

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Diciembre 2016

[Volumen 9, número 12]

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

Modificaciones al Código de Aguas

El 22 de noviembre, la Cámara de Diputados aprobó la reforma impulsada por el Gobierno al Código de Aguas, y que pasará a segundo trámite constitucional al Senado. El objetivo del proyecto, según indica su mensaje, es reforzar el carácter de bien nacional de uso público del agua; reconocer las diversas funciones que puede cumplir; generar seguridad en el acceso al agua, y limitar el ejercicio de los derechos de aprovechamiento. Se plantea establecer, sin perjuicio de los actuales derechos, un nuevo tipo de permiso para el uso del agua, denominado concesión, intransferible e intransmisible, y que se orienta a las funciones esenciales y prioritarias del recurso.

El cuerpo legal que rige el uso de las aguas, vigente desde 1981, ha sido sometido a varias modificaciones desde su promulgación. A través de este código se introdujo en Chile el concepto de "derechos de agua", otorgados por el Estado a personas naturales o jurídicas, sin costo, previa solicitud, pudiendo ser transados entre privados. Entre las modificaciones implementadas, se estableció el pago de una patente creciente en el tiempo en caso que el derecho no se explote, de modo de desincentivar la acumulación de derechos inutilizados.

En el año 2011, la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico identificó falencias en el tratamiento de los derechos de aguas. Destacó la existencia de problemas relativos a la acumulación de derechos de agua, que limitan la entrada de nuevos competidores o su acumulación especulativa.

Algunos de los principales cambios planteados en el proyecto de ley son:

1. Duración de los Derechos de Agua: La legislación actual establece que el derecho de aguas es perpetuo. Se plantea una reducción a una extensión temporal, limitada a un máximo de 30 años, prorrogable si se comprueba el uso efectivo del recurso.
2. Caducidad de los Derechos de Agua: Se introduce la caducidad de los derechos, si no se hace uso efectivo del recurso. Esta caducidad será a los 4 años en caso de derechos consuntivos (facultad de consumir en su totalidad las aguas), y a los 8 años en caso de derecho no consuntivos (facultad de emplear el agua sin consumirla y con obligación de restituirla al cauce, como el uso en generación hidroeléctrica).
3. Duración Mínima de la Concesión no Consuntiva: 20 años
4. Aumentar las Facultades al Ejecutivo: Se entrega más herramientas y poderes al Gobierno para limitar los derechos de aguas en función del interés público. Es así que en determinados casos la autoridad puede reducir temporalmente los derechos de aguas, o bien redistribuirlos.
5. Cambio de categoría de Derechos de Agua: Se establece en el proyecto dos usos prioritarios del agua: el Consumo Humano y el Saneamiento,

cambiando el tratamiento actual del agua como un bien transable.

6. Dirección General de Aguas (DGA): Se fortalecen las atribuciones de la DGA, permitiéndole reducir temporalmente los derechos de aprovechamiento de aguas, además de poder exigir a los concesionarios la instalación de sistemas de medición de caudales y niveles freáticos.
7. Artículos Transitorios: Se reconocen los derechos de los dueños actuales y se otorgan plazos de inscripción en el Conservador de Bienes Raíces para aquellos que aún no lo han hecho.

El proyecto de ley ha suscitado preocupación en las empresas del sector hidroeléctrico, que plantean la necesidad de contar con certeza jurídica para realizar inversiones de largos periodos de recuperación y cuyo principal insumo es el agua. De tener caducidad un derecho, tendrá el riesgo intrínseco de no renovación, que repercute a la hora de conseguir el financiamiento de las inversiones. Se plantea que los cambios deben ser consensuados entre todos los actores, incluyendo especialmente a los generadores y los agricultores.

Por otro lado, las empresas del sector argumentan que hay incertidumbres al no tener claridad de lo que se entiende por el "uso efectivo" del derecho de agua. Lo anterior, considerando que los tiempos de tramitación y construcción de las centrales hidroeléctricas pueden superar los 4 años dispuestos para caducidad del derecho y que las vidas útiles de los proyectos pueden superar con creces los 30 años y han de necesitar al menos una prórroga.

