



Contenido

Editoria	I	2
SIC		3
	Análisis de operación del SIC	3
	Proyección de costos marginales Systep	4
	Análisis por empresa	5
SING		6
	Análisis de operación del SING	6
	Proyección de costos marginales Systep	7
	Análisis por empresa	8
Suminis	tro a clientes regulados	9
Energía	s Renovables No-Convencionales	9
Monitor	10	
Proyect	os en SEIA	10



Ley de equidad tarifaria

Este mes se espera la completa implementación de la ley de equidad tarifaria que fue promulgada el pasado 15 de junio de 2016 por la presidenta Bachelet. Esta reforma busca disminuir las diferencias de precios que pagan las distintas regiones por el suministro eléctrico y consta de dos medidas:

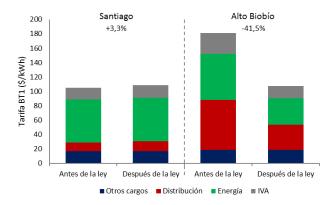
- Equidad Tarifaria Residencial (ETR) que establece que la diferencia entre la cuenta de una comuna y el promedio de cuentas de todas las comunas, calculado sobre un consumo tipo, no puede ser mayor a 10%. Aquellas comunas que tengan una diferencia mayor recibirán un descuento en la componente de distribución de la tarifa.
- Reconocimiento de Generación Local (RGL) que establece un descuento en la componente de energía de la tarifa a comunas intensivas en generación eléctrica. Además, se establece un descuento adicional para comunas donde se genere más de un 5% de la energía generada total del Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La ETR se planteó como una medida para nivelar las diferencias de precios entre distintas comunas del país, mientras el RGL se planteó como una medida para equiparar las externalidades negativas de la generación eléctrica con los beneficios a nivel nacional que resultan de la mayor oferta de electricidad. Cabe destacar que el RGL se encuentra en vigencia desde septiembre de 2016, y beneficia a 66 comunas con descuentos en la componente de energía de la tarifa que van desde 35% a 4,38%. Por otro lado, se espera que la ETR entre en vigencia durante enero del presente año junto con el decreto de precio nudo promedio.

El financiamiento de la ley será asumido en un 100% por los consumidores, en el caso del RGL por aquellos en comunas no intensivas en generación eléctrica y en el caso de la ETR por aquellos en comunas cuya cuenta esté por debajo del promedio. Además de lo anterior, la ley será financiada solo por clientes cuyo consumo sea mayor a 200 kWh/mes, lo que equivale, según tarifas actuales de Santiago, a una cuenta de aproximadamente \$23.000 mensuales.

La Figura 1 muestra cómo se verá afectada la tarifa residencial de dos comunas al considerar los cambios introducidos por la ley de equidad tarifaria. Se puede apreciar que la tarifa residencial en la comuna de Santiago, que es de las que más aporta a financiar la ley, podría aumentar un 3,3% mientras en Alto Biobío, que es de las que más descuentos recibe, podría disminuir un 41,5%. Es importante destacar que el RGL se aplica sobre todas las tarifas, vale decir beneficia tanto a consumidores residenciales como comerciales e industriales, en tanto la ETR beneficia solo a consumidores residenciales.

Adicionalmente a través de esta ley se puso fin al cobro por corte y reposición de servicio, que será absorbido dentro de la tarifa general y por tanto socializado entre todos los clientes. Según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) esto significará un aumento de 0,38 \$/kWh en la tarifa. Si bien esto representa aproximadamente solo un 0,3% del total (basado en tarifa BT1 actual de Santiago), expertos sostienen que esta medida podría generar distorsiones en las señales de mercado pues quienes cumplen sus obligaciones subsidiarán a los que no lo hacen. Esto genera incentivos que podrían ser inadecuados y abre la discusión sobre qué tan equitativa es la socialización de costos individuales por no cumplimiento.



* Tarifas fueron calculadas considerando ITD PNP enero 2017 y VAD 2016-2020 que a la fecha de publicación no han sido decretados. No se considera en la tarifa el cargo por corte y reposición de servicio. Considera un consumo tipo de 200 kWh/mes.

