

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Septiembre 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

A diez meses de la interconexión SIC - SING

El 21 de noviembre de 2017 tuvo lugar uno de los hitos más relevantes en la historia reciente del desarrollo eléctrico chileno. Los mayores sistemas eléctricos, el SIC y el SING, comenzaron a operar sincronizados en un único Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que abastece al 97% de la población y se extiende por 3.100 kilómetros de longitud desde Arica hasta Chiloé.

La etapa inicial más relevante del proyecto de interconexión fue la construcción de la línea Los Changos – Nueva Cardones 2x500 kV, de aproximadamente 600 kilómetros de extensión y una capacidad de transmisión de 1.500 MW. Para una interconexión efectiva del norte con el resto del país aún se requiere el término de la línea Nueva Cardones – Nueva Polpaico 2x500 kV. A la fecha se encuentran operativos dos tramos intermedios de esta línea, pero aún resta la finalización del tramo Nueva Pan de Azúcar – Nueva Polpaico, el que se espera, esté operativo a fines de 2018. Con lo anterior se completará el corredor eléctrico de 500 kV que conectará desde la subestación Changos hasta la subestación Charrúa, permitiendo la operación eléctrica integrada de casi todo el territorio nacional y el aprovechamiento eficiente de los recursos de generación.

Desde la interconexión, por la línea N. Cardones - Cumbres ha transitado una energía total de 1.488 GWh (2% de la demanda total del SEN). De esta energía, un 89% fue en dirección Sur-Norte, y el 11% en dirección Norte-Sur. De esta forma, los recursos de generación solar y eólico de la zona centro-norte del país, han podido exportar su energía hacia el antiguo SING. La máxima carga de la línea de interconexión ocurrió el 23 de septiembre de este año, con una potencia transferida de 857 MW (57% de la máxima capacidad) en sentido Sur-Norte.

Por otra parte, en términos de sus efectos en el mercado, durante los 30 días posteriores a la interconexión, se observó en la barra Crucero un costo marginal promedio de 61,3 USD/MWh, representando una reducción de 0,7 USD/MWh (-1%) con respecto al promedio de los 30 días anteriores a la interconexión. Por su parte, las barras Pan de Azúcar y Cardones en el norte del SIC percibieron un aumento en sus costos marginales promedio de 18,6 y 11,5 USD/MWh, respectivamente, representando aumentos del 56% y 36% respectivamente.

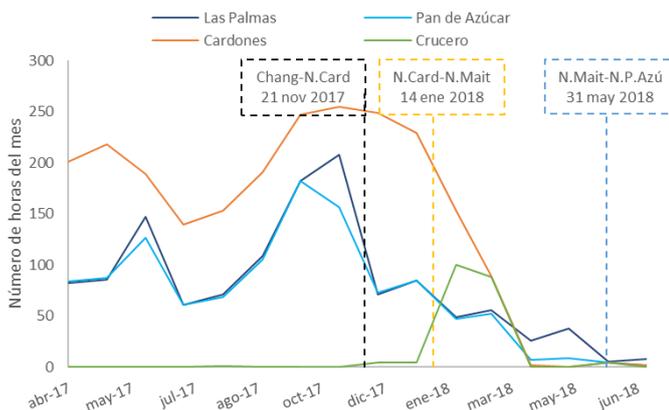


Figura 1. Horas con costo marginal nulo en el SEN norte, por barra

Un efecto importante de la interconexión fue la reducción de las horas con costo marginal cero en el SIC norte, producto de las congestiones de las líneas de transmisión ubicadas en zonas abastecidas por una gran producción de recursos solares y eólicos. El caso más significativo corresponde a las barras Cardones y Maitencillo, que pasaron de operar con costos marginales cero durante 201 horas en abril de 2017, a tan solo 2

horas en el mes de abril de 2018 (Figura 1). Esto se relaciona directamente con los menores vertimientos de centrales ERNC en el SIC Norte, en donde la interconexión ha permitido reducir los vertimientos solares de un 24% en abril de 2017 a un 5% en abril de 2018 y, en el caso de la energía eólica, de un 12% a un 3% de vertimiento durante el mismo periodo.

De esta forma, la reducción de los desacoples producto de la interconexión implica que los costos marginales del sistema sean más estables en el tiempo, lo que se traduce en una menor dispersión de estos. En la Figura 2 se grafica el promedio mensual y la desviación estándar de los costos marginales mensuales en la barra Cardones.

