

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## SIC y SING

Noviembre 2015

[Volumen 8, número 11]

### 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

## Exitosos resultados de licitación de suministro 2015/2 y perspectivas futuras

El día 14 de octubre de 2015 se presentaron las ofertas para el proceso de licitación 2015/02, en la cual participaron 38 oferentes, número que más que duplica los participantes en el proceso de diciembre pasado (2013/03, 2<sup>do</sup> llamado). En este proceso se licitó un total relativamente menor de energía de 1.200 GWh/año (en el proceso de diciembre se habían licitado 13.000 GWh/año), a ser suministrados entre 2017 y 2033. En esta licitación la totalidad de la energía a ser subastada se dividió en tres bloques horarios: 4-A (nocturno 23:00-07:59), 4-B (mañana y tarde 08:00-17:59) y 4-C (tarde noche 18:00-22:59).

La autoridad esperaba una fuerte competencia, debido al interés de nuevos actores ERNC por adjudicarse contratos y así viabilizar sus proyectos. De hecho, la autoridad fijó un precio de reserva de 108,13 USD/MWh, prácticamente igual al precio promedio de adjudicación de la licitación de diciembre. Además, la limitada cantidad de energía de la subasta y el mecanismo de adjudicación netamente por bloques horarios, que ofrece mejores oportunidades a las ofertas sustentadas en energía variable (solar fotovoltaica y eólica) en la medida que se complementen, hacían suponer que esta licitación se resolvería a precios promedio menores que en procesos anteriores.

El lunes 26 de octubre se dieron a conocer los resultados de este proceso, destacando el precio promedio de adjudicación de 79,33 USD/MWh, el menor desde 2007. Otro aspecto relevante es que el 100% de la energía subastada fue adjudicada a generadores ERNC (solar fotovoltaica y eólica). En este sentido fue de crucial importancia la complementariedad de las ofertas de los participantes, por ejemplo generadores en base a energía solar ofertando en el bloque 4-B y eólicos en el bloque 4-A y 4-C. Este tipo de mix de ofertas generó alternativas competitivas a la energía de base ofertada por los actores convencionales, cuyas ofertas cubrían la totalidad de la energía licitada, pero a un precio entre 82 y 85 USD/MWh promedio. Adicionalmente, uno de los participantes ERNC (Aela Generación) ofertó precios competitivos en los tres bloques de suministro, adjudicándose así la mayor parte de la energía a un precio promedio de 79,32 USD/MWh.

Los menores precios ofertados por las ERNC son una señal clara de la tendencia a la baja de los costos de inversión en este tipo de tecnologías, aunque

también puede suponerse que los desarrolladores estén aceptando menores tasas de retorno para asegurar PPAs que viabilicen el financiamiento de sus proyectos.

Más allá de la seguridad que ofrecen los PPAs, existen factores que podrían poner en riesgo el suministro que, a partir de enero de 2017, deben entregar las empresas adjudicadas, obligándolas a acudir al mercado spot para cumplir sus contratos. Uno de ellos puede ser el retraso de los mismos proyectos de generación que sustentan las ofertas, o la postergación de entrada en servicio de obras de transmisión como la línea de interconexión 500 kV de TEN o el tramo Polpaico – Cardones 500 kV, fundamentales para transportar la energía ERNC entre distintas regiones del país.

Los resultados de la licitación 2015/2 plantean la interrogante de si estos exitosos resultados se pueden repetir en el proceso 2015/01 de abril próximo, en el cual el volumen de energía a licitar es de 13.750 GWh/año entre 2021 y 2041, que representa alrededor del 22% de la demanda regulada proyectada.

La licitación de abril estará condicionada fundamentalmente por las ofertas que realicen los principales generadores del SIC y SING, motivados por mantener la energía de contratos próximos a expirar (algunos pactados a precios incluso menores que los de la licitación 2015/02), o por viabilizar nuevos proyectos de generación o contratos de GNL de largo plazo para centrales desprovistas de este combustible. Esa oferta potencial proyectada al 2021 representa más del doble de la energía a licitar en abril próximo.

Se anticipa la presencia de numerosos proyectos ERNC, los cuales nuevamente podrían adjudicarse algunos bloques de energía aprovechando su complementariedad. Además, nuevos actores en generación convencional (tales como E-CL, EDF o una posible entrada de ENAP al mercado) podrían buscar adjudicarse parte de la energía y así viabilizar sus proyectos. El ingreso de nuevos proyectos de generación como resultado de la licitación de diciembre, sumado al bajo crecimiento de la demanda, disminuyen los valores esperados de costos marginales del sistema. En este contexto, los generadores existentes podrían verse motivados a desplazar a nuevos entrantes mediante ofertas competitivas, evitando una mayor exposición al precio spot.

# Sistema Interconectado Central (SIC)

## Análisis de operación del SIC

En el mes de octubre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 56%, lo cual es un 2% mayor respecto al mes anterior. Por otra parte, la participación de GNL disminuyó en un 4% (ver Figura 1).

