

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 2017

## Contenido

---

Editorial	2
Análisis de operación	4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

## Desafíos relacionados a la alta penetración de generación intermitente

En los últimos años la penetración de energía renovable no convencional (ERNCC) en el mundo ha aumentado rápidamente y Chile no se ha quedado fuera de este fenómeno. A marzo del 2017, el 14% de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional corresponde a centrales solares y eólicas, proporción que se espera aumente en el futuro, considerando el resultado de las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados. Este tipo de generación intermitente supone nuevos desafíos para el sistema eléctrico, relacionados con la flexibilidad del sistema. Es necesario que el parque térmico tenga la capacidad de responder a la variabilidad de la energía solar y eólica para poder mantener el balance entre generación y demanda. Esto implica que las unidades térmicas ciclen más a menudo, es decir que se enciendan y apaguen o que se mantengan operando a niveles de mínimo técnico, lo que significa un costo extra para los operadores de dichas plantas, debido a combustible y desgaste de los componentes. De hecho, el Coordinador ya ha mostrado interés en identificar los parámetros de las unidades térmicas que pueden presentar mayor flexibilidad, realizando auditorías a dichas centrales para revisar parámetros como mínimo técnico, tiempo de partida, número de partidas, entre otros<sup>1</sup>.

La Figura 1 presenta la probabilidad para los distintos niveles de rampa horaria solar y eólica real durante el 2016, en donde se puede notar que el 95% de las rampas se encuentran entre -200 MW y +200 MW. En la Figura 2 se puede notar que las rampas más significativas se dan entre 07:00 y 08:59 y entre 17:00 y 19:59, lo que está correlacionado con la radiación solar.

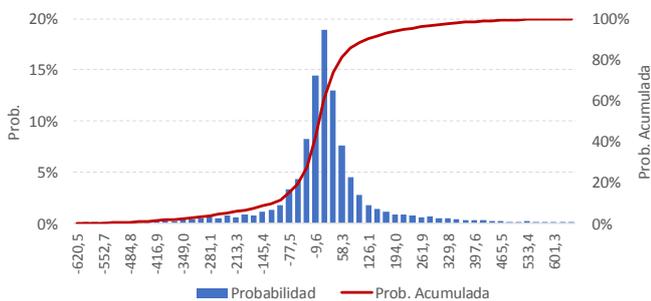


Figura 1: Rampa de unidades solares y eólicas durante 2016

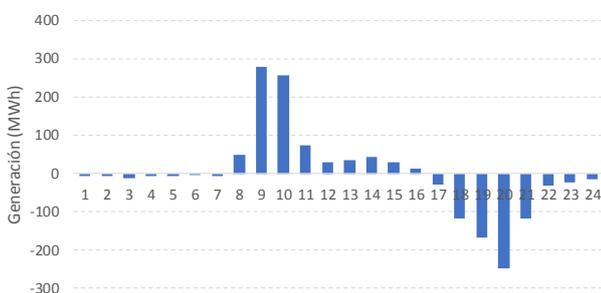


Figura 2: Rampa promedio por hora en 2016

En la actualidad estas rampas son enfrentadas por las unidades térmicas existentes con la flexibilidad suficiente para modificar su generación en una determinada ventana de tiempo. Así, en 2016

Engie expresó su preocupación al CDEC-SING por los altos niveles de cycling de sus unidades carboneras U12 y U13 en respuesta a la generación intermitente de centrales solares y eólicas. Además, debido a las restricciones de capacidad de transmisión en el SIC-norte, la variabilidad es enfrentada por las unidades térmicas de la zona. La Figura 3 presenta la operación real de la central Guacolda 5, ubicada en el norte del SIC, la cual durante el 2016 estuvo el 35% del tiempo operando a mínimo técnico, mientras que estuvo el 40% a capacidad máxima nominal. Del resto del año, el 5% estuvo apagada y el 20% restante se encontró entre su capacidad mínima y nominal. Si bien los requerimientos de flexibilidad han sido mayores en el SIC norte hasta hoy, estos pueden expandirse al resto del sistema luego de que entren en operación la interconexión SIC-SING y la línea de 500 kV entre Cardones y Polpaico, sumado también al aumento de centrales eólicas y solares en el futuro, tema que fue tratado por nuestro Director Hugh Rudnick en Elecgas 2017<sup>2</sup>.

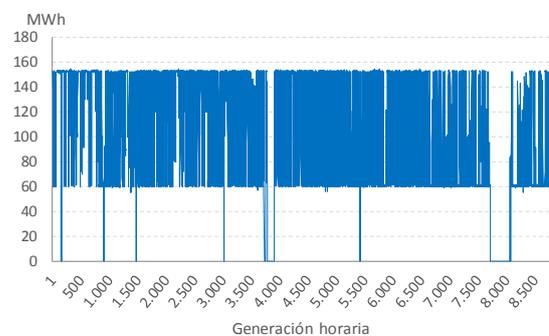


Figura 3: Operación de Guacolda 5 durante 2016

Debido a la importancia de modelar la flexibilidad del sistema en este nuevo contexto de alta penetración de energías intermitentes y a que los modelos de despacho hidro-térmico tradicionales, dada su complejidad, no pueden modelar restricciones adicionales claves que condicionan la flexibilidad del sistema, tales como mínimo técnico, tasa de toma de carga, tiempos mínimos de encendido y tiempos mínimos de apagado, Systep ha desarrollado el modelo HELO<sup>3</sup>. Con este modelo es posible proyectar con resolución horaria el nivel de cycling de centrales, cantidad de horas a mínimo técnico, el nivel de curtailment renovable, costos marginales horarios, entre otros parámetros.

