

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## Enero 2018

### Contenido

---

Editorial	2
Análisis de operación	3
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

## Desafíos regulatorios energéticos para el próximo gobierno

Ante el traspaso de gobierno en marzo próximo, cabe preguntarse qué cambios tendrán lugar en la política energética del país. En un país como Chile, donde las máximas autoridades de los organismos reguladores son esencialmente posiciones políticas, el cambio de gobierno introduce cierto nivel de incertidumbre. Distinta es la situación de, por ejemplo, países europeos, donde las autoridades reguladoras son esencialmente técnicas, trascendiendo a los gobiernos de turno. Sería de interés, en los procesos futuros de modernización del Estado, considerar cambios estructurales que dieran cierta autonomía de la estructura política a los organismos reguladores (CNE y SEC), con nombramientos vía concurso público y méritos, que finalmente blinden a las autoridades de presiones políticas. El Panel de Expertos ha sido una herramienta valiosa para enfrentar estos desafíos.

Una interrogante evidente, ante el cambio de gobierno, es cómo se proyectará a futuro la política energética de largo plazo (Energía 2050) definida en un proceso participativo bajo el liderazgo del Ministro Máximo Pacheco. Esa nueva política propuso una visión del sector energético al 2050 como un sector confiable, sostenible, inclusivo y competitivo.

Al inicio del gobierno de la Presidenta Bachelet había un consenso nacional y transversal de que se enfrentaba una crisis en el desarrollo eléctrico para abastecer de manera económica las crecientes necesidades de la economía chilena<sup>1</sup>. El gobierno lideró varias iniciativas legales que cambiaron esas condiciones. Se logró incrementar la competencia en las licitaciones de suministro eléctrico; se consensó una reforma importante a la ley de transmisión, que dio un nuevo impulso a la competencia; irrumpieron masivamente las energías solar y eólica, facilitadas por las dramáticas bajas de costos de inversión, entre otros avances. La nueva ley de transmisión introdujo cambios en la planificación y remuneración del sistema de transmisión, además de establecer la creación de un Coordinador Independiente para un sistema unificado SIC-SING. Hubo avances importantes, pero aún hay desafíos pendientes que deberá abordar el gobierno entrante.

Son notables las similitudes de los programas de gobierno en el ámbito energético de las dos candidaturas presidenciales finalistas. Pero, aun así, no es evidente el camino que seguirá el próximo gobierno. Por otra parte, el proceso de desarrollo de normas, complementario al proceso legal que tuvo lugar, no ha terminado. ¿Qué pasará con las normas pendientes o en tramitación ante un cambio de gobierno? Eventuales cambios en las prioridades o incluso el descarte de normas en desarrollo son posibles ante un cambio de mando.

Un proceso de reforma, iniciado por el gobierno saliente, que está abierto, y que por ende dependerá en su desarrollo de las nuevas autoridades, es el del segmento de la distribución. A partir de septiembre de 2016 se dio inicio a un proceso de participación pública para elaborar el nuevo marco regulatorio para la distribución eléctrica. El diagnóstico resultante<sup>2</sup> de este ejercicio, liderado por la CNE y la Pontificia Universidad Católica de Chile, estableció que la regulación actual no anticipa la dramática evolución que está teniendo lugar en la distribución, donde aparecerán nuevos actores: generación distribuida, prosumers, vehículos eléctricos, almacenamiento, agregadores de demanda, etc. Se suma a esto la reciente publicación de una nueva norma técnica, que exige a las distribuidoras proveer una mejor calidad de servicio. Preocupan los eventuales subsidios cruzados con la generación distribuida

(zonas más vulnerables pagando más que zonas acomodadas), por efecto del esquema tarifario existente, los desafíos técnicos de gestión de red por la entrada de nuevos agentes y el nulo incentivo existente para integrar nuevos negocios o medidas de eficiencia energética. Finalmente, tanto la rigidez como la poca claridad en las condiciones y requerimientos de nuevos negocios (generación distribuida principalmente), terminan por imponer barreras de entrada a terceros interesados en desarrollar esos negocios.

