

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Marzo 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

## Las claves de una nueva ley de distribución

Un cambio de gobierno siempre implica una serie de balances, así como identificar los temas pendientes y desafíos futuros. En esta evaluación el Ministerio de Energía destaca positivamente por sus avances en la definición de políticas energéticas de largo plazo, la promulgación de la ley de transmisión y el aumento de la competitividad en el sector de generación, ejes que han cambiado significativamente las expectativas del mercado respecto a lo que se observaba el año 2014.

Una de las materias pendientes, ya incluida en la agenda de la nueva Ministra de Energía, Susana Jiménez, es una nueva ley de distribución eléctrica<sup>1</sup>. La normativa vigente que regula esta materia fue promulgada en la década de los 80' en un contexto muy distinto al que vivimos hoy, especialmente por la evolución de los sistemas de comunicación y control, y la forma en que las personas interactúan con los servicios en la actualidad. La normativa vigente se puede transformar en una barrera a los cambios tecnológicos y a la innovación, barrera que la ministra Jiménez buscará levantar durante su administración.

Será clave que el nuevo gobierno defina la orientación y la prioridad que le dará a la ley de distribución. Un camino es buscar mejorar algunas falencias del sistema actual (esquema tarifario y calidad de servicio), con soluciones en el corto plazo, sin incorporar grandes cambios en el segmento. Otra alternativa, que refleja lo que la ministra ha transmitido por la prensa, consideraría implementar los cambios necesarios para que los sistemas de distribución estén preparados, desde un punto de vista técnico y económico, para incorporar nuevas tecnologías y nuevos servicios. En el estudio "Utility of the future"<sup>2</sup> surgen con fuerza la generación distribuida, sistemas de almacenamiento, electro-movilidad, agregadores, eficiencia energética y gestión de la demanda, entre otros. El ministerio podría con este camino buscar anticiparse a los cambios tecnológicos y sociales que ya se observan en el mundo.

Un cambio reciente de importancia es la nueva Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. La norma estableció límites de calidad más estrictos para las distribuidoras, incorporando mecanismos para determinar compensaciones y definiendo algunos criterios de diseño, orientados a asegurar la calidad. La norma avanzó en un tema relevante para el futuro, estableciendo la instalación de medidores inteligentes, que en el corto plazo permitirán tener un mejor control sobre la calidad de producto y a futuro jugarán un rol importante en la operación de las redes de distribución.

Los tres temas centrales que seguramente surgirán en la discusión de la nueva ley de distribución son: cambios al modelo regulatorio/tarifario (empresa modelo); posibilidad y factibilidad de separar el negocio de las redes con el negocio de la comercialización; y, por último, el rol de los distintos agentes y la participación que pueden o no tener en nuevos negocios.

El modelo regulatorio de distribución vigente se basa en una empresa modelo, donde los pagos que recibe la distribuidora dependen de la infraestructura que se considera para la empresa modelo, la que se revisa y evalúa cada cuatro años. Este modelo puede originar problemas con la rápida incorporación de nuevas tecnologías a las redes, en la medida que se genere incertidumbre respecto a la infraestructura que será necesaria en la empresa modelo del futuro. Por ejemplo, si continúa la actual tendencia y penetración de generación

distribuida es alta, parte de la infraestructura que se le reconoce hoy a la distribuidora en la tarifa podría no ser necesaria en la empresa modelo del futuro. Este riesgo se ha identificado como uno de los principales problemas del esquema actual y existe consenso respecto a la necesidad de modificarlo.

Un tema que sin duda generará debate y que en la actualidad tiene opiniones divididas entre los actores del mercado, es la separación del negocio de las redes y la comercialización a los clientes regulados. Hay países como el Reino Unido, donde la distribuidora administra la red eléctrica, pero otros agentes distintos compiten para ofrecer suministro a los clientes finales. Actualmente las distribuidoras en Chile manejan ambos negocios en forma integrada, lo que no deja espacio para eventuales comercializadores, salvo con los clientes libres. En nuestro modelo regulatorio la CNE, en representación de los clientes regulados, es la encargada de licitar y adjudicar el suministro de energía mediante contratos de largo plazo. El éxito en las últimas tres licitaciones demuestra que el esquema vigente logra el objetivo de reducción de precios para el cliente final. Por otro lado, aunque la experiencia internacional muestra resultados diversos (los comercializadores no han sido siempre exitosos en la reducción de precios), la figura de este agente ha permitido innovar en el suministro, generando por ejemplo nuevos esquemas tarifarios, asociados al suministro con energías renovables.

