

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Abril 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

## ¿Y a mí quién podrá defenderme?

Considerando la continua transformación que está experimentando el sector eléctrico (nueva ley de transmisión y futura reforma a la ley de distribución<sup>1</sup>), junto con el potencial aumento de la generación distribuida y la introducción de nuevas tecnologías, se enfrenta un escenario donde los consumidores chilenos debieran adoptar una postura más proactiva, tanto en la discusión regulatoria como en los cambios tecnológicos, los cuales afectarán directamente sus tarifas eléctricas y la calidad de su suministro.

En la escena internacional, los consumidores frecuentemente cumplen un rol proactivo. Por ejemplo, en el Reino Unido y en Australia los consumidores participan directamente en los servicios complementarios, ofreciendo control de frecuencia. En Corea se ha permitido a los agregadores de demanda participar en el mercado. En muchos países (Canadá, EEUU, Dinamarca, Holanda, entre otros) se ha fomentado la generación residencial a través del net metering o del net billing.

Es también frecuente la existencia de organizaciones de consumidores, que permite aumentar la visibilidad de estos, participando en discusiones regulatorias y en la incorporación de nuevas tecnologías. Algunos ejemplos de estas asociaciones son la APPA<sup>2</sup> (American Public Power Association) en Estados Unidos, la EIUG<sup>3</sup> (Energy Intensive Users Group) en Gran Bretaña, o la IFIEC<sup>4</sup> (International Federation of Industrial Energy Consumers) en Europa.

En el caso de la APPA, su trabajo es proteger los intereses de sus asociados frente al congreso, la Casa Blanca, agencias administrativas, entes regulatorios y tribunales. Su objetivo es empoderar a todos sus miembros para que trabajen en conjunto en problemas recurrentes del sector, logrando construir comunidad.

En cuanto al EIUG, es una organización que vela por la seguridad del suministro de energía a nivel industrial, considerando precios competitivos internacionalmente. Su trabajo es representar los intereses de los consumidores de energía en cuanto a la liberalización de los mercados de gas y electricidad.

Finalmente, la IFIEC representa los intereses de los consumidores de energía a nivel industrial en Europa, para todos aquellos clientes en que la energía representa una componente importante de sus costos de producción, siendo clave para posicionarse de buena forma dentro de la competencia. La misión es asegurar un mercado eléctrico y de gas abierto, transparente y competitivo, para que los consumidores puedan negociar las mejores condiciones posibles, adaptadas a los distintos perfiles que tengan en cuanto a demanda, continuidad, flexibilidad, duración y precios.

Resulta evidente la importancia que adquieren las organizaciones de consumidores para representar y defender los intereses de los mismos.

En el plano local la situación es lamentable. Los consumidores (y los ciudadanos) no poseen un espacio claro para participar en las discusiones regulatorias y tecnológicas, debiendo aceptar las decisiones que tome la autoridad, pudiendo enfrentar situaciones en las que se verán desfavorecidos.

<sup>1</sup><http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/ministerio-de-energia-definira>

<sup>2</sup><https://www.publicpower.org/about>

<sup>3</sup><http://www.eiug.org.uk/>

<sup>4</sup><http://www.ifeceurope.org/about-us/>

A partir de la nueva ley de transmisión, los consumidores son responsables de remunerar toda la transmisión eléctrica, asumiendo por ejemplo un plan de expansión del sistema de transmisión<sup>5</sup>, propuesto por la autoridad, que tiene un costo de inversión proyectado de US\$ 2.684 millones. Si bien la política eléctrica resuelve que esta forma de remuneración finalmente beneficia al consumidor final, actualmente no existen mecanismos simples para solicitar aclaraciones o cuestionar esas inversiones con un tiempo razonable de análisis.

En el mismo ámbito, debiera preocupar al consumidor final el aumento en el presupuesto del Coordinador Eléctrico Nacional, que también es remunerado por los consumidores. Entre el año 2017 (CDEC SIC<sup>6</sup> y CDEC SING<sup>7</sup>) y el año 2018 (Coordinador Eléctrico Nacional<sup>8</sup>) se produjo un aumento en el presupuesto de este organismo integrado de un 54% aproximadamente, diferencia financiada por los consumidores en relación con la energía consumida. Si bien este aumento puede justificarse, no hay mecanismos de participación en la definición y correcta ejecución del presupuesto final, en donde los clientes puedan dar su opinión sobre un aspecto que, aunque de manera moderada, afecta directamente sus tarifas finales.