Durante el mes de octubre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Bocamina 2 (350 MW, térmica), San Isidro (379 MW, GNL) y La Higuera U1 (155 MW, hidráulica), entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos a pesar de las lluvias del último mes. Actualmente, la energía embalsada es un 72% del promedio mensual histórico, sin embargo es un 21% mayor a los niveles de energía almacenada a igual fecha del año pasado (ver Figura 2).

Durante octubre la central San Isidro operó esporádicamente sus dos ciclos combinados con GNL, a un precio promedio declarado de 7,14 US\$/MMBtu. La unidad II de Nehuencho operó con GNL y costo variable nulo, mientras que la unidad I sólo operó cuatro días con GNL. En tanto, la central Nueva Renca, perteneciente a AES Gener pero arrendada por Endesa, operó cuatro días de octubre con GNL declarado a un precio de 7,41 US\$/MMBtu.

Los costos marginales continúan bajos en el SIC, durante octubre éstos estuvieron determinados por el valor del agua embalsada, la cual tiene un valor similar al carbón en este mes (Figura 3).

En octubre de 2015 el costo marginal del SIC promedió 35,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 53,2% menor respecto al mes de octubre de 2014 (76,8 US\$/MWh), y 12,8% menor respecto a septiembre de 2015 (41,2 US\$/MWh).

Cabe mencionar que este costo marginal es el más bajo registrado desde octubre de 2006. Lo anterior se explica por la caída en la generación de un 0,7% respecto a octubre de 2014, además de la mayor disponibilidad hídrica y la caída de los precios de combustibles.

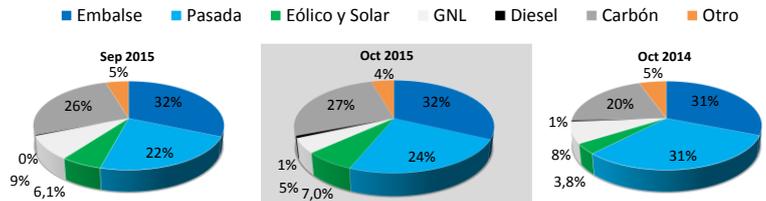


Figura 1: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

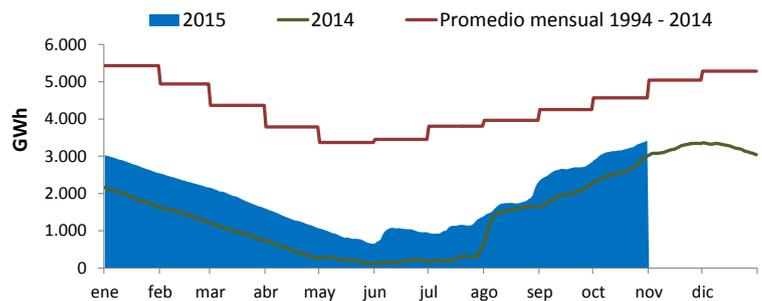


Figura 2: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CDEC SIC)

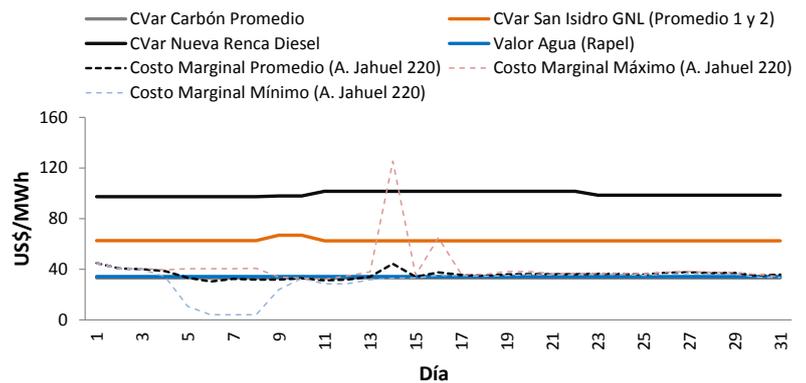


Figura 3: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre (Fuente: CDEC-SIC)