La migración de clientes fuera de los contratos licitados, producto de la incorporación de un comercializador, podría tener un efecto negativo en el mercado, incluso aumentando los precios de las licitaciones futuras si los generadores incorporan a los precios ofertados una prima por riesgo asociada. Si se avanza en la separación del comercializador, se deben establecer mecanismos que permitan separar los efectos de los esquemas de comercialización de corto plazo con los de largo plazo. El comercializador podría administrar los contratos de largo plazo, ofreciendo rebajas en las tarifas mediante una reducción de costos de administración. También podría ofrecer nuevos servicios, especialmente aquellos que en que la localización es relevante.

Otro de los temas que sin duda se discutirá si se producen las modificaciones al modelo regulatorio y se separa la comercialización del negocio de las redes, es hasta qué punto el dueño de las redes podrá participar de los negocios que se desarrollen en sus instalaciones<sup>3</sup>. Probablemente esta discusión se dará una vez resueltos los puntos anteriores, sin embargo es importante evitar que alguno de los agentes tenga ventajas competitivas respecto a los otros, o que haga uso de una posición de poder dominante para su beneficio.

Una nueva ley de distribución eléctrica plantea grandes desafíos y oportunidades, requiere de acuerdos y consensos que logren converger en una mirada de largo plazo y un diseño con visión de futuro que permita el desarrollo eficiente de los sistemas de distribución en las próximas décadas.

1 <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/ministra-jimenez-se-reune-con>

2 <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

3 "Future Role of the DSO": [https://www.ceer.eu/public\\_hearing/-/document\\_library\\_display/0Yct38aFmBGj/view\\_file/3771887](https://www.ceer.eu/public_hearing/-/document_library_display/0Yct38aFmBGj/view_file/3771887)

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de febrero, la generación total del SEN Norte fue de 1.534 GWh/mes, un 16% mayor a febrero de 2017 (1.322 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.821 MW el día 12, mientras que la mínima fue de 1.800 MW el día 25.

La participación de la generación en base a GNL aumentó en un 9% de enero de 2018 a febrero de 2018. En cuanto a la participación a carbón y solar, disminuyeron en un 8% y 1%, respectivamente. Por su parte, la generación eólica, solar y a diésel se mantuvieron constantes con respecto al mes anterior.

En febrero estuvieron en mantenimiento mayor las unidades CTM2 (21 días, 173 MW) de Engie y Guacolda 5 (7 días, 132 MW) de AES Gener.

La generación total del SEN Sur en el mes de febrero fue de 4.479 GWh/mes, un 2,3% mayor que en febrero de 2017 (4.470 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.134 MW el día 26, mientras la mínima fue de 4.730 MW el día 11 del mes.

La participación de generación en base a carbón aumentó en un 1% y el GNL en un 7%, en comparación a enero de 2018. La participación eólica e hidráulica disminuyeron en un 1% y 6%, respectivamente, con respecto al mes anterior. La la generación con otras centrales térmicas disminuyó en un 1% respecto a enero de 2018.

Por su parte, durante febrero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales Antilhue (6 días, 101 MW) de Colbún, Pangué (10 días, 466 MW) de ENEL Generación, Colbún (22 días, 473 MW) de Colbún y la central Nueva Renca (29 días, 380 MW) de AES Gener.

### Hidrología

Al igual que en el mes de enero de 2018, durante febrero la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior, no obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 56% del promedio mensual histórico (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril de 2017 – febrero 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.