La Sociedad Nacional de Minería ha señalado que se desaprovecha la oportunidad para establecer un régimen que contribuya a solucionar la escasez de agua. Entre otras falencias, indica que se omite regular y fomentar el uso de agua de mar; y corregir y sancionar el mal sistema de distribución del agua potable. Por otro lado, la Sociedad Nacional de Agricultura advierte que la reforma solo se enfoca en recuperar el control político del recurso y no ofrece las soluciones que se necesitan de forma urgente para enfrentar la crisis hídrica. El Programa Chile Sustentable alaba el proyecto destacándolo como un avance, pero mencionando a su vez que es un cambio cosmético, que no va al fondo del problema de una mercantilización de un bien común esencial.

Finalmente, si bien la reforma hace cambios importantes en la forma de concebir el recurso hídrico, hay consenso entre los distintos actores de que no se hace cargo de los principales problemas con el uso del agua en el país. En particular, se necesita un marco regulatorio que otorgue plazos que faciliten la inversión en hidroelectricidad y, por otra parte, que los derechos se otorguen a interesados que efectivamente los utilicen y se evite la especulación.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de noviembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 42%, mayor al mes anterior (36%). Por otra parte, la participación del carbón disminuyó a 25% y la del GNL a un 18%. Por su parte, la generación renovable eólica y solar fue de un 5%. Este mes destaca que la participación diésel fue prácticamente inexistente (0,1%) (ver Figura 1).

Durante el mes de noviembre estuvieron en mantenimiento mayor la central Ventanas 1 (113 MW por 30 días), Santa María (370 MW por 18 días), Guacolda 3 (137 MW por 8 días), Guacolda 5 (132 MW por 8 días) y Guacolda 2 (142 MW por 5 días).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 45% del promedio mensual histórico (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a noviembre de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica entre el 5% de las hidrológicas más secas observadas a igual fecha.

Durante noviembre la operación de los ciclos combinados se dio de forma constante, en donde la central San Isidro operó con GNL a un precio promedio declarado de 5,71 US\$/MMBtu. Por otro lado Nehuenco declaró un costo variable combustible nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 5,99 US\$/MMBtu promedio del mes.

En noviembre de 2016 el costo marginal del SIC promedió 46,8 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 25% mayor respecto al mes de noviembre de 2015 (37,5 US\$/MWh), y 7% menor respecto a octubre de 2016 (50,2 US\$/MWh).

Los costos marginales en noviembre estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL (ver Figura 3).

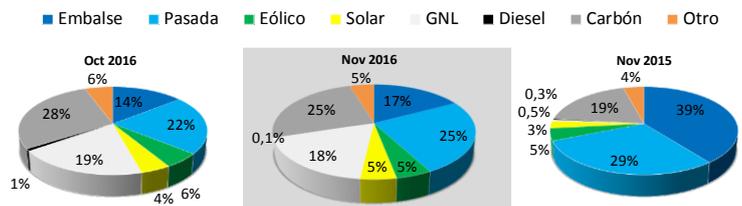


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

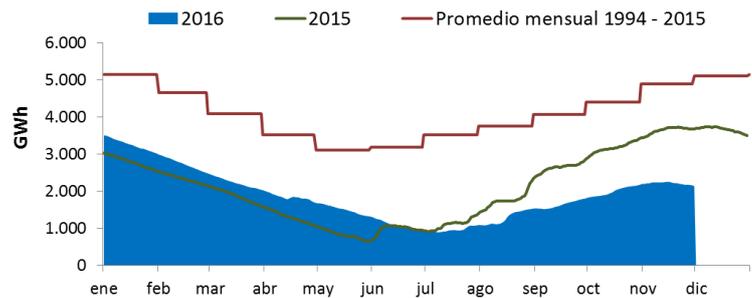


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC)

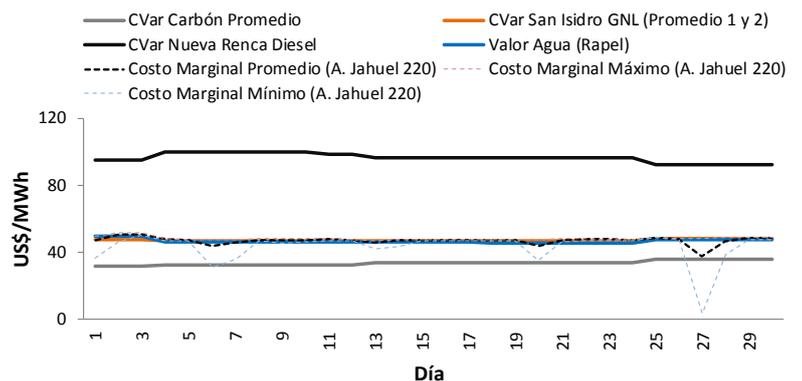


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre (Fuente: CDEC-SIC)

