

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

SIC y SING

Octubre 2016

[Volumen 9, número 10]

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

Nueva ley de distribución eléctrica

En septiembre pasado se desarrolló en la Pontificia Universidad Católica de Chile el seminario "El futuro de la distribución de energía eléctrica", donde se revisaron los cambios que se espera para este segmento en lo que respecta a los servicios que se prestan y cómo se conformarán los futuros sistemas de distribución, con el objetivo de avanzar en un proyecto de ley que modifique la regulación vigente. Lo anterior, manteniendo la exitosa fórmula de cooperación entre la universidad, el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía con la que se modificó el marco regulatorio de la transmisión.

Los sistemas de distribución están constituidos por el conjunto de líneas y subestaciones necesarias para transportar energía desde las subestaciones primarias hasta los puntos de consumo. Éstas acogen actividades de red y de comercialización, distribuyendo la electricidad hacia el consumidor final.

La actual regulación presenta un modelo de concesiones monopólicas geográficas, en los que se remunerar las instalaciones que pertenecen a la distribución. Mediante el estudio de Valor Agregado de Distribución (VAD) que se lleva a cabo cada cuatro años, se estima la remuneración eficiente para mantener la calidad de servicio a través de una empresa modelo, bajo un esquema de competencia por comparación ("yardstick competition").

Recientemente este marco sufrió modificaciones en la forma que se distribuyen los costos de distribución entre los clientes, con el objetivo de disminuir las diferencias entre las tarifas pagadas por los clientes residenciales, mediante una subvención cruzada desde los clientes de distribuidoras con zonas más densas hacia los clientes de distribuidoras ubicados en zonas menos densas y, por tanto, con mayores costos de distribución (ley de equidad tarifaria).

En la actualidad, debido principalmente a cambios tecnológicos, se presentan nuevos desafíos por la forma en que se estructura la distribución. Así, por ejemplo, a nivel internacional se comienza a observar cambios desde redes radiales que van desde la generación al consumo, a redes enmalladas bidireccionales, desde y hacia el consumo, principalmente por el surgimiento de generación distribuida mediante paneles solares. Se agregan otros desafíos como la integración de los sistemas de medición inteligente gracias a las nuevas tecnologías de información y comunicación, los que brindan oportunidades para hacer gestión de la demanda en el mediano y largo plazo. Sobre esto se agrega el almacenamiento, una tecnología disruptiva que cambia completamente el paradigma, habilitando a su vez nuevas tecnologías. Aunque los costos de esta tecnología han descendido en el último tiempo, el avance es lento.

Considerando lo anterior se espera que se desarrollen nuevos paradigmas, como el surgimiento de nuevas arquitecturas de redes y sistemas y nuevos modelos de negocios, los que implicarán un rediseño de las tarifas de redes y asignación de costos, pensando en los nuevos perfiles de los usuarios, y el uso que hacen de las redes.

En otro contexto, se anticipan cambios en la tasa de costo de capital con que se regulan las tarifas, la que se debe adecuar con el riesgo del negocio, reconociendo que el 10% original establecido en la ley respondía a otras circunstancias. Por otra parte, se ha planteado el transitar hacia un único estudio de VAD con la posibilidad de presentar discrepancias al Panel de Expertos, de forma similar a como ocurre en transmisión, en reemplazo del actual esquema en que las empresas y la autoridad presentan estudios divergentes que son ponderados. Se planteó la necesidad de calcular tarifas finales en conjunto con el estudio de VAD. Incluso se formuló la posible

modificación de las áreas típicas, avanzando a un estudio por empresa. Con una mirada de más largo plazo, se deberían buscar mecanismos para que la regulación sea más flexible de forma de poder integrar los desafíos futuros antes señalados: medición inteligente, tarifas flexibles aprovechando mejoras tecnológicas, almacenamiento, vehículos eléctricos, etc. Asimismo, se debe estudiar la necesidad de incluir incentivos a la eficiencia energética y a una mejor calidad de servicio, con el fin de cumplir con las mejoras propuestas por la "Política energética 2050". En ella se plantea una reducción del índice promedio de tiempo de interrupción del sistema (SAIDI por sus siglas en inglés), llegando a niveles de 4 horas/año para el año 2035 y a 1 hora/año al 2050, lo que plantea un gran desafío considerando los actuales valores (ver Figura 1). Considerando que esta meta es ambiciosa, se debe también analizar si es socialmente rentable garantizar los mismos niveles de interrupción en todas las localidades. En este sentido, algunos clientes pueden tener diferentes requerimientos de calidad del servicio y estar dispuestos a pagar por ello.

