

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 2018

Contenido

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

Ruta Energética 2018-2022

El Ministerio de Energía dio a conocer en mayo pasado la Ruta Energética 2018-2022, agenda que orientará el sector durante el gobierno del Presidente Sebastián Piñera. La agenda se centra en siete ejes temáticos (Figura 1), que abordan diversas materias.



Figura 1: Ejes temáticos Ruta 2018-2022 (Fuente: Ministerio de Energía).

Además, se formulan diez mega compromisos:

1. *Mapa de vulnerabilidad energética*
2. *Modernización de la institucionalidad del sector*
3. *Reducción en 25% tramitación ambiental de proyectos*
4. *Alcanzar cuatro veces la capacidad de generación distribuida*
5. *Aumentar al menos diez veces el número de vehículos eléctricos en circulación*
6. *Modernizar la regulación en distribución*
7. *Regulación de biocombustibles sólidos (leña y sus derivados)*
8. *Establecer un marco regulatorio para la eficiencia energética*
9. *Iniciar el proceso de descarbonización de la matriz*
10. *Generación de capital humano para el sector*

El Presidente Piñera agregó públicamente el interés de promover interconexiones eléctricas internacionales, principalmente con Perú y Argentina.

En términos generales, la nueva agenda aborda temas de corto y mediano plazo, con particular énfasis en la modernización del sector, desarrollo energético ágil, eficiente y limpio, e involucrando de forma permanente a la comunidad.

Lo nuevo

En cuanto a la modernización del sector, interesa actualizar el marco normativo y regulatorio para los distintos segmentos. Destaca el interés en distribución, buscando modernizar los esquemas de tarificación, desarrollar un marco que consolide los estándares de seguridad y calidad de suministro, y permita la inclusión de nuevas tecnologías, como la generación distribuida (en un contexto de autoconsumo), las redes inteligentes, el almacenamiento y la electromovilidad.

Otro ámbito en el que interesa avanzar en el corto plazo es la revisión de la normativa de servicios complementarios, que ingresaría en un proyecto de ley

miscelánea el próximo año. Se revisará también y modernizará la normativa de remuneración del pago por potencia, buscando una representación adecuada de las nuevas tecnologías, principalmente de las energías renovables variables.

Desarrollo de proyectos y asociatividad

Un objetivo importante de la agenda es darle una mayor agilidad, al desarrollo de proyectos (Plan +Energía), tanto en generación como en transmisión, abordando así uno de los principales escollos identificados por distintos gremios del sector en la discusión de la Ruta Energética. En términos prácticos, este plan busca dar un rol más activo al Ministerio en las etapas de desarrollo de los proyectos (estudios previos, durante el desarrollo y posterior a la entrega), además de reducir los tiempos de cada una de las etapas. Aparte de apoyar los proyectos en términos administrativos, el Ministerio busca tener una vinculación más cercana con la sociedad y apoyar el proceso de adaptación de los proyectos para con la comunidad y la sociedad misma. Dentro de esta lógica, en la última cuenta pública, el Presidente anunció la iniciativa de ingresar un proyecto de ley que reformule el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), esencialmente mejorando las instancias de participación ciudadana, aumentar las certezas jurídicas y optimizar los tiempos asociados al proceso.

Un centro importante de esta agenda es el rol que se le asigna a la comunidad para el desarrollo del sector, desde su posible rol como productor de energía, hasta la participación en distintos procesos institucionales. Un ciudadano que cumpla una función importante e impulse una descentralización del sector. Se agrega el lograr un acceso universal a la electricidad, llegando a sectores rurales y alejados de centros urbanos, sin acceso.

