

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Julio 2016

[Volumen 9, 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

Chile y su interconexión eléctrica internacional

Las interconexiones eléctricas internacionales ofrecen una serie de ventajas técnicas y económicas, razón por la que se han consolidado extensamente en el mundo desarrollado. América Latina no ha estado exenta de estas iniciativas, con la interconexión centroamericana como un importante ejemplo. El desarrollo de centrales hidroeléctricas binacionales como Itaipú, Yacyretá, Garabí y Salto Grande, también ha permitido interconectar Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.

Es así como el proyecto "Sistema de Interconexión Eléctrica Andina" (SINEA), impulsado por la Comunidad Andina de Naciones (CAN y de la cual Chile es miembro asociado) tiene importancia para el desarrollo futuro de Chile, pues pretende interconectar los sistemas eléctricos andinos que van desde Colombia hasta nuestro país.

Sin embargo, el hecho más relevante hasta ahora ha sido la autorización por el gobierno para permitir el flujo bidireccional de energía entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), por medio de la línea Andes-Salta 345 kV existente. En febrero pasado se registró exitosamente la primera exportación de energía al sistema argentino¹. A la fecha, más de 100 GWh de energía han circulado por la línea de interconexión, registrándose sólo en abril una pequeña importación desde el SADI². El enlace, de propiedad de AES Gener, permite una transferencia máxima de 200 MW, pudiendo ampliarse sólo bajo la determinación expresa de la Dirección de Operaciones del CDEC-SING. Cuando se interconecten el SIC con el SING, AES Gener deberá solicitar un nuevo permiso de exportación. La particularidad de esta interconexión implica que AES Gener es el único autorizado a exportar energía eléctrica a Argentina.

En el ámbito de la CAN, se prevé que la interconexión con Perú se realizará a partir de la siguiente década. Estudios realizados por el Banco Interamericano de Desarrollo aseguran que ambos sistemas verán beneficios económico-técnicos, especialmente si la solución de interconexión es realizada en 500 kV, en el contexto de la unión del SIC y SING³. La interconexión dará además espacio para el desarrollo en el norte de nuevos proyectos de generación (ERNC), al levantar las restricciones de transmisión existentes en la zona. A la fecha sólo se han realizado estudios de factibilidad técnico-económica. Las contrapartes deberán definir las bases para licitar (si es el caso) la interconexión, cómo será la recaudación de fondos para pagar la inversión, apoyar los procesos de autorización ambiental y coordinar con las respectivas empresas transmisoras en cada país.

El desarrollo de futuras interconexiones internacionales estará condicionado por definiciones de cómo se formarán y operarán estas nuevas relaciones bilaterales que simultáneamente deberán cumplir las leyes de cada país. Respecto a esto último, la nueva Ley de Transmisión redefine los segmentos del sistema de transmisión, incluyendo en ellos los sistemas de interconexión internacional (y que están sometidos a normas especiales). La exportación/importación de energía sólo podrá ser efectuada bajo autorización del Ministerio de Energía, otorgado por decreto supremo (y en el cual se establecen los aspectos regulatorios del intercambio), y previo informe a la SEC, CNE y el Coordinador, según corresponda. Las interconexiones podrán ser definidas según su interés, pudiendo ser pública o privada: las primeras estarán sujetas a régimen de acceso abierto, definiéndose también el método de valoración y remuneración de éstas; mientras que las últimas se regirán por sus respectivos contratos y la normativa vigente.

Finalmente, y por primera vez, asignará al Coordinador la nueva obligación de coordinar la operación técnica-económica de los sistemas de interconexión internacional, asegurando la utilización óptima de recursos energéticos y la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Una interconexión con países vecinos no sólo traería beneficios técnicos como una mayor estabilidad de frecuencia (lo cual es particularmente importante para el SING), además de un mayor respaldo energético y de reservas a cada sistema en caso de contingencias, sino que también podría generar ganancias por concepto de diferencias de precios y eventuales rentas de congestión. Sobre todo, posibilitará, entre otros beneficios más, optimizar el uso de recursos energéticos. La utilización estratégica de recursos cobra gran importancia, dado que es una de las claves que facultaría la integración a gran escala de energías renovables no convencionales, y en particular, de la generación fotovoltaica. Los perfiles de demanda y generación solar no coincidentes en distintas zonas horarias llevan a que la curva de bajada solar agregada difiera de la convencional y permita una ventana de tiempo más amplia para actuar. En conjunto a la eventual disponibilidad de excedentes y uso estratégico de recursos energéticos (especialmente hídricos), el suministro de energía en horas de ocaso sería mucho más seguro. Esta diferencia horaria podrá también afectar a la disponibilidad de energía: habrá necesidad de definir metodologías para determinar la cantidad disponible para exportar (que probablemente será en base a los excedentes de cada sistema) y cómo se manejarán las reservas en el sistema interconectado.