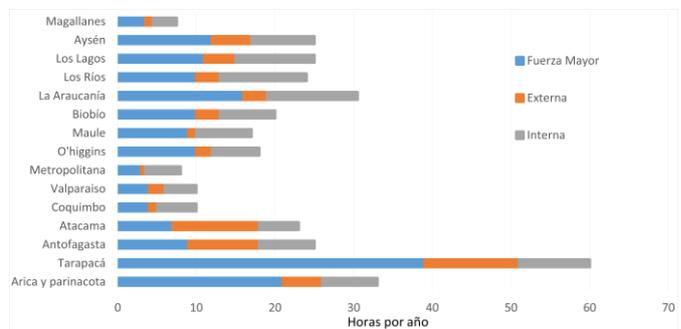


Figura 1: Índice promedio de tiempos de interrupción (Fuente: Banco Mundial)

En el seminario se plantearon otras ideas, tales como la posibilidad de integrar una función comercializadora (multicarrier), o la necesidad de eliminar las restricciones que hoy tienen para contratarse los clientes libres en redes de distribución. Asimismo, podría considerarse la introducción de tarifas flexibles, incorporando la gestión de la demanda a través de la medición inteligente, estímulos a la eficiencia, la integración de la energía renovable y el net metering. También se recomendó desenergizar (independizar el precio de la tarifa del valor de la energía) la tarifa BT1, desmontando subsidios escondidos e identificando las potencias consumidas, igualmente a través de medición inteligente.

Todo lo anterior podría implicar la eliminación, parcial o totalmente, de la dependencia de los ingresos de la distribuidora del consumo de energía, variando a esquemas en que se pague por potencia de la red, montos fijos, esquemas de incentivos por metas de cumplimiento (calidad, eficiencia energética, etc.), o una combinación de ellos

Esto plantea una serie de adecuaciones a la actual legislación, motivando la necesidad de desarrollar una ley lo suficientemente flexible para incluir dichos cambios en el funcionamiento de la red, y a su vez dejando espacio para que aparezcan nuevos actores que la continúen mejorando y modernizando. En específico que incluya un método de remuneraciones para las inversiones requeridas para mejorar la calidad de servicio, y que contenga un proceso transitorio para enfrentar los cambios del modelo de negocio. Finalmente, que sea proactiva promoviendo la innovación frente al cambio de la naturaleza del negocio, manteniendo el objetivo principal de promover la eficiencia económica, la confiabilidad y sustentabilidad del sistema.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de septiembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 35%, igual al mes anterior. Por otra parte, la participación del carbón disminuyó a 33%, mientras que el GNL aumentó a un 17%. El resto de las tecnologías mantuvieron su participación respecto al mes anterior (ver Figura 2).

Durante el mes de septiembre estuvieron en mantenimiento mayor la central Nueva Renca (379 MW por 4 días), Ventanas 2 (220 MW por 8 días), Emelda U-2 (35 MW por 13 días) y Alfalfal U-2 (89 MW por 10 días).

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 41% del promedio mensual histórico (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a septiembre 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 septiembre 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 6,2 US\$/MMBtu. Por otro lado Nehuenco declaró un costo variable nulo. En tanto, la central Nueva Renca, operó con GNL declarando un precio de 6,5 US\$/MMBtu promedio del mes.

En septiembre de 2016 el costo marginal del SIC promedió 49,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 21% mayor respecto al mes de septiembre de 2015 (41,2 US\$/MWh), y 0,6% mayor respecto a agosto de 2016 (47,2 US\$/MWh).

Los costos marginales en septiembre estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL (ver Figura 4). En demanda alta se pueden ver un peak marcados por unidades diésel y en demanda baja se pudieron ver costos marginales marcados por el carbón.

