

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Noviembre 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

¿Podría el gas argentino volver a tener una participación relevante en el sector eléctrico chileno?

El pasado 30 de octubre de 2018 Argentina reinició el envío de gas natural a Chile para generación eléctrica, luego de 11 años desde la interrupción del suministro por el gaseoducto GasAndes y la posterior crisis energética. Se ratifica así el compromiso de ambos países de fortalecer las relaciones y darle prioridad a la integración energética.

Entre los años 1997 y 2004, durante el auge del gas argentino, se integraron una gran cantidad de centrales en base a gas natural al parque de generación por un total de 2.906 MW, todo esto gracias a la atractiva opción de comprar gas a un precio entre 1,5 y 2 US\$/MMBTU¹. Adicionalmente, durante este período se incorporó la central Salta (ubicada en Argentina), la cual, si bien podía inyectar hasta 390MW a Chile, desde el año 2011 su generación ha sido direccionada solo para Argentina.

En la actualidad, producto de la crisis mencionada anteriormente y del mayor costo de gas en los terminales GNL, solo un 30% de las centrales a gas se encuentran operando con contratos take-or-pay de suministro de GNL, mientras que el 70% restante obtienen gas de forma esporádica. En este escenario, muy pocas centrales fueron desarrolladas en forma posterior a la crisis, destacándose Kelar (532 MW) que, sin embargo, tiene un costo de GNL declarado de 10 US\$/MMBTU, precio actualmente poco competitivo, siendo esta central despachada en su mayoría en calidad de inflexible después de la interconexión, producto de compromisos de gas take-or-pay.

En la última década el GNL ha tenido una participación promedio de 16%, llegando en algunos meses a representar un 30% de la generación (ver figura 1). La penetración de las centrales de energía renovable variable (ERV) ha aumentado en forma considerable en los últimos años y lo seguirá haciendo, de acuerdo con los resultados de las últimas licitaciones y los lineamientos energéticos del país. La generación hidroeléctrica tiene una gran variabilidad dependiendo de las condiciones hidrológicas registradas, presentado una estacionalidad marcada. Por su parte, el carbón corresponde a una tecnología de base, alcanzando el 40% de la generación en promedio de los últimos años, pero que se encuentra en vías de disminuir de acuerdo con el plan de descarbonización de la matriz apoyado por el gobierno y las empresas. De esta forma, el gas natural se ve como una alternativa tanto para compensar la estacionalidad hidrológica además de aportar flexibilidad ante la penetración de energías renovables variables.

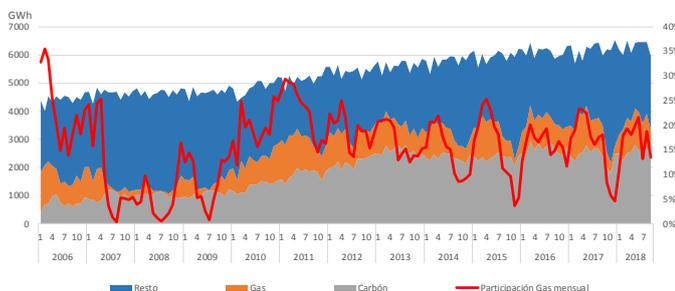


Figura 1: Participación histórica del Gas en la generación del SEN

¹ Valor no incluye costos de transporte

Mientras tanto, Argentina busca utilizar el gas como motor para su desarrollo económico. El yacimiento de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén se ha convertido en la fuente de mayor producción del país, con la segunda mayor reserva de gas no convencional después de China. Sin embargo, la producción propia aún no es suficiente para suministrar la demanda interna, particularmente en meses de invierno, lo que no permitiría una exportación constante a Chile en el año, sino que solo en época estival (como por ejemplo el contrato de Colbún desde octubre 2018 hasta abril de 2019). Los medios señalan que, la situación anterior se podría revertir en el corto/mediano plazo, proyectándose para 2021 una producción de gas con excedentes, permitiendo así mantener un suministro a Chile durante todo el año con expectativas de satisfacer el total de la demanda chilena de gas natural para el año 2025.

