicha energía corresponde a proyectos nuevos de generación, los que debían comenzar a materializarse a partir del año 2016 en adelante, lo que equivale a cerca de 5.000 MW de nueva capacidad instalada (Figura 4).

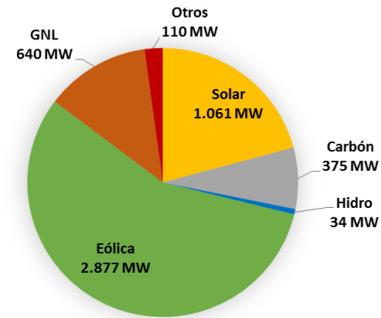


Figura 4: Capacidad instalada aproximada de proyectos nuevos de las últimas tres licitaciones (Fuente: elaboración propia)

Sin embargo, al revisar el status de los proyectos de las dos licitaciones anteriores, cerca de 200 MW aún no han comenzado su operación comercial, pese a que debían iniciar suministro en enero de 2016². Además, muchos aún no inician su construcción.

Como antecedente de la no concreción de proyectos, SunEdison traspasó uno de sus contratos, obtenido en el proceso 2013-03/2º llamado, de 345³ GWh/año a Colbún, el que tenía un precio de 85 US\$/MWh. Una transacción similar tuvo lugar entre Solar Pack y Luz del Norte, por el contrato obtenido en el proceso 2015-02, por 110 GWh/año a 64,8 US\$/MWh. Por lo tanto, no es claro que los proyectos solares que respaldaban dichas ofertas, Olmué, Santa Sofía, Los Libertadores y La Constitución, se concreten.

Es importante que la autoridad esté vigilante a la materialización de todos los proyectos que respaldan las licitaciones. No sería deseable que las licitaciones se transformen en un mercado especulativo, donde una vez obtenidos los contratos exista riesgo de no poder cumplirlos. Si bien las licitaciones consideran un informe de riesgo, los requisitos actuales podrían ser insuficientes. Ya se han realizado propuestas de evaluar con mayor profundidad la firmeza de las ofertas (capacidad de respaldo eficiente), realizando un proceso previo que permita obtener certificados de "energía ofertable".

Por otra parte, también surge un desafío importante con los más de 9.000 MW en proyectos que no consiguieron adjudicarse bloques de energía en las últimas licitaciones. Esto abrirá una oportunidad de mercado de compra de proyectos, particularmente de ERNC, a actores con mayor respaldo financiero, que puedan continuar su desarrollo y posterior materialización cuando mejoren las condiciones de mercado. Asimismo, esto podría abrir una oportunidad de abastecimiento competitivo interesante para el segmento de clientes libres.

Sin duda el desafío inmediato es la materialización de todos los nuevos proyectos que respaldan los contratos de suministro que han sido adjudicados. Es relevante que dichas inversiones se desarrollen en un ambiente favorable, que permita la obtención de financiamiento y de los permisos necesarios para su construcción, además de mejorar la necesaria infraestructura en transmisión, entre otros.

Igualmente, los niveles de precios obtenidos en la licitación 2015-01 plantean muchas dudas e incertidumbres. Cabe preguntarse si dichos niveles son sostenibles a futuro para las energías de base. En este sentido, el gobierno tiene un importante rol en promover condiciones de mercado coherentes con los objetivos de largo plazo, en particular, debe definir su posición sobre cuál será el rol de centrales GNL e hidroelectricidad de embalse como tecnologías de base y, necesariamente, complementarias a las ERNC.

² Fe de errata: se corrigió la capacidad de los proyectos y se precisó información.
³ Fe de errata: se corrigió el volumen de energía y agregó proyecto Santa Sofía.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de julio la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 28%, levemente mayor al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL se mantuvo en 21%, mientras que el carbón aumentó en un 35%. Lo anterior se tradujo en una menor participación diésel (ver Figura 5).

Durante el mes de julio estuvieron en mantenimiento mayor la central Nehuenco II (108 MW aún en mantenimiento), Cipreses U-3 (38 MW por 9 días) y Abanico (136 MW por 22 días), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 28% del promedio mensual histórico (ver Figura 6). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a julio de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 93%, es decir, se ubica entre el 7% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante julio la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante, donde la central San Isidro operó con GNL a un precio promedio declarado de 5,18 US\$/MMBtu. Por otro lado Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 6,84 US\$/MMBtu promedio del mes.

En julio de 2016 el costo marginal del SIC promedió 102,7 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 39% mayor respecto al mes de julio de 2015 (73,7 US\$/MWh), y 3% menor respecto a junio de 2016 (105,9 US\$/MWh).