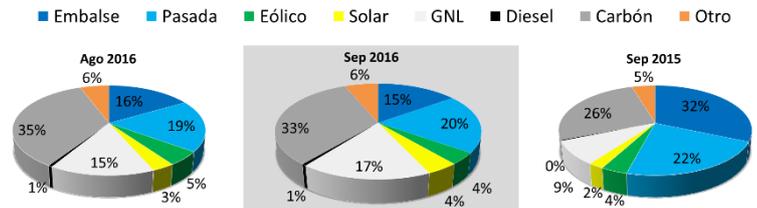


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

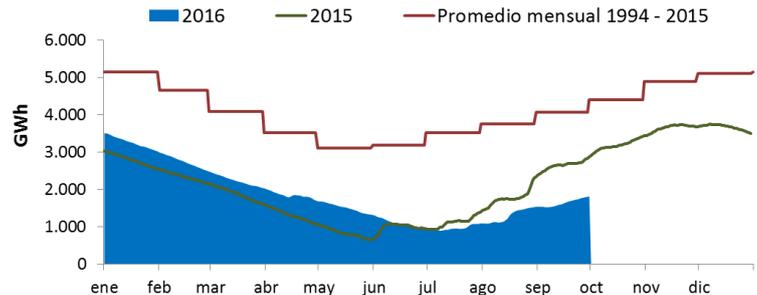


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

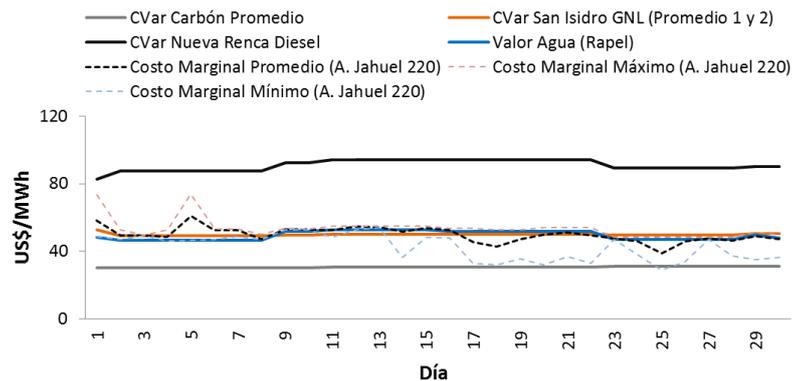


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre (Fuente: CDEC-SIC)

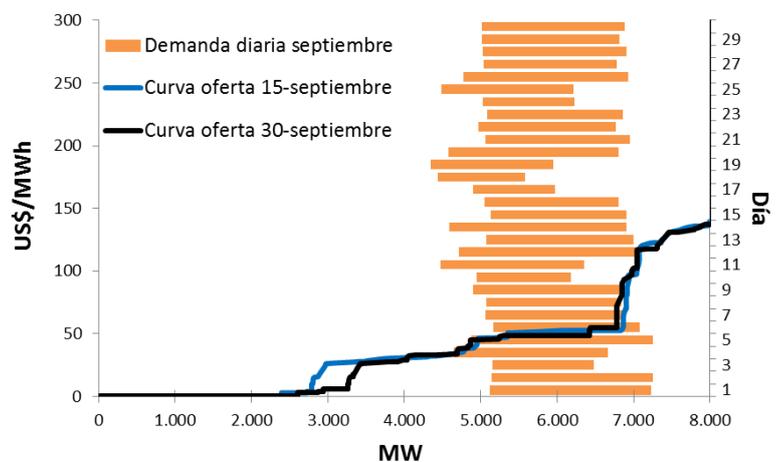


Figura 5: Demanda diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

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 periodo octubre-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. Nehuenco se considera con disponibilidad de GNL limitada durante los 12 meses de proyección. 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 Systep (Fuente: Systep)

Supuestos SIC		Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL
Crecimiento demanda	2016		2,4%
	2017		2,0%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		68,2
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		64,0
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	(1) San Isidro Nehuenco Nueva Renca	5,7 0,0 12,0
Disponibilidad GNL (Potencia Central %)	San Isidro (Oct-16)	Limitada (45%)	Limitada (45%)
	San Isidro (Nov16 - Dic16)	Limitada (52%)	Limitada (52%)
	San Isidro (Ene17 - Ago17)	Completa (100%)	Completa (100%)
	San Isidro (Sep-17)	Limitada (74%)	Limitada (74%)
	Nueva Renca (Oct16)	Limitada (55%)	Limitada (27%)
	Nueva Renca (Nov16 - Sep17)	0	0
	Nehuenco (Oct16)	Limitada (45%)	Limitada (23%)
Nehuenco (Nov16 - Abr17)	Limitada (80%)	Limitada (40%)	
Nehuenco (May16 - Jun17)	Limitada (44%)	Limitada (22%)	
Nehuenco (Jul17 - Sep17)	0	0	

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

Tabla 2: Indicadores estadísticos de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

Costo Marginal Mensual	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Oct-2016 a Dic-2016	36,08	8,67	40,85	10,81
Ene-2017 a Sep-2017	44,77	13,97	47,62	16,31

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.138 MW de nueva

capacidad renovable, de los cuales 597 MW son solares, 434 MW eólicos y 107 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.