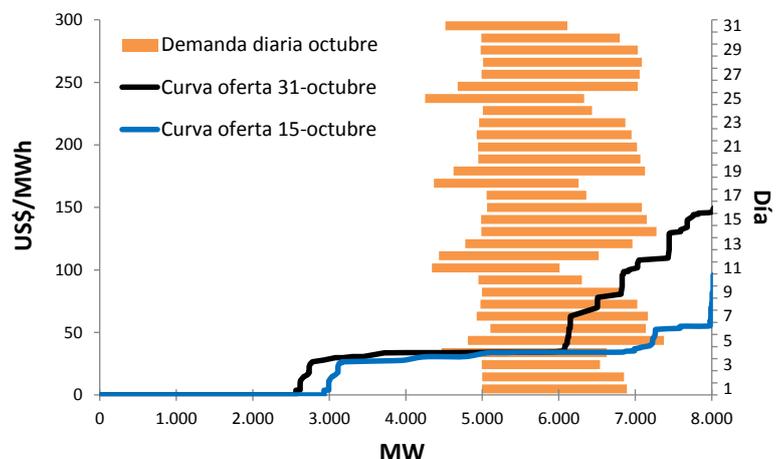


Figura 4: Demanda diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado Central (SIC)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Para la proyección de costos marginales se ha considerado el último pronóstico de deshielo publicado por el CDEC-SIC para el periodo 2015-2016. Conforme a la última actualización de disponibilidad de GNL, se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada durante enero 2016 y completa a partir de febrero 2016. La central Nueva Renca de AES Gener se mantiene arrendada por Endesa en el corto plazo, mientras que en largo plazo se ha considerado el contrato de abastecimiento con Enap que garantizará la disponibilidad completa de esta central entre mayo y julio de 2016. Para Nehuenco se considera una disponibilidad de GNL limitada desde enero a junio de 2016. Por otra parte, se actualizó la puesta en servicio del segundo transformador de 500 a 220 kV en Ancoa.

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 y los efectos climáticos asociados al fenómeno del Niño, 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	2015	2,2%		
	2016	3,0%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton (N. Ventanas)		73,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		71,6	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	San Isidro	6,0	12,0
		Nehuenco	0,0	0,0
Disponibilidad GNL	Nueva Renca		6,0	12,0
	San Isidro (Nov15 - Dic15)	0	0	
	San Isidro (Ene16)	Limitada	Limitada	
	San Isidro (Feb16 - Oct16)	Completa	Completa	
	Nehuenco (Nov15 - Dic16)	0	0	
	Nehuenco (Ene16 - Jun16)	Limitada	Limitada	
Disponibilidad GNL	Nehuenco (Jul16 - Oct16)		0	0
	Nueva Renca (1) (Nov15 - Dic15)		Limitada	Limitada
	Nueva Renca (Ene16 - Abr16)		0	0
	Nueva Renca (2) (May16 - Jul16)		Completa	Limitada

(1): Contrato de arriendo de central Nueva Renca con Endesa.

(2): Contrato de abastecimiento de GNL con ENAP.

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. %
Nov-2015 a Dic-2015	44,66	4,40	45,08	8,62
Ene-2016 a Oct-2016	45,94	15,36	52,70	21,75

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.344 MW de nueva capacidad renovable, de los cuales 1.009 MW son solares, 112 MW eólicos, 169 MW hídricos, y 55 MW de cogeneración. Además para este periodo de proyección está considerado el ingreso de la central a carbón Guacolda V. Cabe destacar que parte importante de las centrales proyectadas para diciembre 2015 por el CDEC-SIC han sido reiteradamente postergadas en su fecha de entrada en los últimos meses.

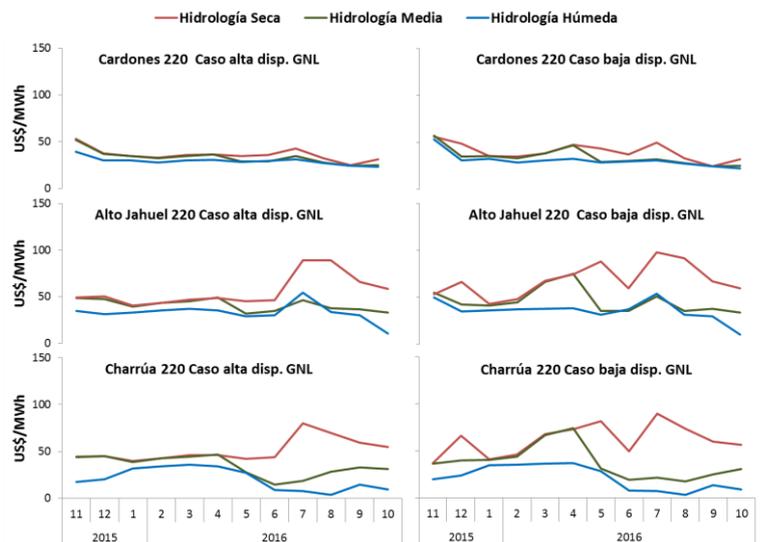


Figura 5: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

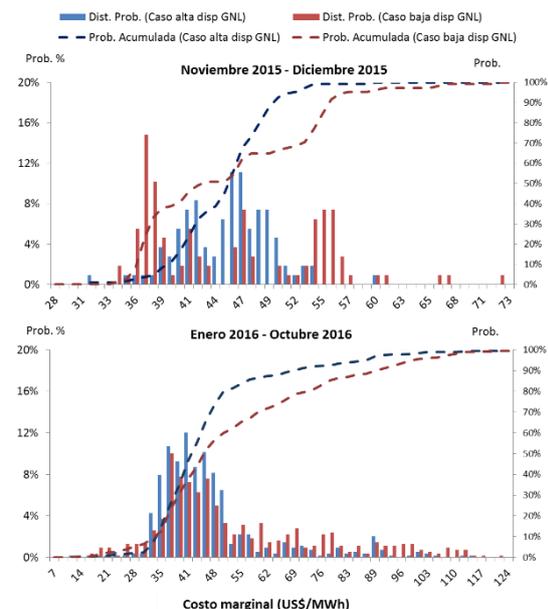


Figura 6: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)