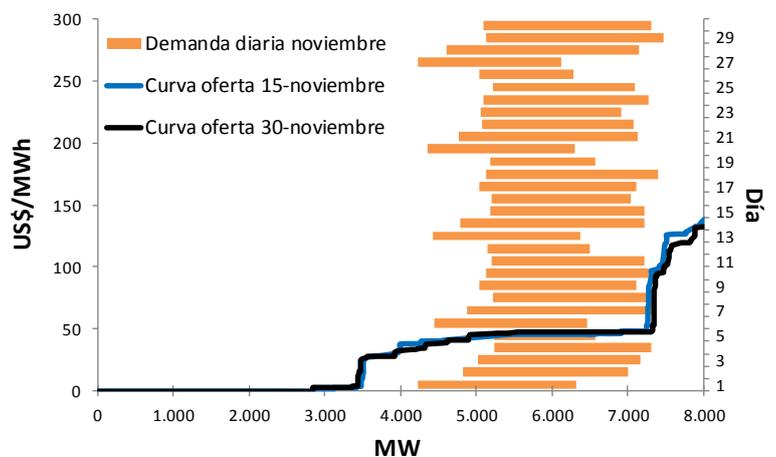


Figura 4: Demanda diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección System de costos marginales a 12 meses

Conforme a la información publicada en el último informe de programación a 12 del CDEC SIC se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante el mes de diciembre de 2016. La central Nueva Renca, de AES Gener, cuenta con un contrato de abastecimiento con ENAP que le proporciona disponibilidad limitada en el primer mes de proyección. Nehuencho se considera con disponibilidad de GNL limitada hasta junio de 2017. 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	1,5%		
	2017	2,9%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		81,0	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		68,8	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro	0,0	0,0
		Nehuencho Nueva Renca	6,2	9,6
Disponibilidad GNL (Potencia Central %)	San Isidro (Dic16)	Limitada	Limitada	
	San Isidro (Ene17 - Ago17)	Completa	Completa	
	San Isidro (Sep17 - Nov17)	Limitada	Limitada	
	Nueva Renca (Dic16)	Limitada	Limitada	
	Nueva Renca (Ene16 - Oct17)	0	0	
	Nehuencho (Dic16 - Jun 17)	Limitada	Limitada	
	Nehuencho (Jul17-Oct17)	0	0	

(1): Precio promedio declarado para el mes de Diciembre

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. %
Dic-2016 a May-2017	53,76	11,63	66,53	19,28
Jun-2017 a Nov-2017	40,58	18,03	42,39	19,41

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.179 MW de nueva capacidad, de los cuales 538 MW son solares,

563 MW eólicos y 78 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.

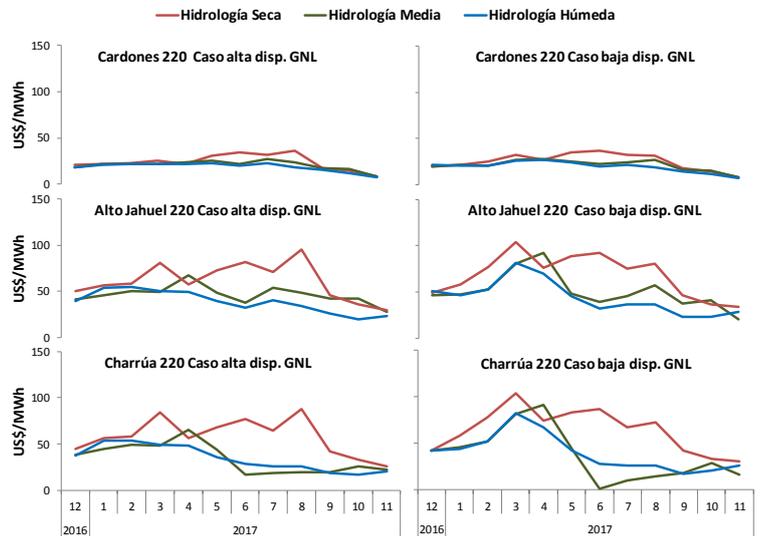


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: System)