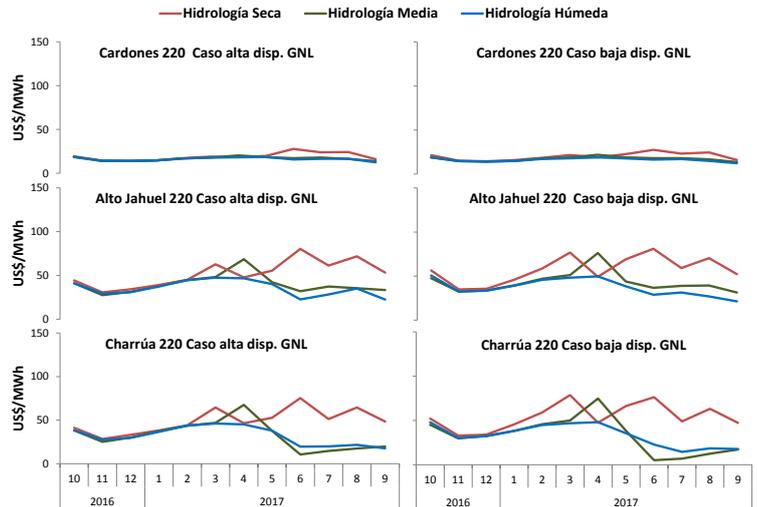


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

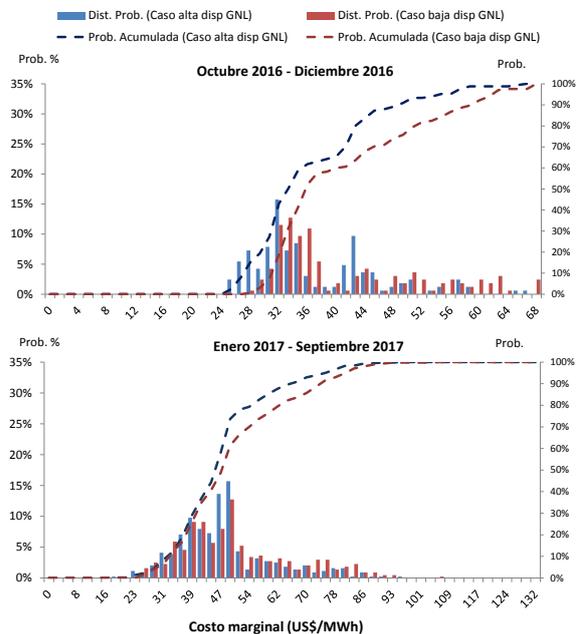


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

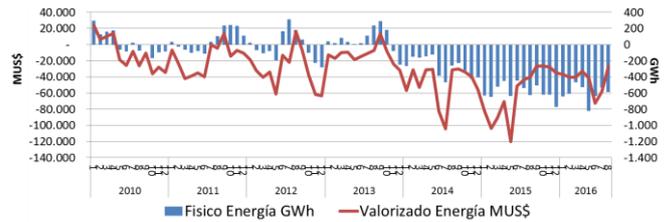
Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis por empresa

En septiembre, Endesa presentó un aumento de su generación hidráulica y una disminución de su generación GNL. Colbún, disminuyó su generación hidráulica, GNL y levemente su generación a carbón. Por su parte, AES Gener disminuyó tanto su generación GNE como a carbón, mientras Guacolda disminuyó levemente su generación total y Pehuenche aumentó su generación hidráulica.

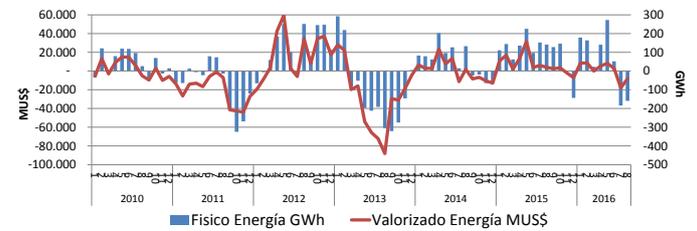
Endesa

	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015	Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
Pasada	81	92	62	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,4
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	31,9
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	27,2
GNL	215	169	135	Transferencias de Energía Ago 2016	
Carbón	589	499	391	Total Generación (GWh)	885
Diesel	0	6	0	Total Retiros (GWh)	699
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	186,1
Otro	1	1	1	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,4
Total	885	767	589		