Dada la actual capacidad instalada de gas natural ociosa en Chile, la importación de gas argentino representaría una atractiva oportunidad de negocio para los generadores locales. No obstante, esto dependerá de que se ofrezcan precios competitivos y volúmenes coherentes con el despacho esperado a dichos precios de gas. En este contexto, información publicada en prensa señala que alrededor de 11 empresas (incluidas eléctricas) se encontrarían interesadas en la importación de gas. A modo de ejemplo, se señala en los medios un precio de venta de 4 US\$/MMBTU de gas bruto, a lo cual, si se le suma 2 US\$/MMBTU por concepto de transporte, se traduciría en un costo total de 6 US\$/MMBTU para despacho, precio que se encuentra bajo el promedio de los costos declarados del último mes por las centrales a gas (7,3 US\$/MMBTU). En caso de que una central lograra adquirir gas natural a 6US\$/MMBTU, esto se traduciría en un costo variable entre 41 y 47 US\$/MWh aproximadamente, lo cual significaría que esta central podría desplazar del orden de méritos a centrales que usan GNL como Kelar, Quintero y Nehuenco. En este caso hipotético, incluso podrían llegar a desplazarse las centrales a carbón tales como U12, U13 y Mejillones 1, considerando el precio de carbón declarado en los últimos 12 meses. Más aún, si el precio anterior disminuyera a 5,6 US\$/MMBTU, que equivale a un valor entre 38 y 44 US\$/MWh aproximadamente, las centrales U14, Ventanas 1 y Bocamina 1 también serían desplazadas.

Por ahora, dado los volúmenes y precios esperados de importación de gas, el impacto sería acotado. Las dudas por tener realmente un suministro seguro e interrumpible probablemente harán que las empresas nacionales vean esto como una oportunidad o complemento, pero por el momento no estarán dispuestas a asumir riesgos de desarrollar nuevos proyectos exclusivamente en base a gas argentino.

No obstante, queda la pregunta: ¿Podría el gas argentino volver a tener una participación relevante? Sin duda la mayor disponibilidad de gas puede ayudar a los planes de descarbonización y tener la flexibilidad necesaria para una mayor penetración de energías renovables variables. A medida que Argentina aumente su producción, potencialmente podría vender a Chile mayores volúmenes durante todo el año. Si a lo anterior es acompañado de precios competitivos, incluso podría reducir de manera importante el despacho de las centrales a carbón, modificando su situación comercial.

Análisis de operación

Generación

En el mes de octubre la generación total del SEN Norte fue de 1.486 GWh/mes, un 4,3% menor a septiembre de 2018 (1.554 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.750 MW el día 11, mientras que la mínima fue de 1.183 MW el día 18.

La participación del carbón disminuyó en un 12%, con respecto al mes anterior. Por otro lado, la participación del GNL y solar, aumentaron en un 11% y 1%, respectivamente. En cuanto a la generación diésel, hidráulica, eólica y otras fuentes, estas se mantuvieron constante, con relación al mes de septiembre.

Durante octubre estuvieron en mantención las centrales Kelar TG2 (240MW) y Tamaya (99 MW) durante 6 y 7 días respectivamente. También, estuvo en mantenimiento la central Mejillones con sus unidades CTM1 y CTM3 (149 MW y 238 MW) durante 7 y 21 días respectivamente.

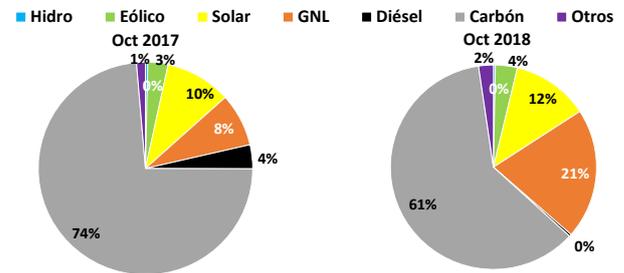
La generación total del SEN Sur en el mes de octubre fue de 4.764 GWh/mes, un 7,8% mayor que en septiembre de 2018 (4.418 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 7.792 MW el día 9, mientras la mínima fue de 4.321 MW el día 14 del mes.