Los costos marginales en julio estuvieron fuertemente determinados por el valor de agua (ver Figura 7). El cual se mantuvo por la escasez de recursos hídricos y la paralización de Guacolda (152 MW), Bocamina (350 MW), además de la de Nehuenco II (390 MW) por un incendio ocurrido a fines del mes anterior.

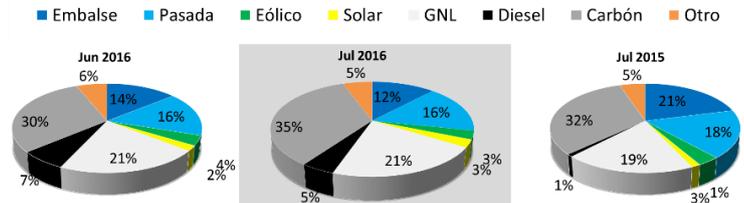


Figura 5: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

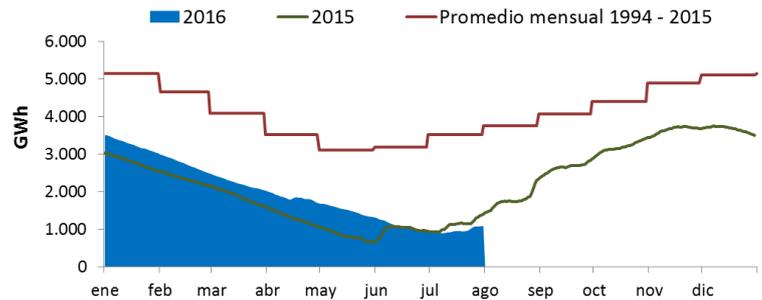


Figura 6: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC)

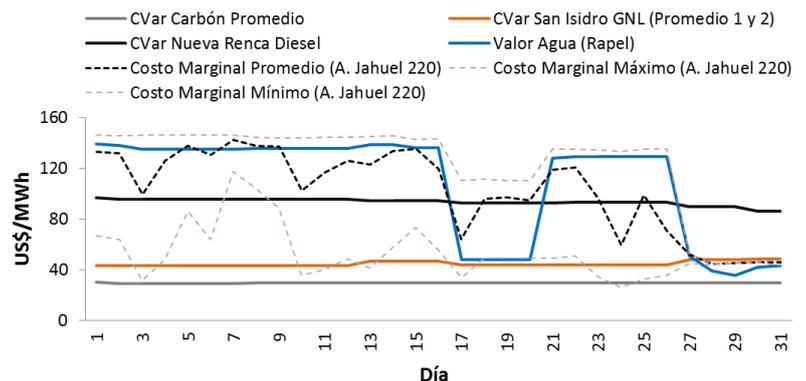


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio (Fuente: CDEC-SIC)

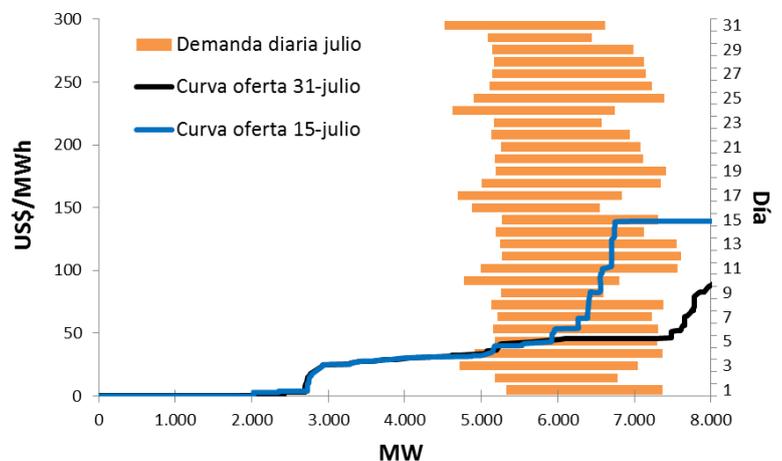


Figura 8: Demanda diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

De acuerdo a la última información publicada se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el periodo agosto-diciembre de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP durante agosto de 2016. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada durante agosto-octubre de 2016. Adicionalmente, se han considerado los mantenimientos de las unidades generadoras del SIC según lo establecido en el último programa de mantenimiento mayor.

Es importante mencionar que dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el CDEC-SIC, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto a los costos reales.