En la discusión de la nueva ley, surgieron los planteamientos de dejar el servicio tradicional/básico de red (incluyendo la infraestructura necesaria para proveerlo) en manos de las empresas distribuidoras y de sentar bases flexibles, con vista al futuro, para permitir el desarrollo de infraestructura de uso específico y la operación y/o coordinación de nuevos negocios a terceros interesados, siempre y cuando se cumplan con los estándares de calidad vigentes y se transparenten los procesos. Esto permitiría la entrada de nuevos negocios (o mejoramiento de servicios existentes) que actualmente las empresas distribuidoras no son capaces de brindar.

En el ámbito de los servicios complementarios (SSCC), la nueva ley de transmisión designa a los generadores con retiros como pagadores de los recursos existentes, punto controversial particularmente en el servicio de control de frecuencia, dado que la reserva en giro es determinada por las desviaciones de la programación respecto a la demanda del sistema. Se esperaría que centrales que aporten a esta desviación sean las que paguen por este servicio y no aquellas que posean contratos de suministro. Por otro lado, el nuevo reglamento de SSCC, que se encuentra en tramitación en Contraloría<sup>3</sup>, busca regularizar la planificación y asignación de los mismos. El Coordinador será el responsable de dar la instrucción de instalación o habilitación de los equipos necesarios, además de definir los mecanismos de implementación (proponiendo licitaciones, subastas o instrucciones directas) y de valorización (mediante estudios de valorización periódicos) de los SSCC. El caso de instrucción directa del Coordinador ha resultado ser bastante controversial, puesto que existe la posibilidad de que se obligue a un tercero proveer el servicio a un costo menor de lo que realmente cuesta, debido a la metodología de valorización del servicio. Dado lo anterior, sería preferible que la valorización sea hecha en base al AVI y COMA real en vez de la valorización publicada.

Los Sistemas Medianos (SSMM) podrían contar con una nueva norma técnica de seguridad y calidad de servicio, la cual está aún en etapa de borrador. Esta es básicamente una NTSyCS reducida, cuyo principal cambio es establecer el procedimiento que seguirá el Coordinador para realizar la programación de la operación de los SSMM, de acuerdo a lo establecido en la Ley de Transmisión.

Otra discusión abierta para el futuro gobierno es el mecanismo de Precio Estabilizado de Energía. Actores en generación han expresado su preocupación por su sostenibilidad, indicando que inicialmente fue pensado en un contexto con baja penetración de PMGDs, condiciones que podrían cambiar con la creciente incorporación de proyectos bajo este régimen. Un aspecto importante a resolver, en caso haber modificaciones, será la señal de estabilidad que se dé para las inversiones en PMGD ya realizadas, ante cambios regulatorios que afectarán directamente sus ingresos.

<sup>1</sup> CADE, Informe final 2011, [goo.gl/cpWyNE](http://goo.gl/cpWyNE)

<sup>2</sup> <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/8699-2/>

<sup>3</sup> <http://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio/reglamentos-en-tramite>

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de diciembre, la generación total del SING fue de 1.717 GWh/mes, un 3% mayor a diciembre de 2016 (1.660 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.703 MW el día 26, mientras que la mínima fue de 1.863 MW el día 11.

La participación de la generación en base a GNL disminuyó en un 4% de noviembre a diciembre de 2017. En cuanto a la participación solar y a carbón, estas aumentaron en un 1% y 3% respectivamente. Por su parte, la generación eólica y diésel se mantuvieron constantes con respecto al mes anterior.

En diciembre estuvo en mantenimiento mayor la unidad CTM2 (23 días, 173 MW) de Engie.

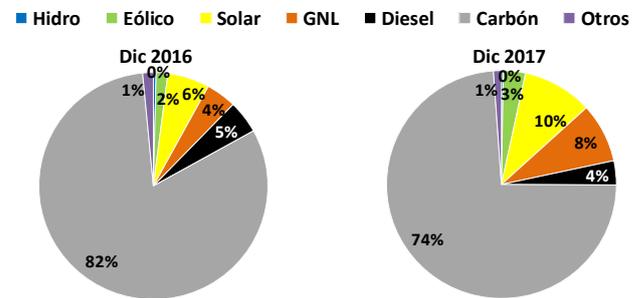
La generación total del SIC en el mes de diciembre fue de 4.809 GWh/mes, un 3,4% mayor que en diciembre de 2016 (4.648 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.072 MW el día 28, mientras la mínima fue de 4.147 MW el día 25 del mes.