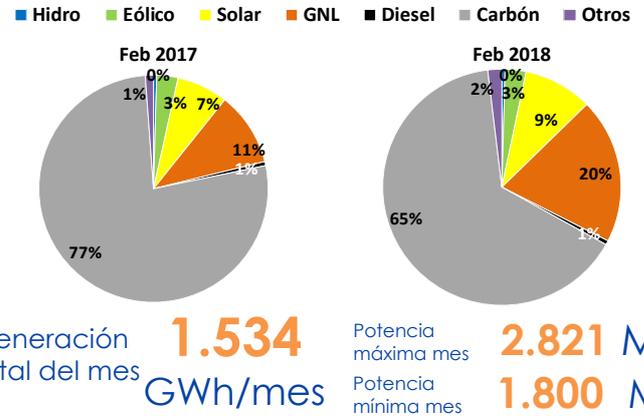


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN Norte (Fuente: CEN)

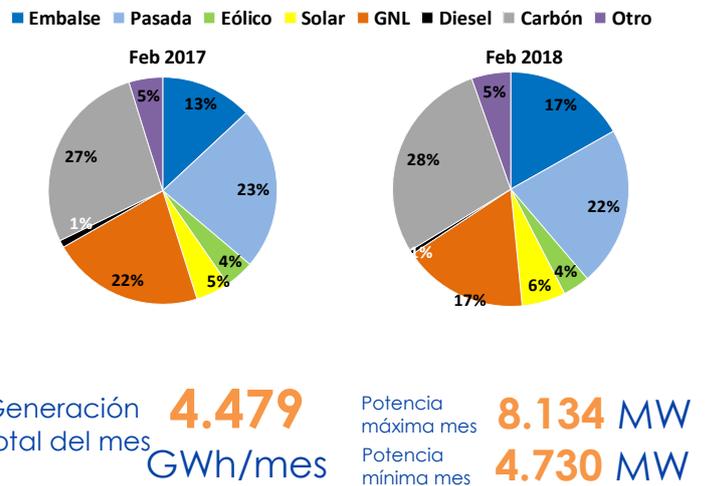


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN Sur (Fuente: CEN)

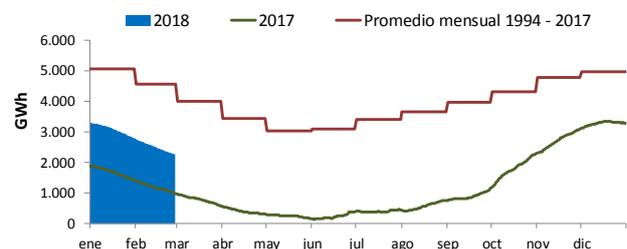


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 febrero en la barra Crucero 220 fue de 42,3 US\$/MWh, lo cual es 21,9% menor al costo de enero de 2018 (54,2 US\$/MWh), y un 29,7% menor respecto a febrero de 2017 (60,2 US\$/MWh). Los costos en demanda alta y baja fueron determinados por el carbón, exceptuando algunos días peak que fueron determinados por el diésel, llegando a costos marginales horarios en torno a los 268 US\$/MWh. Adicionalmente, se aprecia que durante gran parte del mes hubo vertimiento de energía, provocando costos marginales nulos (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal del SEN Sur en febrero promedió 54,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 6,2% mayor respecto a enero de 2018 (50,9 US\$/MWh), y un 2,5% menor respecto al mes de febrero de 2017 (55,5 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua en demanda baja y alta, viéndose muy poca variabilidad de los mismos durante la mayor parte del mes (ver Figura 5).

Durante febrero se observaron variaciones de costos marginales en el SEN, 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 SEN fue de 836 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron P. Azúcar 220 P. - Colorada 220 (42 eventos), Don Goyo 220 - P. Azúcar 220 (31 eventos), L. Vilos 220 - L. Palmas 220 (25 eventos), Nogales 220 - L. Vilos 220 (18 eventos) y L. Changos 220 - Kapatur 220 (13 eventos) con un desacople promedio de 29,6 US\$/MWh, 12,8 US\$/MWh, 23,2 US\$/MWh, 9,9 US\$/MWh y 46,3 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, los tramos Tap el Romero 220 - Maitencillo 220 (2 eventos) y Cautín 220 - Tap R. Tolten 220 (2 eventos), presentaron un desacople promedio de 32,4 US\$/MWh y 49,2 US\$/MWh, respectivamente.