Otra materia que debiera preocupar al consumidor final es el alto traspaso de clientes regulados a clientes libres que ha tenido lugar recientemente y que podría producir distorsiones y aumentos en las tarifas de los clientes que seguirían siendo regulados, considerando la disminución de la demanda y una posible sobrecontratación del sistema. Como se observa en la proyección de la CNE en su informe de licitaciones 2017<sup>9</sup>, existe un incentivo para que todos aquellos clientes regulados, que tienen la posibilidad de pasar a ser libres, lo hagan, debido a la diferencia existentes en los precios de la energía.

Otro tema que afecta a los consumidores es el avance en la formulación del reglamento de los servicios complementarios. Bajo el esquema legal vigente la demanda está obligada a financiar los costos asociados a la variabilidad introducida por los generadores intermitentes, sin haber tenido opción de participar en esta discusión.

Entendiendo que los intereses de los consumidores están relacionados con recibir electricidad de calidad, segura y al menor precio posible, es que debiese formar parte de sus prioridades el estar atentos a todos los posibles cambios regulatorios que se puedan dar, buscando participar activamente en las discusiones regulatorias para defender estos intereses. La necesidad de crear una nueva institucionalidad defensora del consumidor final (o fortalecer la existente) surge como una prioridad de la política pública. El fortalecer las oportunidades de defensa de los grandes consumidores que ofrece la acción de organismos como ACENOR o el Consejo Minero también es algo que puede ser explorado.

Se anticipan nuevos desafíos para los consumidores y deben estar preparados y ser partícipes de las discusiones tarifarias y regulatorias.

<sup>5</sup><https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Res-Ext-163-2018-Aprueba-Informe-T%C3%A9cnico-Final-2017.pdf>

<sup>6</sup><https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2016/11/Presupuesto-Anual-CDEC-SIC-2017.pdf>

<sup>7</sup>[http://www.cdcesing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_transf\\_pub\\_inf\\_public\\_baja\\_archivo?p\\_id\\_inf\\_public=7194](http://www.cdcesing.cl/pls/portal/cdec.pck_transf_pub_inf_public_baja_archivo?p_id_inf_public=7194)

<sup>8</sup><https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res.-Ex.-N%C2%B0250-y-archivos-respaldo.rar>

<sup>9</sup><https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res.-Ex.-N%C2%B0250-y-archivos-respaldo.rar>

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de marzo, la generación total del SEN Norte fue de 1.628 GWh/mes, un 20,4% mayor a marzo de 2017 (1.352 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.704 MW el día 25, mientras que la mínima fue de 1.662 MW el día 8.

La participación de la generación solar y en base a GNL aumentaron en un 1% de febrero a marzo de 2018. Por su parte, la generación en base a carbón disminuyó en un 1%, al igual que la generación con otras fuentes. Finalmente, las generaciones eólica y diésel se mantuvieron constantes con respecto al mes anterior.

Durante marzo estuvo en mantenimiento mayor la central Cochrane (13 días, 532 MW) de AES Gener.

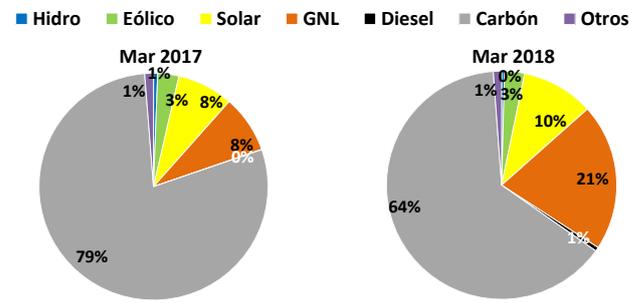
La generación total del SEN Sur en el mes de marzo fue de 4.867 GWh/mes, un 1.8% mayor que en marzo de 2017 (4.781 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.066 MW el día 28, mientras la mínima fue de 4.668 MW el día 18 del mes.

La participación de generación solar y en base a diésel se mantuvieron constante de febrero a marzo de 2018. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó en un 5%, mientras que la generación eólica, en base a GNL y carbón aumentaron en un 1%, 2% y 2%, respectivamente, con respecto al mes anterior.