Tabla 2: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses System (Fuente: System)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016	1,75%	
	2017	2,50%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		69,9
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		66,7
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro	4,7
		Nehuenco Nueva Renca	0,0
Disponibilidad GNL	San Isidro (Ago16 - Dic16)	Limitada	Limitada
	San Isidro (Ene17 - Jul17)	Completa	Completa
	(2) Nueva Renca (Ago16)	Completa	Limitada
	Nueva Renca (Nov16 - Jul17)	0	0
	Nehuenco (Ago16 - Oct16)	Limitada	Limitada
	Nehuenco (Nov16 - Dic16)	0	0
Nehuenco (Ene17 - Abr17)	Limitada	Limitada	
Nehuenco (May17 - Jul17)	0	0	

(1): Precio promedio declarado para el mes de Agosto.
(2): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

Tabla 3: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Dev. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Dev. Est. %
Ago-2016 a Dic-2016	34,21	18,41	35,84	18,33
Ene-2017 a Jul-2017	36,96	12,57	41,23	16,59

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.592 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 953 MW son solares, 500 MW eólicos, 139 MW hídricos.

Cabe destacar que muchos de los proyectos de generación han atrasado su fecha de entrada en uno o dos meses con respecto a las fechas informadas en el mes anterior.

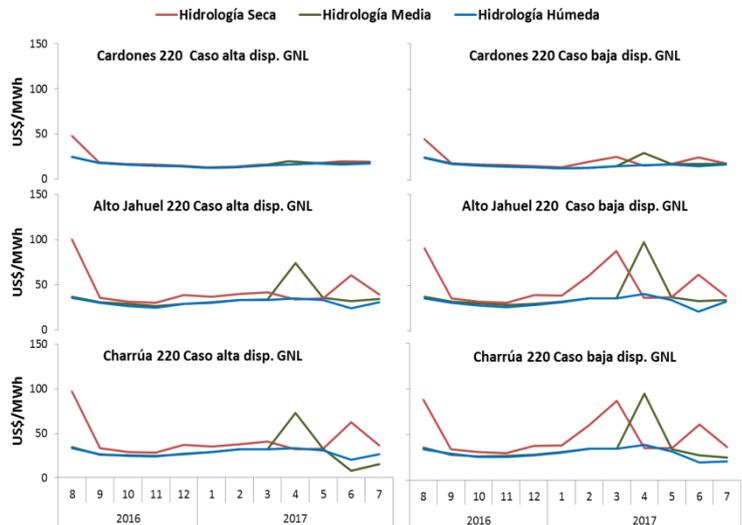


Figura 9: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

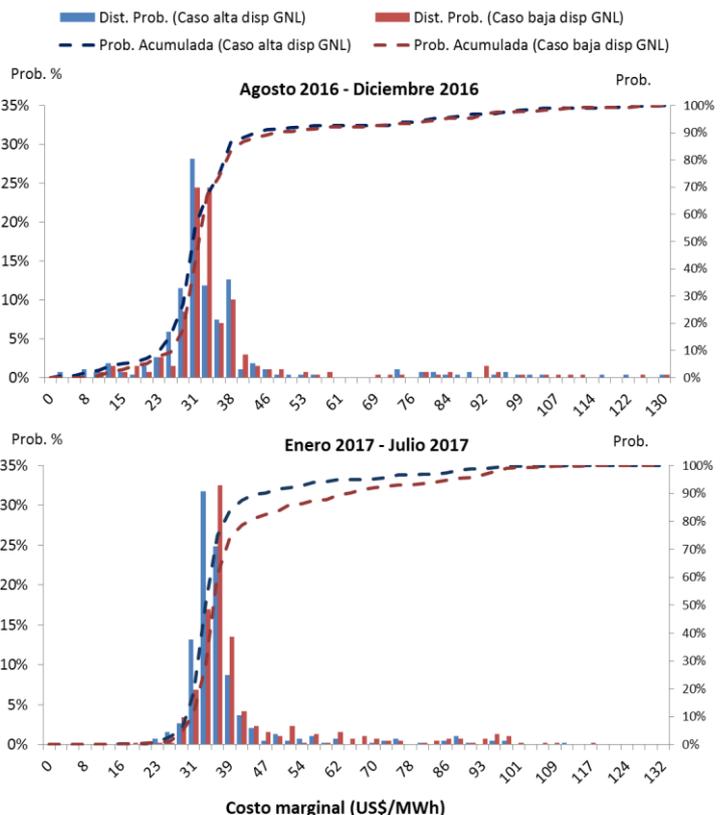


Figura 10: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

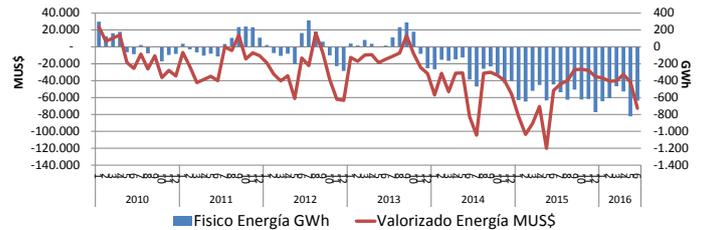
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En julio, Endesa presentó un aumento de su generación GNL y una disminución de su generación hidráulica. Colbún en cambio, disminuyó su generación en todas sus fuentes a excepción del GNL. Por su parte, AES Gener disminuyó levemente su generación GNL y aumentó su generación carbón, al igual que Guacolda que aumentó su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche aumentó su generación hidráulica.

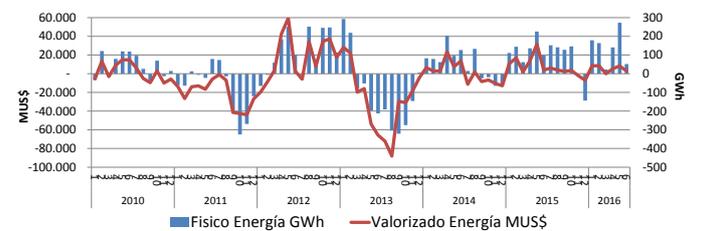
Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Pasada	216	201	216	Bocamina (prom. I y II)	33,7
Embalse	334	273	479	San Isidro GNL (prom. I y II)	44,7
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	535	559	299	Transferencias de Energía Jun 2016	