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

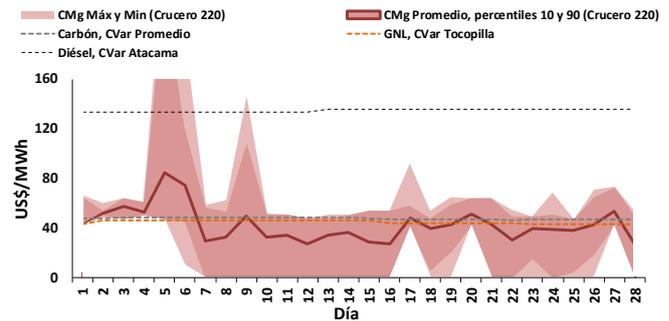


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para el SEN Norte (Fuente: CEN)

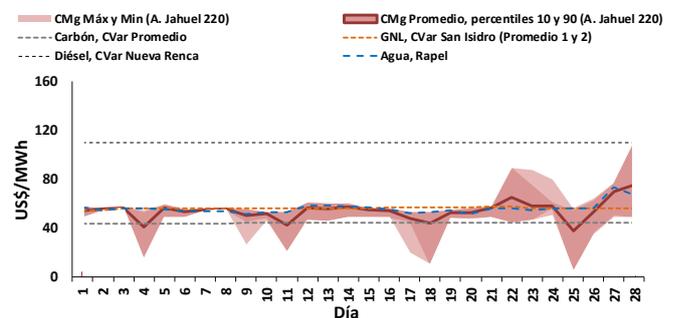


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para el SEN Sur (Fuente: CEN)

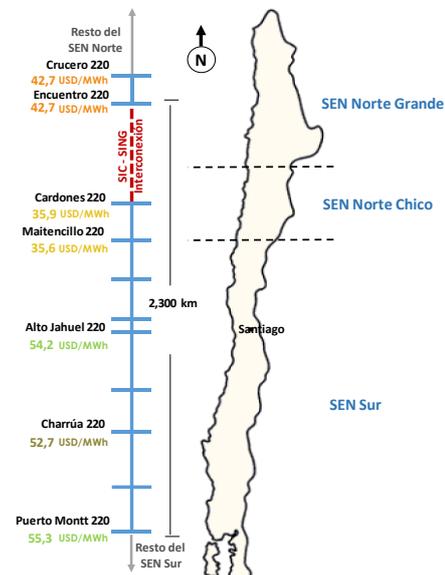


Figura 6: Costo marginal promedio de enero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	305	29,6	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	59	39,3
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	169	12,8	T. EL ROMERO 220- MAITENCILLO 220	8	32,4
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	108	23,2	CAUTIN 220 - T. RIOTOLTEN 220	6	49,2
L.CHANGOS 220 - KAPATUR 220	99	46,3	DON HECTOR 220 - TAL EL ROMERO	2	49,2
NOGALES 220 - L.VILOS 220	81	9,9	ITAHUE 154 - MAULE 154	1	64,2