La participación de la generación hidráulica de pasada y de embalse aumentó en un 22% con respecto al mes anterior. Por otro lado, la generación en base a GNL y a carbón disminuyó en un 11% y 11%, respectivamente. Finalmente la generación ERV y con toras fuentes se mantuvo constante durante el período.

Durante octubre estuvieron en mantenimiento las centrales La Higuera U1 (77 MW), Nehuenco 2 GNL y Diésel (390 MW y 107 MW) durante 14, 26 y 8 días respectivamente. También, las centrales Ventanas 1 (113 MW) y El Toro U1 (112 MW) estuvieron en mantenimiento por 9 días cada una.

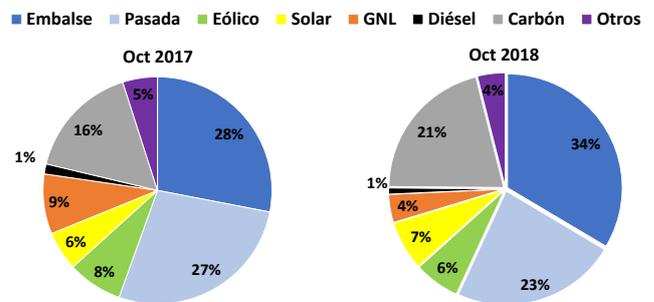
Hidrología

Al igual que en el mes de septiembre de 2018, durante octubre la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 72% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – octubre de 2018), 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 **1.486 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **2.750 MW**
 Potencia mínima mes **1.183 MW**

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



Generación total del mes **4.764 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **7.792 MW**
 Potencia mínima mes **4.321 MW**

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

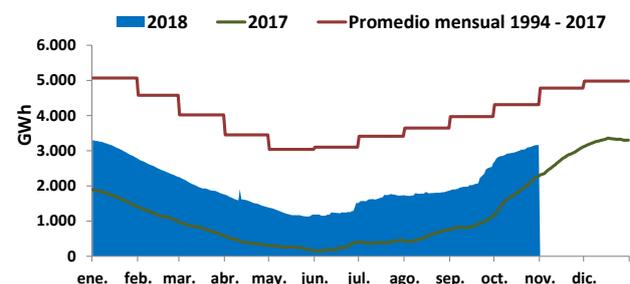


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 octubre en la barra Crucero 220 fue de 56,2 US\$/MWh, lo cual es 3,3% mayor al costo de septiembre de 2018 (54,4 US\$/MWh), y un 1,6% mayor respecto a octubre de 2017 (55,3 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos de 200 USD/MWh y mínimos de 0 USD/MWh (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal del SEN Sur en octubre promedió 56,0 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 6,1% menor respecto a septiembre de 2018 (59,7 US\$/MWh) y un 43% mayor respecto al octubre de 2017 (38,9 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua, observándose vertimientos a principio de mes. Los peaks alcanzan los 85 US\$/MWh (ver Figura 6).

Durante octubre 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 (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 578 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 - L. Palmas 220 (32 eventos), P. Azúcar 220 – Don Goyo 220 (34 eventos), P. Colorada 220 – P. Azúcar 220 (16 eventos), Rahue 220 – P. Montt 220 (2 eventos) y P. Sierra 220 – Tap M. Redondo 220 (3 eventos), con un desacople promedio de 18,1 US\$/MWh, 34,6 US\$/MWh, 9,7 US\$/MWh, 1,8 US\$/MWh y 34,2 US\$/MWh, respectivamente.

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

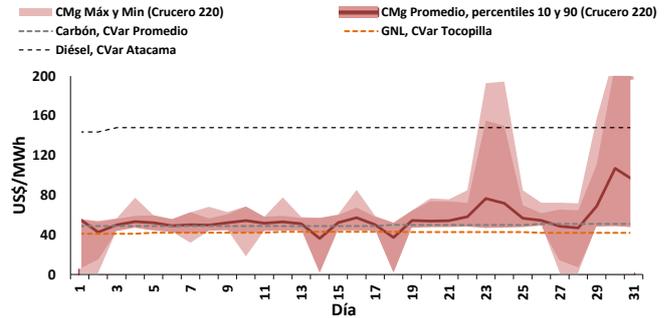


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para el SEN Norte (Fuente: CEN)