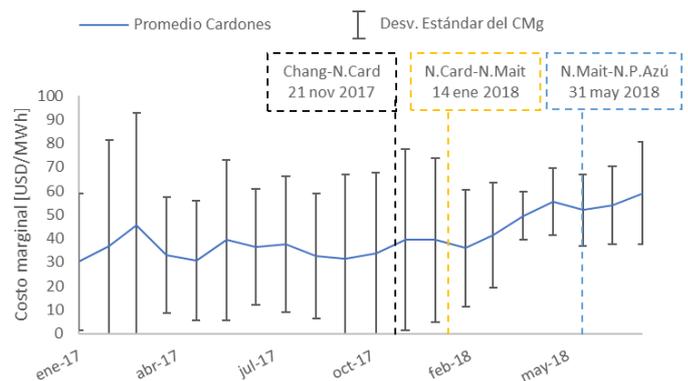


Figura 2. Valor promedio y desviación estándar en la barra Cardones

No obstante lo anterior, el SING ha experimentado de manera inédita horas de operación con costos marginales cero. Esto se produjo debido a una serie de factores, entre los que se destacan el nivel de inyección ERNC del SIC norte, la generación con gas inflexible de la central Kelar y la operación a mínimo técnico de centrales a carbón. De esta forma, entre febrero y marzo del 2018 hubo 188 horas con costos marginales nulos en la barra Crucero.

Si bien este fenómeno decayó considerablemente desde abril, la mayor radiación disponible durante primavera y verano, junto a los factores mencionados, podría provocar nuevos escenarios de costos marginales cero. En este contexto, la entrada en operación de la línea N. P. Azúcar – N. Polpaico es un factor crítico. De la misma forma, es relevante que dicha línea disponga de toda su capacidad, lo que depende a su vez de que se tomen oportunamente las medidas adecuadas para evitar fenómenos de resonancia subsíncrona.

Finalmente, se visualiza que la interconexión ha producido diversos efectos en el sistema eléctrico. Las congestiones en el norte del país ahora encuentran holguras para poder evacuar su energía, lo que reduce el vertimiento de energías renovables y disminuye las horas con costos marginales nulos. Además, la volatilidad de los costos marginales se ha reducido y las señales de precio se han vuelto más estables y predecibles.

La totalidad de los beneficios de esta interconexión sólo se podrán apreciar al finalizar la línea Nueva Cardones – Nueva Polpaico. Esto, además de permitir una operación sistémica más eficiente y económica, ayuda a que Chile tenga un sistema de transmisión más robusto, que se pueda integrar eléctricamente de mejor forma con los países vecinos.

Análisis de operación

Generación

En el mes de agosto, la generación total del SEN Norte fue de 1.531 GWh/mes, un 2,5% menor a julio de 2018 (1.569 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.826 MW el día 5, mientras que la mínima fue de 1.363 MW el día 8.

La participación de la generación en base a carbón disminuyó un 5% con respecto al mes anterior. Por otro lado, la participación solar aumentó en un 2,3%. Finalmente, la generación hidroeléctrica, eólica y diésel se mantuvo constante entre los meses de julio y agosto de 2018.

Durante agosto estuvo en mantención la central Mejillones, con la unidad CTM-1, durante 26 días (148 MW). También, estuvieron en mantenimiento las centrales Angamos (250 MW) y Tocopilla U15 (124 MW) durante 19 y 16 días respectivamente.

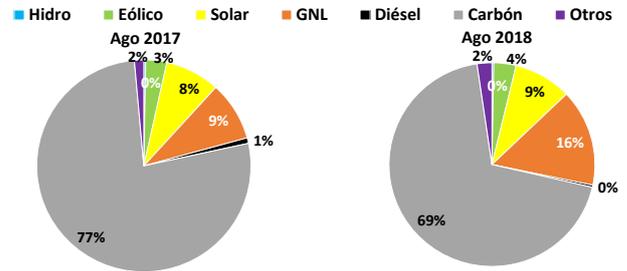
La generación total del SEN Sur en el mes de agosto fue de 4.946 GWh/mes, un 1,7% mayor que en julio de 2018 (4.862 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.324 MW el día 6, mientras la mínima fue de 4.768 MW el día 26 del mes.

La participación de la generación de GNL aumentó en un 7%. Por otro lado, la generación en base a embalses disminuyó en un 7,7% y la eólica en un 1%. Finalmente, la generación con base solar, diésel y carbón, aumentaron en torno al 1% respectivamente.