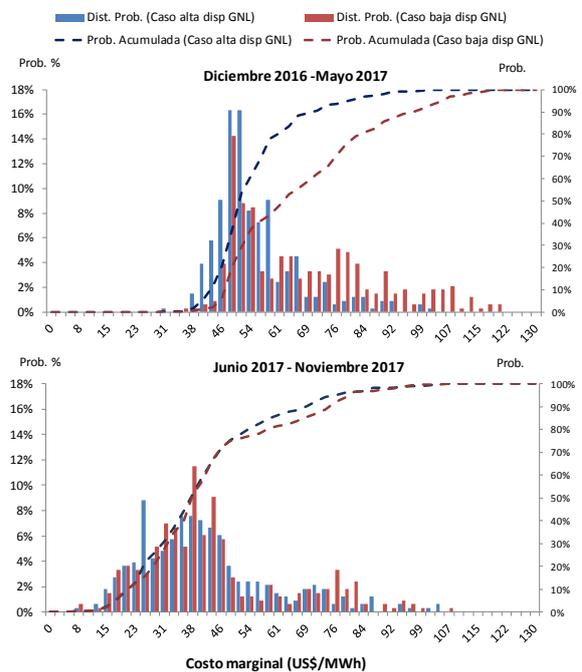


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: System)

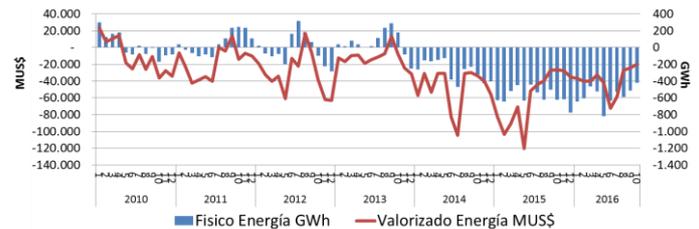
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En noviembre, Endesa aumentó su generación hidráulica y presentó una disminución de su generación GNL y a carbón. Colbún aumentó levemente su generación hidráulica y su generación GNL, mientras disminuyó la generación a carbón. AES Gener aumentó su generación hidráulica y GNL, mientras disminuyó su generación a carbón. Finalmente Guacolda disminuyó levemente su generación a carbón y Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

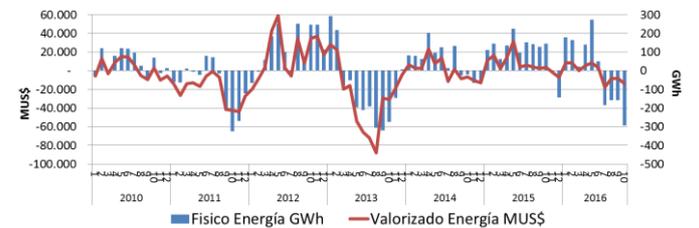
Endesa

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Pasada	224	238	296	Bocamina (prom. I y II)	43,8
Embalse	257	391	789	San Isidro GNL (prom. I y II)	47,0
Gas	0	0	0	Taltal Diesel	244,3
GNL	431	286	22	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	312	284	32	Total Generación (GWh)	1.236
Diésel	0	1	0	Total Retiros (GWh)	1.659
Eólico	12	12	16	Transf. Físicas (GWh)	-422,5
Total	1.236	1.214	1.155	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-19,9



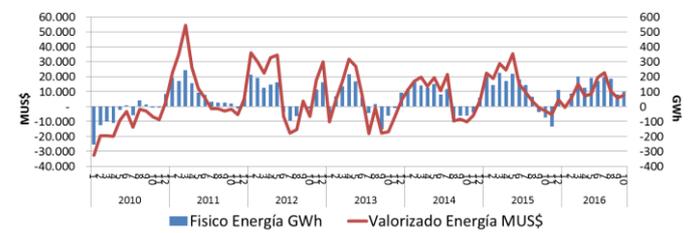
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Pasada	151	148	263	Santa María	28,2
Embalse	186	202	558	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	83,7
GNL	221	307	2	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	57	17	28	Total Generación (GWh)	615
Diesel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	909
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-294
Total	615	675	851	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13,8