En marzo estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Colbún (al 50% de disponibilidad, 29 días, 474 MW) de Colbún y Ventanas 1 (25 días, 884 MW) de AES Gener.

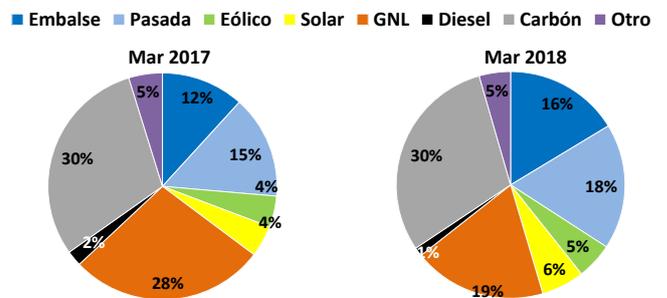
### Hidrología

Al igual que en el mes de febrero de 2018, durante marzo la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior, no obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 19% del promedio mensual histórico (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril de 2017 – marzo de 2018), 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 **1.628 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **2.704 MW**  
 Potencia mínima mes **1.662 MW**

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



Generación total del mes **4.867 GWh/mes**  
 Potencia máxima mes **8.066 MW**  
 Potencia mínima mes **4.668 MW**

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

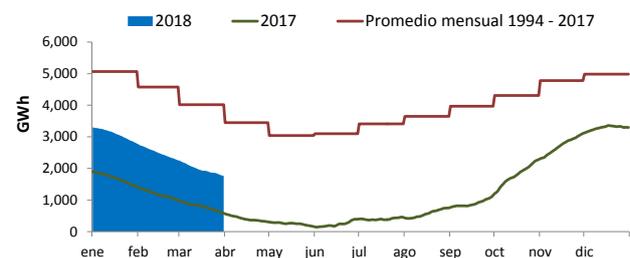


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 SEN Norte, el costo marginal de marzo en la barra Crucero 220 fue de 48,4 US\$/MWh, lo cual es 14,4% mayor al costo de febrero de 2018 (42,3 US\$/MWh), y un 15,7% menor respecto a marzo de 2017 (57,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta y baja fueron determinados por el carbón y el GNL, exceptuando algunos días peak que fueron determinados por el diésel, llegando a costos marginales horarios en torno a los 150 US\$/MWh. Adicionalmente, se aprecia que durante varios días del mes hubo vertimiento de energía, provocando costos marginales nulos (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal del SEN Sur en marzo promedió 75,3 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 39,1% mayor respecto a febrero de 2018 (54,1 US\$/MWh), y un 11% menor respecto al mes de marzo de 2017 (84,6 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua, exceptuando días peak durante el primer tercio del mes marcados por el diésel, alcanzando costos marginales horarios en torno a los 170 US\$/MWh (ver Figura 5).

Durante marzo se observaron variaciones de costos marginales en el SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro del sistema y a las restricciones operativas de algunos transformadores (Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 753 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron P. Azúcar 220 P. - Colorada 220 (52 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas (33 eventos), Don Goyo 220 – P. Azucar 220 (19 eventos), Nogales 220 – L. Vilos 220 (9 eventos) y Don Hector 220 – Tap el Romero 220 (2 eventos) con un desacople promedio de 28,7 US\$/MWh, 24,8 US\$/MWh, 24,7 US\$/MWh, 8,4 US\$/MWh y 63,7 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, los tramos D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (5 eventos) y Maitencillo 220 – Cardones 220 (1 eventos), presentaron un desacople promedio de 45,1 US\$/MWh y 1,4 US\$/MWh, respectivamente.

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

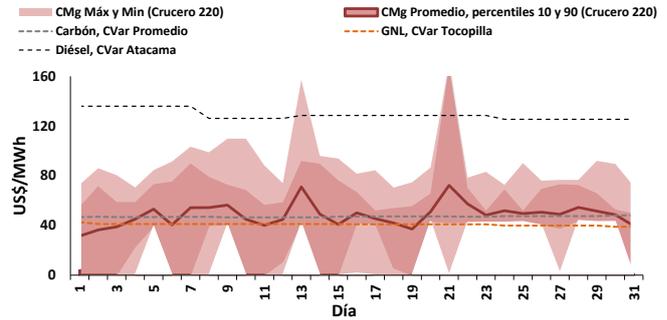


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para el SEN Norte (Fuente: CEN)