Comercialmente se deberá definir si es que se permitirá la transacción directa entre demanda y generación para formar acuerdos o si será similar a la interconexión SING-SADI (participación exclusiva de AES Gener), entre otros, y si se permitirán interconexiones tipo merchant por inversionistas privados. Operacionalmente será central definir la acción coordinada de los operadores de cada sistema (situación actual entre CDEC-SING y SADI). Mirando hacia el futuro, podría acordarse una planificación eléctrica conjunta (o al menos dentro de una zona de influencia del tramo de interconexión), pudiendo resultar en planes de expansión más óptimos y permitiendo a Chile acceder a precios energéticos más bajos de sistemas vecinos. Respecto a la regulación, será necesario definir una norma armonizada para la interconexión, remuneraciones, estándares (técnicos y ambientales) y procedimientos (operativos y comerciales) a cumplir; sin olvidar la creación de un mecanismo capaz de solucionar controversias entre actores.

Chile ha dado exitosamente sus primeros pasos en la integración eléctrica regional, habiendo incluso firmas y particulares que ya han manifestado su interés en participar en este proceso de integración. Por otra parte, varios países en el continente ya han avanzado en esta materia, por lo que existe trabajo y experiencia que podrían facilitar la futura toma de decisiones y definiciones de lineamientos para la concreción de futuras interconexiones. Sin embargo, la experiencia muestra que es la iniciativa privada el motor que impulsa los cambios, y en la medida que no existan proyectos concretos se ve difícil que el gobierno desarrolle en el corto plazo la regulación necesaria y avance en acuerdos requeridos con otros países.

¹ [Interconexiones regionales para un sistema eléctrico seguro, flexible y diversificado](#)

² [Boletín semanal N° 333 - CDEC SING](#)

³ [Estudios de Interconexión SING - SEIN](#)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de junio la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 30%, lo cual es similar al mes anterior. Por otra parte, la participación GNL aumentó en un 1%, mientras el carbón disminuyó hasta un 30% (ver Figura 1). La mayor disponibilidad de GNL y energía eólica produjo una disminución de la generación en base a carbón.

Durante el mes de junio estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Aconcagua U-Blanco (52 MW por 15 días), El Paso U-1 (20 MW por 12 días) y Florida II U-2 (10 MW por 22 días), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 35% del promedio mensual histórico de junio (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a junio 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 junio 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 junio de 2016 el costo marginal del SIC promedió 105,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 16% mayor respecto al mes de junio de 2015 (91,1 US\$/MWh), y 143% mayor respecto a mayo de 2016 (43,6 US\$/MWh).

Los costos marginales en junio estuvieron fuertemente determinados por el valor de agua (ver Figura 3). El cual subió 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 de mes.