La participación de generación en base a carbón aumentó en un 12%, en relación a noviembre de 2017, mientras que la generación eólica aumentó en un 1% en el mismo periodo. La participación solar y GNL se mantuvieron constante con respecto al mes anterior. Finalmente, la generación hidráulica disminuyó en un 12% respecto a noviembre de 2017.

Por su parte, durante diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales Santa Lidia (6 días, 137 MW) de Eléctrica Santiago, Taltal 2 (13 días, 240 MW) de Endesa, y la central Nehuenco (31 días, 381 MW) de Colbún.

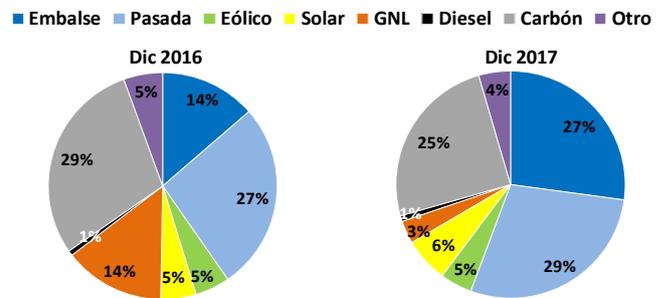
### Hidrología

Al igual que en el mes de noviembre, durante diciembre la energía embalsada en el SIC superó los niveles del año anterior, no obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 64% del promedio mensual histórico (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril – diciembre de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 82%, es decir, se ubica entre el 18% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



Generación total del mes **1.717 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **2.703 MW**  
 Potencia mínima mes **1.863 MW**

Figura 1: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CEN)



Generación total del mes **4.809 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **8.072 MW**  
 Potencia mínima mes **4.147 MW**

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

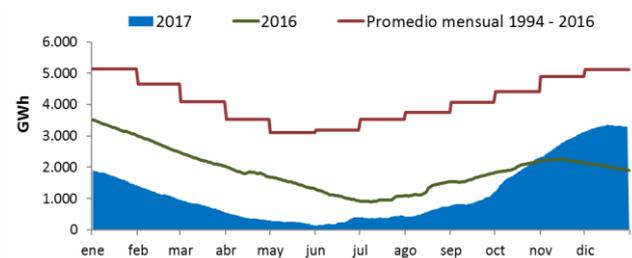


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SIC-SING.

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En el SING, el costo marginal de diciembre en la barra Crucero 220 fue de 56,5 US\$/MWh, lo cual es 5,8% menor al costo de noviembre de 2017 (60,0 US\$/MWh), y un 29,9% menor respecto a diciembre de 2016 (86,6 US\$/MWh). Los costos en demanda alta y baja fueron determinados por el GNL, mientras que en demanda alta fueron determinados por el carbón, exceptuando algunos días peak que fueron determinados por el diésel durante la primera mitad del mes, llegando a costos marginales horarios en torno a los 200 US\$/MWh (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal del SIC en diciembre promedió 46,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 36,7% mayor respecto a noviembre de 2017 (33,7 US\$/MWh), y un 2,7% menor respecto al mes de diciembre de 2016 (47,4 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua en demanda baja, pudiéndose ver costos marginales nulos causados por la condición reiterada de vertimiento de las centrales Cipreses, Ralco, Colbún y Rapel. En demanda alta, el costo marginal estuvo marcado por el GNL, exceptuando 3 días peaks donde el costo lo marcó el diésel (ver Figura 5).

Durante diciembre se observaron variaciones de costos marginales en el SIC, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y centro – sur del sistema y a las restricciones operativas de algunos transformadores (Figura 6). El total de desacoples del SIC fue de 1.069 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Cardones 220 – N. Cardones 500 (32 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (27 eventos), D. Goyo 220 – P. Azúcar 220 (25 eventos), Nogales 220 – L. Vilos 220 (16 eventos) y Nva. Cardones 500 – Cumbres 500 (9 eventos) con un desacople promedio de 28,9 US\$/MWh, 25,3 US\$/MWh, 22,4 US\$/MWh, 41,9 US\$/MWh y 33,3 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, los tramos L. Vilos 220 – L. Palmas (7 eventos) y L. Palmas – Tap M. Redondo 220 (3 eventos), presentaron un desacople promedio de 46,3US\$/MWh y 59,4 US\$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Precios del SIC-SING.