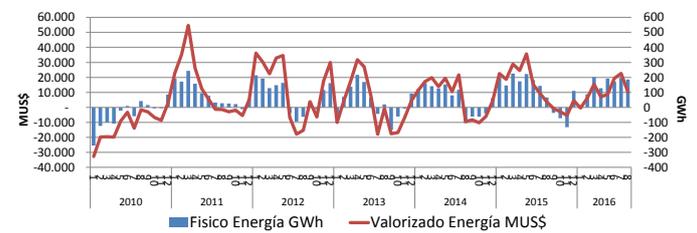
Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Pasada	153	148	219	Santa María	27,4
Embalse	208	191	390	Nehuenco GNL (prom. I y II)	3
Gas	0	0	0	Nehuenco Diesel (prom. I y II)	82,6
GNL	180	161	224	Transferencias de Energía Ago 2016	
Carbón	259	251	187	Total Generación (GWh)	801
Diesel	0	1	0	Total Retiros (GWh)	960
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-159
Total	801	752	1.020	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8,5



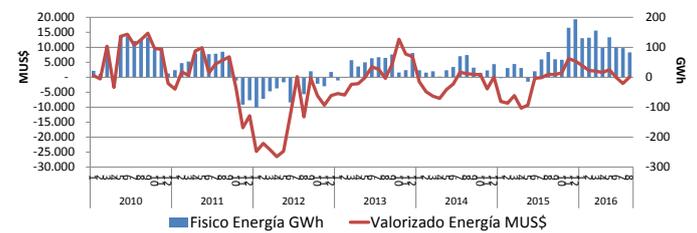
AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015	Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
Pasada	81	92	62	Ventanas prom. (prom. I y II)	31,4
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	31,9
Gas	0	0	0	Nueva Renca GNL	50,3
GNL	215	169	135	Transferencias de Energía Ago 2016	
Carbón	589	499	391	Total Generación (GWh)	885
Diesel	0	6	0	Total Retiros (GWh)	699
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	186,1
Otro	1	1	1	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,4
Total	885	767	589		



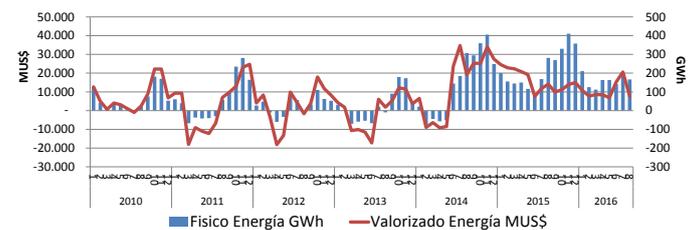
Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	27,8
Embalse	0	0	0	Guacolda III	24,0
Gas	0	0	0	Guacolda IV	28,6
GNL	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2016	
Carbón	400	376	382	Total Generación (GWh)	400
Diesel	0	0	0	Total Retiros (GWh)	317
Eólico	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	83,2
Total	400	376	382	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,1



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Pasada	30	49	40	Sólo centrales hidráulicas	
Embalse	167	157	253	Transferencias de Energía Ago 2016	
Gas	0	0	0	Total Generación (GWh)	197
GNL	0	0	0	Total Retiros (GWh)	31
Carbón	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	166
Diesel	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,6
Eólico	0	0	0		
Total	197	207	293		



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de septiembre estuvo marcada por una conservación de la generación a carbón respecto al mes de agosto de un 81%. Por otro lado, el GNL disminuyó en un 3% mientras el diésel aumentó en la misma cantidad (3%) (ver Figura 8).

Durante septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades UG1, UG2, UG3, UG4 y UG6 de la central Minera Collahuasi (35,7 MW), la unidad NT01 de la central Norgener (Aes Gener 139,5 MW) y U15 de la central Tocopilla (Engie 132,4 MW), entre otras.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 5,1 US\$/MMBtu promedio en septiembre. De este modo, durante todo mes el costo variable del GNL de Engie se ubicó en un punto levemente superior en comparación a los costos variables promedio del carbón (ver Figura 9).

Los costos marginales de septiembre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta el costo marginal estuvo marcado por el diésel (ver Figura 9).

El promedio mensual del costo marginal de septiembre en la barra Crucero 220 fue de 64 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 31% respecto del mes de agosto de 2016 (49 US\$/MWh), y un aumento de un 12% respecto a septiembre de 2015 (41 US\$/MWh).