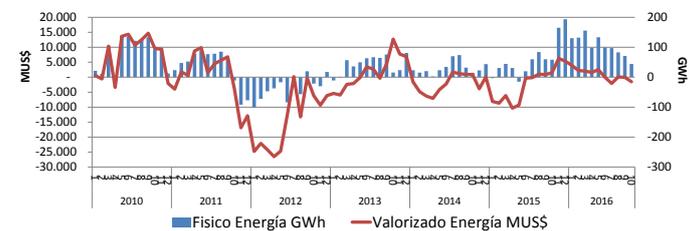
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Pasada	105	139	115	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,9
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	37,1
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	46,7
GNL	200	217	0	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	525	491	386	Total Generación (GWh)	831
Diésel	0	0	1	Total Retiros (GWh)	729
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	102,6
Otro	2	1	1	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,7
Total	831	848	503		



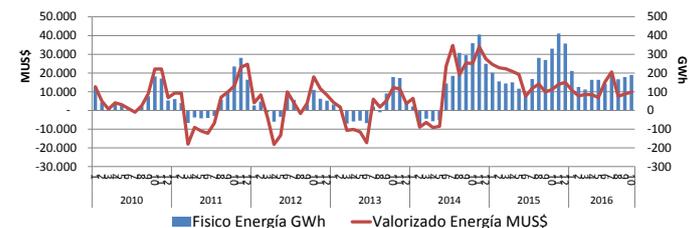
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	29,0
Embalse	0	0	0	Guacolda III	24,5
Gas	0	0	0	Guacolda IV y V	29,9
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	353	306	376	Total Generación (GWh)	353
Diesel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	309
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	44,6
Total	353	306	376	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1,5



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Pasada	61	70	77	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	185	159	365	Transferencias de Energía Oct 2016	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	245
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	56
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	190
Diesel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,8
Eólico	0	0	0		
Total	245	228	442		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de noviembre aumentó la participación a carbón a un 82% respecto al mes de octubre de este año. Por otro lado, el GNL disminuyó a un 7%, la solar se mantuvo en 6% mientras el diésel aumentó a un 2% (ver Figura 7).

Durante noviembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades U16-TG y U16-TV de Central Tocopilla (361 MW por 18 días), la unidad CCR1 de Cochrane (266 MW por 14 días) y la unidad NT01 de la central Norgener (Aes Gener 139,5 MW, 11 días).

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 5,0 US\$/MMBtu promedio en noviembre. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de Engie se ubicó levemente por sobre los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8).

Los costos marginales de noviembre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por el diésel (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de noviembre en la barra Crucero 220 fue de 60,4 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 27% respecto del mes de octubre de 2016 (47,5 US\$/MWh), y una disminución de un 18% respecto a noviembre de 2015 (73,9 US\$/MWh).

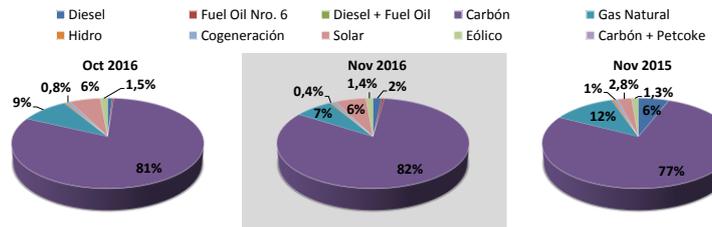


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

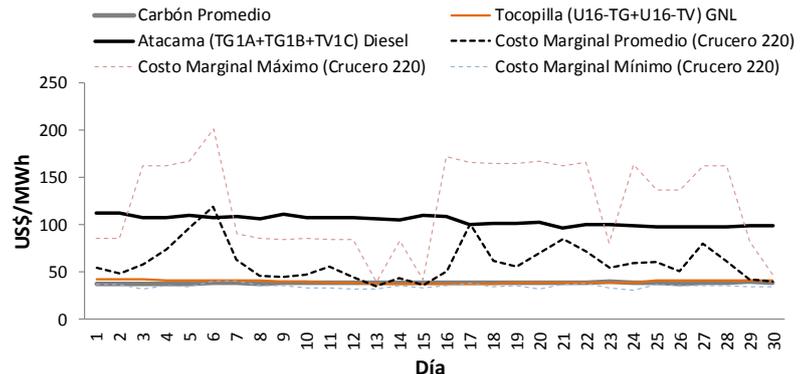


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de noviembre (Fuente: CDEC-SING)