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

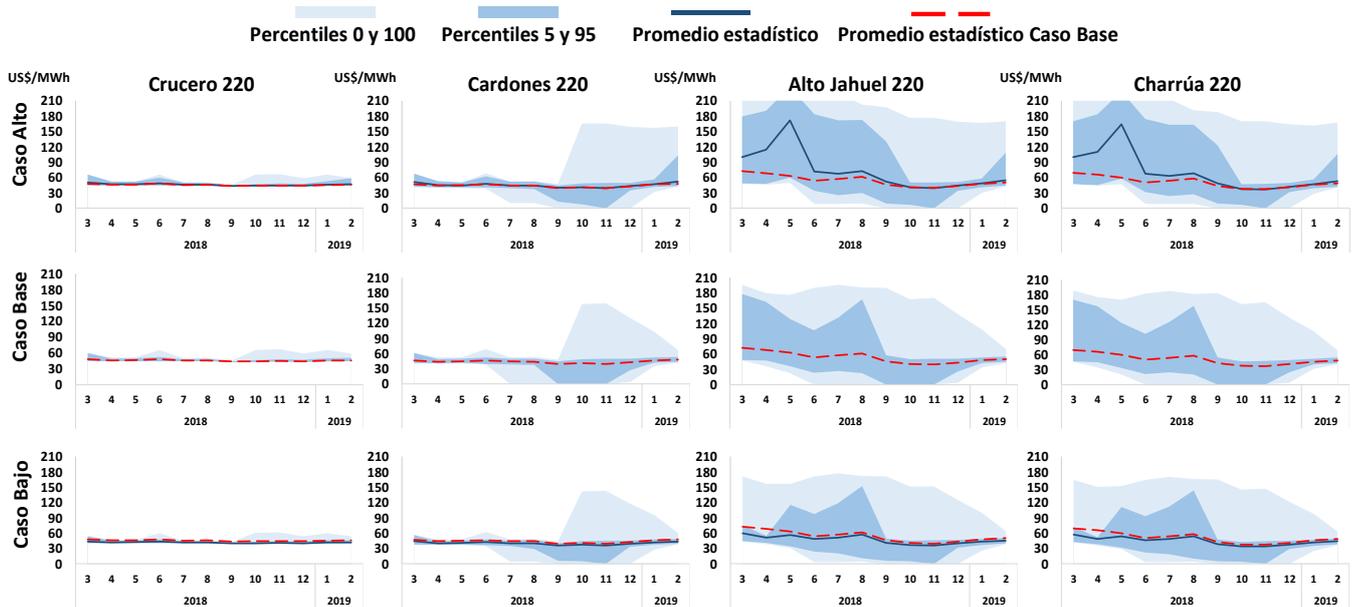


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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	2016 (real)		1,2%	1,2%	1,2%
	2017 (Proyectada)		3,8%	3,8%	3,8%
	2018 (Proyectada)		2,7%	2,7%	2,7%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	97,0	107,8	118,6
		Angamos	89,6	99,6	109,6
		Tocopilla	93,1	103,4	113,7
		Andina	92,9	103,2	113,5
		Hornitos	92,9	103,2	113,5
		Norgener	88,6	98,4	108,2
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Tarapacá	88,3	98,1	107,9
		N. Ventanas	98,8	109,8	120,8
		Quintero	81,7	90,8	99,9
	GNL US\$/MMBtu	Mejillones	81,1	90,1	99,1
		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, Kelar		4,8	5,3	5,8	
		9,3	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 864 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 375 MW eólicos, 16 MW hídricos 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 febrero, Enel Generación disminuyó su aporte hidráulico, diésel y a carbón, aumentando su generación GNL con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su generación hidráulica y a carbón, aumentando su aporte diésel y GNL, mientras que AES Gener disminuyó su aporte GNL, diésel, hidráulico y a carbón. Guacolda aumentó su generación a carbón, mientras que Engie disminuyó su aporte de carbón y GNL, aumentando la generación hidráulica. Tamakaya aumentó su generación GNL.

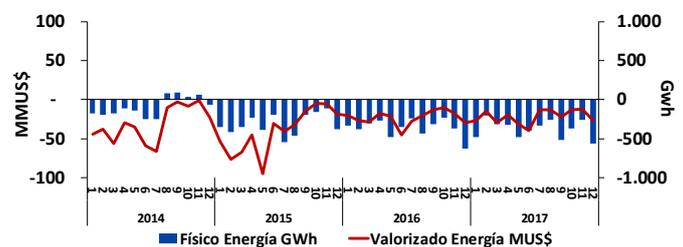
En diciembre, las empresas Enel Generación Tamakaya y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún, AES Gener y Guacolda fueron excedentarias.

### Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Pasada	297	289	300
Embalse	423	632	518
GNL	473	104	340
Carbón	306	274	220
Diésel	3	10	6
Eólico	8	7	5
<b>Total</b>	<b>1510</b>	<b>1316</b>	<b>1389</b>

\*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

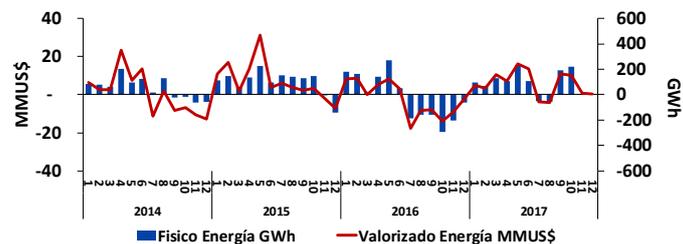
Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 2018
Bocamina (prom. I y II)	46,6	52,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	54,4	56,1
Taltal Diesel	66,6	66,6
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	134,8	129,0
Celta Carbón (CTTAR)	42,6	42,6
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	1.402	
Total Retiros (GWh)	1.967	
Transf. Físicas (GWh)	-566	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27	



### Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Pasada	159	165	146
Embalse	146	293	220
Gas	0	0	0
GNL	402	367	431
Carbón	227	248	231
Diesel	4	0	3
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>937</b>	<b>1.073</b>	<b>1.031</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 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	

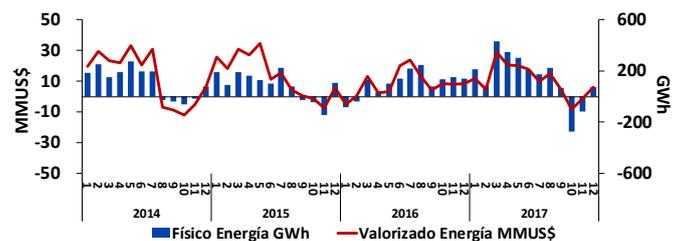


### AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Pasada	151	144	140
Embalse	0	0	0
GNL	68	2	0
Carbón	999	1.214	1.170
Diésel	2	1	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.220</b>	<b>1.361</b>	<b>1.310</b>

\*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

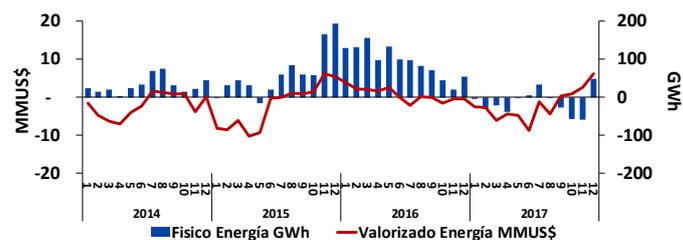
Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 2018
Ventanas prom. (prom. I y II)	44,6	45,7
N. Ventanas y Campiche	47,7	47,3
Nueva Renca GNL	55,8	57,3
Angamos (prom. 1 y 2)	42,0	43,5
Norgener (prom. 1 y 2)	43,8	43,7
Transferencias de Energía Dic 2017		
Total Generación (GWh)	1.576	
Total Retiros (GWh)	1.504	
Transf. Físicas (GWh)	72	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6	



### Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	259	284	339
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>259</b>	<b>284</b>	<b>339</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 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	



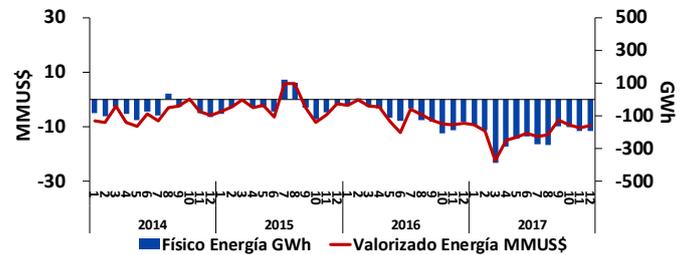
## Análisis por empresa

### Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Diesel	1	2	2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	433	485	310
Gas Natural	95	112	109
Hidro	3	4	5
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>531</b>	<b>602</b>	<b>428</b>

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 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

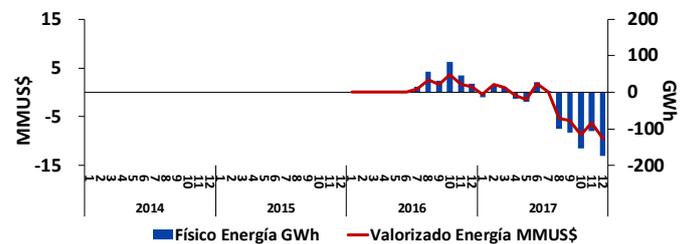


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2017	Ene 2018	Feb 2018
Diesel	5	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	43	79	194
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>79</b>	<b>194</b>

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Ene 2018	Feb 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 febrero de 2018, es de 84,5 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 febrero 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	120,9	565
Puyehue	Enel Green Power	97,6	160
Colbún	Colbún	85,3	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	69,4	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	88,7	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	99,5	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>84,5</b>	<b>40.932</b>

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a febrero 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	87,6	950	
CGED	100,9	13.336	
SAESA	78,1	5.133	
EMEL-SING	86,1	2.562	
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>84,5</b>	<b>40.932</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a enero 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.