Considerando las restricciones adicionales a la modelación mencionadas, se analizará un caso de estudio que considera la totalidad del sistema eléctrico nacional. Para el análisis se considera que la interconexión entre SIC y SING será efectiva en abril de 2018 con la entrada en operación de la línea Los Changos 220 – Kapatur 220. Por otro lado, se considera que la línea de Interchile entrará en operación por tramos, con Cardones 500 – Maitencillo 500 – Pan de Azúcar 500 en enero de 2018 y el tramo de Pan de Azúcar 500 – Polpaico 500 en julio 2018. Por lo tanto, para este análisis, eventualmente podría existir un periodo de tres meses en los que el SING se conecte al SIC norte, mientras que éste último se encuentra aún desacoplado del resto del SIC.

<sup>1</sup> <https://cartas.coordinadorelectrico.cl/show/59287b33cb1a4b4dd02622e7>

<sup>2</sup> <http://www.systep.cl/documents/Systep%20-%20Elecgas>

<sup>3</sup> Hourly Electric Operation, Modelo de programación lineal entera mixta.

La Figura 4 presenta el promedio diario de los costos marginales durante el 2018 en un escenario hidrológico de 46% de excedencia, para los nodos Encuentro 220 kV, Diego de Almagro 220 kV y Alto Jahuel 220 kV, a modo de representar el SING, SIC norte y resto del SIC respectivamente. Se puede notar que, durante el primer trimestre, antes de la interconexión, la congestión en el SIC norte produce que los costos marginales lleguen a cero durante el día. Luego de la interconexión, el SIC norte se acopla con el SING ya que el exceso de energía del SIC norte puede ser transportado al SING. Finalmente, luego de la conexión completa de la línea de Interchile, todo el sistema se encuentra acoplado ya que el exceso de energía del SIC norte también puede ser transportado al resto del SIC.

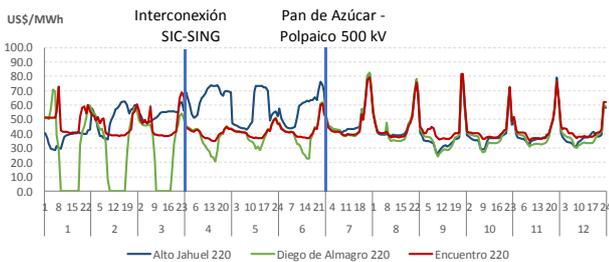


Figura 4: Promedio diario de los costos marginales proyectados para 2018

Como se mencionó anteriormente, para el análisis se consideraron restricciones adicionales que afectan a la flexibilidad. En la Figura 5 se presenta la generación para una central a carbón y una central a gas, proyectada con el modelo para una semana del 2018. Se puede observar que la central a carbón opera a mínimo técnico durante las horas de día y a capacidad máxima durante la noche, mientras que la central a gas se apaga durante el día y opera a máxima capacidad durante la noche. Las centrales a gas son más flexibles en su operación que las centrales a carbón, y al considerar esta restricción el modelo decide no apagar las centrales a carbón dadas sus restricciones de tiempo mínimo de encendido.

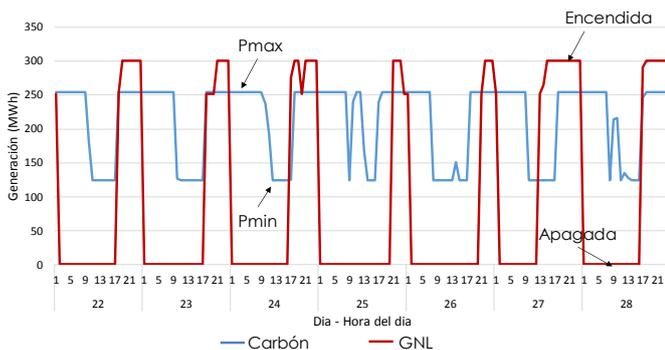


Figura 5: Operación de unidades térmicas

La Figura 6 presenta el porcentaje de horas del mes en que las centrales a carbón y gas operan a mínimo técnico. Se puede observar que al completarse la interconexión (abril 2018) las horas a mínimo técnico disminuyen de 23% a 20%, mientras que en el SING aumentan de 18% a 22% debido a que, gracias a la interconexión de ambos sistemas, los requerimientos de flexibilidad del SIC norte pueden ser asumidos por las centrales del SING.

La Figura 7 presenta la cantidad de partidas promedio de las centrales a carbón y gas. Durante el periodo intermedio entre la conexión de Los Changos 220- Kapatur 220 y la línea de Pan de

Azúcar 500 – Polpaico 500 (abril-junio), se puede notar un aumento del número de partidas por unidad a gas, lo que se debe, al igual que en el caso de mínimos técnicos, a que, debido a la interconexión, el SING puede absorber parte de las necesidades de flexibilidad del SIC norte.