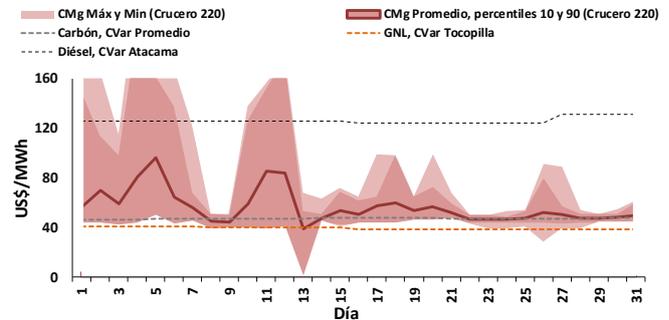


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para el SING (Fuente: CEN)

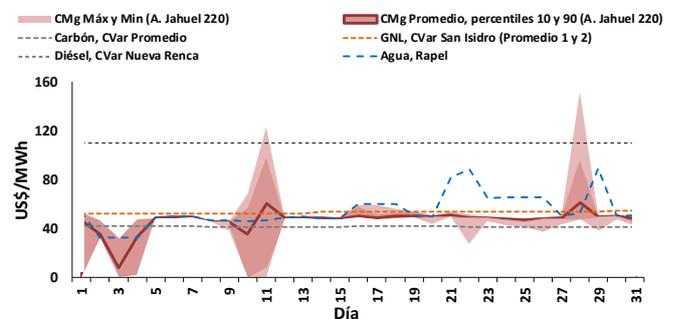


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para el SIC (Fuente: CEN)

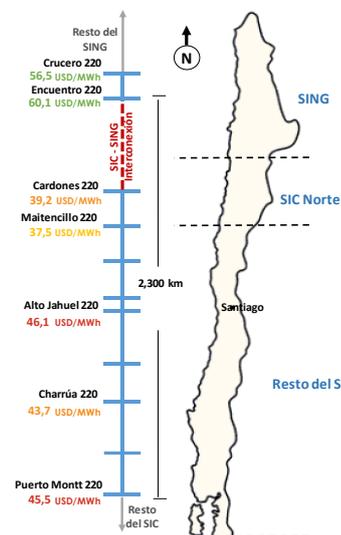


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Elaboración System de acuerdo a datos publicados por el CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CARDONES 220 - N. CARDONES 500	283	28,9	L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	23	46,3
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	294	25,3	L.PALMAS 220 - TAPMIREDON 220	10	59,4
DON.GOYO 220 - P.AZUCAR 220	192	22,4	P.COLORADA 220 - DON.HECTOR 220	19	41,7
NOGALES 220 - L.VILOS 220	77	41,9	DON.HECTOR 220 - TALEL ROMERO	11	74,7
N.CARDONES 500 - CUMBRES 500	116	33,3	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	1	27,6