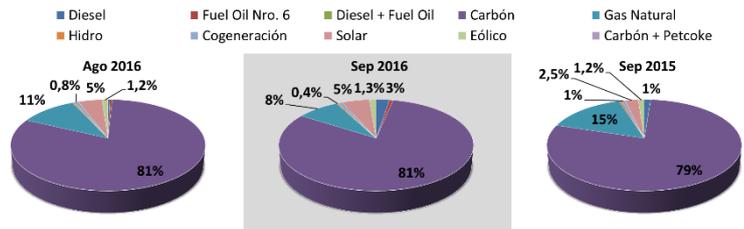


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

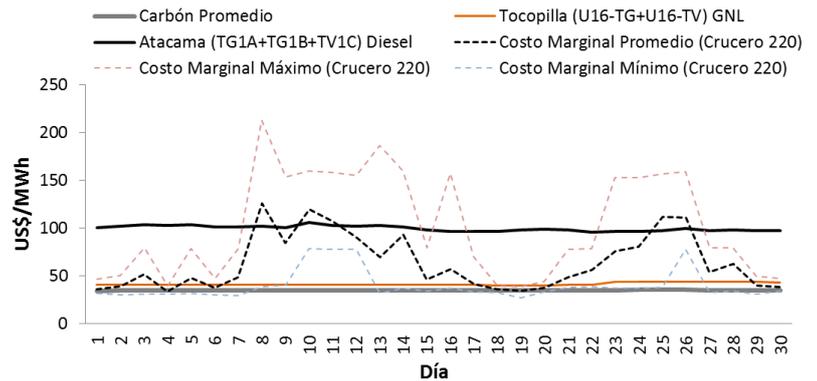


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de septiembre (Fuente: CDEC-SING)

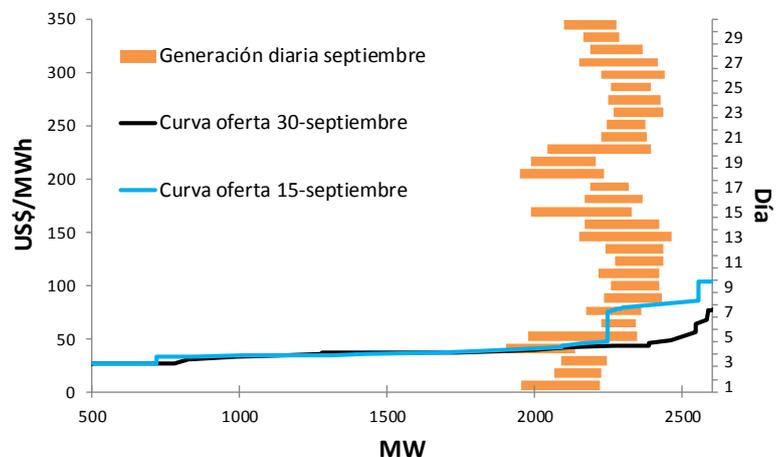


Figura 10: Generación diaria durante septiembre y curva de oferta aproximada al 15 y 30 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

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 5,2% 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	2,8%	5,2%	10,5%
	2017	4,9%	7,8%	10,7%
Combustible	Diesel Mejillones US\$/Bbl		60,9	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	66,9	
		Angamos	62,5	
		Tocopilla	57,4	
		Andina	64,3	
		Hornitos	65,6	
		Norgener	74,7	
Tarapacá	71,0			
GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla	3,8 - 11		
	Disponibilidad GNL	U16	Limitada (9% - 100%)	
	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 416 MW solares, 112 MW eólicos, 742 MW térmicos convencionales y 48 MW geotérmicos. En octubre del presente año entraría en operación 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 33,6 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda

los costos proyectados alcanzan los valores de 33,3 US\$/MWh y 34,6 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 con su segunda unidad), los costos marginales en los distintos escenarios de demanda no presentan diferencias significativas.

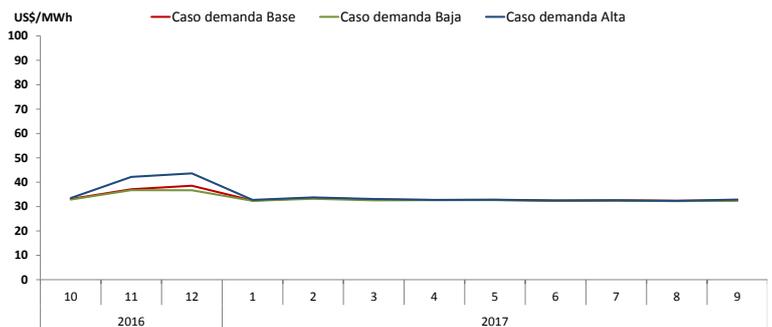


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

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 agosto 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.