Figura 1: Tarifa residencial considerando aplicación de RGL y ETR (Fuente: CNE)

La aplicación de estos cambios reflejará si una medida como el RGL será suficiente para generar adhesión a los proyectos de generación eléctrica por parte de las comunidades locales, y si no habría sido mejor un subsidio directo, como los que se plantearon en las discusiones sobre participación ciudadana y asociatividad. Con esto se mantendrían los incentivos y señales de mercado adecuados, con medidas que generaran un mayor beneficio social.

Por otro lado, la ETR plantea un sistema solidario donde los mayores costos de dar suministro eléctrico en zonas de baja densidad poblacional son compartidos. Esto permite superar grandes desigualdades tarifarias, dado que la diferencia entre algunas comunas llega a ser de hasta un 70%. Sin embargo, cabe preguntarse si acaso esta medida es justa en tanto clientes en condiciones socioeconómicas vulnerables, especialmente aquellos de la Región Metropolitana, se encontrarán subsidiando a otros que gozan de mejores condiciones. Aunque existe evidencia de que el consumo eléctrico se relaciona con el nivel socioeconómico de las personas, sería de interés identificar esta correlación para los consumidores chilenos y conocer cuántos clientes en vulnerables afectados condiciones serán negativamente por la ley de equidad tarifaria.

Cabe destacar que la ley y sus subsidios cruzados generarán beneficios para aproximadamente 2,7 millones de clientes.



Sistema Interconectado Central (SIC)

Análisis de operación del SIC

En el mes de diciembre la operación del SIC se caracterizó por una participación hidráulica de un 41%, similar al mes anterior (42%). Por otra parte, la participación del carbón aumentó a 29% mientas la de GNL disminuyó a un 14%. Por su parte, la generación renovable eólica y solar fue de un 5%. Este mes destaca la baja participación diésel (0,7%) (ver Figura 1).

Durante el mes de diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales Nehuenco 2 (113 MW por 30 días), Masisa (11 MW por 6 días), CMPC Laja (25 MW por 5 días), Guacolda 5 (131,7 MW por 2 días) y Nehuenco 9B (100 MW, por 2 días) entre otras.

En tanto, la energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 41% del promedio mensual histórico (ver Figura 2). En lo que va del año hidrológico 2016/2017 (abril a diciembre de 2016), el nivel de excedencia observado es igual a 95%, es decir, se ubica entre el 5% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Durante diciembre 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 6,14 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 6,39 US\$/MMBtu promedio del mes.

En diciembre de 2016 el costo marginal del SIC promedió 47,5 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es un 10% mayor respecto al mes de diciembre de 2015 (43,2 US\$/MWh), y 1% mayor respecto a noviembre de 2016 (46,8 US\$/MWh).

Los costos marginales en diciembre estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL (ver Figura 3). En demanda baja se pudieron ver costos marginales marcados por el carbón.

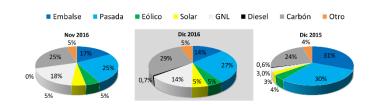


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CDEC-SIC)

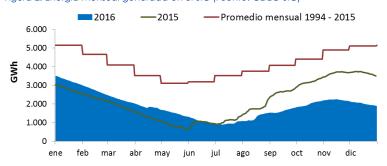


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CDEC SIC)

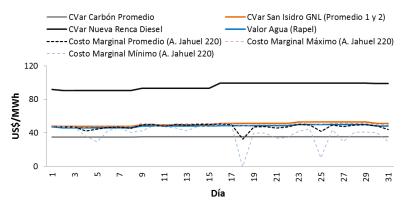


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre (Fuente: CDEC-SIC)

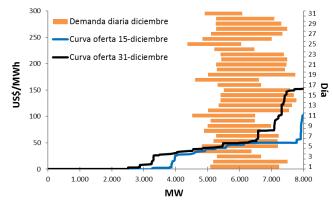


Figura 5: Demanda diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración: Systep)



Sistema Interconectado Central (SIC)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del CDEC SIC, se considera a la central San Isidro con capacidad de generación limitada entre Enero-Mayo y Septiembre-Diciembre de 2017. 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 hasta julio 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 Systep (Fuente: Systep)