Durante agosto estuvo en mantenimiento la central Canutillar durante 20 días (171 MW). También, las centrales Chacayes (111 MW) y Guacolda U3 (137) estuvieron en mantenimiento durante 16 y 14 días, respectivamente.

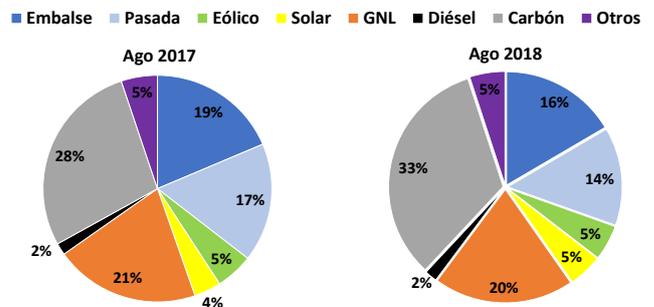
Hidrología

Al igual que en el mes de julio de 2018, durante agosto la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 51% del promedio mensual histórico (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – julio de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica entre el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



Generación total del mes **1.531 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **2.826 MW**
 Potencia mínima mes **1.363 MW**

Figura 3: Energía mensual generada en el SEN Norte (Fuente: CEN)



Generación total del mes **4.946 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **8.324 MW**
 Potencia mínima mes **4.768 MW**

Figura 4: Energía mensual generada en el SEN Sur (Fuente: CEN)

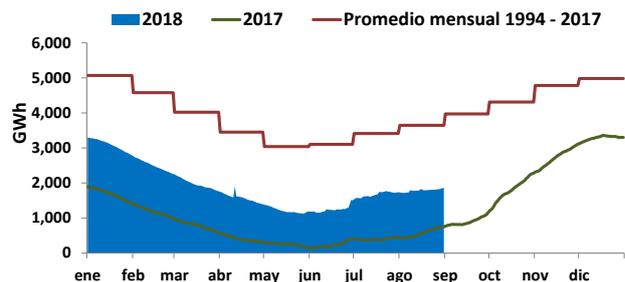


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 SEN Norte, el costo marginal de agosto en la barra Crucero 220 fue de 59,7 US\$/MWh, lo cual es 6,4% mayor al costo de julio de 2018 (56,1 US\$/MWh), y un 26,24% mayor respecto a agosto de 2017 (47,3 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose como máximo costos marginales por sobre los 200 USD/MWh (ver Figura 6).

Por su parte, el costo marginal del SEN Sur en agosto promedió 93,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 34,9 % mayor respecto a julio de 2018 (69,1 US\$/MWh) y un 37,9% mayor respecto al mes de agosto de 2017 (67,6 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua. Los peaks son cercanos a los 200 US\$/MWh (ver Figura 7).

Durante agosto se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 722 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 - L. Palmas 220 (30 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (28 eventos), C.Pinto 220 – Illapa 220 (19 eventos), Don Goyo 220 – P. Azucar 220 (22 eventos) y Nogales 220 – L. Vilos 220 (12 eventos), con un desacople promedio de 118,4 US\$/MWh, 29,6 US\$/MWh, 40 US\$/MWh, 55,5 US\$/MWh y 12,3 US\$/MWh, respectivamente.

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

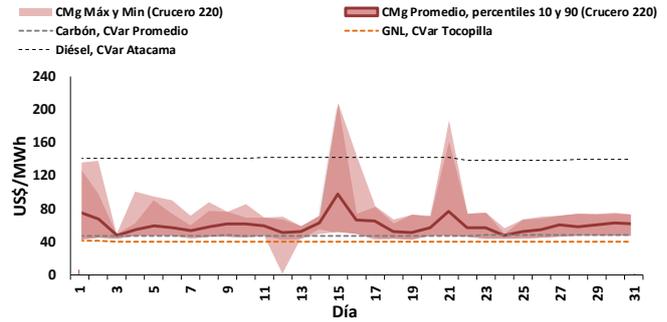


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para el SEN Norte (Fuente: CEN)