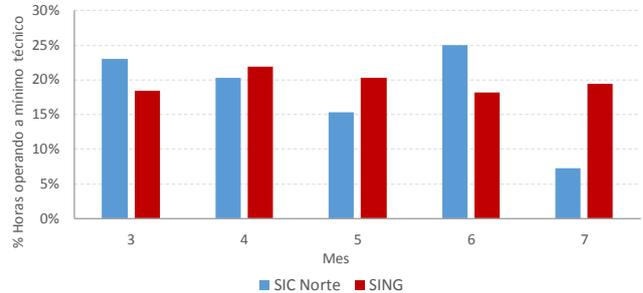


Figura 6: Porcentaje de horas del mes a mínimo técnico

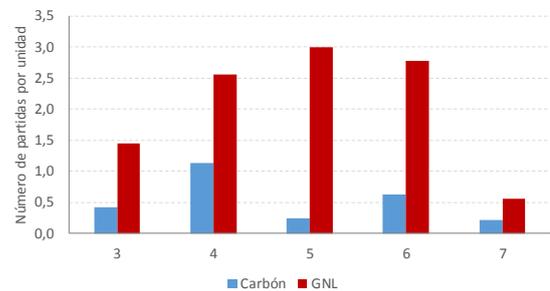


Figura 7: Partidas promedio de unidades a carbón y gas por mes

Los requerimientos de flexibilidad ejemplificados en este caso de estudio, no son exclusivos de la generación solar ni tampoco limitados a las restricciones de transmisión actuales en el SIC-norte, sino que, por el contrario, pueden en el futuro ser observados en otras zonas del sistema eléctrico nacional. Así, por ejemplo, el considerable incremento de generación eólica esperado en el sur, de concretarse todos los proyectos adjudicados en la última licitación (Aproximadamente 1.356 MW de nuevos proyectos eólicos desde Charrúa al sur, los cuales deben suministrar desde el año 2021), y de no mediar una ampliación de capacidad de transmisión anterior a dichos proyectos, se podrían observar nuevamente requerimientos zonales de flexibilidad y vertimiento de energía renovable, las que requieren de un análisis horario para su total comprensión.

El aumento de las centrales renovables ha incrementado el dinamismo y competencia en el mercado eléctrico, disminuyendo costos marginales y los precios de contratos de suministro. Pero se debe tener en cuenta que la incorporación al sistema de estas fuentes intermitentes conlleva a desafíos en la operación técnica del resto del parque, en particular a las plantas térmicas que deben aportar flexibilidad al sistema en este nuevo contexto. En el futuro, para enfrentar esta necesidad de mayor flexibilidad podrían ser requeridas tecnologías adicionales a la térmica convencional, como baterías, concentradores solares y embalses. Es necesario que los beneficios asociados a las energías renovables superen los costos asociados a la flexibilidad, y por esto es necesario que se envíe las señales correctas a los agentes del mercado que no aportan a la flexibilidad del sistema. Para proyectar y analizar los efectos que la adopción de la generación intermitente puede tener en el largo plazo es necesario tener modelos que incorporen las restricciones necesarias para modelar la flexibilidad de las unidades de generación.

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de mayo, la generación total del SING fue de 1.673 GWh/mes, un 0,1% menor a mayo del 2016 (1.675 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.461 MW el día 20, mientras la mínima fue de 1.787 MW el día 8.

Se observó una disminución de 2% en generación solar y de un 3% en generación GNL respecto a abril 2017. Por su parte, la participación del carbón aumentó de un 78% a un 83% de abril a mayo de 2017. La generación eólica se mantuvo.

En mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Chacayes 1 de Colbún (56 MW por 20 días), Guacolda 5 (152 MW por 11 días), Bocamina I de Enel Generación (130 MW por 7 días) y Pehuenche 2 (285 MW, 6 días)

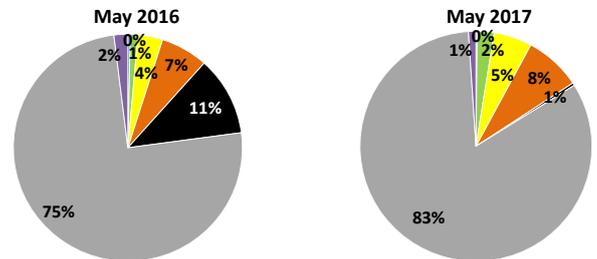
La generación total del SIC en el mes de mayo fue de 4.614 GWh/mes, un 1,7% mayor que en mayo de 2016 (4.537 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 7.590 MW el día 24, mientras la mínima fue de 4.287 MW el día 14 del mes.

Se presentó una disminución de la generación hidráulica y a carbón del 1% para cada fuente respecto a abril de 2017, aumentándose la generación a carbón en un 1%. La generación solar y eólica disminuyeron en un 1% cada una. Por su parte, durante el mes de mayo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades de Engie CTA1 (20 días, 177 MW), GMAR 3 (11 días, 2,1 MW) y la unidad U12 (4 días, 86,9 MW).