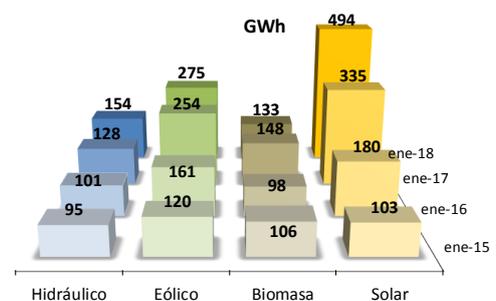


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

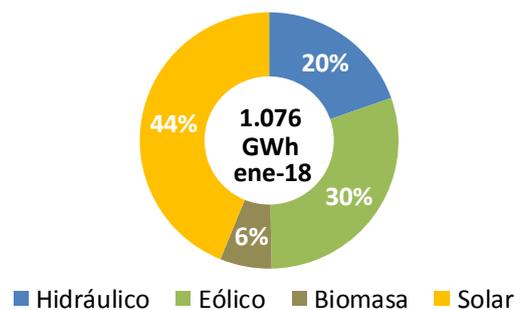


Figura 9: Generación ERNC reconocida en enero 2018 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 220 CNE (21-03-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2670 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 11,6% corresponde a tecnología solar (310 MW), un 39,5% a tecnología hidráulica (1055 MW), un 26,4% a tecnología térmica (706 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).

### Transmisión

De acuerdo a la carta enviada por el Ministerio al Coordinador, se solicitan antecedentes de factibilidad de aumento de capacidad de línea 2x500 kV Lo Aguirre – Alto Jahuel ([ver carta](#)).

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
Convento Viejo	Hidráulica	16	mar-18
Punta Sierra	Eólica	80	mar-18
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 6.683 MW con una inversión de MMUS\$ 11.729, mientras que los proyectos aprobados totalizan 46.835 MW con una inversión de MMUS\$ 103.355.

En el último mes entraron a calificación los proyectos "Parque Fotovoltaico Chicauma del Verano" de 9 MW y MMUS\$ 10,2 de inversión, "Parque Fotovoltaico Gabriela" de 6 MW y MMUS\$ 12, entre otros. Por otra parte, se aprobó el proyecto "Minihidro El Médano" de 6,6 MW y MMUS\$ 18, 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	2.805	6.849	18.387	51.676
GNL	2.174	2.157	5.189	4.936
Eólico	1.344	2.118	9.225	18.801
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	221	117	2.528	6.353
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	58	202	3.894	6.556
Biomasa/Biogás	30	85	463	920
<b>Total</b>	<b>6.683</b>	<b>11.729</b>	<b>46.835</b>	<b>103.355</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Comisión Nacional de Energía

- La CNE aprobó las bases definitivas para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén ([ver más](#)).
- La CNE aprobó el Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2017 ([ver más](#)).
- La CNE emitió un comunicado a la SEC indicando las centrales que no cumplen con la Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras, solicitando a esta última a proceder según lo indicado en el principio de coordinación que rige a los órganos de la Administración del Estado ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador emitió una carta a las Empresas Generadoras sobre el cambio en la condición de suministro flexible a una condición inflexible de las centrales GNL. Se solicita a las empresas generadoras declarar el volumen inflexible con anticipación necesaria para utilizar los respectivos costo variable no combustible ([ver más](#)).
- El Coordinador emitió una carta a las Empresas Coordinadas anunciando que se encuentra publicada la versión final del Estudio de Integridad del Sistema de Transmisión 2017 ([ver más](#)).
- El Coordinador emitió una carta a las Empresas Coordinadas anunciando que el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios se encuentra publicado para realizar observaciones, las cuales deben ser emitidas a más tardar el día 21 de marzo de 2018 ([ver más](#)).
- El Coordinador envió a la SEC el informe anual respecto del grado de cumplimiento de los Coordinados en relación con los aspectos técnicos individualizados del Artículo 1-16 de la NTSyCS ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- El Panel de Expertos inicia el proceso respectivo a la Discrepancia 06-2018, respecto a las bases técnicas y administrativas para los estudios de valorización de las instalaciones de los sistemas 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)

# Marzo 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.