Esto es coherente con iniciativas de asociatividad del gobierno saliente, donde interesa lograr un valor compartido de los proyectos con la comunidad. Interesa a la nueva administración avanzar más en esa dimensión, con un relacionamiento entre todos los actores que participan en el desarrollo de proyectos, incentivando la vinculación empresa-comunidad-gobierno local, para prosperar a un trabajo colaborativo que permita la concreción de iniciativas que incidan en el desarrollo local de las comunidades. Para ello el gobierno se plantea como meta que se creen 25 proyectos energéticos con mecanismos de asociatividad con comunidades locales. Los avances en esta línea serán muy bienvenidos.

Continuidad de políticas energéticas

Un cambio de gobierno, sobre todo entre coaliciones con visiones políticas distintas, puede originar cambios radicales de políticas energéticas, con discontinuidades que no permiten construir reales políticas de Estado. Felizmente este no es el caso. Si bien hay diferencias de énfasis entre el gobierno saliente y el entrante, vemos en

esencia que se ha logrado crear una política de largo plazo para el sector energético, donde la *Energía 2050* se transmite a una *Ruta Energética 2018-2022*, con muchos elementos en común. En el gobierno saliente hubo importantes logros, entre los que destacan una baja considerable de precios de los contratos de suministro de las distribuidoras, la materialización de la interconexión SIC-SING, la mayor diversificación y competencia en la oferta de generación, la formulación de una nueva regulación de la transmisión, etc.

El nuevo gobierno se proyecta buscando lograr otros objetivos, algunos nuevos y otros que profundizan lo logrado. A diferencia de la agenda anterior, la nueva no hace referencia al desarrollo de los recursos hidroeléctricos y tampoco busca un rol más activo de ENAP. Se mantienen los objetivos de descarbonización de la matriz, consolidando una mesa de trabajo constituida por distintos actores del sector, teniendo como fin fijar los fundamentos técnicos, económicos y sociales de esta transición.

Celebramos la sinergia que existe de la Ruta Energética 2018-2022 con Energía 2050, logrando mantener una coherencia política energética de largo plazo a nivel país, con un compromiso a nivel del Estado. Como complemento a lo anterior, debe continuarse afinando los detalles institucionales y regulatorios para la correcta ejecución de dicha política.

Comentarios finales

En términos generales, se puede resumir que la nueva agenda incorpora objetivos centrados en el ajuste del marco regulatorio e institucional, pretendiendo mejorar las condiciones para el óptimo desarrollo del sector. La agenda se compromete a formular un conjunto de once leyes y siete reglamentos a ser enviados al Congreso en el periodo de la administración, definiendo sus respectivos plazos, (Tabla 1), indicando un alto nivel de compromiso que asume la cartera con el sector y el país.

Fecha	Modificación Legal	Modificación Reglamentaria
Semestre I 2018	1	-
Semestre II 2018	3	-
Semestre I 2019	1	1
Semestre II 2019	3	-
Semestre I 2020	1	4
Semestre II 2020	2	1
Semestre I 2021	-	1

Tabla 1: Resumen modificaciones legales y reglamentarias a enviar al Congreso durante el periodo 2018 – 2022. (Fuente: Ministerio de Energía)

No es fácil plantearse objetivos de crecimiento en el sector; por ejemplo, el de generación distribuida es algo tímido. En ese ámbito, considerando sólo instalaciones

menores o iguales a 100 kW, a finales del 2017 se contabilizaron aproximadamente 12.000 kW declaradas ante la SEC. Según esta institución, los primeros 8.632 kW instalados se realizaron en dos años y medio, en el periodo 2015-2017, mientras que, en el periodo complementario, mediados del 2017 a mayo del 2018 (11 meses), se declararon 8.286 kW (Figura 2). En el último año, el ingreso de centrales PMGD a estudios de prefactibilidad y las que han entrado en servicio ha crecido considerablemente con respecto a años anteriores. Un aumento de la capacidad de generación distribuida de cuatro veces en el periodo suena un tanto conservador, considerando el acelerado aumento de la tasa de inserción.