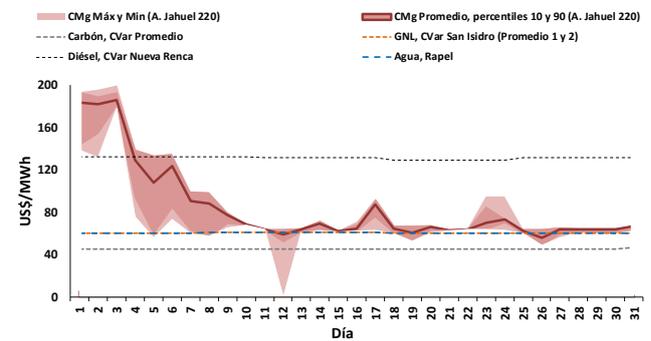


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para el SEN Sur (Fuente: CEN)

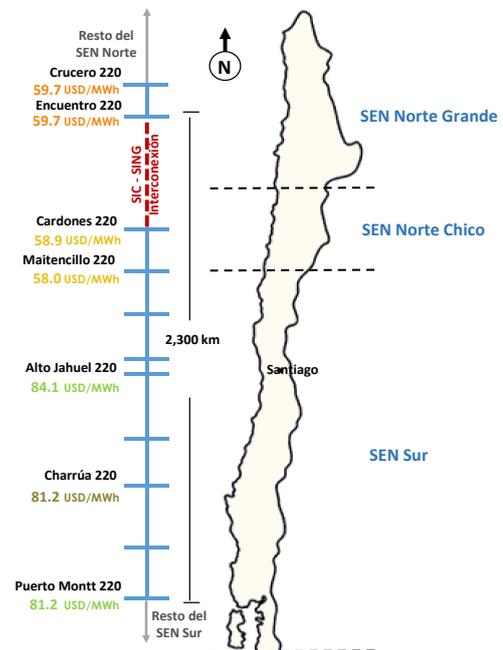


Figura 8: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	198	118,4	PUNTA_SIERRA 220 - TAMPREDON 220	14	10,7
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	179	29,6	QUILLOTA 220 - NOGALES 220	9	85,8
C.PINTO 220 - ILLAPA 220	179	40,0	DON_HECTOR 220 - TAP_EL_ROMERO_220	3	9,1
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	66	55,5	ITAHUE 220 - ITAHUE 154	2	1,4
NOGALES 220 - L.VILOS 220	47	12,3			

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

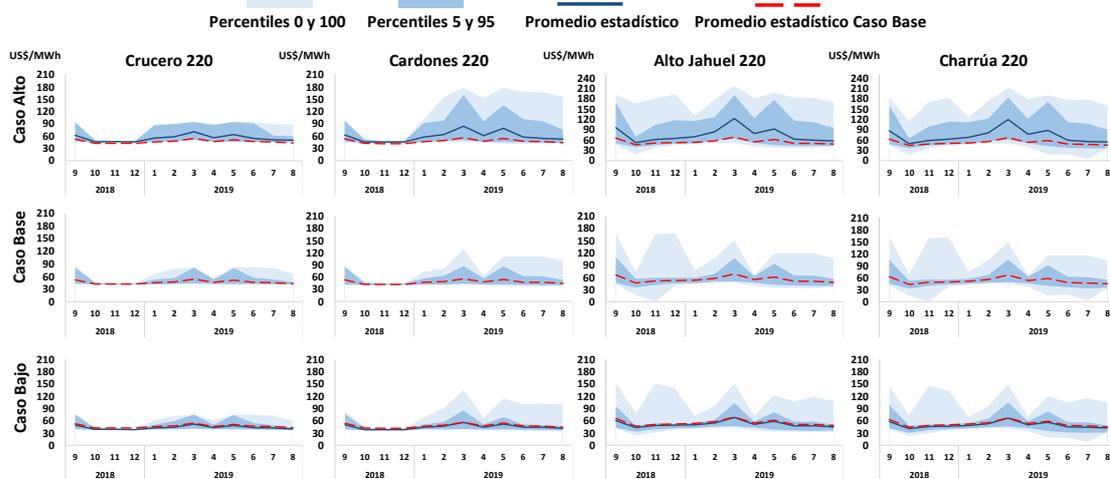


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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)	4.7%	4.7%	4.7%	
	2018 (Proyectada)	2.9%	2.9%	2.9%	
	2019 (Proyectada)	3.0%	3.0%	3.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	83.9	93.2	102.5
		Angamos	81.8	90.9	99.9
		Tocopilla	86.3	95.9	105.5
		Andina	86.6	96.3	105.9
		Hornitos	82.8	92.0	101.2
		Norgener	82.0	91.2	100.3
		Tarapacá	82.6	91.8	101.0
		N. Ventanas	83.6	92.9	102.2
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	67.0	74.5	81.9
		Mejillones	43.3	48.1	52.9
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6.2	6.8	7.5
		Nehuenco	5.9	6.5	7.2
		Nueva Renca	6.0	6.7	7.3
Mejillones, Tocopilla		4.3	4.8	5.2	
Kelar		9.0	10.0	11.0	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, 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 749 MW de nueva capacidad, de los cuales 102 MW son solares, 385 MW eólicos, 18 MW hidráulicos de pasada y 417 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 9**, 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