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

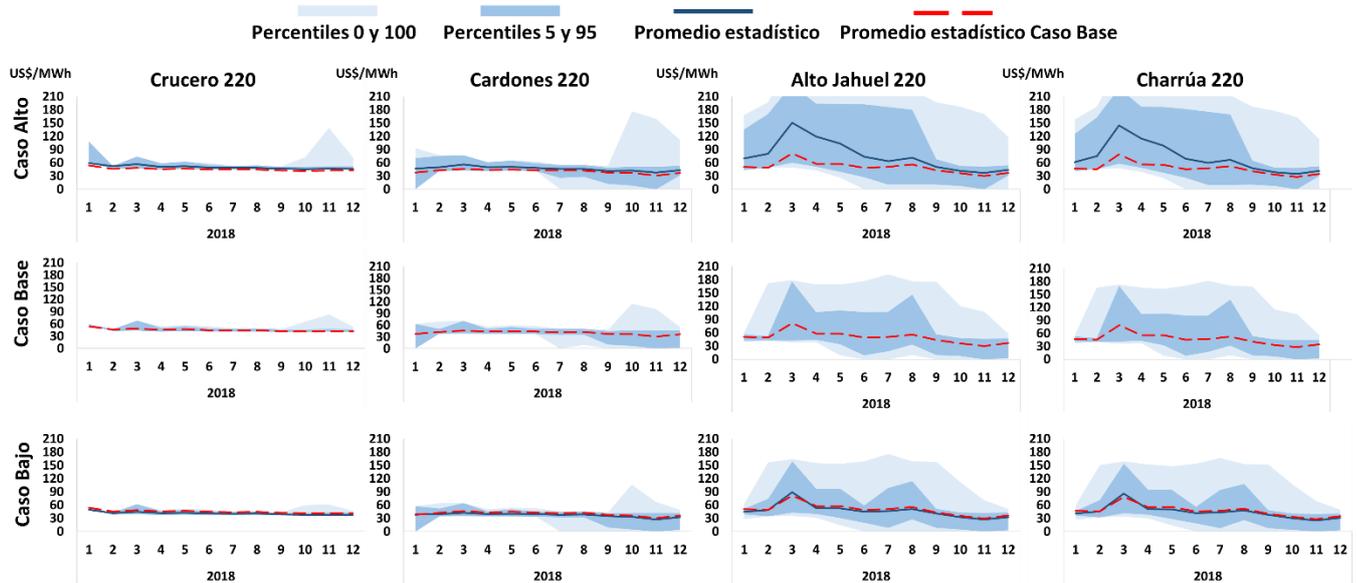


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses considerando la interconexión de los sistemas (SIC y SING) en diciembre del 2017. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2016 (real)	1,5%	1,5%	1,5%	
	2017 (Proyectada)	2,2%	2,2%	2,2%	
	2018 (Proyectada)	2,5%	2,5%	2,5%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92,1	102,3	112,6
		Angamos	85,1	94,5	104,0
		Tocopilla	93,5	103,9	114,3
		Andina	93,1	103,4	113,8
		Hornitos	94,1	104,6	115,0
		Norgener	93,6	104,0	114,4
		Tarapacá	88,3	98,1	107,9
	N. Ventanas	96,4	107,1	117,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	74,7	83,0	91,3
		Mejillones	74,0	82,3	90,5
GNL US\$/MMBtu		San Isidro	6,8	7,5	8,3
	Nehuenco	6,8	7,5	8,3	
	Nueva Renca	6,1	6,8	7,4	
	Mejillones, Tocopilla, Kelar	4,3	4,8	5,2	
		9,0	10,0	11,0	

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 CEN, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran

exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.479 MW de nueva capacidad, de los cuales 449 MW son solares, 500 MW eólicos, 78 MW hídricos y 452 MW térmicos.

En los gráficos de la Figura 7, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

## Análisis por empresa

A continuación se presenta un análisis físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SIC y SING.

En diciembre, Enel Generación disminuyó su aporte hidráulico y diésel, aumentando su generación GNL y carbón con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su generación hidráulica y GNL, aumentando su aporte a carbón y diésel, mientras que AES Gener aumentó su generación hidráulica y a carbón, disminuyendo el aporte GNL. Guacolda aumentó su generación a carbón, mientras que Engie aumentó su aporte de carbón, disminuyendo la generación GNL. Tamakaya disminuyó su generación GNL y diésel.

En octubre, la empresa Colbún fue excedentaria, mientras que Enel Generación, AES Gener, Guacolda, Tamakaya y Engie fueron deficitarias.

### Enel Generación

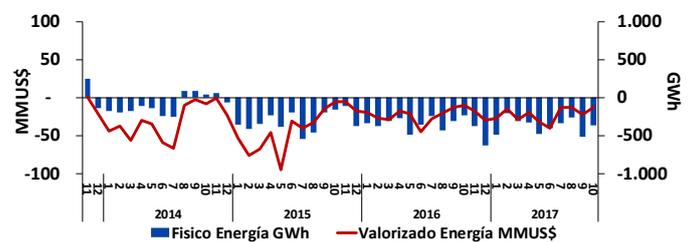
Generación por Fuente (GWh)	Dic 2016			Nov 2017			Dic 2017		
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Pasada	328	365	324						
Embalse	469	1121	870						
GNL	246	52	104						
Carbón	229	10	78						
Diésel	40	30	17						
Eólico	0	0	0						
<b>Total</b>	<b>1311</b>	<b>1578</b>	<b>1393</b>						

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	Nov 2017	Dic 2017	
Bocamina (prom. I y II)	48,8	46,3	
San Isidro GNL (prom. I y II)	52,2	53,1	
Taltal Diesel	66,6	66,6	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,6	126,0	
Celta Carbón (CTTAR)	42,6	42,6	

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	1.439
Total Retiros (GWh)	1.826
Transf. Físicas (GWh)	-369
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-13