# Sistema Interconectado Central (SIC)

## Análisis por empresa

En octubre, Endesa muestra una disminución de su generación a carbón debido al mantenimiento de Bocamina II. En tanto, AES Gener disminuyó su generación GNL aumentando la de carbón. Mientras que Endesa aumentó su generación hidráulica. Por otra parte, destaca la mejora posición de Colbún respecto al 2014, debido a la menor operación diésel reemplazada por GNL y a las buenas expectativas hídricas.

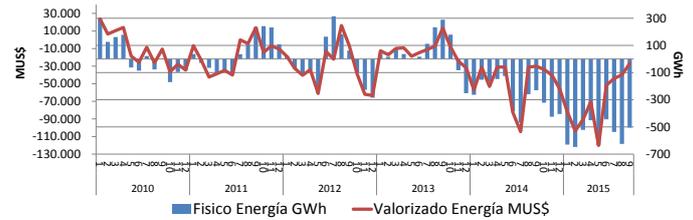
### Endesa

	Generación por fuente GWh		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014
Pasada	249	265	273
Embalse	685	716	703
Gas	0	0	0
GNL	4	19	214
Carbón	148	64	0
Diésel	0	0	1
Eólico	14	15	15
<b>Total</b>	<b>1.100</b>	<b>1.080</b>	<b>1.206</b>

Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)	
Bocamina (prom. I y II)	37,9
San Isidro GNL (prom. I y II)	62,8
Taltal Diesel	244,3

Transferencias de Energía Sep 2015	
Total Generación (GWh)	1.100
Total Retiros (GWh)	1.606
Transf. Físicas (GWh)	-505,4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27,1



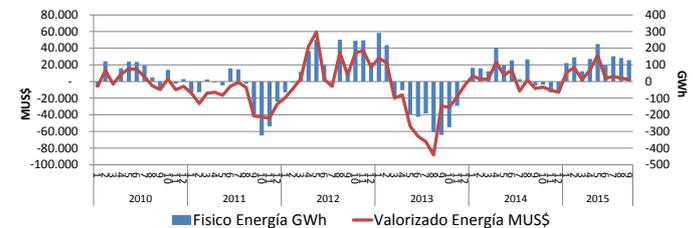
### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014
Pasada	219	225	255
Embalse	390	410	459
Gas	0	0	0
GNL	224	190	108
Carbón	187	229	154
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.020</b>	<b>1.054</b>	<b>976</b>

Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)	
Santa María	30,68
Nehuenco GNL (prom. I y II)	0,00
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	110,4

Transferencias de Energía Sep 2015	
Total Generación (GWh)	1.020
Total Retiros (GWh)	892
Transf. Físicas (GWh)	128
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2,4



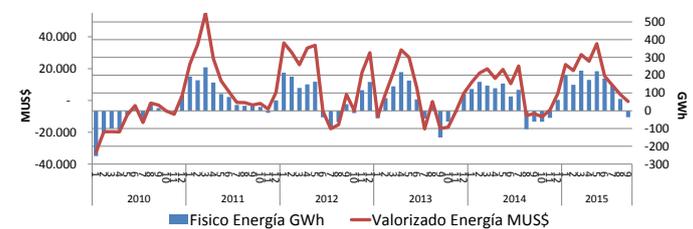
### AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014
Pasada	62	77	95
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	135	16	57
Carbón	391	498	479
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Otro	1	1	2
<b>Total</b>	<b>589</b>	<b>592</b>	<b>633</b>

Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,4
N. Ventanas y Campiche	33,7
Nueva Renca GNL	80,6

Transferencias de Energía Sep 2015	
Total Generación (GWh)	589
Total Retiros (GWh)	626
Transf. Físicas (GWh)	-36,3
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-0,6



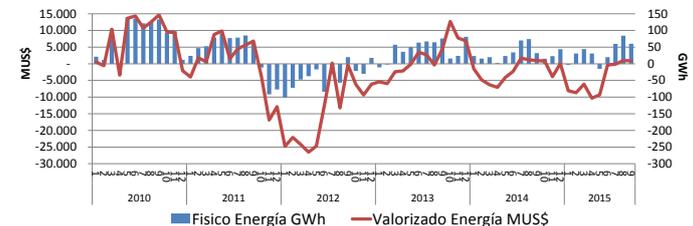
### Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	382	379	351
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>382</b>	<b>379</b>	<b>351</b>

Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)	
Guacolda I y II	30,6
Guacolda III	28,0
Guacolda IV	29,8

Transferencias de Energía Sep 2015	
Total Generación (GWh)	382
Total Retiros (GWh)	322
Transf. Físicas (GWh)	60,0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,9