	Supues	Caso alta disp. GNL	Caso baja disp. GNL		
Crecimiento	2016 (real)		1,5%		
demanda	2017		2,	2,0%	
	Carbó	n US\$/Ton (N. Ventanas)	86,5		
Precios	Diesel US\$/Bbl (Quintero)		67,5		
combustibles	GNL	(1) San Isidro	5,9		
combustibles	US\$/MMBtu	Nehuenco	0,0	0,0	
	(CIF)	Nueva Renca	6,1	9,6	
	San	Isidro (Ene17 - May17)	Limitada	Limitada	
	Sar	Isidro (Jul17 - Ago 17)	Completa	Completa	
D: 1171.1	San Isidro (Sep17 - Dic17)		Limitada	Limitada	
Disponibilidad	Nueva Renca (Ene17)		Limitada	Limitada	
GNL (Potencia Central %)	Nueva Renca (Feb17 - May17)		Completa	Limitada	
	Nueva Renca (Jun17 - Dic17)		0	0	
	Neh	nuenco (Ene17 - Jul 17)	Limitada	Limitada	
	Nehuenco (Ago17-Dic17)		0	0	

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

	Caso Alta disp. GNL		Caso Baja disp. GNL	
Costo Marginal Mensual	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %	Promedio (US\$/MWh)	Desv. Est. %
Ene-2017 a Jun-2017	47,09	2,12	51,85	13,18
Jul-2017 a Dic-2017	43,09	18,63	50,23	22,63

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.311 MW de nueva capacidad, de los cuales 671 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.

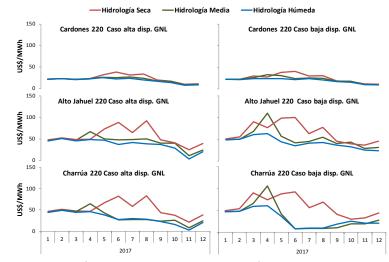


Figura 6: Proyección de costos marginal SIC por hidrología por barra (Fuente: Systep)

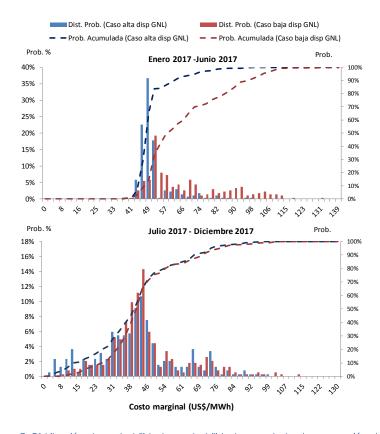


Figura 7: Distribución de probabilidad y probabilidad acumulada de proyección de costos marginales proyectados, barra Alto Jahuel 220 (Fuente: Systep)



Sistema Interconectado Central (SIC)

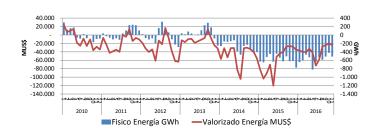
Análisis por empresa

En diciembre, Endesa disminuyó su generación hidráulica, su generación GNL y a carbón. Colbún disminuyó su generación hidráulica y su generación GNL, mientras aumentó significativamente su generación a carbón. AES Gener aumentó su generación hidráulica y a carbón, mientras disminuyó su generación a GNL. Finalmente Guacolda aumentó su generación a carbón y Pehuenche disminuyó su generación hidráulica.

Endesa

	Generación por fuente GWh			
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015	
Pasada	238	256	282	
Embalse	391	351	646	
Gas	0	0	0	
GNL	286	246	18	
Carbón	284	186	162	
Diésel	1	1	2	
Eólico	12	11	15	
Total	1.214	1.052	1.125	

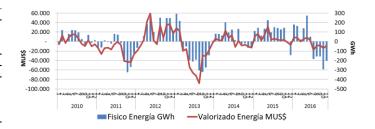
Costos Variables prom. Dic 2016 (US\$/MWh)				
Bocamina (prom. I y II) 44,6				
San Isidro GNL (prom. I y II) 51,5				
Taltal Diesel	172,4			
Transferencias de Energía Nov 2016				
Total Generación (GWh)	1.214			
Total Retiros (GWh) 1.726				
Transf. Físicas (GWh) -512,4				
Transf Valorizadas (MMUSS) -24.0				



Colbún

	Generación por Fuente (GWh)			
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015	
Pasada	148	174	232	
Embalse	202	163	476	
Gas	0	0	0	
GNL	307	267	13	
Carbón	17	265	7	
Diesel	0	12	0	
Eólico	0	0	0	
Total	675 882 728			