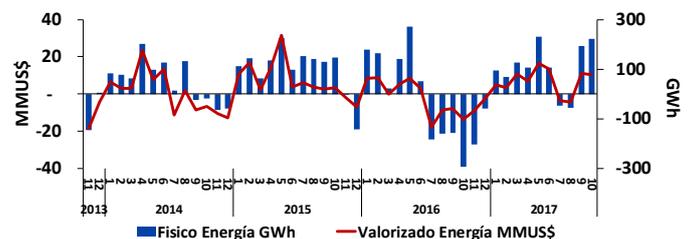
### Colbún

Generación por Fuente (GWh)	Dic 2016			Nov 2017			Dic 2017		
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Pasada	174	288	221						
Embalse	163	498	425						
Gas	0	0	0						
GNL	267	35	14						
Carbón	265	22	252						
Diesel	12	1	7						
Eólico	0	0	0						
<b>Total</b>	<b>882</b>	<b>845</b>	<b>918</b>						

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	Nov 2017	Dic 2017	
Santa María	31,4	31,2	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	89,9	88,7	

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	1.126
Total Retiros (GWh)	905
Transf. Físicas (GWh)	221
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,2



### AES Gener

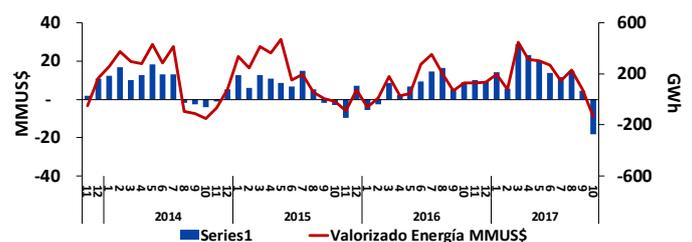
Generación por Fuente (GWh)	Dic 2016			Nov 2017			Dic 2017		
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Pasada	173	107	165						
Embalse	0	0	0						
GNL	152	59	44						
Carbón	1.061	1.135	1.367						
Diésel	3	0	0						
Eólico	0	0	0						
<b>Total</b>	<b>1.389</b>	<b>1.301</b>	<b>1.576</b>						

\*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	Nov 2017	Dic 2017	
Ventanas prom. (prom. I y II)	44,5	46,3	
N. Ventanas y Campiche	46,3	45,7	
Nueva Renca GNL	54,4	53,5	
Angamos (prom. 1 y 2)	40,1	39,9	
Norgener (prom. 1 y 2)	45,7	45,8	

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	1.108
Total Retiros (GWh)	1.384
Transf. Físicas (GWh)	-276
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-9



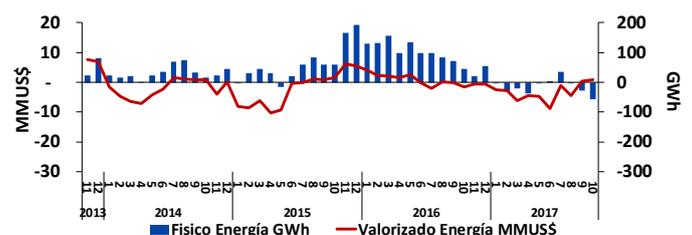
### Guacolda

Generación por Fuente (GWh)	Dic 2016			Nov 2017			Dic 2017		
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Pasada	0	0	0						
Embalse	0	0	0						
Gas	0	0	0						
GNL	0	0	0						
Carbón	350	215	338						
Diesel	0	0	0						
Eólico	0	0	0						
<b>Total</b>	<b>350</b>	<b>215</b>	<b>338</b>						

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	Nov 2017	Dic 2017	
Guacolda I y II	40,3	38,3	
Guacolda III	35,9	37,4	
Guacolda IV y V	38,7	38,0	

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	238
Total Retiros (GWh)	295
Transf. Físicas (GWh)	-57
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