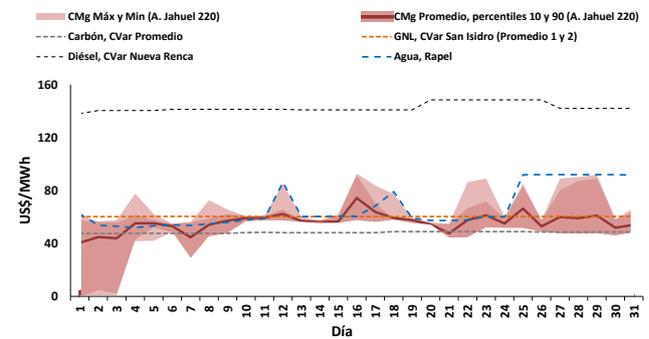


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de octubre para el SEN Sur (Fuente: CEN)

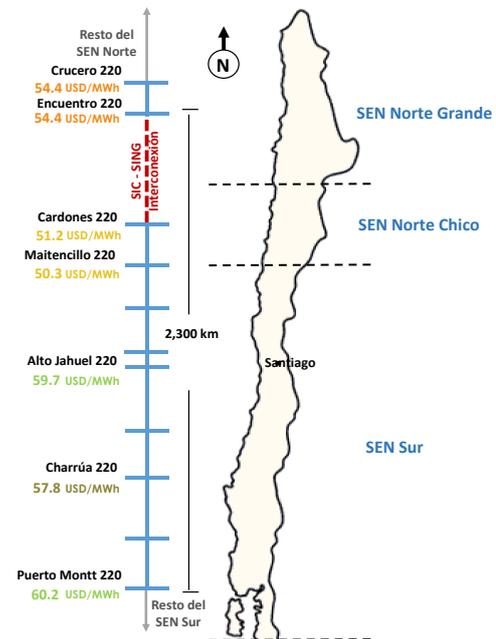


Figura 7: Costo marginal promedio de octubre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	245	18,1	CAUTIN 220 - TAP_RIOTOLTEN_220	13	37,1
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	122	34,6	N.CARDONES 500 - CUMBRES 500	10	10,1
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	84	9,7	NOGALES 220 - L.VILOS 220	9	8,1
RAHUE 220 - P.MONTT 220	29	1,8	L.PALMAS 220 - PUNTA_SIERRA 220	9	41,8
PUNTA_SIERRA 220 - TAPMREDON 220	17	34,2	L.PALMAS 220 - PUNTA_SIERRA 220	8	0,0

Proyección System de costos marginales a 12 meses

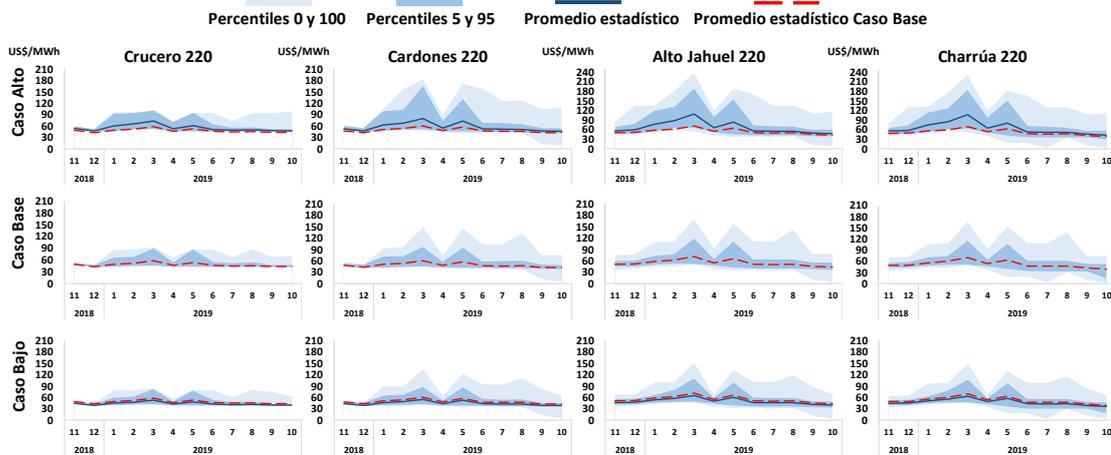


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: System)

