

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Mayo 2017

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

Implementación de Sistemas de Almacenamiento

La nueva Ley de transmisión (Ley 20.936/2016) define por primera vez los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), elementos importantes para potenciar el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en la medida que pueden contribuir a compensar la variabilidad de estas. Su incorporación hace surgir diversas interrogantes sobre la manera en que deberían ser regulados y remunerados, lo que resulta ser un punto clave para su integración en la red eléctrica.

Dentro de la gran variedad de tecnologías aplicables a los sistemas de almacenamiento de la energía, la alternativa más empleada actualmente a nivel mundial son las centrales hidroeléctricas de bombeo¹, tecnología para la cual ya en Chile existe un reglamento (DS 128/2016) que regula su programación y operación. Las baterías de litio por otro lado, son una tecnología en rápido crecimiento, debido a que sus precios se están tornando cada vez más competitivos. Se espera que en los próximos años su desarrollo aumente conforme se extienda el uso de automóviles eléctricos en el mundo. Un ejemplo de uso se encuentra en el norte de Chile, donde AES Gener implementó un banco de baterías en la central Angamos (20 MW durante 15 minutos), que le permite reducir su reserva en giro al proporcionar energía durante perturbaciones del sistema y operar de esta forma con un factor de planta mayor.

La figura 1 muestra el incremento mundial de potencia instalada de tecnologías asociadas a baterías en los últimos años².

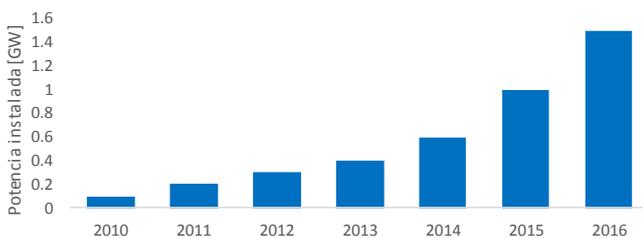


Figura 1: Potencia instalada de diferentes tecnologías de baterías

Aplicaciones y beneficios económicos

Los SAE, principalmente aquellos que emplean baterías, pueden ofrecer importantes oportunidades de negocio dada su flexibilidad, sus múltiples aplicaciones y los beneficios económicos que pueden presentar mediante el ahorro de costos asociados a la operación del sistema. Una de las principales razones para utilizar los SAE es responder al incremento notable de penetración de ERNC. Los SAE permiten controlar y gestionar la variabilidad inherente en la disponibilidad del recurso energético ERNC.

Otra importante aplicación de los SAE es su posibilidad de participar en el suministro de servicios complementarios (SSCC) al sistema, mediante su participación en el control primario y secundario de frecuencia, en el control de tensión y partida en negro.

También pueden aportar en el ahorro de costos asociados al reforzamiento de la red eléctrica: en los sistemas de distribución, los SAE permitirían superar las dificultades relacionadas a los incrementos de la demanda y generación. En los sistemas de transmisión, además de la provisión de SSCC, es posible mejorar la utilización de las ERNC y con ello aliviar posibles congestiones derivadas del transporte de energía.

¹ <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>

² DOE Global Energy Storage Database, Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, 2017

Finalmente, los SAE pueden ser de gran utilidad en el mercado eléctrico; en el despacho económico podrían almacenar energía durante periodos de bajo costo y proporcionarla cuando se presentan altos costos. De igual manera, podrían contribuir con servicios de balance de la energía con reservas en la operación de corto plazo, apoyando al sistema en periodos de alta demanda y cubrir así posibles ineficiencias.

Barreras regulatorias

Los SAE requieren de un apropiado marco regulatorio que permita reconocer sus reales beneficios, despejando posibles barreras en su integración y resguardando las condiciones de competencia de todos los actores. Es central identificar si son activos de red, activos de generación o de una nueva categoría, no permitiendo integración vertical de sus funciones. Lo más frecuente en mercados liberalizados es considerarlos activos de generación³. Sin embargo, cabe preguntarse si un esquema regulatorio podrá establecer reglas apropiadas que maximicen la eficiencia de los mecanismos de mercados, y al mismo tiempo optimicen los servicios asociados con la operación de la red eléctrica.