### Hidrología

La energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 8% del promedio mensual histórico (ver Figura 10). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril- mayo de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 93%, es decir, se ubica entre el 7% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

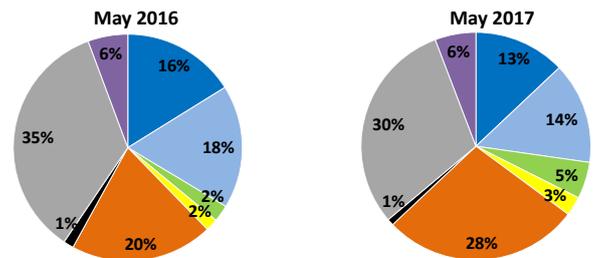
■ Hidro ■ Eólico ■ Solar ■ GNL ■ Diesel ■ Carbón ■ Otros



Generación total del mes **1.673 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **2.461 MW**  
 Potencia mínima mes **1.787 MW**

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

■ Embalse ■ Pasada ■ Eólico ■ Solar ■ GNL ■ Diesel ■ Carbón ■ Otro



Generación total del mes **4.614 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **7.590 MW**  
 Potencia mínima mes **4.287 MW**

Figura 9: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CEN)

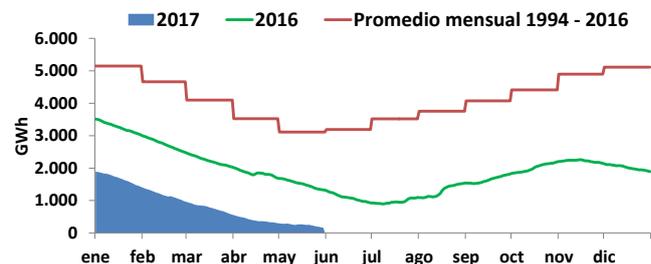


Figura 10: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

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

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En el SING, el costo marginal de mayo en la barra Crucero 220 fue de 60,4 US\$/MWh, lo cual es 17% mayor al costo de abril de 2017 (51,5 US\$/MWh), y un 18% menor respecto a mayo de 2016 (73,5 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón principalmente, mientras que en demanda alta fueron determinados por el GNL, exceptuando algunos días peak determinados por el diésel (ver Figura 11).

Por su parte, el costo marginal del SIC en mayo promedió 64,5 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 9% mayor respecto a abril de 2017 (59,3 US\$/MWh), y un 48% mayor respecto al mes de mayo de 2016 (43,6 US\$/MWh). Estos costos marginales estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL. En demanda baja, se pudieron ver costos marginales determinados por el carbón, mientras en demanda alta se observaron valores determinados por el diésel y el agua para algunos días (ver Figura 12). Se observa el aumento del valor del agua dado los días de sequías ocurridos durante el mes de mayo.

Durante mayo 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 (Figura 13). El total de desacoples del SIC para el mes de mayo fue de 470 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (41 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (31 eventos) y P. Colorada – Tap El Romero (11 eventos) con un desacople promedio de 44,1 US\$/MWh, 44,9 US\$/MWh y 48,8 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, el tramo Cardones 220 – D. Almagro 220 presentó 2 eventos, con un desacople promedio de 26,6 US\$/MWh.

Finalmente, los desacoples presentados en Copayapu 110 – Cerrillos 110 (561,7 US\$/MWh), Maipo 110 – Pirque 110 (605,0 US\$/MWh) y P. Azúcar 110 – Vicuña 110 (401,0 US\$/MWh), correspondieron a interrupciones forzadas ocurridas los días 12, 25 y 12 de mayo respectivamente.

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

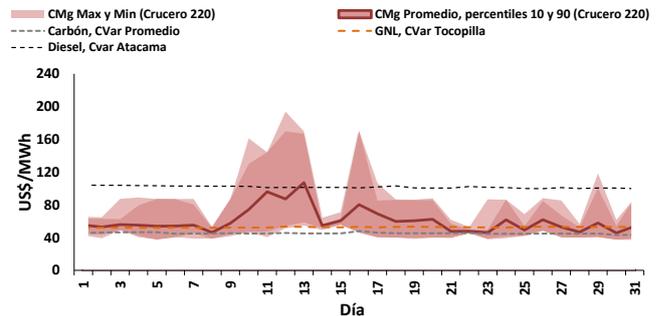


Figura 11: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para el SING (Fuente: CEN)

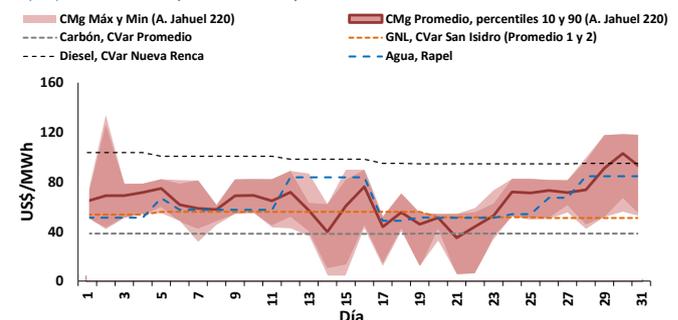


Figura 12: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para el SIC (Fuente: CEN)

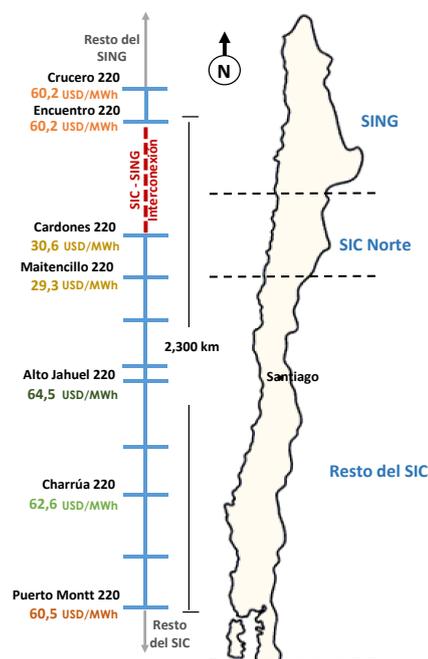


Figura 13: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado (Elaboración Systep de acuerdo a datos publicados por el CEN)