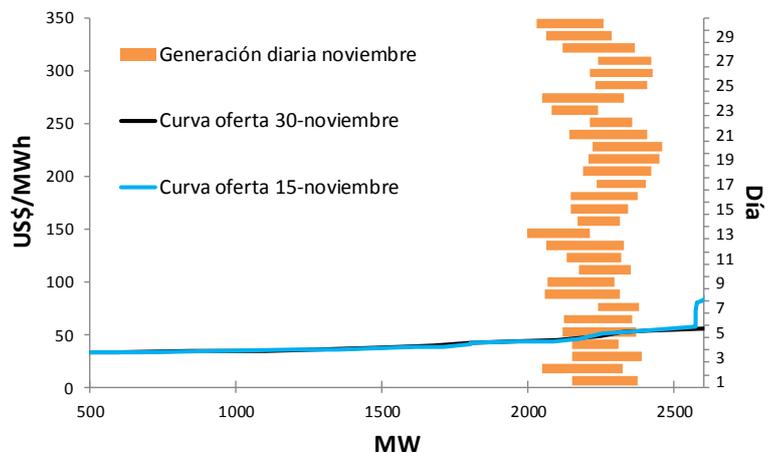


Figura 9: Generación diaria durante noviembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 3,6% con respecto al año anterior. Sin embargo, 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 baja	Demanda base	Demanda alta
Crecimiento demanda	2016	3,1%	3,6%	4,1%
	2017	4,5%	9,4%	14,4%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		66,4	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	76,3	
		Angamos	73,4	
		Tocopilla	79,5	
		Andina	69,2	
		Hornitos	72,1	
		Norgener	82,8	
	Tarapacá	71,0		
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		5 - 9,2	
	Disponibilidad GNL	U16	Limitada (4% - 65%)	
CTM3		Sin GNL		
Otros		Sin GNL		

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 336 MW solares, 112 MW eólicos, 540 MW térmicos convencionales y 48 MW geotérmicos. En diciembre del presente año entraría en operación la central Kelar (GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 49,6 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 68,3 US\$/MWh y 71,4 US\$/MWh respectivamente.

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

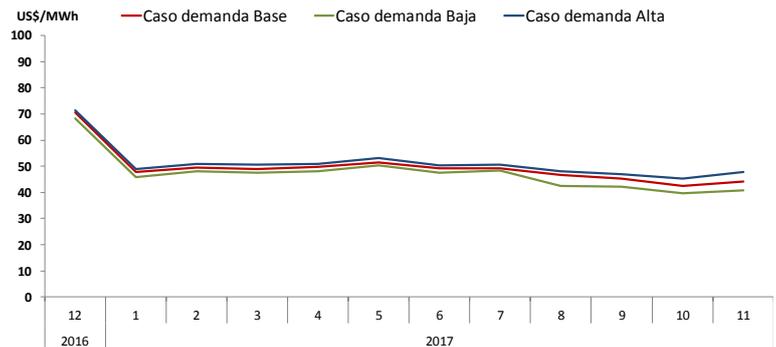


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

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 octubre 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.

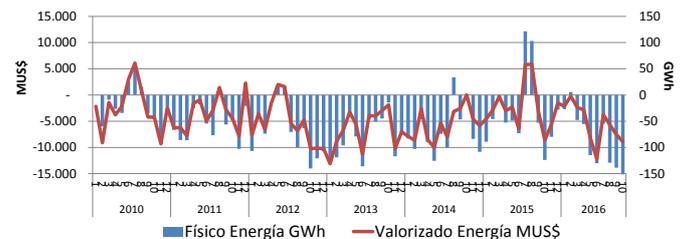
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

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

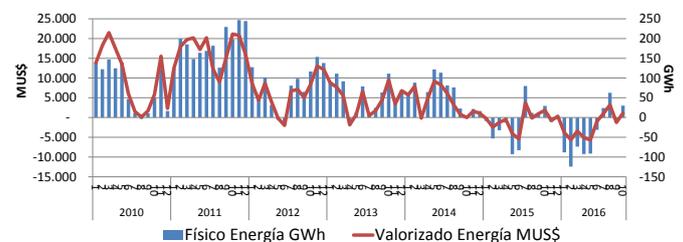
Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Diesel	0	2	3	Andina Carbón	35,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Mejillones Carbón	45,5
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	40,4
Carbón	512	531	620	Transferencias de Energía Oct 2016	
Gas Natural	58	60	124	Total Generación (GWh)	574
Hidro	3	4	4	Total Retiros (GWh)	780
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-206,0
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.925
Total	574	597	751		