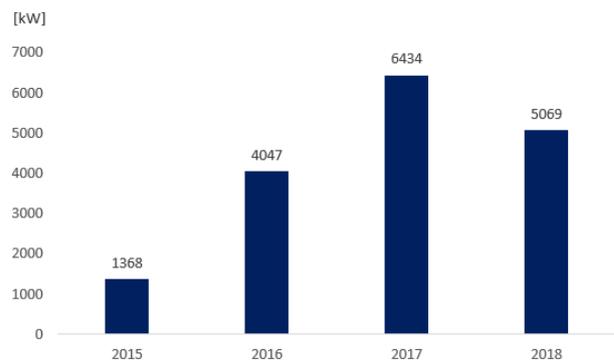


Figura 2: Evolución de instalaciones de Generación Distribuida menor o igual a 100 kW. (Fuente: SEC – mayo 2018)

Cabe concluir que la Ruta Energética 2018-2022 plantea sólidas soluciones participativas para el desarrollo energético nacional, con una visión pragmática, buscando recoger las inquietudes de la sociedad, del ámbito privado y del sector energético en general.

Sin duda alguna, el gran desafío de la Ruta se encuentra en lograr una reforma a la regulación de la distribución que permita importantes avances tecnológicos, considerando un suministro continuo, de calidad y a mínimo costo.

Análisis de operación

Generación

En el mes de mayo, la generación total del SEN Norte fue de 1.734 GWh/mes, un 3,3% mayor a abril de 2018 (1.679 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 3.080 MW el día 24, mientras que la mínima fue de 1.695 MW el día 10.

La generación a en base a carbón aumentó su participación en un 5 %, análogamente la generación eólica aumentó un 1%. Por otro lado, la generación GNL disminuyó su participación un 4% y la generación solar un 2%.

Durante mayo estuvo en mantención durante un día la central Norgener- NTO1 con una disponibilidad del 80%. Además, la central Tocopilla U16 GNL (361 MW) tuvo un mantenimiento de 3 días.

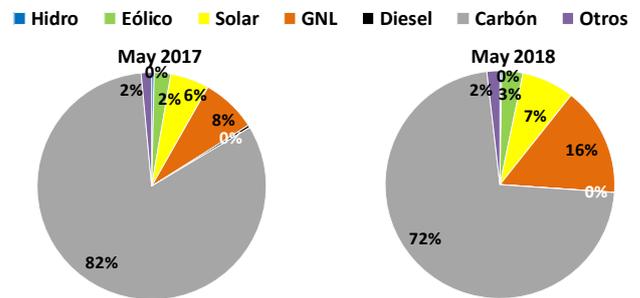
La generación total del SEN Sur en el mes de mayo fue de 4.707 GWh/mes, un 2% mayor que en abril de 2018 (4.614 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.069 MW el día 28, mientras la mínima fue de 4.681 MW el día 6 del mes.

Durante el mes de mayo, aumentó un 4% la participación de la generación con GNL, esto se produjo en desmedro de una disminución de un 1% de la generación en base a centrales de pasada, energía solar, embalses y otras tecnologías como la biomasa.

Durante mayo hubo mantenimiento de Antuco (320MW y disponibilidad de 50%), La Confluencia (163 MW) durante 15 días. El embalse Angostura (316MW) tuvo mantenimiento con disponibilidades sobre el 60%, por su parte, la central Rucúe (178 MW) mostro una disponibilidad del 50% durante 25 días. Finalmente, las unidades 1 y 3 de Guacolda (152 MW c/u) tuvieron mantenimientos de una semana.