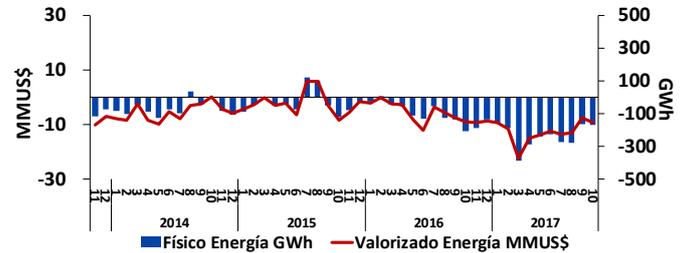
## Análisis por empresa

### Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Diesel	2	1	4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	607	420	432
Gas Natural	64	110	108
Hidro	3	4	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>677</b>	<b>535</b>	<b>548</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Nov 2017	Dic 2017
Andina Carbón	43,8	46,0
Mejillones Carbón	48,3	45,8
Tocopilla GNL	40,1	39,1

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	567
Total Retiros (GWh)	736
Transf. Físicas (GWh)	-169
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-9.286

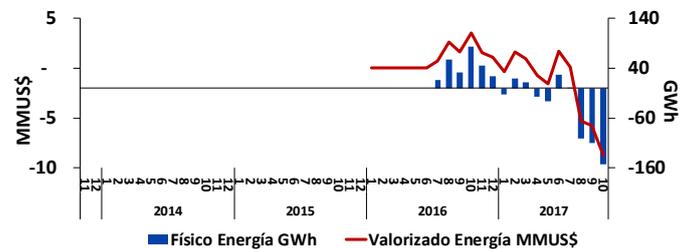


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2016	Nov 2017	Dic 2017
Diesel	32	47	37
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	7	94	30
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>142</b>	<b>68</b>

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Nov 2017	Dic 2017
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	70,5	70,5

Transferencias de Energía Oct 2017	
Total Generación (GWh)	90
Total Retiros (GWh)	242
Transf. Físicas (GWh)	-153
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-8.732



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Información de empresas del SIC-SING.

## 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 2017, es de 84,0 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios mientras que, en contraste, CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del sistema.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2017 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel	81,1	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	121,6	565
Puyehue	Enel Green Power	94,9	160
Colbún	Colbún	84,8	6.932
Pelumpén	Colbún	87,1	380
Aes Gener	Aes Gener	81,4	5.601
Guacolda	Aes Gener	71,5	900
Engie	Engie	85,7	2.530
Monte Redondo	Engie	106,9	303
Campanario**	Campanario	112,2	990
Amunche Solar	First Solar	66,3	110
SCB II	First Solar	69,1	88
Aela Generación	Aela Generación	81,1	768
Diego de Almagro	Príme Energía	109,6	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Ibereólica	91,3	195
Chungungo	SunEdison	89,8	190
San Juan	Latin America Power	103,1	120
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	81,8	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	113,1	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	114,3	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	117,6	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,2	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	112,1	25
SPV P4	Sonnedit	99,1	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,0</b>	<b>39.519</b>

\* Precios en Barra de Suministro

\*\* Contratos abastecidos por el resto de los generadores

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a diciembre de 2017 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Enel Distribución	66,7	14.567	
Chilquinta	91,6	3.583	
EMEL	86,0	929	
CGED	101,3	13.031	
SAESA	82,8	4.879	
EMEL-SING	85,7	2.530	
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,0</b>	<b>39.519</b>

\* Precios en Barra de Suministro

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo al balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a noviembre de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.380 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 313 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 1.047 GWh, es decir, se superó en un 234% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de noviembre 2017 es 35% mayor a la reconocida en noviembre 2016 (775 GWh) y 76% mayor a la reconocida en noviembre 2015 (595 GWh) (Figura 8).

La mayor fuente de ERNC en el mes de noviembre correspondió a energía solar con un 41% de participación, seguida por generación eólica (30%), hidráulica (23%) y biomasa (6%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 7,1 GWh durante el mes de octubre.

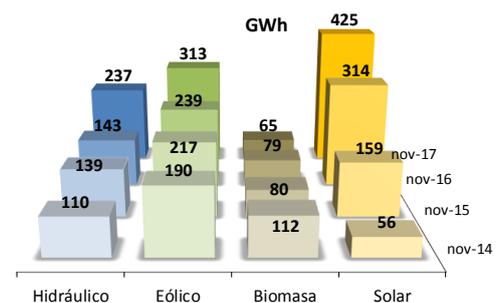


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

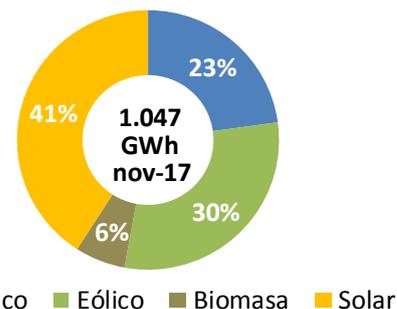


Figura 9: Generación ERNC reconocida en noviembre 2017 (Fuente: CEN).