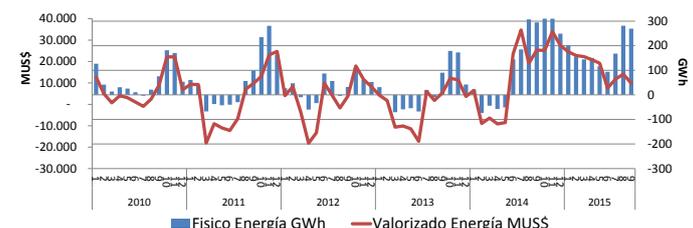
### Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014
Pasada	40	68	84
Embalse	253	291	349
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>293</b>	<b>359</b>	<b>432</b>

Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)	
Sólo centrales hidráulicas	

Transferencias de Energía Sep 2015	
Total Generación (GWh)	293
Total Retiros (GWh)	24
Transf. Físicas (GWh)	269
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,9





## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de octubre presentó una disminución de la generación a carbón de un 7%, mientras que la generación GNL aumentó en el mismo porcentaje, ambos respecto al mes anterior. Cabe destacar la disminución de la participación diesel en el SING, la cual varió de un 5% en octubre de 2014 a un 2% en octubre de este año (ver Figura 7).

Durante octubre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades U14 (Carbón 107,4 MW) de E-CL, y TG1B (GNL 125,4 MW) de GasAtacama.

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla de E-CL fue de 4,8 US\$/MMBtu promedio en octubre. De este modo, el costo variable del GNL de E-CL se ubicó por encima de los costos variables promedio del carbón (ver Figura 8). Además, la unidad CTM3 de propiedad de E-CL pero arrendada por AES Gener operó con un costo declarado de GNL de 11,3 US\$/MMBtu.

Los costos marginales de octubre en demanda baja fueron marcados por el carbón, mientras que en demanda alta la tecnología marginal fue el GNL, alternando con unidades diésel (ver Figura 8).

El promedio mensual del costo marginal de octubre en la barra Crucero 220 fue de 71,6 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 25,3% respecto del mes de septiembre (57,1 US\$/MWh), y un aumento de un 17% respecto a octubre de 2014 (60,9 US\$/MWh).

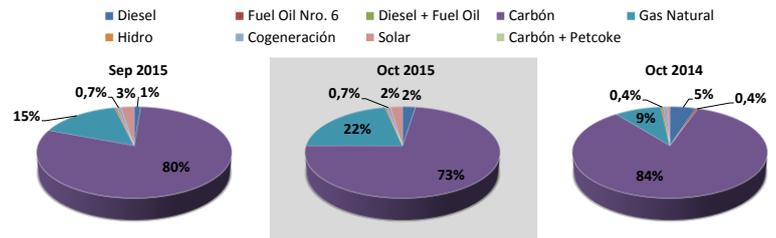


Figura 7: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

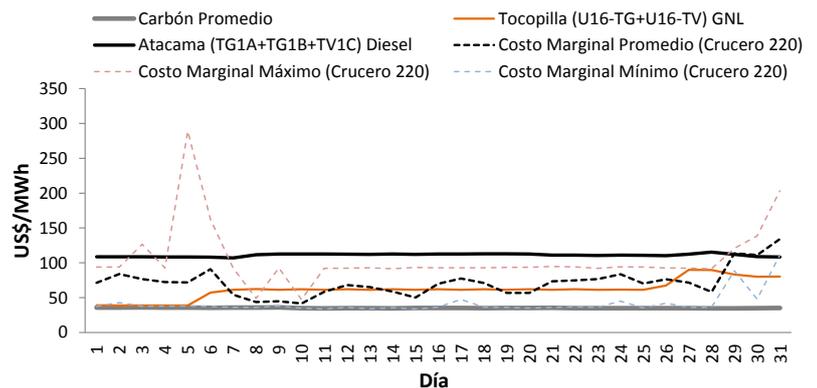


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal diario de octubre (Fuente: CDEC-SING)

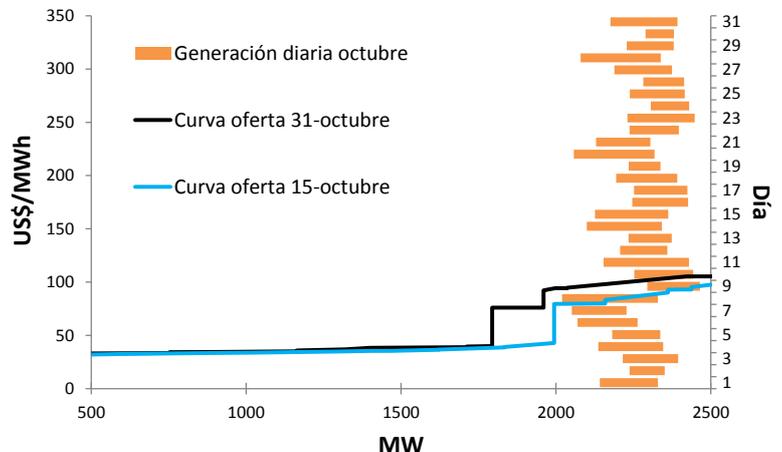


Figura 9: Generación diaria durante octubre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)

## Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

### Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica crezca cerca de un 9,2% con respecto al año anterior. No obstante lo anterior, debido al 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	2015	8,2%	9,2%	10,2%
	2016	2,2%	6,6%	10,9%
Combustible	Diesel promedio US\$/Bbl		74,0	
	Carbón US\$/Ton	Mejillones	67,0	
		Angamos	68,6	
		Tocopilla	73,6	
		Andina	67,3	
		Hornitos	65,6	
		Norgener	63,1	
Tarapacá	79,9			
Disponibilidad GNL	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla		4,0 - 12,0
	U16 CTM3 Otros			Limitada Sin GNL Sin GNL

Nota: La central Salta no es considerada en esta proyección

En cuanto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 452 MW ERNC, donde la totalidad de ellos corresponde a proyectos solares. Respecto a las tecnologías convencionales, se espera la entrada de la central Cochrane I (carbón, 266 MW) en enero de 2016, mientras que en mayo del mismo año entrarían Cochrane II (carbón, 266 MW) y Kelar (CC-GNL, 540 MW).

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 37,4 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 36,2 US\$/MWh y 40,8 US\$/MWh respectivamente. De los resultados obtenidos se desprende que los proyectos de generación previstos, particularmente aquellos que ingresan el año 2016, serían suficientes para mantener costos marginales bajos incluso en un escenario de demanda alta.

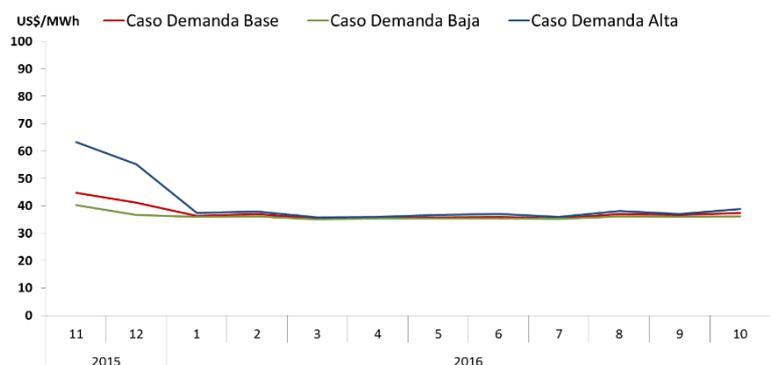


Figura 10: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda. (Fuente: Systep)

En consideración del impacto de los mantenimientos programados de las unidades generadoras sobre los costos marginales, se incluyó la última actualización disponible del programa de mantenimiento mayor publicado por el CDEC-SING para el año 2015.

En otro ámbito, en esta proyección se actualizó la disponibilidad GNL de las unidades generadoras de acuerdo a la información declarada por las empresas. En particular para la unidad U16, la disponibilidad de GNL se actualizó conforme a la disponibilidad declarada para el mes de octubre de este año, conforme a lo publicado 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.

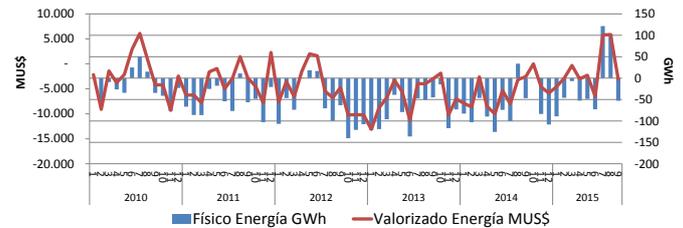
# Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

## Análisis por empresa

En el mes de octubre, AES Gener aumentó la generación con GNL de la central CTM3 arrendada a E-CL. Mientras que Celta disminuyó su generación a carbón debido a problemas técnicos en la unidad CTAR. Finalmente GasAtacama aumentó su operación en base a GNL debido a mayor disponibilidad de este combustible.

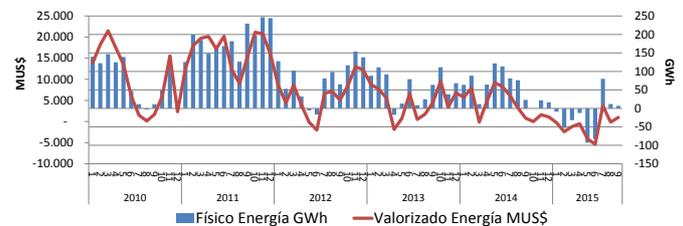
### E-CL (incluye Hornitos y Andina)

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014		
Diesel	2	3	2	Andina Carbón	36,1
Fuel Oil Nro. 6	0	0	6	Mejillones Carbón	32,8
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Tocopilla GNL	61,7
Carbón	615	606	685	<b>Transferencias de Energía Sep 2015</b>	
Gas Natural	126	127	126	Total Generación (GWh)	746
Hidro	4	5	4	Total Retiros (GWh)	799
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	-52,9
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	-3.106
<b>Total</b>	<b>746</b>	<b>741</b>	<b>823</b>		