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	178	44,1	DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	6	15,1
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	164	44,9	COPAYAPU 110 - CERRILLOS 110	3	561,7
P.COLORADA 220 - TAP_EL_ROMERO	58	48,8	MAIPO 110 - PIRQUE 110	2	605,0
NOGALES 220 - L.VILOS 220	26	25,7	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	2	26,6
L.PALMAS 220 - TAPMREDON 220	9	21,7	P.AZUCAR 110 - VICUNA 110	1	401,0

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

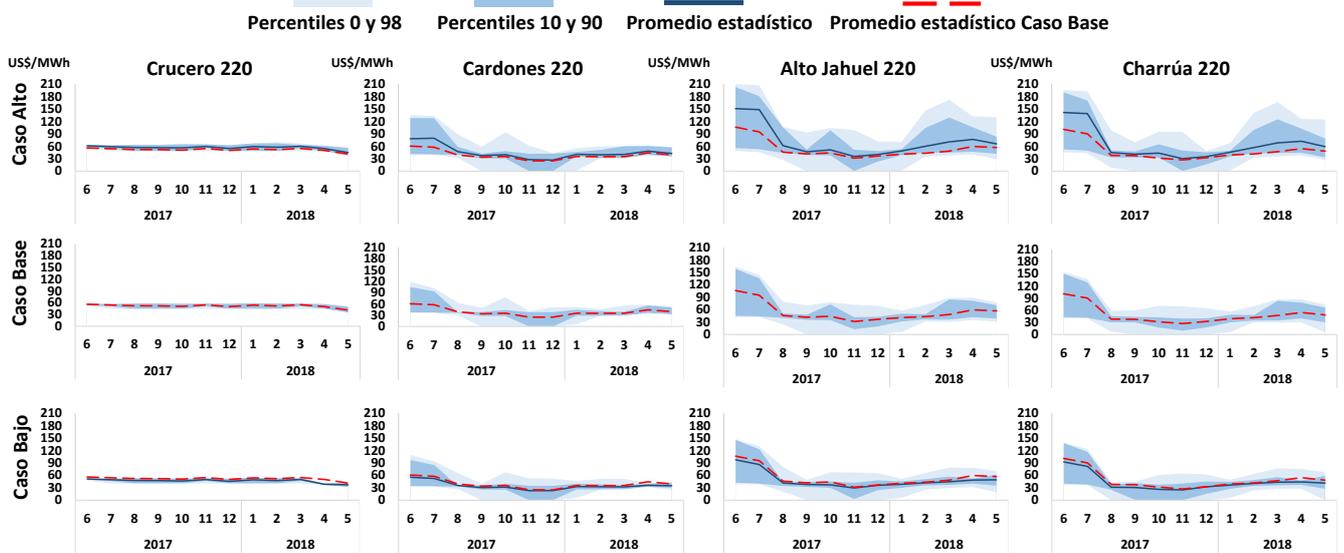


Figura 14: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 abril del 2018. 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)	2,0%	2,0%	2,0%	
	2018 (Proyectada)	2,8%	2,8%	2,8%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92,6	102,9	113,2
		Angamos	86,5	96,1	105,7
		Tocopilla	90,7	100,7	110,8
		Andina	74,3	82,5	90,8
		Hornitos	80,1	89,0	97,9
		Norgener	73,5	81,6	89,8
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Tarapacá	85,8	95,4	104,9
		N. Ventanas	76,8	85,3	93,8
		Quintero	64,1	71,2	78,3
		Mejillones	59,2	65,7	72,3
GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5,7	6,3	6,9	
	Nehuenco	9,6	10,7	11,7	
	Nueva Renca	5,9	6,6	7,2	
	Mejillones, Tocopilla	5,7	6,4	7,0	
	Kelar	8,1	8,9	9,8	

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.

La generación hidráulica ha disminuido su participación, siendo reflejo del bajo nivel en las cotas de embalse (por ejemplo, Colbún, Laja y Ralco registran menos del 4% del agua embalsada con respecto al máximo nivel de agua que puede almacenar para la primera semana de junio), lo que explica los elevados costos marginales presentados en el mes de junio.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 1.000 MW de nueva capacidad, de los cuales 411 MW son solares, 418 MW eólicos, 94 MW hídricos y 77 MW térmicos.

En los gráficos de la Figura 14, 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 80% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 10% y 90%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 98% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 98%).

## 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 mayo, Enel Generación disminuyó su generación hidráulica, eólica y a carbón, aumentando el aporte de GNL respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su generación en todas sus tecnologías excepto en diésel, la cual disminuyó levemente, mientras Aes Gener aumentó su generación GNL y a carbón, disminuyendo el aporte hidráulico y diésel. Guacolda aumentó su generación a carbón, mientras Engie aumentó su generación en todas sus tecnologías excepto en GNL, y Tamakaya aumentó su generación GNL.

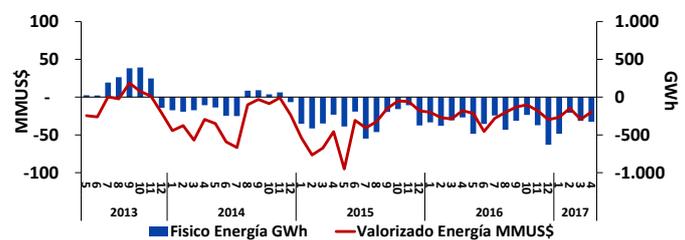
En mayo, las empresas Colbún y AES Gener fueron excedentarias, mientras que Enel Generación, Guacolda, Engie y Tamakaya fueron deficitarias.

### Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Pasada	252	164	157
Embalse	421	281	289
GNL	253	525	548
Carbón	281	348	318
Diésel	179	1	2
Eólico	5	11	9
<b>Total</b>	<b>1391</b>	<b>1329</b>	<b>1323</b>

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

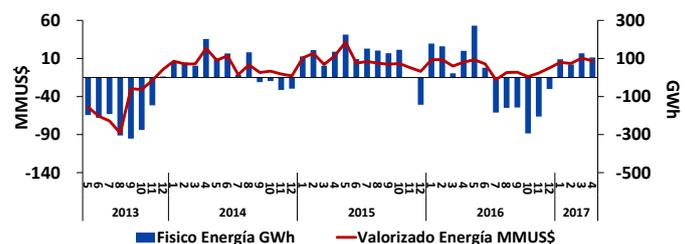
Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central	
	Abr 2017	May 2017
Bocamina (prom. I y II)	45,2	44,1
San Isidro GNL (prom. I y II)	53,2	53,8
Taltal Diesel	244,3	244,3
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	105,4	101,6
Celta Carbón (CTTAR)	46,6	40,2
<b>Transferencias de Energía Abr 2017</b>		
Total Generación (GWh)	1391	
Total Retiros (GWh)	1655	
Transf. Físicas (GWh)	-326	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-20	



### Colbún

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Pasada	193	101	132
Embalse	310	247	306
Gas	0	0	0
GNL	446	427	501
Carbón	261	218	265
Diésel	6	8	5
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.215</b>	<b>1.001</b>	<b>1.208</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central	
	Abr 2017	May 2017
Santa María	29,4	30,1
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	83,9	82,7
<b>Transferencias de Energía Abr 2017</b>		
Total Generación (GWh)	1.001	
Total Retiros (GWh)	896	
Transf. Físicas (GWh)	105	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7,0	

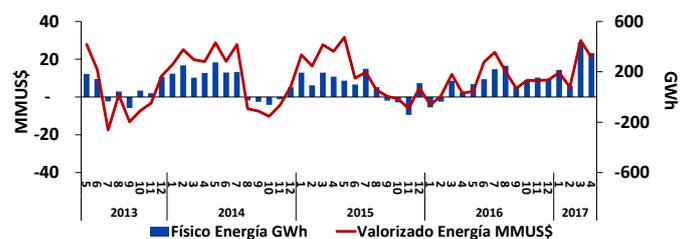


### AES Gener

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Pasada	97	93	90
Embalse	0	0	0
GNL	226	228	230
Carbón	1.148	1.300	1.391
Diésel	0	2	1
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.471</b>	<b>1.623</b>	<b>1.712</b>

\*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

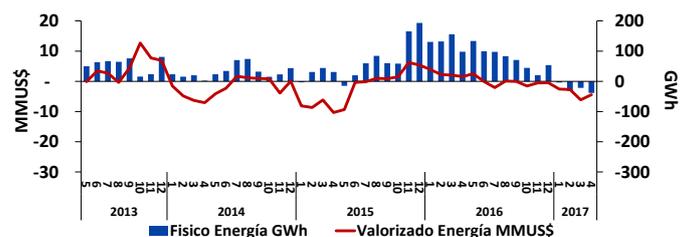
Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central	
	Abr 2017	May 2017
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,6	36,5
N. Ventanas y Campiche	40,9	41,2
Nueva Renca GNL	52,8	51,3
Angamos (prom. 1 y 2)	39,5	39,6
Norgener (prom. 1 y 2)	44,5	36,7
<b>Transferencias de Energía Abr 2017</b>		
Total Generación (GWh)	1.471	
Total Retiros (GWh)	1.275	
Transf. Físicas (GWh)	348	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	21	



### Guacolda

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	463	283	319
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>463</b>	<b>283</b>	<b>319</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central	
	Abr 2017	May 2017
Guacolda I y II	39,2	39,2
Guacolda III	31,0	31,0
Guacolda IV y V	38,4	38,4
<b>Transferencias de Energía Abr 2017</b>		
Total Generación (GWh)	283	
Total Retiros (GWh)	321	
Transf. Físicas (GWh)	-38	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4	



## Análisis por empresa

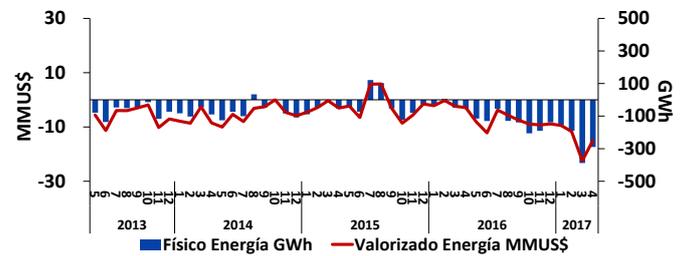
### Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Diesel	5	3	4
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	600	364	491
GNL	101	96	66
Hidro	2	3	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>708</b>	<b>467</b>	<b>563</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2017	May 2017
Andina Carbón	44,4	38,6
Mejillones Carbón	55,3	57,0
Tocopilla GNL	49,7	52,6