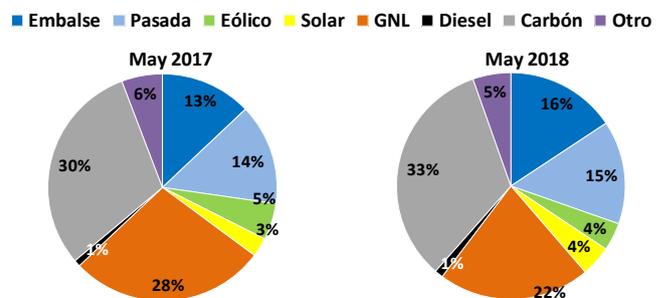
Hidrología

Al igual que en el mes de abril de 2018, durante mayo la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior, no obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 39% del promedio mensual histórico (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – junio de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 83,9%, es decir, se ubica entre el 16% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



Generación total del mes **1.734 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **3.080 MW**
 Potencia mínima mes **1.695 MW**

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



Generación total del mes **4.707 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **8.069 MW**
 Potencia mínima mes **4.681 MW**

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

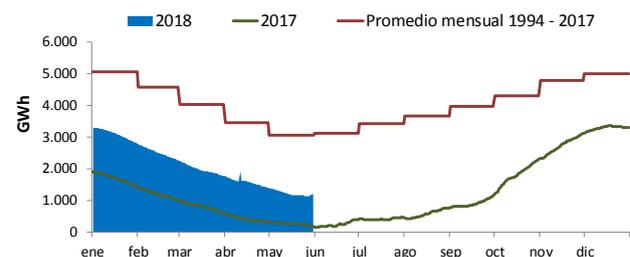


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 mayo en la barra Crucero 220 fue de 56,7 US\$/MWh, lo cual es 10,3% mayor al costo de abril de 2018 (51,4 US\$/MWh), y un 6,1% menor respecto a mayo de 2017 (60,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta y baja fueron determinados por el carbón y el GNL, observándose como máximo costos marginales en torno a los 115 USD/MWh (ver Figura 6).

Por su parte, el costo marginal del SEN Sur en mayo promedió 81,1 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 27,5 % mayor respecto a abril de 2018 (63,6 US\$/MWh) y un 25,5% mayor respecto al mes de mayo de 2017 (65 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua, que durante el último tercio alcanzó valores similares al diésel. Los peaks se ubican en torno a los 160 US\$/MWh (ver Figura 7).

Durante mayo 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 del sistema y a las restricciones operativas de algunos transformadores (Figura 8). El total de desacoples del SEN fue de 618 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron P. Azúcar 220 P. - Colorada 220 (42 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas (33 eventos), Don Goyo 220 – P. Azúcar 220 (29 eventos), Los Changos 500 – Los Changos 220 (4 eventos) y Don Héctor 220 – Tap El Romero 220 (4 eventos) con un desacople promedio de 29,8 US\$/MWh, 38,5 US\$/MWh, 26,5 US\$/MWh, 78,4 US\$/MWh y 20,9 US\$/MWh, respectivamente.

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

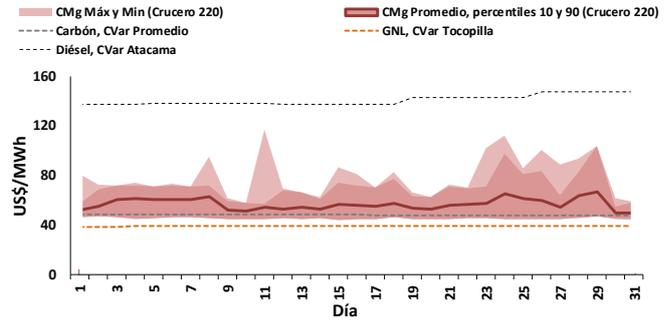


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para el SEN Norte (Fuente: CEN)

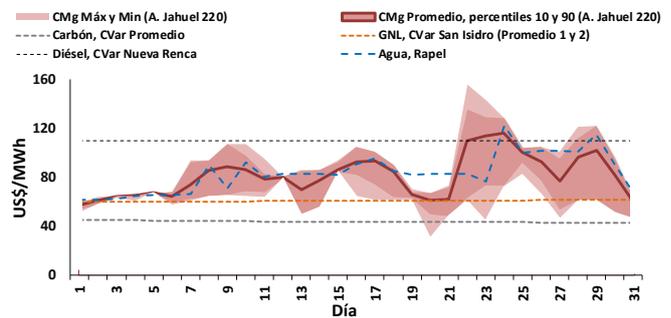


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para el SEN Sur (Fuente: CEN)