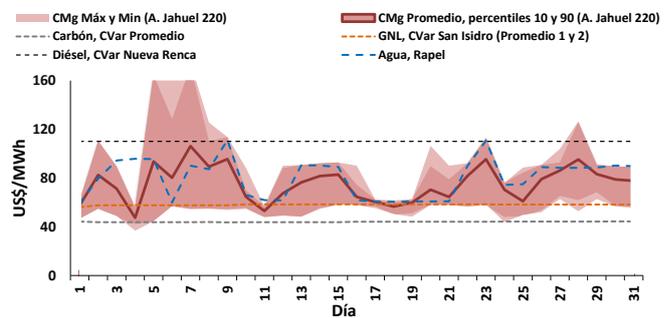


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para el SEN Sur (Fuente: CEN)

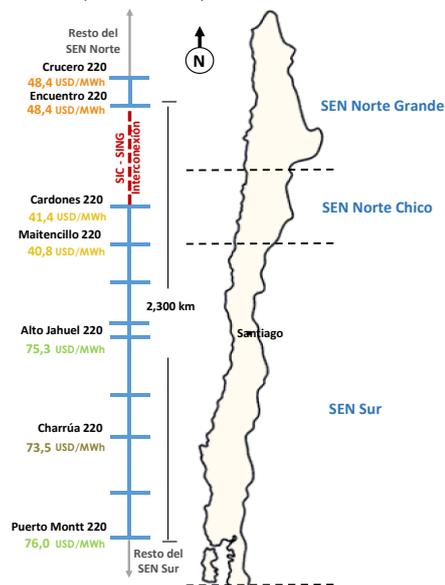


Figura 6: Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	431	28,7	D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	6	45,1
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	158	24,8	T. EL ROMERO 220- CARDONES 220	6	1,4
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	106	24,7	L.CHANGOS 500 - T. RIOTOLTEN 220	5	46,6
NOGALES 220 - L.VILOS 220	25	8,4	DON HECTOR 220 - TAL EL ROMERO	4	46,6
DON_HECTOR 220 - TAP_EL_ROMER	10	63,7	P.COLORADA 220 - DON_HECTOR 220	2	6,1