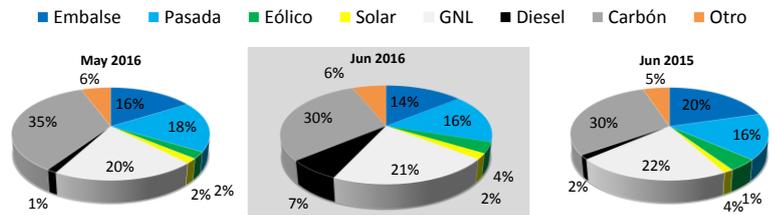


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

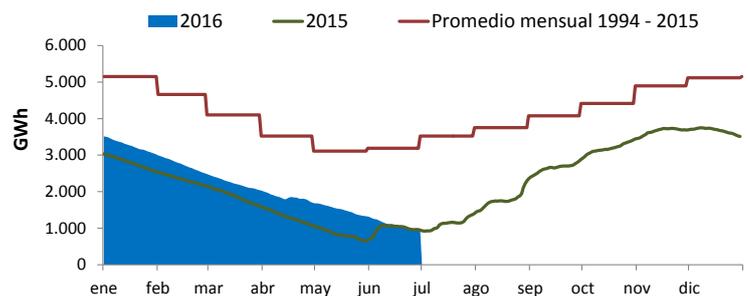


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

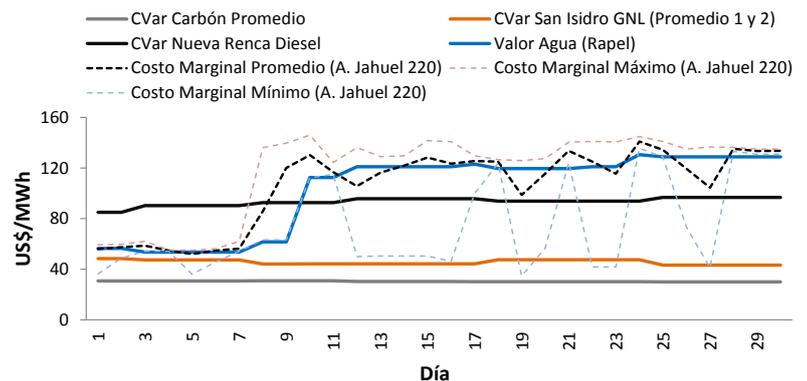


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio (Fuente: CDEC-SIC)

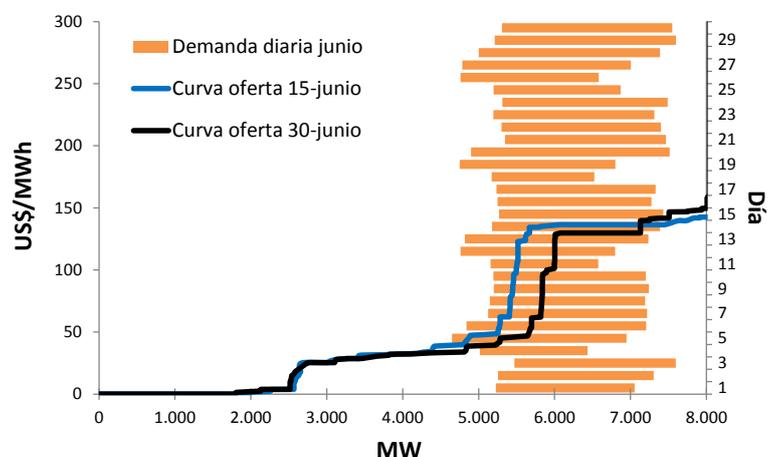


Figura 4: Demanda diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: System)

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 julio-diciembre de 2016. Para la central Nueva Renca, de AES Gener, se ha considerado el contrato de abastecimiento con ENAP durante julio de 2016. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada durante julio-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 1: 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)		66,6
	GNL (1) San Isidro		4,7
	US\$/MMBtu (CIF)	Nehuenco	0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca		11,5
	San Isidro (Jul16 - Dic16)	Limitada	Limitada
	San Isidro (Ene17 - Jun17)	Completa	Completa
	(2) Nueva Renca (Jul16)	Limitada	Limitada
	Nueva Renca (Ago16 - Jun17)	0	0
	Nehuenco (Jul16 - Oct16)	Limitada	Limitada
Nehuenco (Nov16 - Dic16)	0	0	
Nehuenco (Ene17 - May17)	Limitada	Limitada	
Nehuenco (Jun17)	0	0	

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

Tabla 2: 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)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Jul-2016 a Dic-2016	51,97	44,38	51,73	42,26
Ene-2017 a Jun-2017	43,38	22,30	47,84	24,93

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.381 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 868 MW

son solares, 438 MW eólicos, 75 MW hídricos. Cabe destacar que parte importante 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.