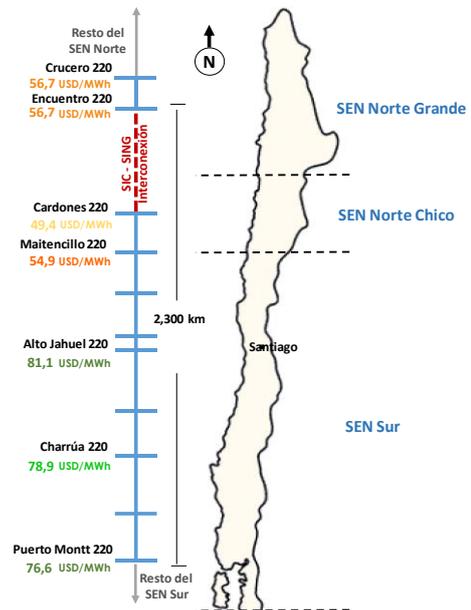


Figura 8: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 2: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	277	29,8	TAP_EL_ROMERO_220 - MAITENCILLO 220	12	24,9
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	184	38,5	T.EL_ROMERO 220 - D.ALMAGRO 220	10	35,9
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	108	26,5	CHARRUA 220 - T.RIOTOLTEN 220	1	59,0
L.CHANGOS 500 - L.CHANGOS 220	8	78,4	DON_HECTOR 220 - TAL_EL_ROMERO	1	59,0
DON_HECTOR 220 - TAP_EL_ROMERO_	12	20,9	CHARRUA 154 - MONTERRICO 154	0	47,2