Carbón	118	339	263	Total Generación (GWh)	1.215
Diésel	2	0	0	Total Retiros (GWh)	1.852
Eólico	10	7	10	Transf. Físicas (GWh)	-636,8
Total	1.215	1.378	1.266	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-72,7



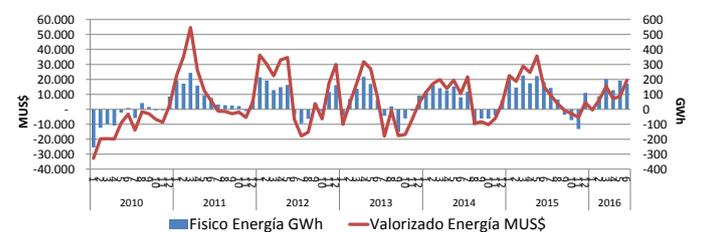
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Pasada	183	137	182	Santa María	25,3
Embalse	180	127	329	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	83,8
GNL	210	218	395	Transferencias de Energía Jun 2016	
Carbón	251	232	221	Total Generación (GWh)	1.021
Diesel	197	93	0	Total Retiros (GWh)	970
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	51
Total	1.021	807	1.126	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,8



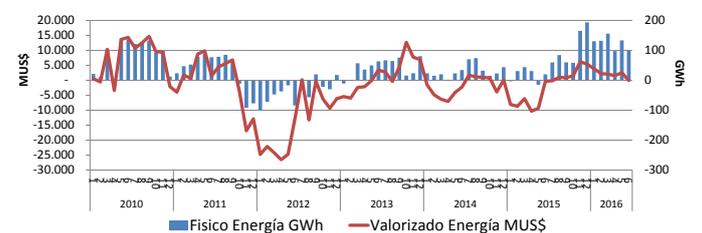
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Pasada	83	83	56	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,3
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	31,3
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	3,8
GNL	216	214	189	Transferencias de Energía Jun 2016	
Carbón	580	605	594	Total Generación (GWh)	886
Diesel	3	5	4	Total Retiros (GWh)	713
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	172,8
Otro	4	3	3	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19,4
Total	886	911	846		



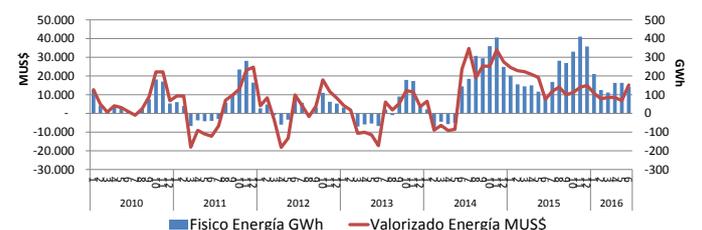
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	27,8
Embalse	0	0	0	Guacolda III	24,1
Gas	0	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2016	
Carbón	413	425	397	Total Generación (GWh)	413
Diesel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	314
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	99,3
Total	413	425	397	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Pasada	45	61	29	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	125	154	160	Transferencias de Energía Jun 2016	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	170
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	28
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	142
Diesel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	15,2
Eólico	0	0	0		
Total	170	215	189		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de julio estuvo marcada por la disminución en un 1% en la generación diésel, mientras que aumentó en un 2% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación a carbón disminuyó en un 3% (ver Figura 11).