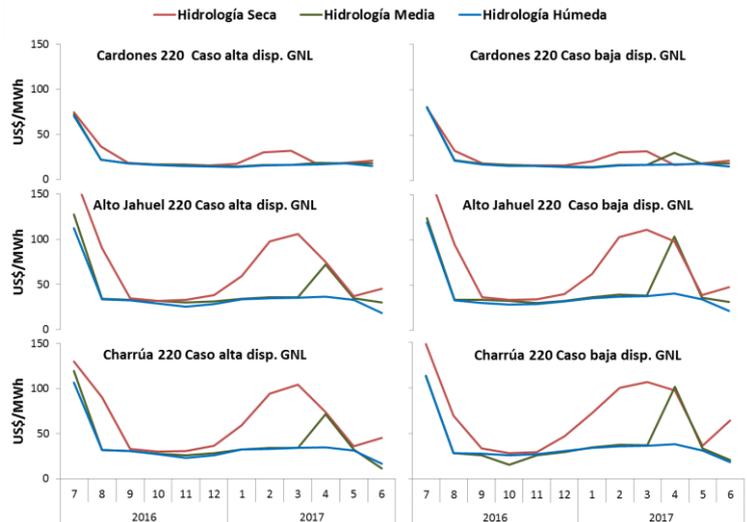


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

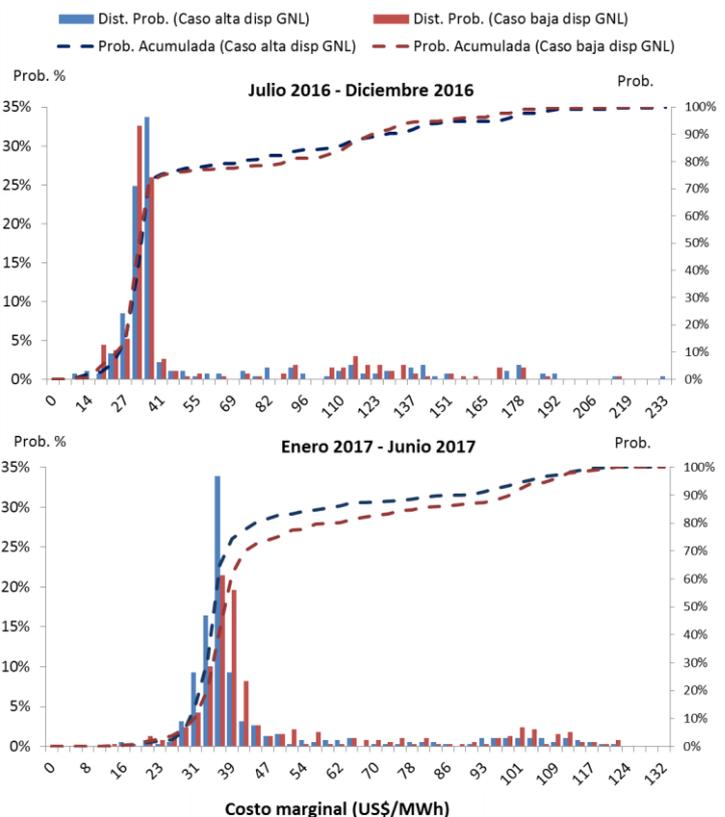


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

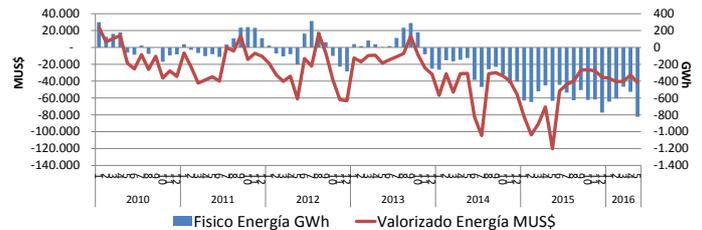
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En junio, Endesa presentó un aumento de su generación GNL e hidráulica. Contrario a Colbún, la cual disminuyó su generación en todas sus fuentes a excepción del diésel. Por su parte, Gener disminuyó levemente su generación hidráulica, a carbón y GNL, al igual que Guacolda que disminuyó su generación a carbón. Finalmente, Pehuenche también disminuyó su generación hidráulica.

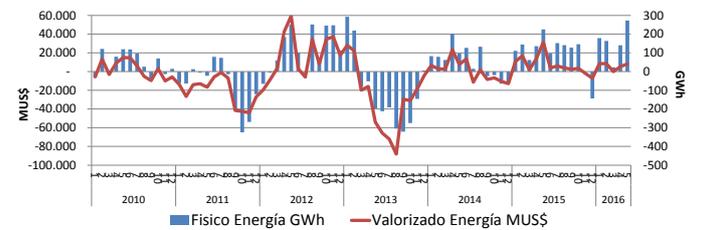
Endesa

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Pasada	203	216	182	Bocamina (prom. I y II)	33,4
Embalse	275	334	485	San Isidro GNL (prom. I y II)	45,6
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	242	535	396	Transferencias de Energía May 2016	
Carbón	281	118	195	Total Generación (GWh)	1.007
Diésel	1	2	2	Total Retiros (GWh)	1.829
Eólico	5	10	14	Transf. Físicas (GWh)	-821,7
Total	1.007	1.215	1.274	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-41,8