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo a la RE 914 CNE (26-12-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.954 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2020. De estos, 38% corresponde a tecnología solar (1.121 MW), un 36% a tecnología hidráulica (1.077 MW), un 17% a tecnología térmica (500 MW), un 7% a tecnología eólica (208 MW) y un 2% a tecnología geotérmica (48 MW).

De acuerdo a la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

### Transmisión

De acuerdo a la carta enviada por Charrúa Transmisora de Energía S.A. al Coordinador, se informa la entrada en operación del Proyecto Nueva Línea 2x500 kV Charrúa – Ancoa, primer circuito ([ver carta](#)).

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección *Infraestructura del SIC- SING*.

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia neta [MW]	Fecha conexión Systep
El Pelicano	Solar	100	ene-18
Ancoa	Hidráulica	27	ene-18
PV Cerro Dominador	Solar	100	ene-18
La Mina II	Pasada	17	ene-18
Doña Carmen Solar	Solar	34,5	ene-18
Santiago Solar	Solar	115	ene-18
Cogeneradora Aconcagua	Térmica	77	feb-18
La Mina I	Pasada	17	feb-18
Cabo Leones I	Eólica	116	feb-18
Convento Viejo	Hidráulica	16	feb-18
Punta Sierra	Eólica	82	mar-18
IEM	Térmica	375	jul-18
Sarco	Eólica	170	jul-18
Aurora	Eólica	129	jul-18
Huatacondo	Solar	98	oct-18

Tabla 6: Proyectos de Transmisión Nacional a un año (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Nueva Cardones - Maitencillo 500 kV	Interchile	115/2011	feb-18	feb-18
Maitencillo- Pan de Azúcar 500 kV	Interchile	115/2011	abr-18	feb-18
Pan de Azúcar- Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	oct-18
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbun Trans.	158/2015	oct-17	mar-18
3º banco autotrans. 500/220 kV, 750 MVA, en SE A Jahuel	Transelec	121/2014	ene-18	ene-18

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 6.729 MW con una inversión de MMUS\$ 11.953, mientras que los proyectos aprobados totalizan 46.660 MW con una inversión de MMUS\$ 103.161.

En el último mes entraron a calificación los proyectos "Central Corcovado" de 18 MW y MMUS\$ 6 de inversión y "Parque Fotovoltaico Nueva Gales" de 9 MW y MMUS\$ 12, entre otros. Por otra parte, se aprobaron los proyectos "Central Termoeléctrica Ttanti" de 1.290 MW y MMUS\$ 1.300, "Nuevo Parque Eólico Cabo Negro" de 10 MW y MMUS\$ 20, entre otros.

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

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Solar	2.892	6.972	18.225	51.455
GNL	2.150	2.135	5.184	4.936
Eólico	1.206	1.968	9.225	18.801
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	180	97	2.528	6.353
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	211	481	3.865	6.514
Biomasa/Biogás	39	100	484	990
<b>Total</b>	<b>6.729</b>	<b>11.953</b>	<b>46.660</b>	<b>103.161</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura SIC-SING.

## Seguimiento regulatorio

### Comisión Nacional de Energía

- La CNE publicó mediante Resolución Exenta N°707 la Norma Técnica de Calidad de Servicios para Sistemas de Distribución ([ver más](#)).
- La CNE publicó un nuevo informe técnico de fijación de cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- La CNE publicó el informe Final de Definición y Programación de Servicios Complementarios ([ver más](#)).
- La CNE publicó el Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2018 ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador publicó el Informe Final del Estudio de Prioridades de Uso de Recursos para el Control de Tensión ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó el Informe Final del Estudio de Control de Tensión ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó el Cálculo Preliminar de Potencia de Suficiencia Preliminar 2018 del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó el Informe Final del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión ([ver más](#)).

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)

# Enero 2018



## 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. | Gerente de Mercados

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

Eléctricos y Regulación

Felipe Zuloaga R. | Líder de proyectos

[fzuloaga@system.cl](mailto:fzuloaga@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.