Durante julio estuvieron en mantenimiento mayor las unidades NTO1 de la central Norgener (AES Gener 139 MW), U14 de la central Tocopilla (E-CL 136,4 MW) y las unidades 1, 5, 10, 11 y 12 de la central Diesel ZOFRI (ENOR Chile 4,6 MW), entre otras.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de E-CL fue de 4,3 US\$/MMBtu promedio en julio. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de E-CL se ubicó a la par con los costos variables promedio del carbón (ver Figura 12).

Los costos marginales de julio en demanda baja fueron marcados por el carbón y GNL, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por la tecnología diésel (ver Figura 12).

El promedio mensual del costo marginal de julio en la barra Crucero 220 fue de 82,1 US\$/MWh, lo cual representa una disminución del 3,9% respecto del mes de junio de 2016 (85,4 US\$/MWh), y un aumento de un 61,6% respecto a julio de 2015 (50,8 US\$/MWh).

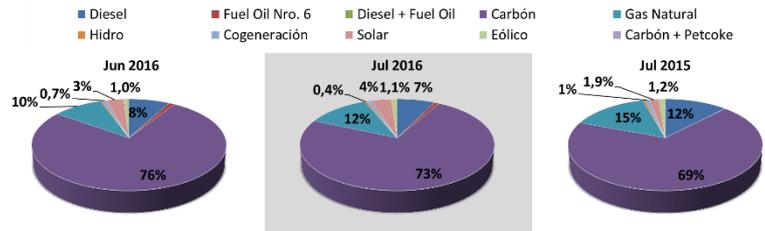


Figura 11: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

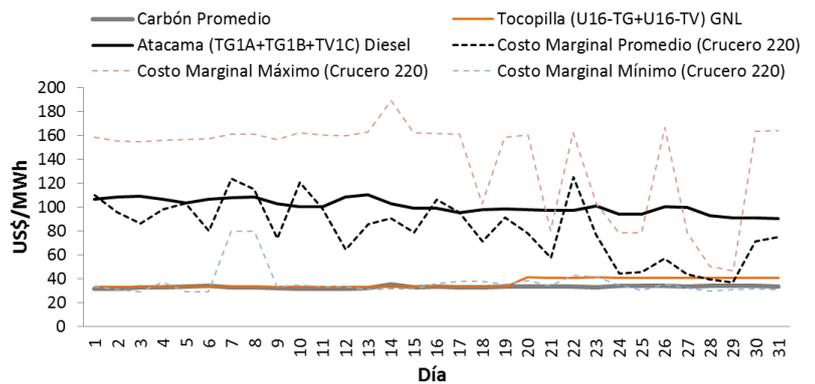


Figura 12: Principales costos variables y costo marginal diario de julio (Fuente: CDEC-SING)

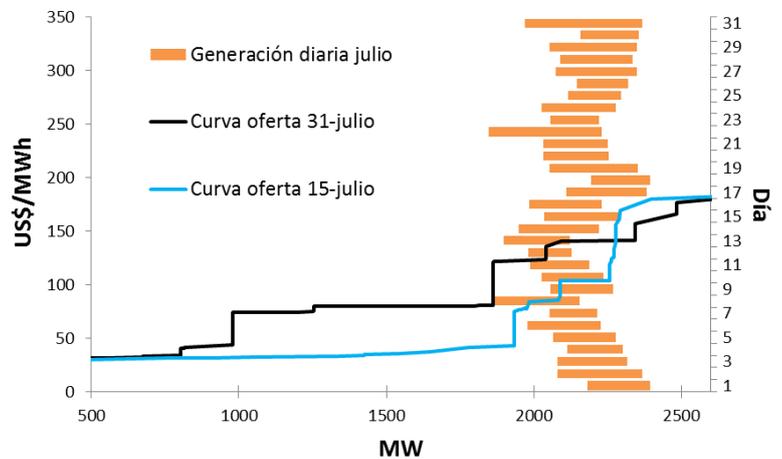


Figura 13: Generación diaria durante julio y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica para el 2016 crezca cerca de un 8,6% con respecto al año anterior. No obstante, considerando el escenario actual de desaceleración de la actividad minera en el país que ha involucrado anuncios de paralización de algunas faenas y la reducción de la producción de otras, no es posible garantizar que las proyecciones de demanda se mantengan en el corto plazo.