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

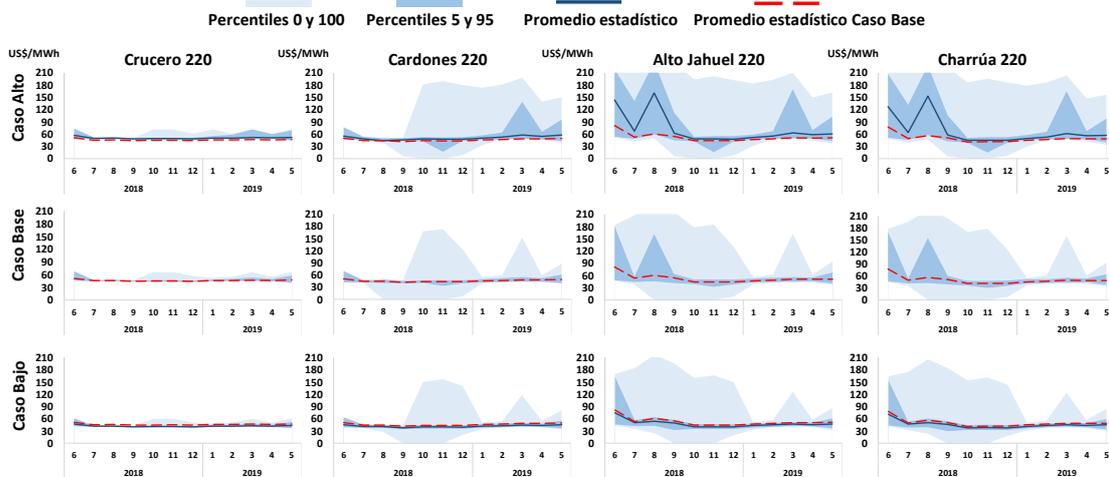


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2017 (Real)	1,2%	1,2%	1,2%	
	2018 (Proyectada)	3,8%	3,8%	3,8%	
	2019 (Proyectada)	2,7%	2,7%	2,7%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	89,8	99,8	109,7
		Angamos	90,9	101,0	111,1
		Tocopilla	99,1	110,1	121,1
		Andina	83,6	92,9	102,2
		Hornitos	87,9	97,7	107,5
		Norgener	94,2	104,7	115,1
		Tarapacá	89,8	99,8	109,7
	Diesel US\$/bbl (Quintero)	Quintero	86,0	95,5	105,1
		Mejillones	85,6	95,1	104,6
		GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6,0	6,7
Nehuenco	6,4		7,1	7,8	
Nueva Renca	6,3		7,0	7,7	
Mejillones, Tocopilla Kelar	4,3 8,9		4,8 9,9	5,2 10,9	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el CEN, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 768 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 295 MW eólicos y 375 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 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 mayo, Enel Generación disminuyó su aporte hidráulico, aumentando su generación térmica (principalmente atribuible a un aumento de generación GNL). Por su parte, Colbún disminuyó su generación a partir de la energía embalsada a expensas de un aumento mediante generación GNL y carbón, mientras que AES Gener disminuyó sus aportes a carbón y gas. Guacolda disminuyó su generación a carbón, mientras que Engie disminuyó su aporte de GNL a expensas de un aumento de generación carbonera. Tamakaya aumentó su generación GNL con respecto a abril de 2018.

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

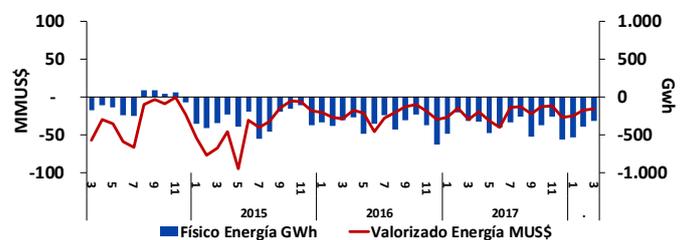
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Pasada	157	212	215
Embalse	289	422	415
GNL	548	358	541
Carbón	318	310	316
Diésel	2	2	1
Eólico	9	8	8
Total	1323	1311	1496

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Bocamina (prom. I y II)	49,7	47,0
San Isidro GNL (prom. I y II)	58,9	60,6
Taltal Diesel	117,2	108,6
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	134,8	129,0
Celta Carbón (CTTAR)	42,6	42,6

Transferencias de Energía Mar 2018	
Total Generación (GWh)	1311
Total Retiros (GWh)	1924
Transf. Físicas (GWh)	-314
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16

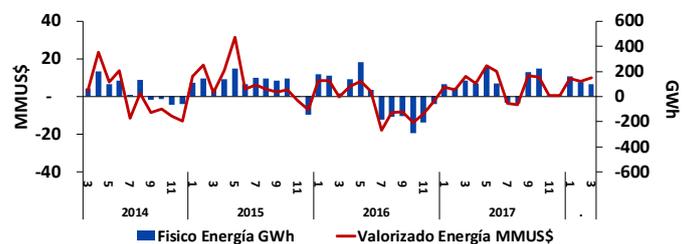


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Pasada	132	128	128
Embalse	306	353	320
Gas	0	0	0
GNL	501	439	462
Carbón	265	220	254
Diesel	5	2	15
Eólico	0	0	0
Total	1.208	1.141	1.180

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Santa María	35,8	35,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	47,1	47,1
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	95,8	92,5

Transferencias de Energía Mar 18	
Total Generación (GWh)	1.141
Total Retiros (GWh)	1.021
Transf. Físicas (GWh)	98
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,0



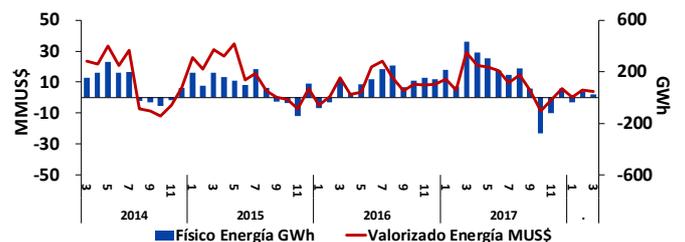
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Pasada	90	92	75
Embalse	0	0	0
GNL	230	0	10
Carbón	1.391	1.340	606
Diésel	1	0	1
Eólico	0	0	0
Total	1.712	1.432	692