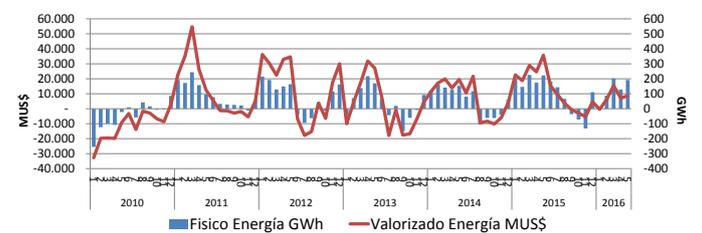
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Pasada	193	183	165	Santa María	25,5
Embalse	310	180	327	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	92,3
GNL	446	210	374	Transferencias de Energía May 2016	
Carbón	261	251	206	Total Generación (GWh)	1.215
Diesel	6	197	8	Total Retiros (GWh)	942
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	273
Total	1.215	1.021	1.079	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,2



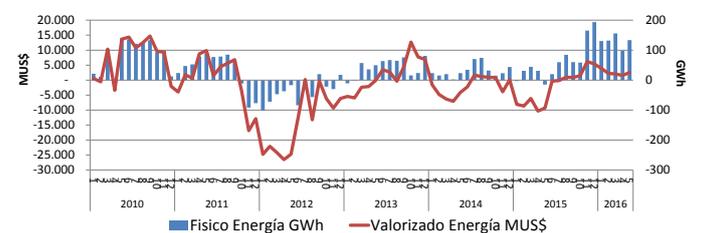
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

Generación por fuente GWh				Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Pasada	97	83	60	Ventanas prom. (prom. I y II)	32,5
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	32,5
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	3,8
GNL	226	216	189	Transferencias de Energía May 2016	
Carbón	581	580	594	Total Generación (GWh)	906
Diesel	0	3	7	Total Retiros (GWh)	714
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	192,4
Otro	2	4	3	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,6
Total	906	886	852		



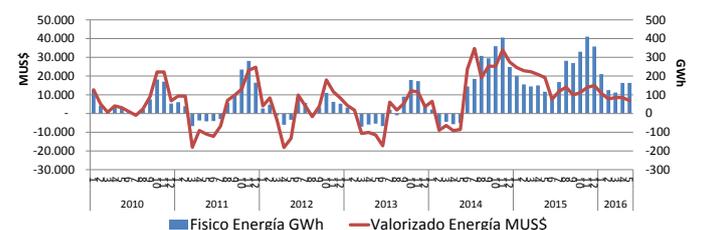
Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	28,5
Embalse	0	0	0	Guacolda III	26,3
Gas	0	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía May 2016	
Carbón	463	413	331	Total Generación (GWh)	463
Diesel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	329
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	133,6
Total	463	413	331	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,5



Pehuenche

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Pasada	49	45	19	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	145	125	97	Transferencias de Energía May 2016	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	194
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	30
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	163
Diesel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,9
Eólico	0	0	0		
Total	194	170	116		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de junio estuvo marcada por la disminución en un 3% en la generación diésel, mientras que aumentó en un 3% la participación GNL, ambos respecto al mes anterior. Por su parte, la generación a carbón se mantuvo constante (ver Figura 7).

Durante junio estuvieron en mantenimiento mayor las unidades CTH1 de la central Hornitos (E-CL 170 MW), GMAR 2 de la central Diésel Arica (E-CL 8,4 MW) y TG2B de la central Termoeléctrica Tocopilla (E-CL 24,9 MW), entre otras.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de E-CL fue de 3,9 US\$/MMBtu promedio en junio. 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 8).

Los costos marginales de junio 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 8).

El promedio mensual del costo marginal de junio en la barra Crucero 220 fue de 85,4 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 16,2% respecto del mes de mayo de 2016 (73,5 US\$/MWh), y un aumento de un 11% respecto a junio de 2015 (76,7 US\$/MWh).