A raíz de la incertidumbre asociada a la estimación de demanda en el SING, Systep ha considerado 3 escenarios distintos de demanda para esta proyección de costos. A partir de la proyección de la demanda base, que considera las expectativas informadas por los grandes clientes, se derivan dos casos comparativos: baja demanda y alta demanda.

Tabla 4: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING		Demanda baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2016	5,7%	8,6%	11,5%
	2017	2,8%	5,4%	7,8%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		64,5	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	63,5	
		Angamos	59,2	
		Tocopilla	61,3	
		Andina	61,4	
		Hornitos	59,9	
Norgener		66,7		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,4 - 11,5		
	U16	Limitada		
Disponibilidad GNL	CTM3	Sin GNL		
	Otros	Sin GNL		

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección.

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 521 MW solares, 112 MW eólicos y 790 MW térmicos. En septiembre del presente año entraría en operación la central Kelar (CC-GNL, 513 MW), y la central Cochrane II (carbón, 229 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 38,9 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 37,8 US\$/MWh y 40,6 US\$/MWh respectivamente.

Cabe destacar que debido a la entrada en operación de nuevos proyectos de generación de base en el SING (Kelar y Cochrane), los costos marginales en los distintos escenarios de demanda no presentan diferencias significativas.

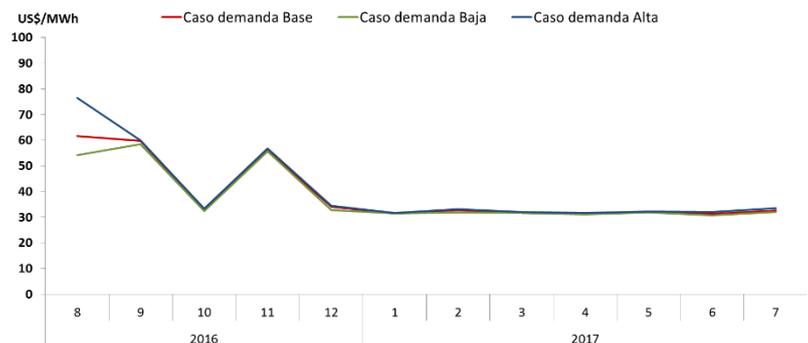


Figura 14: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

Dado el impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se consideró en la proyección la última actualización del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING.

Respecto a las unidades térmicas en base a GNL, se actualizó la disponibilidad de GNL de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a lo proyectado en el mes de julio de 2016 por el CDEC-SING. Cabe destacar que el despacho programado de la unidad U16 en el horizonte de 12 meses aumentó en 49% respecto a la proyección del mes anterior.

Finalmente, es importante mencionar que los resultados aquí expuestos corresponden a la simulación del despacho económico de carga del SING, en donde el costo marginal corresponde al costo variable de la unidad más cara en operación. En la proyección no se considera la aplicación de toda la normativa legal vigente: Procedimiento de Cálculo del Costo Marginal (CDEC-SING), Resoluciones Ministeriales y otros. Por tanto, los costos marginales proyectados podrían sobrestimar los costos marginales finalmente utilizados en las transferencias de energía en el CDEC.

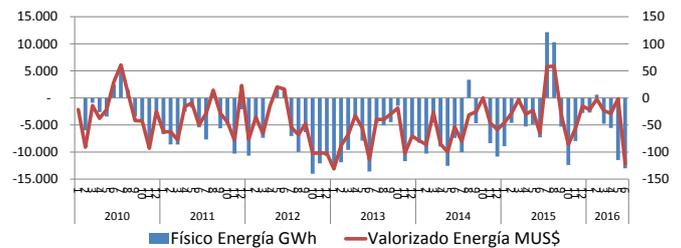
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de julio, E-CL aumentó su participación GNL y aumentó la generación a carbón, aumentando la energía total generada respecto al mes anterior. Por su parte, AES Gener disminuyó su generación en base a carbón, mientras que Celta no operó con carbón este mes. Finalmente, GasAtacama disminuyó su operación diésel este mes.