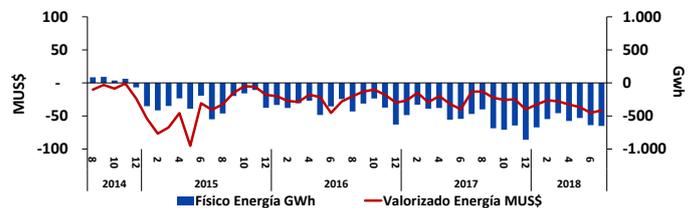
A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En agosto, Enel Generación elevó su generación térmica (GNL y Carbón), disminuyendo su generación hidráulica (Pasada y Embalse). Por otro lado, Colbún disminuyó su generación hidráulica y aumentó ligeramente su generación térmica, mientras que AES Gener disminuyó su producción a partir del carbón aumentando su generación a GNL y diésel. Guacolda se mantuvo constante en su generación a carbón, mientras que Engie aumentó su aporte de este. Finalmente, Tamakaya aumentó su producción térmica.

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

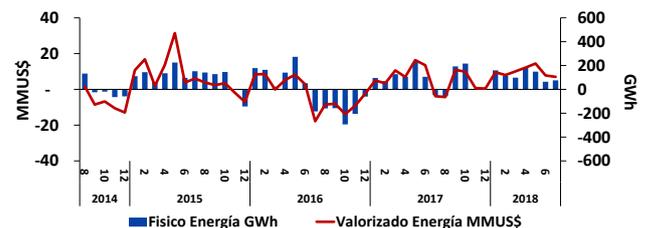
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)				Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018	Central	Jul 2018	Ago 2018
Pasada	222	219	202	Bocamina (prom. I y II)	50,7	51,2
Embalse	614	792	547	San Isidro GNL (prom. I y II)	60,6	60,5
GNL	523	201	475	Taltal Diésel	196,8	196,5
Carbón	339	255	334	Atacama Diésel	140,3	140,1
Diésel	15	11	14	Celta Carbón (CTAR)	42,3	42,3
Eólico	9	12	10			
Total	1721	1492	1581	Transferencias de Energía julio 2018		
*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.				Total Generación (GWh)	1492	
				Total Retiros (GWh)	2142	
				Transf. Físicas (GWh)	-651	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-42	



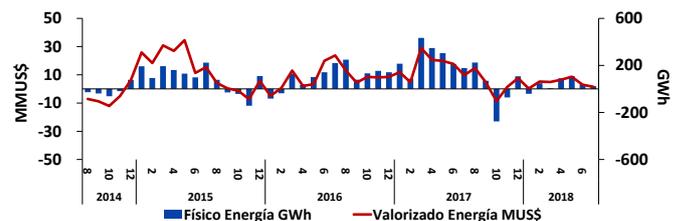
Colbún

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018	Central	Jul 2018	Ago 2018
Pasada	152	168	120	Santa María	35,8	35,8
Embalse	268	382	269	Nehuenco GNL (prom. I y II)	63,6	61,0
Gas	0	0	0	Nehuenco Diésel (prom. I y II)	116,4	117,2
GNL	218	309	337			
Carbón	266	248	255	Transferencias de Energía julio 2018		
Diésel	27	1	20	Total Generación (GWh)	1.109	
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	1.033	
Total	931	1.109	1.002	Transf. Físicas (GWh)	76	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	7	