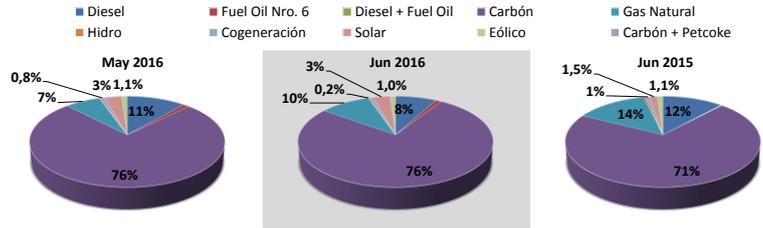


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

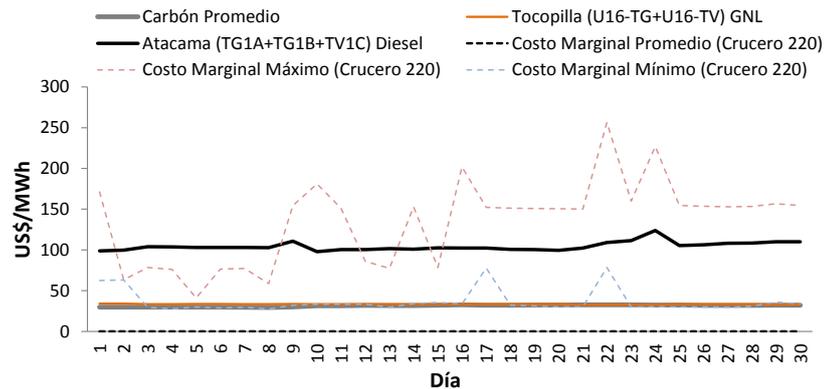


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de junio (Fuente: CDEC-SING)

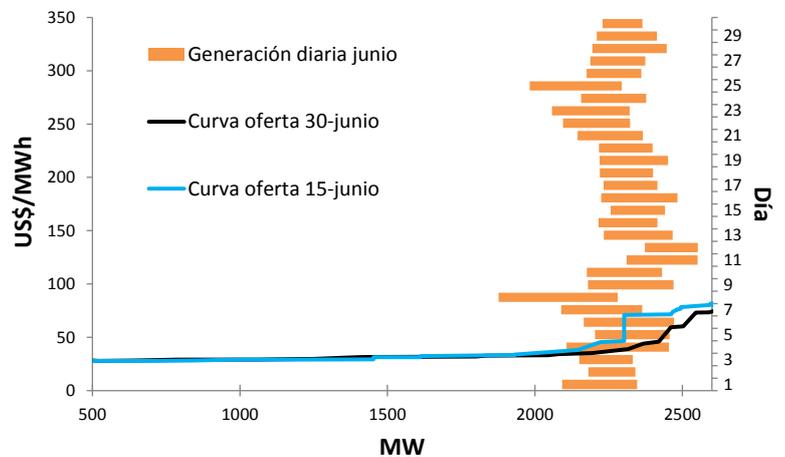


Figura 9: Generación diaria durante junio y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

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 8,3% 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 3: Supuestos proyección de costos marginales a 12 meses Systep

Supuestos SING			Demanda	Demanda	Demanda	
Crecimiento demanda	2016		baja	base	alta	
		2017		5,7%	8,6%	11,4%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		2,8%	5,3%	7,8%	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	64,0			
		Angamos	60,8			
		Tocopilla	59,9			
		Andina	63,1			
		Hornitos	57,2			
		Norgener	62,0			
		Tarapacá	63,1			
		70,9				
	Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	4,0 - 11,5		
U16 CTM3 Otros			Limitada Sin GNL 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 agosto del presente año entraría en operación la central Kelar (CC-GNL, 513 MW), mientras que en octubre lo haría Cochrane II (carbón, 229 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 55,0 US\$/MWh. Para los

escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 52,2 US\$/MWh y 57,9 US\$/MWh respectivamente.

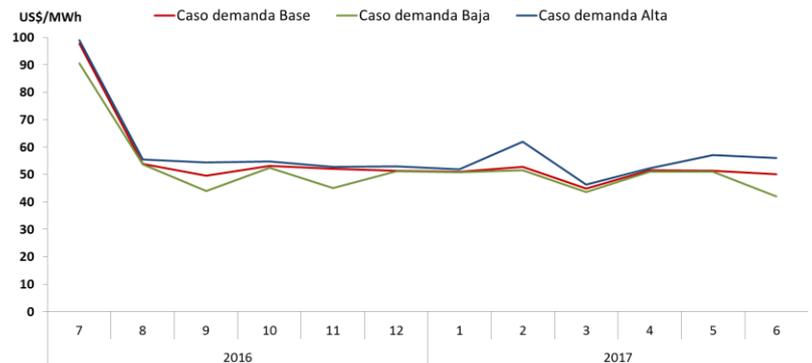


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Cruceiro 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

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 junio de 2016 por el CDEC-SING.

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.