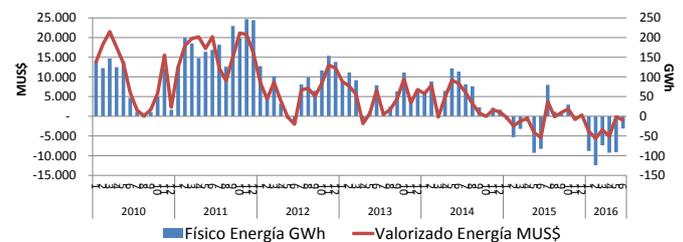
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Diesel	5	5	2	Andina Carbón	31,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Mejillones Carbón	37,0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	36,3
Carbón	534	571	568	Transferencias de Energía Jun 2016	
Gas Natural	120	187	139	Total Generación (GWh)	661
Hidro	2	3	4	Total Retiros (GWh)	791
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-130,0
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-12.169
Total	661	766	714		



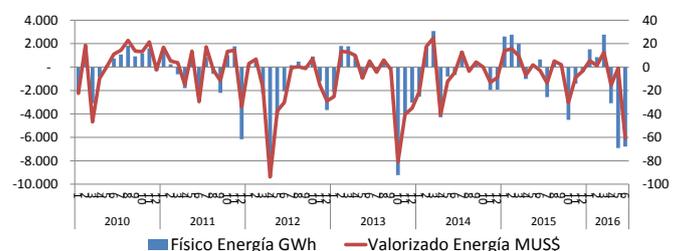
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	29,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	30,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2016	
Carbón	548	503	392	Total Generación (GWh)	548
Gas Natural	0	0	75	Total Retiros (GWh)	579
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-31,0
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-966
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	548	503	467		



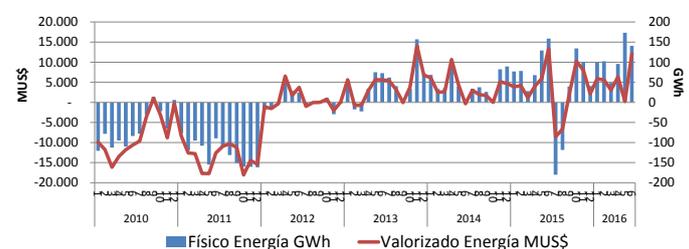
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Diesel	1,7	1,0	0,5	Tarapacá Carbón	29,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	2
Carbón	0	0	102	Total Retiros (GWh)	70
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-67,8
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-6.076
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	2	1	103		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jul 2016 (US\$/MWh)	
	Jun 2016	Jul 2016	Jul 2015		
Diesel	117	106	184	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	100,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Jun 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	157,1
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	16,6
Gas Natural	40	7	16	Transf. Físicas (GWh)	140,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	12.045
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	157	114	200		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2016, es de 79,8 US\$/MWh para el SIC y 70,7 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 5).

En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra y EMEL acceden a menores precios y, en contraste, actualmente CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del SIC y SING.

Los valores de la Tabla 5 y 6 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a mayo de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de junio de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.238 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 267 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante junio fue igual a 525 GWh, es decir, superó en un 97% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de junio, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (32,7%), seguidas por biomasa (26,8%) y centrales solares (23,5%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 17% de la energía ERNC. La Figura 16 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de junio, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a julio 2016 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	76,2	19.020
COLBÚN	81,2	6.932
AES GENER	77,2	5.446
CAMPANARIO	112,4	990
GUACOLDA	66,1	900
PANGUIPULLI	123,3	565
M. REDONDO	107,0	303
D. ALMAGRO	109,8	220
CHUNGUNGO	90,5	190
PUYEHUE	95,6	165
PUNTILLA	113,3	83
ERN-C1	115,3	60
C. EL MORADO	118,6	40
CAREN	113,0	25
SPV P4	100,0	20
Precio Medio de Licitación SIC	79,8	
SING		
E-CL	70,7	2.530
Precio Medio de Licitación SING	70,7	

Tabla 6: Precio medio de licitación indexado a julio 2016 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,1	14.184
Chilquinta	90,1	3.473
EMEL	70,8	2.445
CGED	102,0	10.115
SAESA	67,2	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	79,8	
SING		
EMEL-SING	70,7	2.530
Precio Medio de Licitación SING	70,7	