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

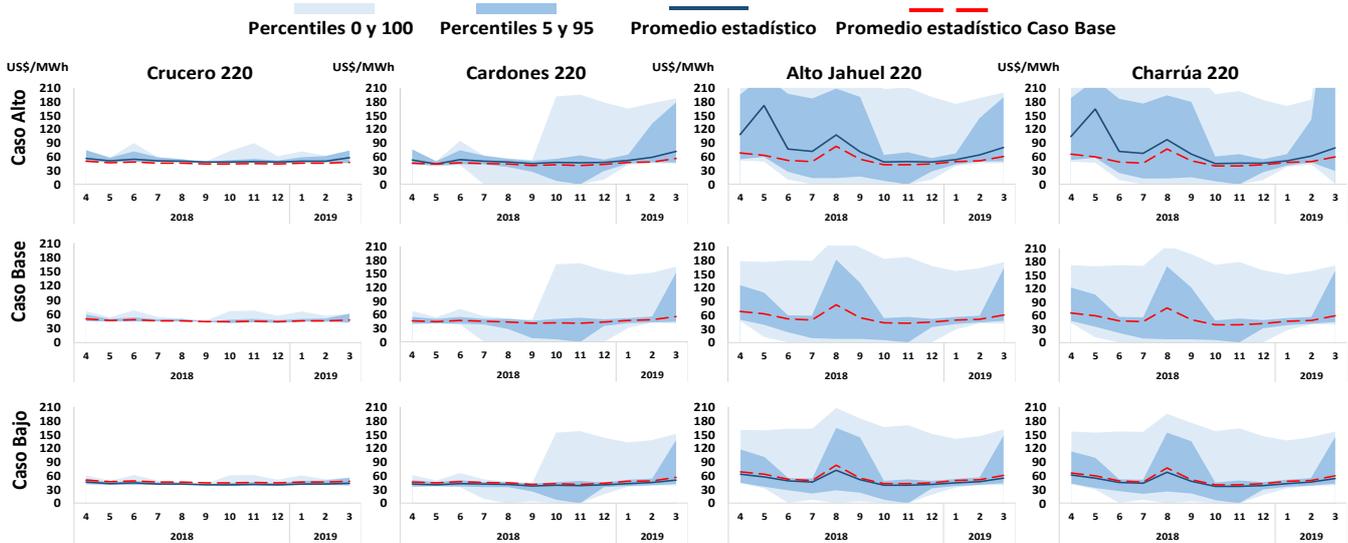


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. 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	2017 (Real)	1,2%	1,2%	1,2%	
	2018 (Proyectada)	3,8%	3,8%	3,8%	
	2019 (Proyectada)	2,7%	2,7%	2,7%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	86,2	95,81	105,4
		Angamos	82,1	91,2	100,4
		Tocopilla	86,7	96,3	105,9
		Andina	82,1	91,2	100,3
		Hornitos	83,6	92,9	102,2
		Norgener	82,4	91,5	100,7
		Tarapacá	84,6	94,0	103,4
	N. Ventanas	90,0	100,0	110,1	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	65,5	72,8	80,0
		Mejillones	68,0	75,5	83,1
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6,0	6,7	7,4
		Nehuenco	6,4	7,1	7,8
		Nueva Renca	6,3	7,0	7,7
Mejillones, Tocopilla		4,5	5,0	5,5	
Kelar		9,2	10,3	11,3	

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 768 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 295 MW eólicos y 375 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 SEN.

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

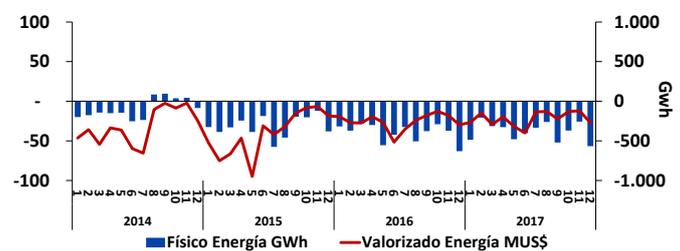
En diciembre\*, las empresas Tamakaya, Enel Generación y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún, AES Gener y Guacolda fueron excedentarias.

### Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Pasada	214	300	286
Embalse	383	518	497
GNL	594	340	485
Carbón	393	220	318
Diésel	0	6	10
Eólico	8	5	14
<b>Total</b>	<b>1591</b>	<b>1389</b>	<b>1609</b>

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

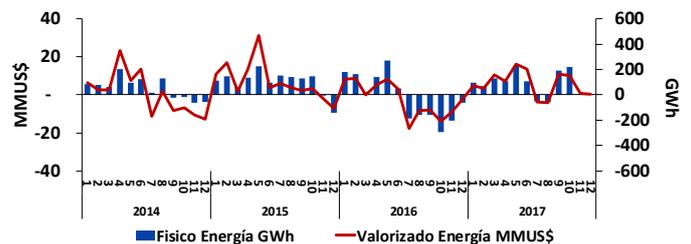
Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Bocamina (prom. I y II)	52,0	53,9
San Isidro GNL (prom. I y II)	56,1	58,1
Taltal Diesel	66,6	85,7
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	134,8	129,0
Celta Carbón (CTTAR)	42,6	42,6
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	1.402	
Total Retiros (GWh)	1.967	
Transf. Físicas (GWh)	-566	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27	



### Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Pasada	119	146	139
Embalse	177	220	288
Gas	0	0	0
GNL	486	431	439
Carbón	268	231	241
Diésel	36	3	12
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.086</b>	<b>1.031</b>	<b>1.119</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Santa María	31,7	35,6
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	95,8	95,5
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	918	
Total Retiros (GWh)	917	
Transf. Físicas (GWh)	1	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,5	

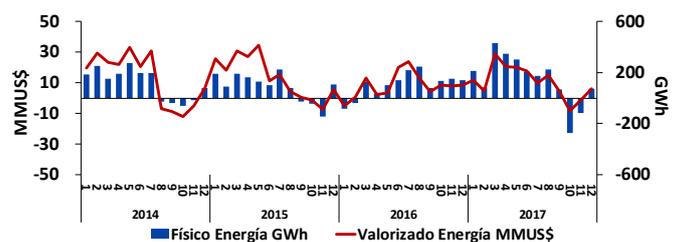


### AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Pasada	134	140	124
Embalse	0	0	0
GNL	234	0	0
Carbón	1.244	1.170	1.199
Diésel	1	0	1
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.613</b>	<b>1.310</b>	<b>1.324</b>