*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Ventanas prom. (prom. I y II)	45,5	45,3
N. Ventanas y Campiche	47,9	47,2
Nueva Renca GNL	59,6	61,2
Angamos (prom. 1 y 2)	42,0	43,5
Norgener (prom. 1 y 2)	43,8	43,7

Transferencias de Energía Mar 2018	
Total Generación (GWh)	1.432
Total Retiros (GWh)	1.262
Transf. Físicas (GWh)	49
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	5

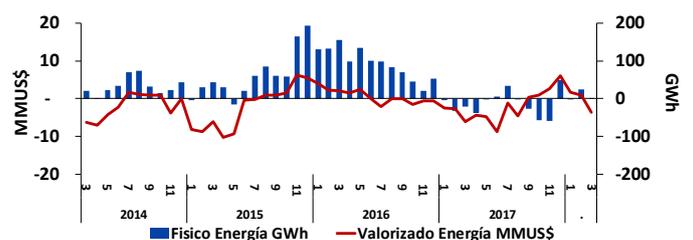


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	319	379	384
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	319	379	384

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Guacolda I y II	42,9	41,7
Guacolda III	41,5	41,5
Guacolda IV y V	42,6	41,6

Transferencias de Energía Mar 2018	
Total Generación (GWh)	379
Total Retiros (GWh)	369
Transf. Físicas (GWh)	2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



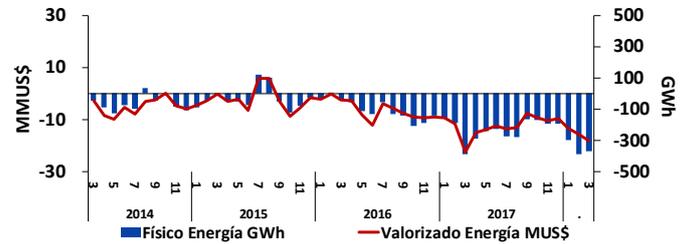
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Diesel	4	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	491	305	371
Gas Natural	66	140	114
Hidro	3	3	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	563	448	489

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Andina Carbón	45,9	43,8
Mejillones Carbón	50,5	50,0
Tocopilla GNL	44,5	39,3

Transferencias de Energía Mar 2018	
Total Generación (GWh)	448
Total Retiros (GWh)	872
Transf. Físicas (GWh)	-370
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-18.014

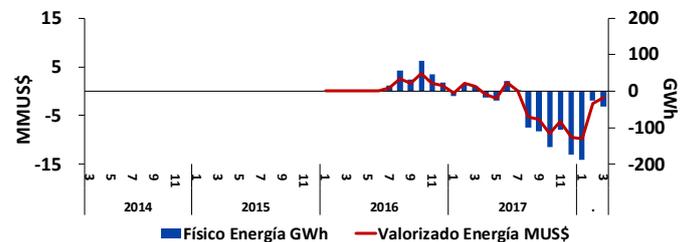


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	May 2017	Abr 2018	May 2018
Diesel	0	0	5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	66	162	207
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	66	162	212

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Abr 2018	May 2018
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	72,0	69,6

Transferencias de Energía Mar 2018	
Total Generación (GWh)	162
Total Retiros (GWh)	255
Transf. Físicas (GWh)	-43
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.248



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

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a mayo de 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 mayo 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	81,3	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	91,5	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 mayo 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	69,6	15.226	
Chilquinta	94,1	3.724	
EMEL	87,5	950	
CGED	100,8	13.336	
SAESA	72,6	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 abril de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 2.428 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 186 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 9.714 GWh, es decir, se superó en un 423% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de abril 2018 es 20% mayor a la reconocida en abril 2017 (864 GWh) y 75% mayor a la reconocida en enero 2016 (553 GWh) (Figura 10).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes solares que representan un 48% (414 GWh) seguido por aportes Eólicos con un 24% (246 GWh). La biomasa representó un 14% (150 GWh), los aportes hidráulicos adscritos a la modalidad ERNC fueron un 12% (148 GWh), finalmente la generación Geotérmica representa 2% (17 GWh).