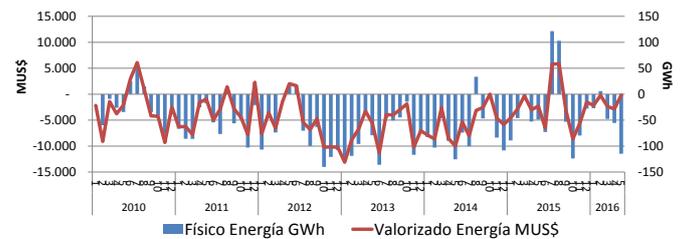
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de junio, E-CL aumentó su participación GNL y disminuyó la generación a carbón, reduciendo 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.

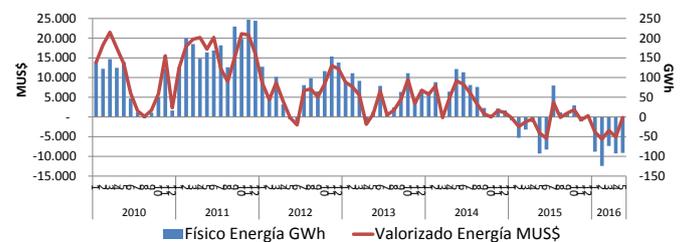
E-CL (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Diesel	5	5	8	Andina Carbón	27,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	2	Mejillones Carbón	30,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	34,0
Carbón	600	534	604	Transferencias de Energía May 2016	
Gas Natural	101	120	125	Total Generación (GWh)	708
Hidro	2	2	3	Total Retiros (GWh)	823
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-114,8
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-168
Total	708	661	742		



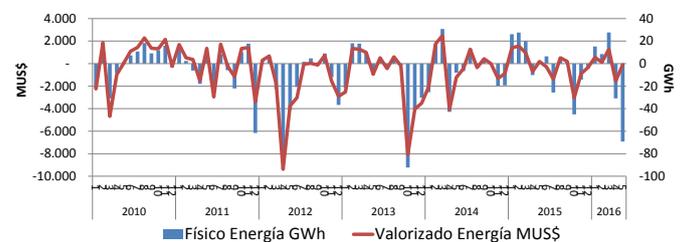
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	29,5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	29,6
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía May 2016	
Carbón	566	548	417	Total Generación (GWh)	566
Gas Natural	0	0	78	Total Retiros (GWh)	657
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-91,0
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-133
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	566	548	495		



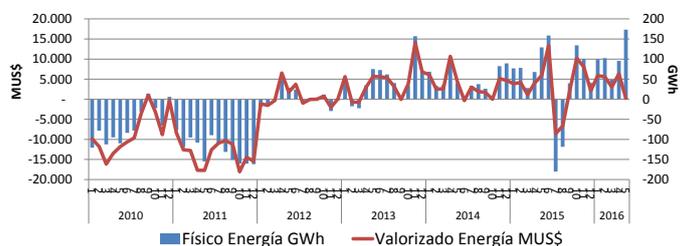
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Diesel	1,5	1,7	1,8	Tarapacá Carbón	29,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía May 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	1
Carbón	0	0	85	Total Retiros (GWh)	71
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-69,1
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-101
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	1	2	87		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Jun 2016 (US\$/MWh)	
	May 2016	Jun 2016	Jun 2015		
Diesel	179	117	170	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	94,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía May 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	189,6
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	16,4
Gas Natural	11	40	12	Transf. Físicas (GWh)	173,2
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	254
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	190	157	182		



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 2016, es de 79,6 US\$/MWh para el SIC y 70,5 US\$/MWh para el SING, referidos a barra de suministro (ver Tabla 4).

En la Tabla 5 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Chilectra 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 4 y 5 sólo consideran las licitaciones de suministro oficializadas a través del último decreto de precio nudo promedio correspondiente a abril de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de mayo de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.259 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 268 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante mayo fue igual a 474 GWh, es decir, superó en un 77% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de mayo, la mayor parte fue generada por centrales de biomasa (28%), seguidas por eólico (26%) y centrales solares (25,4%). Finalmente, la menor generación fue de centrales hidráulicas con un 20% de la energía ERNC. La Figura 13 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de mayo, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a junio 2016 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	76,4	19.020
COLBÚN	80,3	6.932
AES GENER	76,6	5.446
CAMPANARIO	112,4	990
GUACOLDA	65,3	900
PANGUIPULLI	123,2	565
M. REDONDO	107,0	303
D. ALMAGRO	109,7	220
CHUNGUNGO	90,4	190
PUYEHUE	95,5	165
PUNTILLA	113,2	83
ERNC-1	115,1	60
C. EL MORADO	118,5	40
CAREN	112,9	25
SPV P4	99,9	20
Precio Medio de Licitación SIC	79,6	
SING		
E-CL	70,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	70,5	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,0	14.184
Chilquinta	90,0	3.473
EMEL	70,2	2.445
CGED	102,1	10.115
SAESA	66,3	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	79,6	
SING		
EMEL-SING	70,5	2.530
Precio Medio de Licitación SING	70,5	