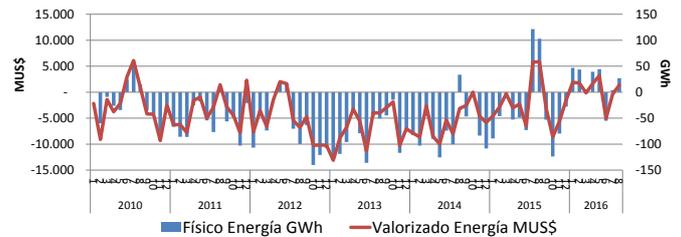
Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis por empresa

En el mes de septiembre, Engie (Ex E-CL) disminuyó su participación GNL y a carbón, disminuyendo la energía total generada respecto al mes anterior. Igualmente, AES Gener también disminuyó su generación en base a carbón, mientras que Celta reinició su operación con carbón este mes. Finalmente, GasAtacama aumentó su operación diésel.

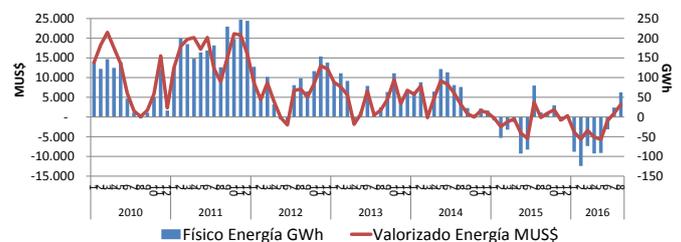
Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Diesel	1	2	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	549	540	615	Transferencias de Energía Ago 2016	
Gas Natural	123	91	126	Total Generación (GWh)	676
Hidro	3	3	4	Total Retiros (GWh)	649
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	27,0
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	1.363
Total	676	636	746		



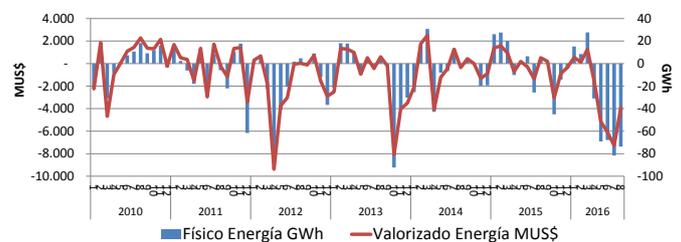
AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 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 Ago 2016	
Carbón	576	509	550	Total Generación (GWh)	576
Gas Natural	0	0	79	Total Retiros (GWh)	513
Hidro	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	62,5
Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	3.167
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	576	509	630		



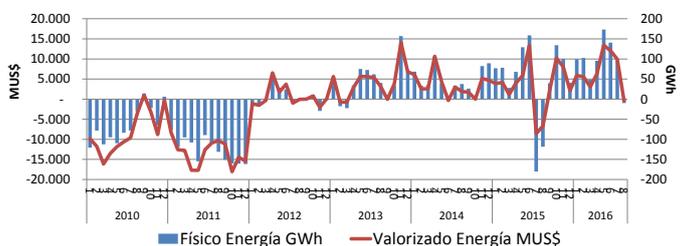
Celta

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Diesel	0,4	0,5	0,5	Tarapacá Carbón	29,7
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	0
Carbón	0	3	80	Total Retiros (GWh)	74
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-73,6
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.931
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	0	4	81		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Sep 2016 (US\$/MWh)	
	Ago 2016	Sep 2016	Sep 2015		
Diesel	5	37	16	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	100,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Transferencias de Energía Ago 2016	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	4,5
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	14,4
Gas Natural	0	0	36	Transf. Físicas (GWh)	-9,9
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-368
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
Total	5	37	52		



Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a septiembre de 2016, es de 79,6 US\$/MWh para el SIC y 71,9 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 mayo de 2016.

Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de agosto de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.212 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 265,3 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante agosto fue igual a 734 GWh, es decir, superó en un 177% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de agosto, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (32%), seguidas por solares (27%) y centrales hidráulicas (23%). Finalmente, la menor generación fue de centrales biomasa con un 18% 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 agosto, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
ENDESA	76,6	19.020
COLBÚN	80,4	6.932
AES GENER	75,8	5.446
CAMPANARIO	112,7	990
GUACOLDA	64,3	900
PANGUIPULLI	123,9	565
M. REDONDO	107,3	303
D. ALMAGRO	110,0	220
CHUNGUNGO	91,0	190
PUYEHUE	96,1	165
PUNTILLA	113,5	83
ERNIC-1	115,9	60
C. EL MORADO	119,2	40
CAREN	113,6	25
SPV P4	100,5	20
Precio Medio de Licitación SIC	79,6	
SING		
E-CL	71,9	2.530
Precio Medio de Licitación SING	71,9	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	67,2	14.184
Chilquinta	90,3	3.473
EMEL	68,8	2.445
CGED	102,1	10.115
SAESA	66,3	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	79,6	
SING		
EMEL-SING	71,9	2.530
Precio Medio de Licitación SING	71,9	