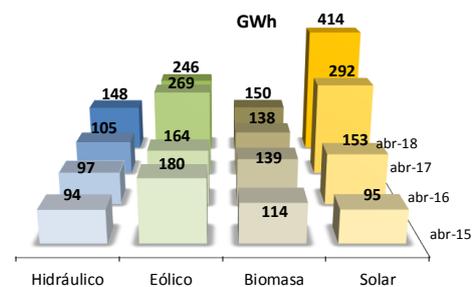


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

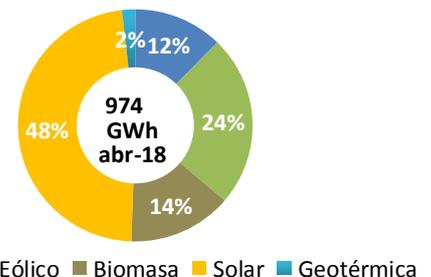


Figura 11: Generación ERNC reconocida en abril 2018 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 449 CNE (06-06-2018) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.790 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 11% corresponde a tecnología solar (300 MW), un 37% a tecnología hidráulica (1.033MW), un 31% a tecnología térmica (858 MW) y un 21% a tecnología eólica (599 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 6).

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia neta [MW]	Fecha conexión Systep
IEM	Térmica	375	jul-18
Sarco	Eólica	168,8	jul-18
Aurora	Eólica	126,4	oct-18
Huatacondo	Solar	98	nov-18

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

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV	Interchile	115/2011	abr-18	jun-18
Pan de Azúcar-Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	oct-18
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbun Trans.	158/2015	oct-17	mar-18
3º banco autotrans. 500/220 kV, 750 MVA, en SE A Jahuel	Transelec	121/2014	ene-18	ene-18

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

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 6.485 MW con una inversión de MMUS\$ 11.483, mientras que los proyectos aprobados totalizan 47.347 MW con una inversión de MMUS\$ 103.982.

En el último mes entraron a calificación los proyectos "Parque Eólico Entre Ríos" con una potencia instalada de 310 MW y una inversión declarada de 497 MMUSD. Central a gas Diego de Almagro de 40 MW, y 30 MMUSD de inversión. "Mini Hidro Santa Olga" de 17,9 MW y una inversión de 36 MMUSD. Finalmente, 3 proyectos solares con potencia 9 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	2.912	6.876	18.496	51.879
GNL	1.709	1.766	5.676	5.339
Eólico	1.527	2.297	9.353	19.119
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	216	113	2.316	6.055
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	71	231	3.894	6.556
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	6.485	11.483	47.347	103.982

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Resolución Exentan N°396/2018, catastro de proyectos de generación y transmisión para los estudios de sistemas medianos ([ver más](#)).
- Resolución Exenta N°390/2018, Inicio de trabajos en el programa de operación. Solicitudes de interés hasta el 29 de junio ([ver más](#)).
- Informe técnico definitivo de vidas útiles ([ver más](#)).
- Se crea el registro de instituciones y usuarios interesados para el informe de licitaciones 2018 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se solicita información a empresas coordinadas para previsión de energía y potencia a largo plazo 2019-2038 ([ver más](#)).
- Publicación del cálculo definitivo de potencia de suficiencia 2017 del SEN ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Ministra Jiménez inicia proceso participativo para modificar la ley de distribución eléctrica ([ver más](#)).
- Ministra Jiménez constituye Mesa de Descarbonización Energética ([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

Junio 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.