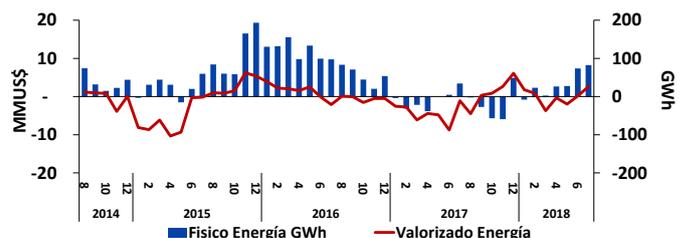
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)				Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018	Central	Jul 2018	Ago 2018
Pasada	72	61	58	Ventanas prom. (prom. I y I)	48,1	49,7
Embalse	0	0	0	N. Ventanas y Campiche	46,6	46,6
GNL	232	124	176	Nueva Renca GNL	62,5	62,5
Carbón	1.285	1.387	1.241	Angamos (prom. 1 y 2)	41,3	42,3
Diésel	6	1	16	Norgener (prom. 1 y 2)	47,3	47,0
Eólico	0	0	0			
Total	1.596	1.572	1.491	Transferencias de Energía julio 2018		
*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.				Total Generación (GWh)	1.572	
				Total Retiros (GWh)	1.549	
				Transf. Físicas (GWh)	24	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1	



Guacolda

Generación por Fuente (GWh)				Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018	Central	Jul 2018	Ago 2018
Pasada	0	0	0	Guacolda I y II	42,1	42,6
Embalse	0	0	0	Guacolda III	40,2	40,2
Gas	0	0	0	Guacolda IV y V	41,4	42,3
GNL	0	0	0			
Carbón	329	444	441	Transferencias de Energía julio 2018		
Diésel	0	0	0	Total Generación (GWh)	444	
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)	362	
Total	329	444	441	Transf. Físicas (GWh)	82	
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3	

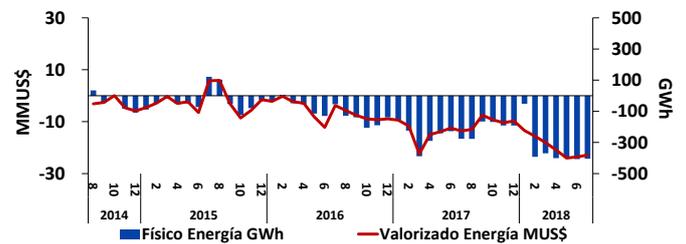


Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018
Diesel	1	0	2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	268	154	207
Gas Natural	75	121	112
Hidro	2	4	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	346	279	325

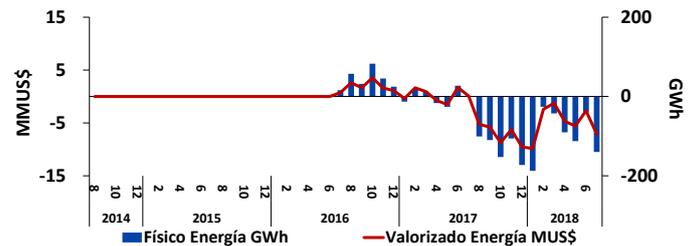
	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Jul 2018	Ago 2018
Central		
Andina Carbón	44,2	44,4
Mejillones Carbón	47,1	48,0
Tocopilla GNL	40,6	39,9
Transferencias de Energía julio 2018		
Total Generación (GWh)		279
Total Retiros (GWh)		683
Transf. Físicas (GWh)		-405
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-22.883



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2017	Jul 2018	Ago 2018
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro	0	0	0
Diesel + Fue	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	72	98	114
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Pe	0	0	0
Total	72	98	114

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Jul 2018	Ago 2018
Central		
Kelar GNL	70,8	71,6
(TG1 + TG2 + TV)		
Transferencias de Energía julio 2018		
Total Generación (GWh)		98
Total Retiros (GWh)		238
Transf. Físicas (GWh)		-140
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-7.086



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), 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 agosto de 2018, es de 83,8 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 System](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a agosto de 2018 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	120,8	565
Puyehue	Enel Green Power	97,6	160
Colbún	Colbún	81,6	6.932
Pelumpén	Colbún	84,6	380
Aes Gener	Aes Gener	80,7	5.601
Guacolda	Aes Gener	69,8	900
Engie	Engie	94,4	4.546
Monte Redondo	Engie	109,5	303
Amunche Solar	First Solar	66,4	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,2	770
Diego de Almagro	Prime Energía	112,3	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberéolica	91,4	195
Chungungo	SunEdison	88,6	190
San Juan	Latin America Power	101,4	240
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	79,5	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	115,9	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	112,8	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	116,0	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,3	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	109,7	49
Acciona	Acciona	96,0	240
SPV P4	Sonnedix	97,8	20
Precio Medio de Licitación Sistema		83,8	40.932