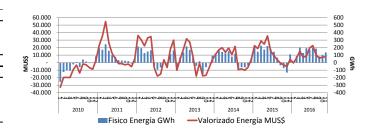
Costos Variables prom. Dic 2016 (US\$/MWh)				
Santa María	40,6			
Nehuenco GNL (prom. I y II)	3			
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	105,1			
Transferencias de Energía Nov 2016				
Total Generación (GWh)	675			
Total Retiros (GWh)	880			
Transf. Físicas (GWh)	-205			
Transf Valorizadas (MMLISS)	-0.1			



AES Gener (incluye Eléctrica de Santiago)

	Generación por fuente GWh			
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015	
Pasada	139	173	155	
Embalse	0	0	0	
Gas	0	0	0	
GNL	217	152	105	
Carbón	491	556	525	
Diesel	0	3	1	
Eólico	0	0	0	
Otro	1	4	1	
Total	848	888	786	

Costos variables profit. Dic 2016 (OS\$/IVIVIII)			
Ventanas prom. (prom. I y II) 33,8			
N. Ventanas y Campiche	34,6		
Nueva Renca GNL	49,8		
Transferencias de Energía Nov 2016			
Total Generación (GWh)	848		
Total Retiros (GWh)	712		
Transf. Físicas (GWh) 136,3			
Transf. Valorizadas (MMUS\$) 7,5			



Guacolda

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	306	350	411
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	306	350	411

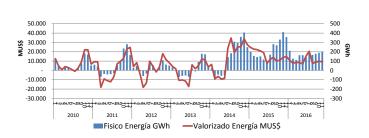
Costos Variables prom. Dic 2016 (US\$/MWh)				
Guacolda I y II 33,9				
Guacolda III	26,5			
Guacolda IV y V	34,3			
Transferencias de Energía Nov 2016				
Transferencias de Energí	a Nov 2016			
Transferencias de Energí Total Generación (GWh)	a Nov 2016 306			
Total Generación (GWh)	306			



Pehuenche

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015
Pasada	70	71	90
Embalse	159	118	300
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	0	0	0
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	228	189	390

Costos Variables prom. Dic 201	6 (US\$/MWh)
Sólo centrales hidráu	licas
Transferencias de Energía	Nov 2016
Total Generación (GWh)	228
Total Retiros (GWh)	30
Transf. Físicas (GWh)	199
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9,2





Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Análisis de operación del SING

La operación del SING en el mes de diciembre aumentó la participación a carbón a un 83% respecto al mes de noviembre del año 2016. Por otro lado, el GNL disminuyó a un 5%, la generación solar se mantuvo en 6% y el diésel aumentó a un 4% (ver Figura 7).

Durante diciembre estuvo en mantenimiento mayor la unidad NT02 de la central Termoeléctrica Norgener (135,8 MW por 29 días), la unidad CCR1 de Cochrane (266 MW por 27 días), la unidad M1AR1 de la central Diesel Arica (8,4 MW por 9 días) y las unidades U16-TG y U16-TV de Central Tocopilla (361 MW por 31 días),

El precio del GNL declarado por la unidad Tocopilla y Mejillones de Engie fue de 6,1 US\$/MMBtu promedio en diciembre. 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 diciembre 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 diciembre en la barra Crucero 220 fue de 66,1 US\$/MWh, lo cual representa un aumento del 9,5% respecto del mes de noviembre de 2016 (60,4 US\$/MWh), y un aumento de un 32% respecto a diciembre de 2015 (73,9 US\$/MWh).

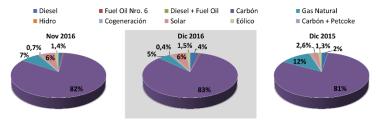


Figura 8: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CDEC-SING)

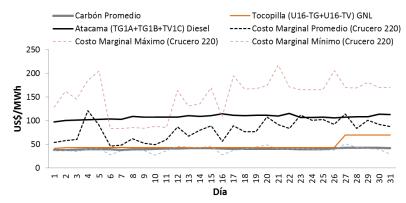


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal diario de diciembre (Fuente: CDEC-SING)