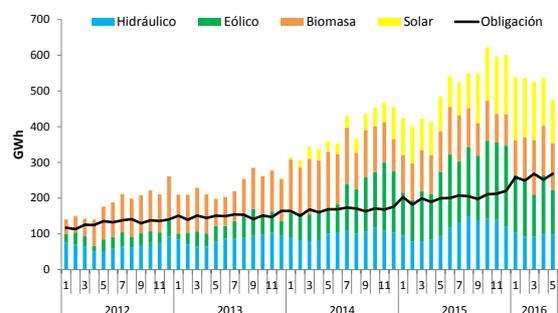


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

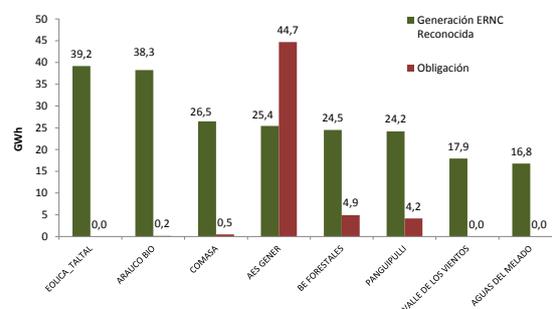


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, mayo de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<u>Regulación de la distribución de gas de red</u>	<u>Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras</u>	<u>Nueva Ley de Transmisión y organismo Coordinador (CDEC)</u>	<u>Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo</u>
En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica". Este proyecto de ley busca modernizar la actual ley para enfrentar las nuevas exigencias regulatorias y corregir los vacíos de la legislación vigente (ver más) (ver más) .	El 15 de junio se promulgó el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". La ley introduce mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas y establecer un descuento en los precios de las cuentas de luz en las comunas intensivas en generación eléctrica (ver más) (ver más) .	El 6 de julio se aprobó en el Senado el informe de Comisión Mixta de la Nueva Ley de Transmisión. Este proyecto de ley busca crear un nuevo coordinador del sistema y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión (ver más) (ver más) .	En primer trámite constitucional se encuentra el 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) (ver más) .

Costos marginales del SIC subieron 17% en últimos 12 meses [\(ver más\)](#)

Sequía en el sur y el incendio ocurrido en la central Nehuenco II incidieron en la profundización del alza de este indicador.

Bienes Nacionales destinó casi 50 mil hectáreas a energías renovables [\(ver más\)](#)

Un sistema de transmisión robusto posibilita la incorporación de nuevos actores del segmento de generación eléctrica, particularmente las energías renovables, según el Gobierno.

Tras reparos de eléctricas CNE anuncia cambios a las bases de la licitación [\(ver más\)](#)

Para proyectos nuevos aceptarán boletas de garantía de un año, renovables. Antes se pedían de 5 años. Pese a esto, fuentes del sector advierten de otras dos exigencias que afectarían a proyectos nuevos.

Congreso aprueba Ley de Transmisión Eléctrica [\(ver más\)](#)

Esta nueva ley constituye, en palabras del Ministro Pacheco, "el principal cambio normativo que se ha efectuado a la ley eléctrica desde los años '80", e implica "un cambio de paradigma, porque la transmisión dejará de seguir a la generación, pasando a ser la transmisión la que empuja a la generación".

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 9.165 MW, con una inversión de MMUS\$ 19.380. En el último mes se aprobaron cinco proyectos solares que suman 948 MW con una inversión de 1.985 MM. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental 6 proyectos solares (708,6 MW), 1 proyecto GNL (272 MW), 5 eólicos (540,3 MW), 1 hidráulico (19,98 MW) y un proyecto de biomasa (17MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.132 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.910, mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes ingresó al sistema de evaluación el proyecto Likana Solar (450 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	2.300	4.348	6.150	12.720
Hidráulica	315	810	3.334	5.620
Solar	3.149	10.709	6.703	16.252
Gas Natural	2.761	2.963	964	621
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	523	293	1.779	5.531
Biomasa/Biogás	67	175	426	874
Carbón	50	82	5.236	10.031
TOTAL	9.165	19.380	24.661	51.980

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	2.842	13.610	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	0	0	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.132	14.910	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

julio2016



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. | 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.