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	92,3	102,6	112,8
		Angamos	91,4	101,6	111,7
		Tocopilla	97,0	107,8	118,6
		Andina	90,0	100,0	110,0
		Hornitos	89,6	99,6	109,6
		Norgener	92,2	102,4	112,7
		Tarapacá	92,0	102,2	112,4
	N. Ventanas	93,9	104,3	114,8	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	75,9	84,4	92,8
		Mejillones	52,7	58,5	64,4
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6,8	7,6	8,4
		Nehuenco	6,7	7,4	8,1
		Nueva Renca	6,7	7,5	8,2
Mejillones, Tocopilla		4,4	4,9	5,4	
Kelar		9,1	10,1	11,1	

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 814 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 299 MW eólicos, y 417 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 8**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por System, 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 octubre, Enel Generación y Colbún disminuyeron su generación térmica (GNL y Carbón), pero su generación hidráulica (Pasada y Embalse) aumentó. Por otro lado, AES Gener y Engie disminuyeron su producción térmica, mientras que Guacolda y Tamakaya aumentaron su generación térmica.

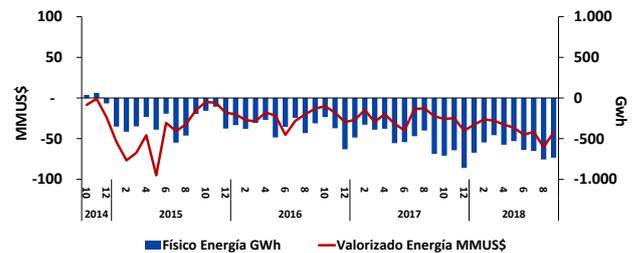
En septiembre, las empresas Tamakaya, Enel Generación, Colbún y Engie fueron deficitarias, mientras que AES Gener y Guacolda fueron excedentarias.

Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2017	Sep 2018	Oct 2018
Pasada	365	271	345
Embalse	910	472	1.147
GNL	42	293	157
Carbón	62	287	9
Diésel	60	4	6
Eólico	18	10	14
Total	1.457	1.337	1.679

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Bocamina (prom. I y II)	53,1	53,7
San Isidro GNL (prom. I y II)	60,2	60,3
Taital Diesel	200,9	207,9
Atacama Diesel (TG1A+TG)	143,0	147,7
Celta Carbón (CITAR)	42,3	42,3

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	1.337
Total Retiros (GWh)	2.071
Transf. Físicas (GWh)	-734
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-43

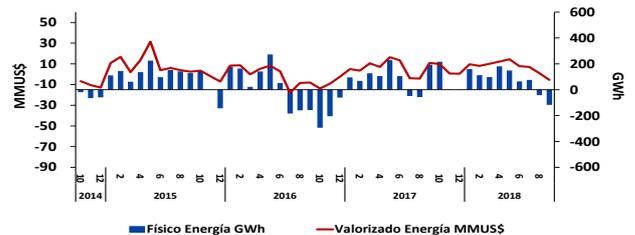


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2017	Sep 2018	Oct 2018
Pasada	240	156	229
Embalse	330	200	441
GNL	336	253	33
Carbón	221	194	248
Diésel	0	0	9
Eólico	0	0	0
Total	1.126	803	961

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Santa María	35,9	39,5
N. Ventanas GNL (prom. I y II)	58,0	58,9
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	112,5	113,7

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	803
Total Retiros (GWh)	920
Transf. Físicas (GWh)	-117
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6