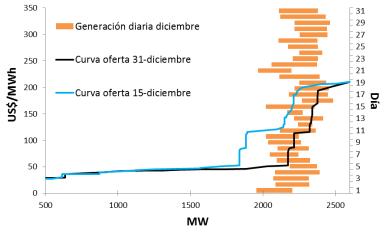


Figura 10: Generación diaria durante diciembre y curva de oferta aproximada al 15 y 31 del mismo mes (Fuente: CDEC-SING, Elaboración: Systep)



Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

Considerando la última información publicada por el CDEC-SING y lo informado por los grandes consumidores del SING, se espera que la demanda eléctrica para el 2017 crezca cerca de un 8,7% con respecto al 2016. Este alto crecimiento se debe principalmente a la toma de carga de los proyectos mineros Antucoya, Escondida Water Supply y la reactivación de la concentradora Los Colorados, de Minera Escondida. 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	Demanda	Demanda	
	Supuestos SING		baja	base	alta
Crecimiento		2016 (real)	1,3%	1,3%	1,3%
demanda		2017	3,7%	8,7%	13,7%
	Diesel	Mejillones US\$/Bbl		68,2	
		Mejillones		86,6	
		Angamos		63,6	
	Carbón	Tocopilla		75,8	
		Andina		80,9	
Combustible US\$/Ton	Hornitos	91,1			
	Norgener	89,9			
		Tarapacá		71,0	
	GNL US\$/MMBtu (CIF)	Mejillones, Tocopilla Kelar		6,1 - 9,6 7,9	
		U16	Lir	nitada (3% - 11	.%)
Disponibilida		Kelar	Limitada (17% - 49%)		9%)
d GNL		CTM3	Sin GNL		
		Otros		Sin GNL	

Respecto a los proyectos de generación, dentro de los próximos 12 meses se espera la entrada de 576 MW, dentro de los cuales 416 MW corresponden a solares, 112 MW eólicos y 48 MW geotérmicos.

Considerado el escenario de demanda base, se proyecta un costo marginal promedio en la ventana de 12 meses de 48,9 US\$/MWh. Para los escenarios de baja demanda y alta demanda los costos proyectados alcanzan los valores de 47,5 US\$/MWh y 50,1 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.

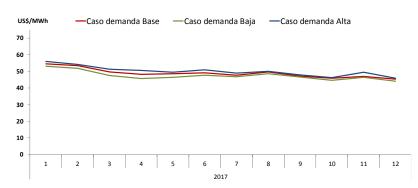


Figura 11: Proyección de costos marginal SING en barra Crucero 220 kV, para distintas condiciones de demanda (Fuente: Systep)

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 diciembre 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)

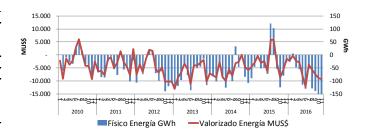
Análisis por empresa

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

Engie (incluye Hornitos y Andina)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015
Diesel	2	1	2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	531	252	700
Gas Natural	60	31	123
Hidro	4	2	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	597	286	830

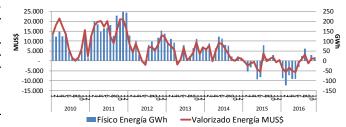
Costos Variables prom. Dic 20	16 (US\$/MWh)
Andina Carbón	35,0
Mejillones Carbón	45,5
Tocopilla GNL	40,4
Transferencias de Energía	Nov 2016
Transferencias de Energía Total Generación (GWh)	Nov 2016 597
Total Generación (GWh)	597



AES Gener (incluye Angamos)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016 Dic 2016 Dic 2015		
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	503	204	541
Gas Natural	0	0	67
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	503	204	608

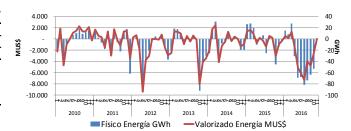
Costos variables profit. Dic 2016 (033/191911)			
Angamos	(prom. 1 y 2)	31,8	
Norgene	r (prom. 1 y 2)	37,2	
Transferencias de Energía Nov 2016			
Total Generación (GWh) 503			
Total Ret	iros (GWh)	485	
Transf. Fí	sicas (GWh)	17,5	
Transf Va	lorizadas (MLISŠ)	1 110	



Celta

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016	Dic 2016	Dic 2015
Diesel	0,0	0,0	0,8
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	76
Gas Natural	0	0	0
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	0	0	77