Transferencias de Energía Abr 2017	
Total Generación (GWh)	467
Total Retiros (GWh)	757
Transf. Físicas (GWh)	-290
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-15.022



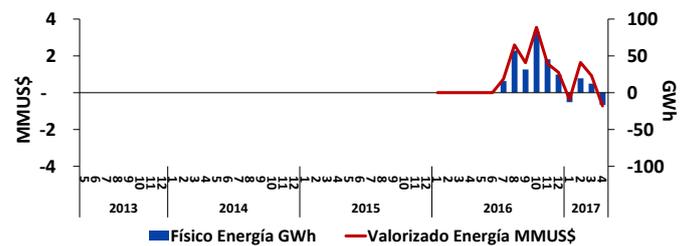
### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2016	Abr 2017	May 2017
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
GNL	0	61	66
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>61</b>	<b>66</b>

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Abr 2017	May 2017
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	59,2	59,5

Transferencias de Energía Abr 2017	
Total Generación (GWh)	61
Total Retiros (GWh)	78
Transf. Físicas (GWh)	-17
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-724



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 mayo de 2017, es de 84,8 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, 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 mientras que, en contraste, CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del sistema.

Los valores de la Tabla 4 y 5 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

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

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a mayo 2017 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel	81,2	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	123,7	565
Puyehue	Enel Green Power	96,6	160
Colbún	Colbún	86,1	6.932
Pelumpén	Colbún	87,2	380
Aes Gener	Aes Gener	83,8	5.601
Guacolda	Aes Gener	73,7	900
Engie	Engie	85,9	2.530
Monte Redondo	Engie	108,3	303
Campanario**	Campanario	113,7	990
Amunche Solar	First Solar	66,4	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,2	768
Diego de Almagro	Príme Energía	111,0	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberéolica	91,5	195
Chungungo	SunEdison	91,3	190
San Juan	Latin America Power	103,3	120
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	82,0	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	114,6	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	116,3	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	119,6	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,3	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	114,0	25
SPV P4	Sonnedit	100,8	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,8</b>	<b>39.519</b>

\* Precios en Barra de Suministro

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

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a mayo 2017 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Chilectra	68,2	14.567	
Chilquinta	93,1	3.583	
EMEL	87,8	929	
CGED	101,6	13.031	
SAESA	82,2	4.879	
EMEL-SING	85,9	2.530	
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,8</b>	<b>39.519</b>

\* Precios en Barra de Suministro

## Energías Renovables No Convencionales

Del balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a abril de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.026 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 285 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 806 GWh, es decir, se superó en un 183% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de abril 2017 (806 GWh) es 46% mayor a la reconocida en abril 2016 (553 GWh) y 95% mayor a la reconocida en abril 2015 (414 GWh) (Figura 15).

La mayor fuente de ERNC en el mes de abril correspondió a energía solar con un 36% de participación, seguida por generación eólica (34%), biomasa (17%) e hidráulica (13%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 2,3 GWh durante el mes de abril.

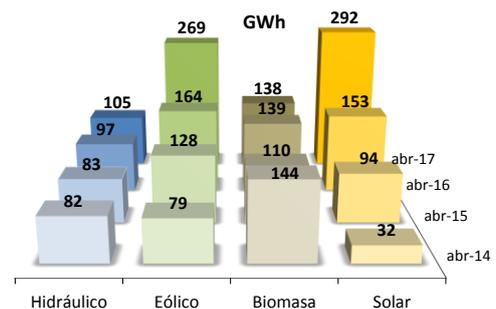


Figura 15: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

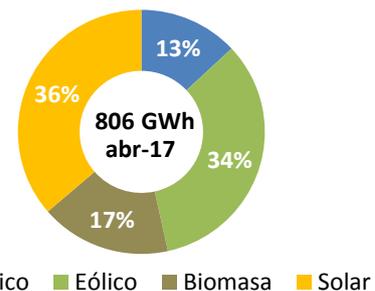


Figura 16: Generación ERNC reconocida en abril 2017 (Fuente: CEN).

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo a la RE 262 CNE (24-05-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.931 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2020. De estos, 30% corresponde a tecnología solar (890 MW), un 7% a tecnología eólica (196 MW), 37% hidráulica (1.088 MW) y 26% a tecnología térmica (757 MW).

Respecto a proyectos relevantes en construcción, AES Gener actualizó las fechas de entrada en operación de las centrales Las Lajas para diciembre de 2018.

También se informa al Coordinador Eléctrico Nacional el cambio de fecha relacionado con la conexión eléctrica de la planta PV Cerro Dominador, que considera el Inicio de Operación Comercial para el 27 de agosto de 2017 ([ver carta](#)).

### Transmisión

De acuerdo a la carta enviada por ISA InterChile S.A. al Coordinador Eléctrico Nacional el 01 de junio, la "Línea Encuentro – Lagunas 2 x 220 kV" ha dado cumplimiento efectivo a los requisitos técnicos y administrativos para que se interconecten, solicitando la entrada en operación de dichas instalaciones ([ver carta](#)).