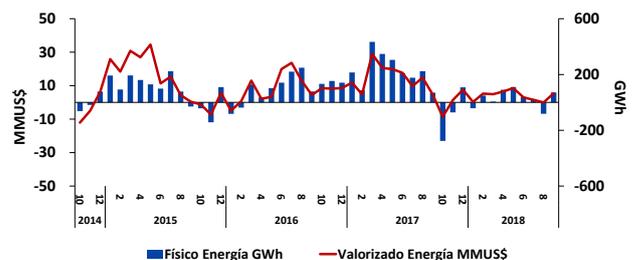


AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2017	Sep 2018	Oct 2018
Pasada	88	61	69
Embalse	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	1.019	1.327	1.015
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.107	1.388	1.084

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Ventanas prom. (prom. I y I)	48,7	52,3
N. Ventanas y Campiche	49,3	49,3
Angamos (prom. 1 y 2)	43,7	45,1
Norgener (prom. 1 y 2)	46,9	48,3

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	1.388
Total Retiros (GWh)	1.317
Transf. Físicas (GWh)	71
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5



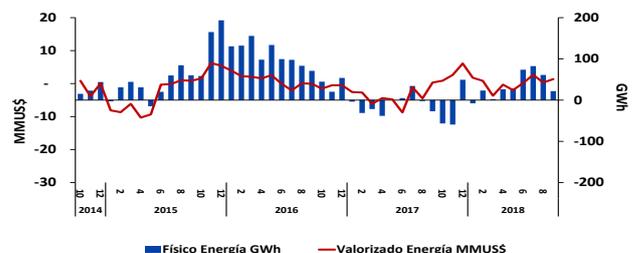
*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Oct 2017	Sep 2018	Oct 2018
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	238	375	396
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	238	375	396

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Guacolda I y II	44,4	44,4
Guacolda III	42,1	42,1
Guacolda IV y V	44,4	44,8

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	375
Total Retiros (GWh)	353
Transf. Físicas (GWh)	22
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



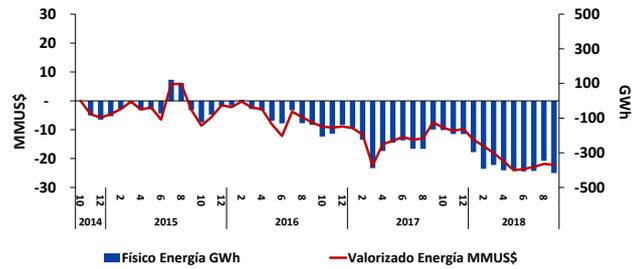
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)	Oct 2017 Sep 2018 Oct 2018		
	Diésel	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diésel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	482	353	235
Gas Natural	82	79	97
Hidro	3	3	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	567	435	335

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Andina Carbón	44,4	46,3
Mejillones Carbón	52,8	54,5
Tocopilla GNL	39,8	42,2

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	437
Total Retiros (GWh)	854
Transf. Físicas (GWh)	-417
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-22

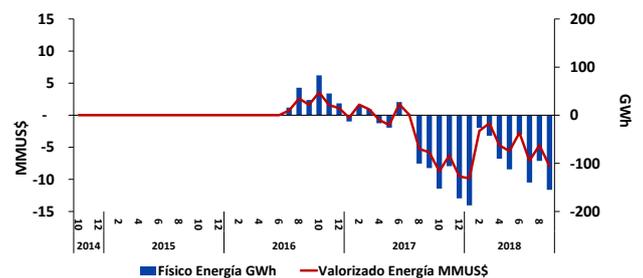


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)	Oct 2017 Sep 2018 Oct 2018		
	Diésel	30	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diésel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	60	81	210
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	90	81	210

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Sep 2018	Oct 2018
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	71,6	71,8

Transferencias de Energía Septiembre 2018	
Total Generación (GWh)	81
Total Retiros (GWh)	236
Transf. Físicas (GWh)	-155
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



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 octubre 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 octubre 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	84,6	380
Aes Gener	Aes Gener	80,7	5.601
Guacolda	Aes Gener	69,8	900
Engie	Engie	94,4	4.546
Monte Redondo	Engie	109,6	303
Amunche Solar	First Solar	66,4	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,3	770
Diego de Almagro	Prime Energía	112,4	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberedica	91,5	195
Chungungo	SunEdison	88,6	190
San Juan	Latin America Power	101,5	240
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	79,5	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	116,0	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	112,8	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	96,0	240
SPV P4	Sonneditx	97,8	20
Precio Medio de Licitación Sistema		83,9	40.932