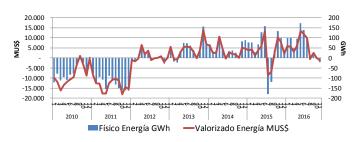
Costos Variables prom. Dic 2016 (US\$/MWh)			
Tarapacá Carbón	arapacá Carbón 35,1		
Transferencias de Energía	a Nov 2016		
Total Generación (GWh)	0		
Total Retiros (GWh) 0			
Transf. Físicas (GWh) 0,0			
Transf. Valorizadas (MUS\$)	0		



GasAtacama

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2016 Dic 2016 Dic 2015		
Diesel	23	9	36
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	33	12	0
Gas Natural	0	0	5
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	56	22	41

Costos Variables prom. Dic 2016 (US\$/MWh)		
Atacama Diesel	102.0	
(TG1A+TG1B+TV1C)	102,9	
Transferencias de Energía Nov 2016		
Total Generación (GWh)	55,9	
Total Retiros (GWh)	77,4	
Transf. Físicas (GWh)	-21,5	
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.275	





Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a diciembre de 2016, es de 82,2 US\$/MWh para el SIC y 83,2 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 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 noviembre de 2016, los retiros de energía afectos a las obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 3.927 GWh y, por lo tanto, las obligaciones vigentes de dichos retiros, equivalentes a 5% y 6%, respectivamente, fueron iguales a 245 GWh en total. A su vez, la generación reconocida de ERNC durante noviembre fue igual a 778 GWh, es decir, superó en un 217% a la obligación ERNC.

De las inyecciones de energía ERNC de noviembre, la mayor parte fue generada por centrales solares (40%), seguidas por eólicas (31%) y centrales hidráulicas (19%). Finalmente, la menor generación fue de centrales biomasa con un 10% 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 noviembre, junto con la obligación de cada empresa de acuerdo a sus respectivos contratos de suministro eléctrico.

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

Empress Constadors	Precio Medio Licitación	Energía Contratada
Empresa Generadora	US\$/MWh	GWh/año
SIC		
ENDESA	78,8	19.020
COLBÚN	83,2	6.932
AES GENER	80,1	5.446
CAMPANARIO	113,2	990
GUACOLDA	69,4	900
PANGUIPULLI	124,9	565
M. REDONDO	107,9	303
D. ALMAGRO	110,6	220
CHUNGUNGO	91,7	190
PUYEHUE	96,9	165
PUNTILLA	114,1	83
ERNC-1	116,7	60
C. EL MORADO	120,1	40
CAREN	114,5	25
SPV P4	101,2	20
Precio Medio de Licitación SIC	82,2	
SING		
E-CL	83,2	2.530
Precio Medio de Licitación SING	83,2	

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
SIC		
Chilectra	69,2	14.184
Chilquinta	91,5	3.473
EMEL	76,1	2.445
CGED	104,2	10.115
SAESA	70,6	4.742
Precio Medio de Licitación SIC	82,2	
SING		
EMEL-SING	83,2	2.530
Precio Medio de Licitación SING	83,2	

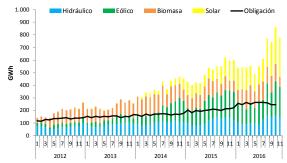


Figura 12: Generación ERNC reconocida y obligación mensual (Fuente: CDEC-SING)

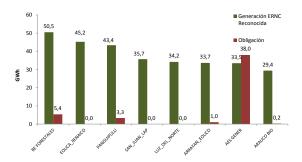


Figura 13: Generación reconocida y obligación por empresa, noviembre de 2016 (Fuente: CDEC-SING)



Monitoreo regulatorio y hechos relevantes

Ley de servicios del Gas

Provecto de lev que busca modificar la regulación del gas por redes fue aprobado y despachado en tercer trámite por la Cámara de de la distribución de gas licuado, subsanando sus concesionada o no. (ver más).