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Distribución	69,5	15.226
Chilquinta	94,1	3.724
EMEL	87,6	950
CGED	100,8	13.336
SAESA	73,0	5.133
EMEL-SING	86,1	2.562
Precio Medio de Licitación Sistema	83,8	40.932

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a julio de 2018, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.103 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 495 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 1.018 GWh, es decir, se superó en un 106% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de julio 2018 fue un 11% mayor a la reconocida en julio 2017 (915 GWh) y un 66% mayor a la reconocida en julio 2016 (612 GWh) (Figura 10).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes eólicos que representan un 37% (376 GWh) seguido por aportes solares con un 31% (317 GWh). La biomasa representó un 13% (129 GWh), los aportes hidráulicos adscritos a la modalidad ERNC fueron un 18% (184 GWh), y, finalmente la generación geotérmica representa un 1% (11 GWh).

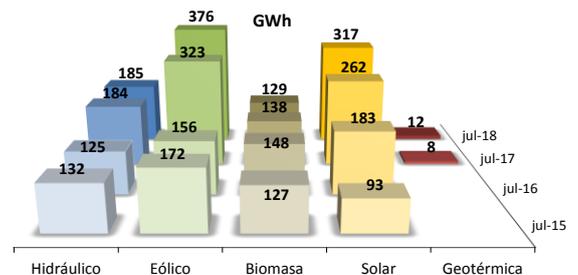


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

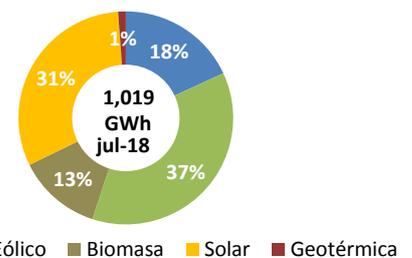


Figura 11: Generación ERNC reconocida en julio 2018 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 601 CNE (20-08-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5060 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 17% corresponde a tecnología hidráulica (850 MW), un 21% a tecnología térmica (1057 MW), un 11% a tecnología solar (541 MW) y un 52% a tecnología eólica (2612 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 y la Tabla 6 resumen 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
Punta Sierra	Eólica	82	sep-18
Convento Viejo	Pasada	16	sep-18
ENAP Aconcagua	Cogeneración	42	sep-18
Aurora	Eólica	129	oct-18
Sarco	Eólica	170	oct-18
IEM	Térmica	375	nov-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
Pan de Azúcar- Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	ene-19

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 5.533 MW con una inversión de MMUS\$ 10.657, mientras que los proyectos aprobados totalizan 47.909 MW con una inversión de MMUS\$ 104.753.

En el último mes se aprobaron los parques fotovoltaicos "Inca de Varas II", "Pepa del Verano", "Granate", "Anakena", los cuales totalizan 139 MW de energía solar. Adicionalmente, se aprobó el parque eólico "Tolpán Sur", cuya capacidad es de 140 MW. Por otro lado, entraron a calificación los proyectos fotovoltaicos "Los corrales del verano", "Pencahue", "Covadonga", "Los Molinos", "Casabermeja", y "El Paso", los cuales totalizan 60 MW de capacidad instalada. Adicionalmente, entró en calificación la central hidroeléctrica de pasada "Huirinlil", cuya capacidad instalada es de 3,7 MW.

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	2.960	6.899	18.678	52.119
GNL	1.071	1.342	5.692	5.351
Eólico	1.335	1.987	9.493	19.319
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	66	43	2.532	6.357
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	50	186	3.901	6.574
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	5.533	10.657	47.909	104.753

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Resolución Exenta 611/2018, aprueba informe de planificación y tarificación para SSMM ([ver más](#)).
- RE 613/2018, retrotráigase el proceso de calificación de instalaciones de los sistemas de transmisión para el período 2020-2023 a la etapa de preparación del informe preliminar ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Cálculo preliminar de potencia de suficiencia 2018, revisión agosto ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Proyecto de Ley de Generación Distribuida fue aprobado por unanimidad en la Cámara de Diputados e inicia último trámite legislativo en el Senado. ([ver más](#)).
- Proyecto de Ley de eficiencia Energética del Ministerio de Energía inicia su tramitación en el Senado ([ver más](#)).
- Comité Especial de Nominaciones inicia Concurso Público para Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional ([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

Septiembre 2018



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rijimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Felipe Zuloaga R. | Líder de proyectos

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.