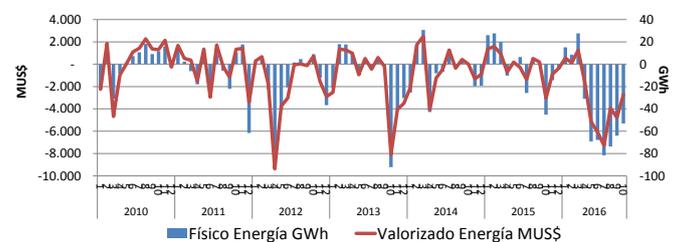
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	31,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	37,2
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	461	503	524	Total Generación (GWh)	461
Gas Natural	0	0	56	Total Retiros (GWh)	431
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	30,1
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.112
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	461	503	580		



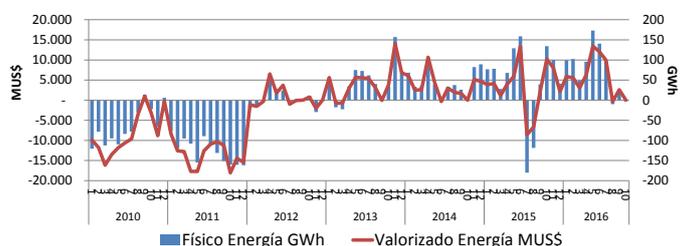
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Diesel	0,1	0,0	0,7	Tarapacá Carbón	35,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	22
Carbón	22	0	71	Total Retiros (GWh)	75
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-53,1
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-2.714
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	22	0	72		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Nov 2016 (US\$/MWh)	
	Oct 2016	Nov 2016	Nov 2015		
Diesel	13	23	88	Atacama Diesel	102,9
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	(TG1A+TG1B+TV1C)	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Transferencias de Energía Oct 2016	
Carbón	0	33	0	Total Generación (GWh)	12,8
Gas Natural	0	0	13	Total Retiros (GWh)	15,6
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-2,8
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	36
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	13	56	101		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a noviembre de 2016, es de 81,4 US\$/MWh para el SIC y 79,4 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 SAESA 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 septiembre de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de octubre de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.895 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 244 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante octubre fue igual a 808 GWh, es decir, superó en un 230% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de octubre, la mayor parte fue generada por centrales solares (32%), seguidas por eólicas (31%) y centrales hidráulicas (20%). Finalmente, la menor generación fue de centrales biomasa con un 18% de la energía ERNC. La Figura 12 muestra las empresas con mayor inyección reconocida de ERNC, propia o contratada, en los sistemas SIC y SING durante el mes de octubre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	77,9	19.020
COLBÚN	82,6	6.932
AES GENER	79,0	5.446
CAMPANARIO	113,0	990
GUACOLDA	68,2	900
PANGUIPULLI	124,6	565
M. REDONDO	107,6	303
D. ALMAGRO	110,3	220
CHUNGUNGO	91,5	190
PUYEHUE	96,6	165
PUNTILLA	113,9	83
ERNC-1	116,5	60
C. EL MORADO	119,8	40
CAREN	114,2	25
SPV P4	101,0	20
Precio Medio de Licitación SIC	81,4	
SING		
E-CL	79,4	2.530
Precio Medio de Licitación SING	79,4	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	68,5	14.184
Chilquinta	91,1	3.473
EMEL	74,2	2.445
CGED	103,4	10.115
SAESA	69,4	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	81,4	
SING		
EMEL-SING	79,4	2.530
Precio Medio de Licitación SING	79,4	