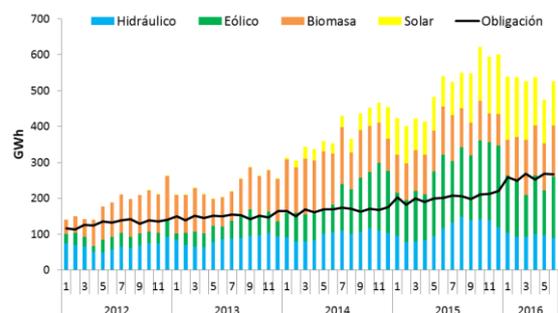


Figura 15: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

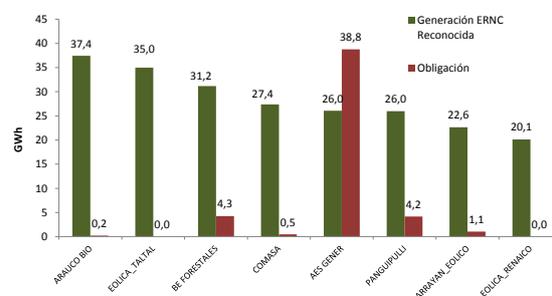


Figura 16: Generación reconocida y obligación por empresa, junio de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Lev de servicios del Gas

Por unanimidad la Sala del Senado aprobó en general el proyecto, en segundo trámite, que modifica la Ley de Servicios de Gas, por lo que la iniciativa quedó en condiciones de ser discutida en particular por la Comisión de Minería y Energía. Para ello, se fijó plazo para presentar indicaciones el día 2 de septiembre [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Lev General de Servicios Eléctrico

El 11 de agosto inicio el segundo trámite constitucional el proyecto que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor". La ley introduce mecanismos para la exclusión de pagos de reposición por parte del cliente [\(ver más\)](#) [\(ver más\)](#).

Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

Se le agregan modificaciones al proyecto de ley: Empresa Nacional Del Petróleo, Gobierno Corporativo de Empresas Del Estado, que busca modificar el gobierno corporativo de ENAP. La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE [\(ver más\)](#).

Acciones eléctricas sufren fuerte caída tras resultado de licitación [\(ver más\)](#)

AES Gener vio un retroceso de 7,81%, arrastrada por la noticia de que su filial Alto Maipo ha sufrido una serie de inconvenientes para materializar la iniciativa hidroeléctrica. Por su parte, ECL (Engie) registró la segunda mayor baja entre las eléctricas.

Publicación de bases de licitación de nuevas obras troncales [\(ver más\)](#)

Las nuevas obras buscan ampliar la capacidad de transmisión entre Los Cóndores y Parinacota 220 kV en el norte del SING. Además de la ampliación de la zona Cardones – Pan de Azúcar en el norte del SIC.

En etapa final de construcción se encuentra planta de energía fotovoltaica Finis Terrae [\(ver más\)](#)

El parque fotovoltaico tiene una capacidad instalada de 160 MW y puede generar más de 400 GWh al año. Esta planta se construyó en terreno fiscal entregado en concesión onerosa por Bienes Nacionales.

SEC multa a GasAtacama con más de US\$8,3 millones por afectar operación del sistema [\(ver más\)](#)

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) sancionó a la empresa, perteneciente a Endesa, con el máximo monto legal posible, por entregar información incorrecta, en cuanto a sus mínimos técnicos y a tiempos mínimos de operación, lo que hizo encarecer el costo final de la electricidad del Sistema Interconectado del Norte Grande.

Alto Maipo estima sobrecosto de hasta 20% por problemas en obra [\(ver más\)](#)

La central considera una inversión de US\$ 2.053 millones y entraría en operación a fines de 2018 o principios de 2019. En la empresa desestiman atrasos.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 9.442 MW, con una inversión de MMUS\$ 20.029. En el último mes se aprobó proyecto a GNL "El Campesino", con una capacidad instalada de 640 MW y una inversión de 804 MMUS\$. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental tres proyectos solares (436 MW), un proyecto GNL (540 MW) y un proyecto hidráulico (11,5 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.375 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.570, mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes ingresaron al sistema de evaluación ambiental dos proyectos solares (193,2 MW).

Tabla 7: 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	2.300	4.348	6.150	12.720
Hidráulica	306	785	3.352	5.674
Solar	3.585	11.619	6.703	16.252
Gas Natural	2.661	2.809	1.604	1.425
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	523	293	1.779	5.531
Biomasa/Biogás	67	175	426	874
Carbón	0	0	5.236	10.031
TOTAL	9.442	20.029	25.319	52.838

Tabla 8: 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	3.035	14.010	8.039	25.592
GNL	1.290	1.300	1.300	1.158
Eólico	0	0	2.074	4.099
Carbón	0	0	1.770	3.500
Diesel	0	0	207	340
Fuel-Oil Nº 6	0	0	216	302
Geotérmica	50	260	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.375	15.570	13.955	35.556

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

agosto2016



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

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Iván Chaparro U. | Líder 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.