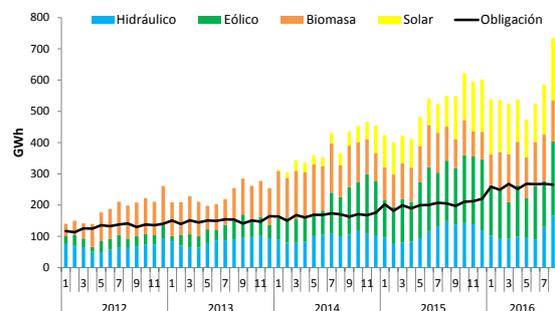


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

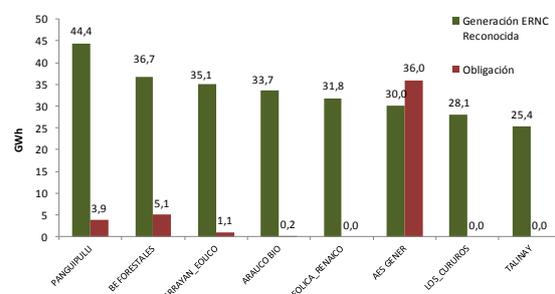


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, agosto de 2016 (Fuente: CDEC-SING)

Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Ley 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, ya se presentó el primer boletín de indicaciones ([ver más](#)) ([ver más](#)).

Ley 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](#)).

Código de Aguas: Comisión de Hacienda de la Cámara despacha proyecto de ley ([ver más](#))

Aún se mantienen las discrepancias en torno al resguardo de la propiedad de los derechos de aprovechamiento de agua.

Perú y Ecuador acuerdan construir línea eléctrica para conectar con Chile ([ver más](#))

Ese es uno de los principales acuerdos a los que arribaron los mandatarios durante un encuentro en la ciudad de Macas, en la amazonía ecuatoriana, donde tuvo lugar el X Gabinete Binacional Ecuador-Perú, un mecanismo de diálogo directo entre ambos Gobiernos.

BHP Billiton pondrá en marcha en diciembre central en Mejillones ([ver más](#))

Además, la planta desaladora de Minería Escondida anticipará el suministro de agua a la faena.

Costos del sistema se mantuvieron estables en septiembre, pese a reducción del aporte hidroeléctrico ([ver más](#))

La baja demanda, la caída en el precio de los combustibles y la mayor inyección termoeléctrica, eólica y solar han compensado la escasez de agua.

Designado el Consejo Directivo del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#))

Comité Especial de Nominaciones eligió a Germán Henríquez Véliz como presidente del Consejo Directivo del futuro organismo que reemplazará a los actuales CDECs a partir del 1 de enero de 2017.

AES Gener puso en operación segunda parte de Central Cochrane ([ver más](#))

Unidad de 266 MW, consolida el proyecto en una capacidad total de 532 MW.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 9.331 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.952. En el último mes se aprobaron los proyectos "Planta fotovoltaica Malgarida II" y "Parque Solar Fotovoltaico Tamarico" con capacidad instalada de 163 MW y 152 MW y una inversión de 283 MMUS\$ y 360 MMUS\$ respectivamente. Además, se aprobó la central diésel "Central de Respaldo Los Cóndores" de 100 MW de capacidad y 50 MMUS\$ de inversión. Por su parte, ingresaron a evaluación ambiental seis proyectos solares (89,8 MW), uno GNL (480 MW), dos eólicos (211 MW) y un proyecto hidráulico (7,3 MW).

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.783 MW, con una inversión de MMUS\$ 16.170, mientras que los proyectos aprobados totalizan 13.995 MW con una inversión de MMUS\$ 35.556. En el último mes se ingresó el proyecto "Parque

Fotovoltaico Santa Isabel" de 408 MW de capacidad y 600 MMUS\$ de inversión.

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	2.445	4.699	6.042	12.540
Hidráulica	326	783	3.355	5.691
Solar	2.891	6.731	7.116	17.057
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	9.331	15.952	25.734	53.535

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	3.443	14.610	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 N° 6	0	0	216	302
Geotérmica	50	260	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.783	16.170	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

octubre2016



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.