Ley General de Servicios Eléctricos

El 11 de agosto se inició el segundo trámite constitucional del proyecto que "Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos para imponer a la Diputados, con lo que estaría en condiciones de empresa distribuidora de energía la obligación convertirse en Ley. La iniciativa busca enfrentar de solventar el retiro y reposición del empalme y las actuales exigencias regulatorias en el ámbito medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor". La ley introduce vacíos normativos, ampliando la aplicación de la mecanismos para la exclusión de pagos de ley a la distribución de gas de red, sea reposición por parte del cliente (ver más)

Nuevo Gobierno Corporativo de Empresa Nacional del Petróleo

El 13 de diciembre, la Cámara de Diputados aprobó 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. Actualmente la iniciativa se encuentra en segundo trámite constitucional. (ver más) (ver

Minera Los Pelambres acuerda con AES Gener su salida del proyecto Alto Maipo (ver más)

La minera resolvió traspasar el 40% de la propiedad que mantenía del proyecto. También acordó modificar el contrato de compra de energía de largo plazo que estaba vigente.

Gobierno saca al carbón de la planificación de la matriz energética y apuesta por la energía solar (ver más)

Así lo reflejó la CNE en su informe preliminar de precio de nudo de corto plazo, cuyo plan de obras considera una capacidad instalada de 2.915 MW, de los cuales el 65% corresponde a solar, 34% a parques eólicos y solo el 1% a hidroeléctricas de pasada

Ministerio de Energía anuncia el fin del cobro por corte y reposición del servicio eléctrico (ver más)

A partir de ahora, este cobro será absorbido dentro de la tarifa general a un costo muy bajo para todos los clientes (0,38 \$/kWh). Actualmente el decreto correspondiente está en trámite de toma de razón en la Contraloria.

Central Kelar ya se encuentra en operación comercial (ver más)

BHP Billiton informó que la nueva unidad de ciclo combinado -inversión por US\$600 millones- está operativa desde el pasado 27 de diciembre.

Autoridad ambiental aprobó 370 proyectos por US\$ 28 mil millones (ver más)

Los sectores que lideraron fueron minería y energía.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el SIC los proyectos de generación en calificación totalizan 8.498 MW, con una inversión de MMUS\$ 14.542. En el último mes se aprobaron los proyectos eólicos "Parque Eólico La Cabaña" con una capacidad de 106 MW y 240 MMUS\$ de inversión, los proyectos solares "Planta Fotovoltaica Almeyda", "Parque Solar Fotovoltaico El Roble" y "Planta Fotovoltaica El Paular" con un total de 78 MW y 136 MMUS\$ de inversión y el proyecto en base a generación diésel "Central de Respaldo Pajonales" con una capacidad de 100 MW y 50 MMUS\$ de inversión.

Además, entró a evaluación ambiental el proyecto "Tapihue II" de TECNORED S.A con una capacidad de 6 MW y 3,5 MMUS\$ de inversión

En el SING, los proyectos en calificación suman 4.257 MW, con una inversión de MMUS\$ 15.528, mientras que los proyectos aprobados totalizan 14.481 MW con una inversión de MMUS\$ 36.198.

En el último mes se aprobó el "Proyecto Fotovoltaico Elena (446 MW) con una inversión de MMUS\$ 535.

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SIC (Fuente: SEIA)

	En calificación		Aprobados	
Tipo de Combustible	Potencia	Inversión	Potencia	Inversión
ripo de Corribastible	(MW)	(MMUS\$)	(MW)	(MMUS\$)
Eólico	2.028	3.909	6.474	13.370
Hidráulica	300	771	3.371	5.703
Solar	2.625	6.250	7.375	17.522
Gas Natural	3.141	3.208	1.610	1.430
Geotérmica	0	0	70	330
Diesel	323	193	1.979	5.631
Biomasa/Biogás	57	139	426	874
Carbón	24	72	5.236	10.031
TOTAL	8.498	14.542	26.541	54.892

Tabla 7: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el SING (Fuente: SEIA)

	En calificación		Aprobados	
Tipo de Combustible	Potencia	Inversión	Potencia	Inversión
	(MW)	(MMUS\$)	(MW)	(MMUS\$)
Solar	2.917	13.968	8.565	26.234
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 № 6	0	0	216	302
Geotérmica	50	260	50	180
Hidráulica	0	0	300	385
TOTAL	4.257	15.528	14.481	36.198



Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

www.systep.cl



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510 Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

<u>plecaros@systep.cl</u> Eléctricos y Regulación

Iván Chaparro U. | Líder de Proyectos

ichaparro@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.