\*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

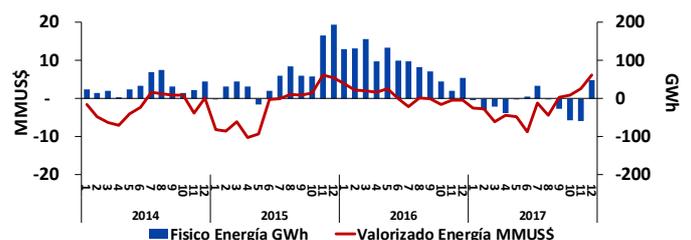
Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Ventanas prom. (prom. I y II)	45,7	45,4
N. Ventanas y Campiche	47,3	47,8
Nueva Renca GNL	57,3	58,7
Angamos (prom. 1 y 2)	42,0	43,5
Norgener (prom. 1 y 2)	43,8	43,7
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	1.576	
Total Retiros (GWh)	1.504	
Transf. Físicas (GWh)	72	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6	



### Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	312	339	372
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>312</b>	<b>339</b>	<b>372</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Guacolda I y II	41,6	39,9
Guacolda III	41,1	40,4
Guacolda IV y V	39,7	39,3
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	338	
Total Retiros (GWh)	289	
Transf. Físicas (GWh)	49	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6	



\*El Coordinador aún no publica los informes de valorización de transferencias (IVT) para los meses de enero y febrero.

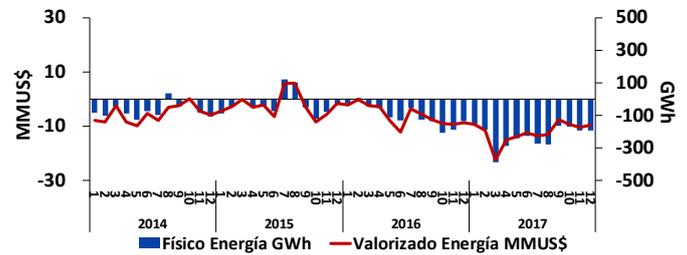
## Análisis por empresa

### Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Diesel	0	3	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	292	310	373
Gas Natural	83	109	124
Hidro	5	5	5
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>428</b>	<b>502</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Andina Carbón	45,9	44,3
Mejillones Carbón	50,5	48,4
Tocopilla GNL	44,5	40,7

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	543
Total Retiros (GWh)	735
Transf. Físicas (GWh)	-192
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-9.736

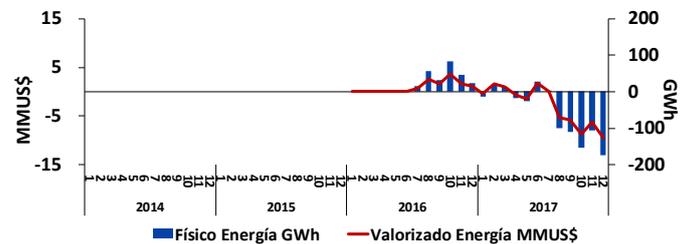


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2017	Feb 2018	Mar 2018
Diesel	0	0	5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	27	194	207
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>194</b>	<b>212</b>

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Feb 2018	Mar 2018
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	72,8	72,0

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	68
Total Retiros (GWh)	241
Transf. Físicas (GWh)	-173
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-9.536



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 marzo de 2018, es de 83,9 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 marzo de 2018 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	81,2	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	120,8	565
Puyehue	Enel Green Power	97,6	160
Colbún	Colbún	81,5	6.932
Pelumpén	Colbún	84,7	380
Aes Gener	Aes Gener	80,8	5.601
Guacolda	Aes Gener	69,8	900
Engie	Engie	94,5	4.546
Monte Redondo	Engie	109,7	303
Amunche Solar	First Solar	66,5	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,3	770
Diego de Almagro	Prime Energía	112,5	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberéolica	91,6	195
Chungungo	SunEdison	88,6	190
San Juan	Latin America Power	101,5	240
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	79,6	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	116,1	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	112,9	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	116,1	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,4	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	109,8	49
Acciona	Acciona	96,1	240
SPV P4	Sonnedit	97,9	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>83,9</b>	<b>40.932</b>

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a marzo de 2018 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Enel Distribución	69,6	15.226	
Chilquinta	94,1	3.724	
EMEL	87,7	950	
CGED	100,9	13.336	
SAESA	73,0	5.133	
EMEL-SING	86,1	2.562	
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>83,9</b>	<b>40.932</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a enero<sup>1</sup> de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.406 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 331 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.076 GWh, es decir, se superó en un 225% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de enero 2018 es 25% mayor a la reconocida en enero 2017 (864 GWh) y 99% mayor a la reconocida en enero 2016 (540 GWh) (Figura 8).