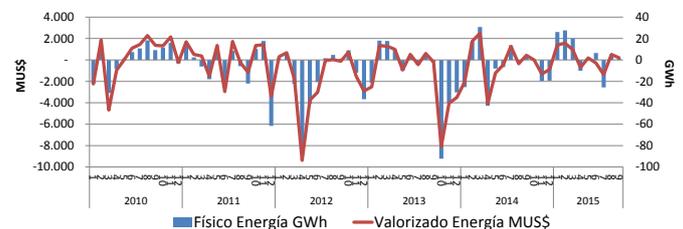
### AES Gener (incluye Angamos)

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014		
Diesel	0	0	0	Angamos (prom. 1 y 2)	36,4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	Norgener (prom. 1 y 2)	28,7
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Mejillones GNL (CTM3 AES Gener)	91,6
Carbón	550	557	489	<b>Transferencias de Energía Sep 2015</b>	
Gas Natural	79	120	8	Total Generación (GWh)	630
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)	623
Petcoke	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	6,9
Carbón + Petcoke	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	975
<b>Total</b>	<b>630</b>	<b>676</b>	<b>497</b>		



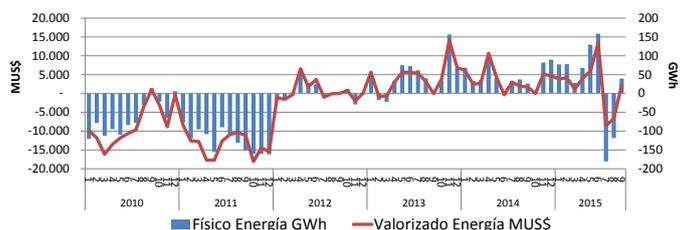
### Celta

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014		
Diesel	0,5	0,9	0,5	Tarapacá Carbón	35,6
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Sep 2015</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	81
Carbón	80	42	90	Total Retiros (GWh)	80
Gas Natural	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)	1,1
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	197
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>81</b>	<b>43</b>	<b>90</b>		



### GasAtacama

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. Oct 2015 (US\$/MWh)		
	Sep 2015	Oct 2015	Oct 2014		
Diesel	16	35	70	Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	111,0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0	<b>Transferencias de Energía Sep 2015</b>	
Diesel + Fuel Oil	0	0	0	Total Generación (GWh)	52,2
Carbón	0	0	0	Total Retiros (GWh)	12,7
Gas Natural	36	112	0	Transf. Físicas (GWh)	39,5
Hidro	0	0	0	Transf. Valorizadas (MUS\$)	2.172
Petcoke	0	0	0		
Carbón + Petcoke	0	0	0		
<b>Total</b>	<b>52</b>	<b>147</b>	<b>70</b>		



## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a octubre de 2015, es de 82,3 US\$/MWh para el SIC y 82,2 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 accede 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 febrero de 2015.

## Energías Renovables No-Convencionales

Del balance de Energías Renovables No-Convencionales (ERNC) correspondiente al mes de septiembre de 2015, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.519 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 198 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante septiembre fue igual a 548 GWh, es decir, superó en un 176% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de septiembre, la mayor parte fue generada por centrales eólicas (33%), seguidas por centrales hidráulicas (25%) y solar (25%). Finalmente, la menor generación fue de centrales de biomasa con un 17% 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 septiembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a octubre 2015 por generador en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
ENDESA	79,5	18.006
COLBÚN	83,0	6.932
AES GENER	80,2	5.529
GUACOLDA	70,3	900
CAMPANARIO	111,8	990
M. REDONDO	106,4	303
D. ALMAGRO	109,1	220
PUYEHUE	95,4	165
PANGUIPULLI	121,6	561
PUNTILLA	112,6	83
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>	<b>82,3</b>	
<b>SING</b>		
E-CL	82,2	2.365
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>	<b>82,2</b>	

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a octubre 2015 por distribuidora en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
<b>SIC</b>		
Chilectra	68,6	13.579
Chilquinta	91,0	3.468
EMEL	79,3	2.544
CGED	104,6	9.205
SAESA	73,9	4.892
<b>Precio Medio de Licitación SIC</b>	<b>82,3</b>	
<b>SING</b>		
EMEL-SING	82,2	2.365
<b>Precio Medio de Licitación SING</b>	<b>82,2</b>	