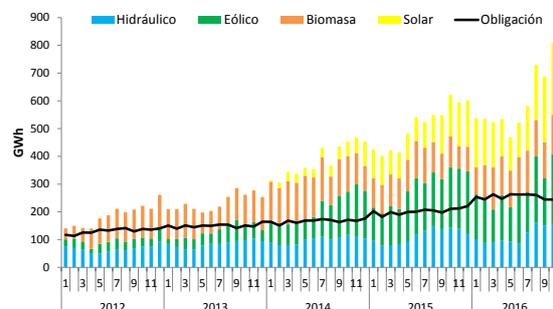


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

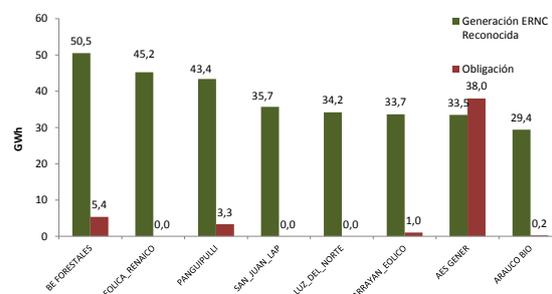


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, octubre de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Ley de servicios del Gas

Proyecto de ley que busca modificar la regulación del gas por redes fue aprobado y despachado en tercer trámite por la Cámara de Diputados, con lo que estaría en condiciones de convertirse en Ley. La iniciativa busca enfrentar las actuales exigencias regulatorias en el ámbito de la distribución de gas licuado, subsanando sus vacíos normativos, ampliando la aplicación de la ley a la distribución de gas de red, sea concesionada o no. [\[ver más\]](#) [\[ver más\]](#).

Ley General de Servicios Eléctricos

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

El 13 de diciembre, la Cámara de Diputados aprobó, con 94 votos a favor, 1 en contra y 3 abstenciones, el proyecto de ley que establece un nuevo gobierno corporativo de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). La iniciativa busca entregar independencia operacional a la empresa, además de adecuarla a las exigencias que Chile debe cumplir como miembro OCDE [\[ver más\]](#) [\[ver más\]](#).

Licitaciones eléctricas: CNE inicia nuevo proceso y eleva energía a subastar [\(ver más\)](#)

La autoridad duplicó el monto de las garantías de seriedad de las ofertas y dio quince días hábiles a las distribuidoras para realizar observaciones.

Enap adquiere 100% de complejo Petropower [\(ver más\)](#)

La cogeneradora de electricidad y vapor está ubicada en Hualpén.

CGE absorbe Transnet y ahora busca unificar seis empresas distribuidoras [\(ver más\)](#)

El próximo paso de la profunda reestructuración que lleva adelante su controlador, Gas Natural Fenosa, es fusionar Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat, Conafe y CGE Distribución, que suman 2,7 millones de clientes.

Gobierno define las empresas generadoras afectas al impuesto verde [\(ver más\)](#)

El ejecutivo reveló las empresas afectas al impuesto que grava las emisiones a las fuentes fijas que sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt.

Piloto de demanda agregada en Biobío logra precio mínimo de US\$50 por MWh [\(ver más\)](#)

El mecanismo busca mejorar el poder de negociación en los contratos de suministro eléctrico de 13 clientes libres de la región, a través de la asociatividad.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.685 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.757. En el último mes se aprobaron los proyectos eólicos "Parque Eólico Rihue" y "Parque Eólico El Maitén" con un total de 163 MW y 330 MMUS\$ de inversión y los proyectos solares "Santa Marta de Marchigüe", "Encon solar", "Parque Solar Mostazal" y "Parque Solar Fotovoltaico La Frontera" con un total de 118 MW y 239 MMUS\$ de inversión.

Además, entró a evaluación ambiental el proyecto "Parque eólico Santa Ana" de Mainstream con una capacidad de 220 MW y 440 MMUS\$ de inversión además de 17 MW en dos proyectos solares.

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.703 MW, con una inversión de MMUS\$ 16.063, mientras que los proyectos aprobados totalizan 14.035 MW con una inversión de MMUS\$ 35.663. En el último mes se aprobó el proyecto Parque Solar Qanqiña (80 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	2.028	3.909	6.474	13.370
Hidráulica	285	724	3.371	5.703
Solar	2.703	6.386	7.297	17.386
Gas Natural	3.135	3.204	1.610	1.430
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	423	243	1.879	5.581
Biomasa/Biogás	87	219	426	874
Carbón	24	72	5.236	10.031
TOTAL	8.685	14.757	26.363	54.706

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	3.363	14.503	8.119	25.699
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 N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	50	260	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.703	16.063	14.035	35.663

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

diciembre 2016



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.