La mayor fuente de ERNC en el mes de enero correspondió a energía solar con un 44% de participación, seguida por generación eólica (30%), hidráulica (20%) y biomasa (6%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 19,3 GWh durante el mes de enero.

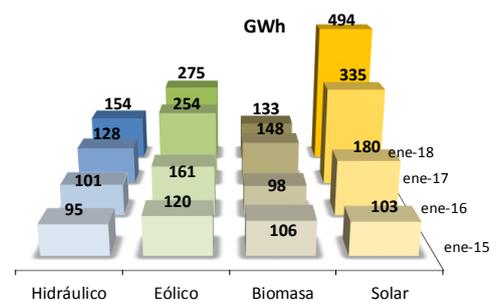


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

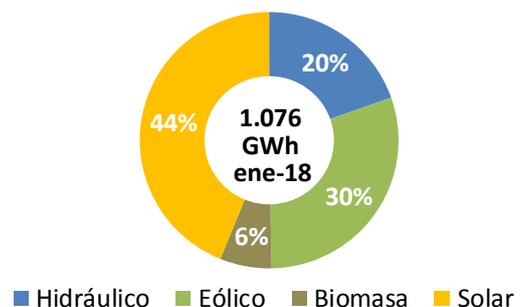


Figura 9: Generación ERNC reconocida en enero 2018 (Fuente: CEN)

<sup>1</sup> Los balances ERNC del mes de febrero aún no se han publicado en la página del Coordinador.

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 293 CNE (23-04-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.667 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 11,4% corresponde a tecnología solar (304 MW), un 39,4% a tecnología hidráulica (1052 MW), un 26,7% a tecnología térmica (712 MW) y un 22,5% a tecnología eólica (600 MW).

De acuerdo con 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).

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
IEM	Térmica	375	jul-18
Sarco	Eólica	168,8	jul-18
Aurora	Eólica	126,4	oct-18
Huatacondo	Solar	98	nov-18

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

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV	Interchile	115/2011	abr-18	jun-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

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

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 6.741 MW con una inversión de MMUS\$ 11.786, mientras que los proyectos aprobados totalizan 46.848 MW con una inversión de MMUS\$ 103.371.

En el último mes entraron a calificación los proyectos "Parque Solar Fotovoltaico Auco" de 9 MW y MMUS\$ 12 de inversión, "Parque Fotovoltaico El Manzano" de 9 MW y MMUS\$ 12,3, "Parque Solar Fotovoltaico Meli" de 9 MW y MMUS\$ 11, entre otros. Por otra parte, se aprobó el proyecto "Proyecto Fotovoltaico Libertadores" de 9 MW y MMUS\$ 12 de inversión.

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	2.852	6.905	18.396	51.688
GNL	2.195	2.169	5.189	4.936
Eólico	1.344	2.118	9.225	18.801
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	216	113	2.532	6.357
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	53	195	3.894	6.556
Biomasa/Biogás	30	85	463	920
<b>Total</b>	<b>6.741</b>	<b>11.786</b>	<b>46.848</b>	<b>103.371</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Comisión Nacional de Energía

- La CNE mediante Resolución Exenta N°239/2018 aprobó informe Técnico Definitivo que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión ([ver más](#)).
- La CNE mediante Resolución Exenta N° 257 modifica los términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador publicó el Informe Definitivo del Estudio de Costos de SSCC ([ver más](#)).

### Ministerio de Energía

- El Ministerio de Energía publicó el calendario de actividades de la ruta Energética 2018-2022 ([ver más](#)).
- El Ministerio de Energía aprobó el reglamento del Coordinador Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- El Ministerio de Energía retiró de Contraloría los reglamentos de SSCC y de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

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)

# Abril 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  
Eléctricos y Regulación

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

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.