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

Tabla 6: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia neta [MW]	Fecha conexión Systep
Río Colorado	Hidráulica	15	jun-17
La Mina	Hidráulica	34	jul-17
El Pelicano	Solar	100	jul-17
Doña Carmen	Solar	49	jul-17
Ancoa	Hidráulica	27	ago-17
PV Cerro Dominador	Solar	100	ago-17
Arica Solar I	Solar	18	oct-17
Arica Solar II	Solar	22	oct-17
Santiago Solar	Solar	79	nov-17
Aurora	Eólica	129	nov-17
Sarco	Eólica	170	nov-17
Convento Viejo	Hidráulica	16	ene-18
Cogen. Aconcagua	Térmica	77	ene-18
IEM	Térmica	335	feb-18
Cabo Leones	Eólica	115,5	feb-18
Cerro Dominador	Solar	110	jun-18
CTM-3	Térmica	243	nov-18
Malgarida	Solar	28	dic-18
Los Condores	Hidráulica	150	ene-19
Ñuble	Hidráulica	136	jul-19
Alfalfal II	Hidráulica	264	jun-20
San Pedro	Hidráulica	144	ene-22

Tabla 7: Proyectos de Transmisión Nacional a un año (Fuente: CNE)

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Los Changos- Cardones 500 kV	TEN	DS 158	dic-17	ene-18
Nueva Cardones - Maitencillo 500 kV	Interchile	115/2011	feb-18	ene-18
Maitencillo- Pan de Azúcar 500 kV	Interchile	115/2011	abr-18	ene-18
Pan de Azúcar- Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	jul-18
Kapatur – Los Changos 2x220 kV	Transelec	3T/2016	jun-18	abr-18
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbun Trans.	158/2015	oct-17	nov-17
Secc. del circuito N°1 Cardones - D de Almagro	Eletrans	158/2015	oct-17	ago-17
3° banco autotrans. 500/220 kv, 750 MVA, en SE A Jahuel	Transelec	12T/2014	ene-18	feb-18
Aumento de cap. línea 1x220 kV Cardones-C Pinto-D Almagro	Transelec	158/2015	mar-18	sep-17

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 9.619 MW con una inversión de MMUS\$ 24.648, mientras que los proyectos aprobados totalizan 43.326 MW con una inversión de MMUS\$ 96.941.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque Solar Fotovoltaico ALWA" de 93 MW y MMUS\$ 200 de inversión, "Parque Eólico Puelche" de 86 MW y MMUS\$ 172 de inversión, "Parque Solar Fotovoltaico La Lajuela" de 6,6 MW y MMUS\$ 13 de inversión, y "Planta Fotovoltaica Alturas de Ovalle" de 6 MW y MMUS\$ 16 de inversión.

Tabla 8: 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	4.332	17.943	16.947	47.671
GNL	3.833	3.864	3.508	3.232
Eólico	1.264	2.291	8.944	18.283
Carbón	24	72	7.006	13.531
Diésel	0	0	2.528	6.353
Geotérmica	0	0	120	510
Hidráulica	146	434	3.830	6.441
Biomasa/Biogás	20	44	443	919
<b>Total</b>	<b>9.619</b>	<b>24.648</b>	<b>43.326</b>	<b>96.941</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Panel de Expertos

- La Asociación de Telefonía Móvil, Atelmo A.G., y las empresas WOM S.A., Chilquinta Energía S.A., CGE Distribución S.A., E Eléctrica de Arica S.A., E. Eléctrica de Iquique S.A., E Eléctrica de Antofagasta S.A., E Eléctrica Atacama S.A., Cia Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., E Eléctrica de Magallanes S.A., E Eléctrica de la Frontera S.A., Soc. Austral de Electricidad S.A., E Eléctrica de Aisén S.A., Cia Eléctrica Osorno S.A. y Enel Distribución Chile S.A., presentaron discrepancias respecto del Informe Técnico "Fijación de Fórmulas Tarifarias de Servicios no Consistentes en Suministro de Energía, Asociados a la Distribución de Electricidad", de la Comisión Nacional de Energía (N° 06-2017, [ver más](#)).
- El Panel de Expertos dictaminó sobre la discrepancia "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los Doce Meses Sigüientes, para el periodo 2016-2017" presentado por empresas transmisoras. Para esto, clasificó la discrepancia en las categorías: referidas a la calificación, responsabilidad y ubicación de una obra; referidas al plazo para la puesta en servicio de un proyecto; referidas al trazado y alcance de una obra; y referidas a la valorización de las obras (N° 02-2017, [ver más](#)).

### Superintendencia de Electricidad y Combustibles

- Se resuelve a favor de Cerro Dominador la querrela por acceso abierto en contra de transmisora Mejillones ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Se aprueban las modificaciones de las bases de licitación con monto de energía a licitar (2.200 GWh) ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se renueva la implementación de restricción de cota mínima para embalses de Colbún, para los meses de enero y febrero de los años 2018-2019 ([ver más](#)).
- Empresa Arauco informa de un aumento de excedentes declarados de su central hasta 30 MW ([ver más](#)).
- Colbún entra en acuerdo de venta de GNLR con Enel respecto a suministro de gas. El volumen es entre 1.5 MMm3 y 1.65 MMm3 desde el 5 de junio por 15 días para la central Nehuenco 2 ([ver más](#)).
- Nuevos procesos de determinación de parámetros técnicos: el Coordinador informa de las centrales cuyos parámetros técnicos, tras verificación de auditoría, no son consistentes con los informados al Coordinador, iniciando un proceso de determinación de parámetros técnicos ([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)

# junio 2017



## 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

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

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

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

Magdalena Cortés S. | Ingeniera de Estudios

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