* Precios en Barra de Suministro

** Contratos abastecidos por el resto de los generadores

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Enel Distribución	69,6	15.226	76,2
Chilquinta	94,1	3.724	92,7
EMEL	87,6	950	91,9
CGED	100,8	13.336	89,8
SAESA	73,1	5.133	79,7
EMEL-SING	86,1	2.562	90,7
Precio Medio de Licitación Sistema	83,9	40.932	83,9

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a septiembre de 2018, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.637 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 337 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante septiembre fue igual a 871 GWh, es decir, se superó en un 159% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de septiembre 2018 fue un 9,7% menor a la reconocida en septiembre 2017 (965 GWh) y un 17% mayor a la reconocida en septiembre 2016 (742 GWh) (ver Figura 10).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes solares que representan un 48% (421 GWh) seguido por aportes hidráulicos con un 23% (195 GWh), luego los aportes eólicos con un 17% (148 GWh) y finalmente la biomasa representó un 10% (87 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 2% (20 GWh).

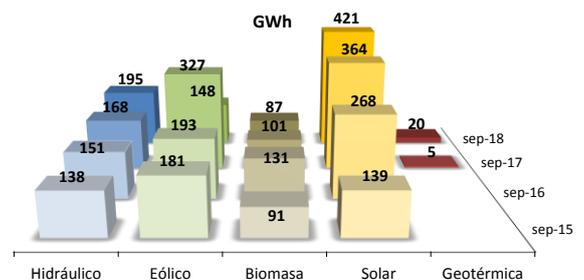


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

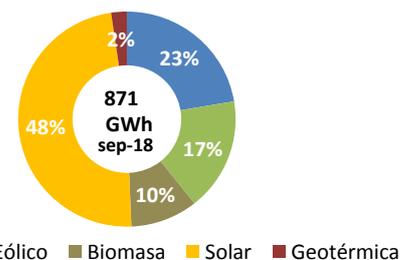


Figura 10: Generación ERNC reconocida en septiembre 2018 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 694 CNE (23-10-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2800 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 38% corresponde a tecnología hidráulica (1062 MW), un 30% a tecnología térmica (849 MW), un 13% a tecnología solar (352 MW) y un 19% a tecnología eólica (538 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
ENAP Aconcagua	Cogeneración	42	nov-18
Aurora	Eólica	129	dic-18
IEM	Térmica	375	abr-19
Huatacondo	Solar	98	ene-19
Sarco	Eólica	170	ene-19

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 4.368 MW con una inversión de MMUS\$ 6.509, mientras que los proyectos aprobados totalizan 48.163 MW con una inversión de MMUS\$ 105.066.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Central a Gas el Peñón" de 21 MW y MMUS\$ 12 y "Parque Solar Recoleta" de 9 MW y MMUS\$ 18. Adicionalmente, se rechazaron los proyectos "Termo Solar Bundang-Gu Calama" de una potencia de 1.110 MW y MMUS\$ 4.000 y "Parque Solar Pirita" de 98 MW y MMUS\$ 161.

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	1.740	2.628	18.886	52.397
GNL	1.050	1.330	5.713	5.363
Eólico	1.435	2.137	9.493	19.319
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	41	20	2.558	6.380
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	52	194	3.900	6.574
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	4.368	6.509	48.163	105.066

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Resolución Exenta N°703/2018, establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo promedio ([ver más](#)).
- Resolución Exenta N°747/2018, aprueba Informe Técnico Preliminar que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión al año 2018 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó el Informe Preliminar del Estudio de Continuidad de Suministro 2018 ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Discrepancia N°10-2018: Discrepancia en contra del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por el Informe de Cálculo Definitivo de Potencia de suficiencia de las centrales Generadoras del Sistema Eléctrico Nacional año 2017 ([ver más](#)).
- Discrepancia N°11-2018: Discrepancia en contra del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional respecto de la reliquidación Transmisión Zonal enero 2016 a diciembre 2017 ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Se abre consulta pública del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones 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

Noviembre 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

rjimenez@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.