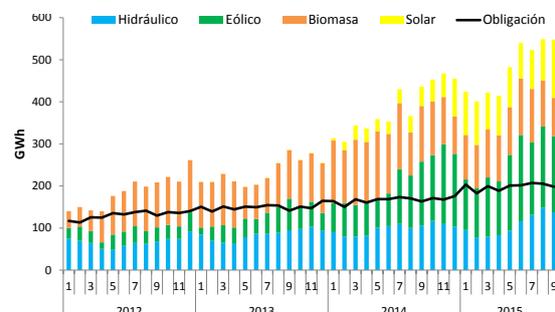


Figura 11: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

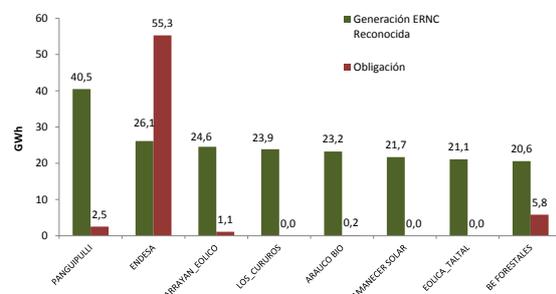


Figura 12: Generación reconocida y obligación por empresa, septiembre de 2015 (Fuente: CDEC-SING)

## Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

<b>Franquicia tributaria, ley de concesiones y cambio de giro ENAP</b>	<b>Regulación de la distribución de gas de red</b>	<b>Equidad tarifaria y reconocimiento a comunas generadoras</b>	<b>Nueva ley de transmisión y organismo coordinador (CDEC)</b>
En segundo trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca: ampliar franquicias tributarias relativas a sistemas solares térmicos; modificar la Ley de Concesiones dando la posibilidad de caución cautelar en juicios posesorios para proyectos ERNC; y ampliar el giro de ENAP a generación eléctrica <a href="#">(ver más)</a> .	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 <a href="#">(ver más)</a> .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas". El 14 de octubre se ingresó la urgencia suma para este proyecto <a href="#">(ver más)</a> .	En primer trámite constitucional se encuentra el proyecto de ley que busca crear un nuevo coordinador del sistema que remplace a los actuales CDEC's y modificar las metodologías actuales de tarificación del sistema de transmisión. El 15 de octubre se ingresó urgencia suma para este proyecto <a href="#">(ver más)</a> <a href="#">(ver más)</a> .

### Línea Cardones-Polpaico tendría RCA aprobado antes de fin de año [\(ver más\)](#)

Ministro de Energía valoró el acuerdo que alcanzó la empresa con la comunidad diaguita Chipasse Ta Tatara, que puso fin al proceso de consulta indígena.

### Enap y AES Gener firman primer acuerdo de suministro de gas natural [\(ver más\)](#)

Iniciativa permitirá a AES Gener utilizar el gas natural en su Central Nueva Renca y a Enap colocar parte importante de su capacidad de regasificación y disponibilidad de GNL para ese período.

### Licitaciones eléctricas: Proceso se adjudicó a precio promedio de US\$79,3/MWh [\(ver más\)](#)

Proceso tuvo por objeto adjudicar el suministro asociado a tres bloques de energía (4-A, 4-B y 4-C) por 20 años y cuyo suministro se iniciará el 1 de enero de 2017.

### Licitaciones troncales: SAESA se adjudicó el proyecto nueva subestación Crucero Encuentro [\(ver más\)](#)

SAESA obtuvo los derechos de explotación y ejecución de la nueva S/E Crucero Encuentro al ofertar el menor Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de US\$ 2.381.069.

### Panel de Expertos: Discrepancia con el Informe Técnico para la Determinación del VATT, cuatrienio 2016-2019 [\(ver más\)](#)

El 20 de octubre de 2015 el Panel de Experto publicó el Dictamen N° 6-2015, que se resuelve las discrepancias presentadas por las empresas con el Informe Técnico para la Determinación del VATT, cuatrienio 2016-2019.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 6.871 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.419. En el último mes se aprobaron tres proyectos ERNC, Parque Fotovoltaico Valle Solar Este (9 MW), Parque Fotovoltaico Valle Solar Oeste (9 MW) y Parque Eólico Piñón Blanco (168,3 MW). Además, ingresaron a evaluación ambiental cinco nuevos proyectos solares fotovoltaicos que suman 352 MW.

En el SING, los proyectos en calificación suman 2.659 MW, con una inversión de MMUS\$ 4.319 mientras que los proyectos aprobados totalizan 12.556 MW con una inversión de MMUS\$ 32.487. En el último mes no se aprobaron o ingresaron nuevos proyectos a evaluación.

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	1.249	2.566	5.720	11.796
Hidráulica	977	2.046	3.108	5.016
Solar	3.181	7.821	5.144	13.101
Gas Natural	1.310	1.648	378	227
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	14	3	1.765	5.528
Biomasa/Biogás	89	253	387	751
Carbón	50	82	5.236	10.031
<b>TOTAL</b>	<b>6.871</b>	<b>14.419</b>	<b>21.808</b>	<b>46.779</b>

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	1.069	2.634	6.940	22.908
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	0	0	50	180
Hidráulica	300	385	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.659</b>	<b>4.319</b>	<b>12.556</b>	<b>32.487</b>

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](http://www.system.cl)

# noviembre2015



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. | Subgerente de Mercado  
Eléctrico y Regulación

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

[ichaparro@system.cl](mailto: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.