El esquema regulatorio debe facilitar la implementación de los SAE y considerar mecanismos de remuneración apropiados. Su implementación puede ser incentivada procurando que sus propietarios, administradores y operadores tengan libertad en el diseño del almacenamiento de la energía, sin exigencias que obstaculicen su integración. Luego, la libertad del diseño estaría sujeto a las necesidades y condiciones de operación del sistema.

Por otro lado, el Coordinador del sistema debe estar continuamente evaluando las reglas y regulaciones de los SAE, asegurando que las restricciones en su operación sean debidas únicamente a limitaciones propias del sistema. En particular, debe cuidarse de no restringir la utilización de los SAE únicamente al ámbito de las SSCC y soporte técnico, sino también resguardando que aquellos que estén disponibles sean utilizados en el despacho económico. Un desafío para la integración de los SAE en la operación económica, sería el de mejorar los mecanismos de predicción y monitoreo de recursos de generación de fuentes intermitentes, a fin de aprovechar sus servicios en el despacho y balance de la energía.

Si los mecanismos regulatorios promueven la eficiencia en cuanto a la operación de los SAE, podrán permitir que terceros participen prestando sus servicios de almacenamiento en los sistemas de transmisión y distribución. Esto último evitaría la necesidad de un diseño regulatorio exhaustivo, admitiendo la competencia mediante licitaciones y/o contratos en este ámbito. Todo esto, procurando que los SAE sean empleados siempre y cuando las condiciones y limitaciones de operación del sistema eléctrico lo requieran.

En definitiva, es necesario que los mecanismos regulatorios aseguren que los incentivos comerciales para la inversión e implementación de los SAE, estén alineados con los reales beneficios económicos que producen, junto a la operación eficiente del sistema eléctrico. Por último, debe enfatizarse que aquellos SAE conectados al sistema eléctrico, si bien están sujetos a la operación del Coordinador, éstos deben ser gestionados bajo una normativa coherente entre los aspectos técnicos, de planificación y de operación económica.

³ <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/energy-storage>

Análisis de operación

Generación

En el mes de abril, la generación total del SING fue de 1.512 GWh/mes, un 3% menor a abril del 2016 (1.561 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.511 MW el día 23, mientras la mínima fue de 1.682 MW el día 13.

Se observó una disminución de 1% de las participaciones en la generación eólica, solar y a carbón, mientras que la generación GNL aumentó en un 3% respecto al mes de marzo. Por su parte, el diésel aportó en abril un 0,3% de la generación.

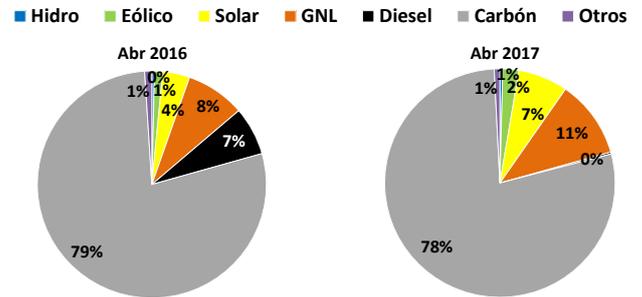
En abril estuvieron en mantenimiento mayor las unidades ANG2 de Angamos (277 MW por 8 días), CTA1 de Andina (177 MW por 7 días), MIMB2 de Enorchile (29 MW por 24 días) y las unidades M2AR1 (3 MW por 12 días) y U12 (87 MW por 24 días) de Engie.

La generación total del SIC en el mes de abril fue de 4.281 GWh/mes, un 0,95% menor que en abril 2016 (4.322 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 7.177 MW el día 27, mientras la mínima fue de 4.499 MW el día 23 del mes.

Se presentó una disminución de la generación hidráulica y GNL del 1% para cada fuente respecto a marzo 2017, aumentándose la generación a carbón en un 1%. La generación solar se mantuvo, mientras la generación eólica aumentó en un 2%. Por su parte, durante el mes de abril estuvieron en mantenimiento mayor las unidades U2 de Angostura (12 días, 139 MW), U1 de Pehuenche (284 MW por 27 días), U1 de Pangué (466 MW por 9 días) y la unidad U2 de Colbún (236 MW por 18 días), entre otras.

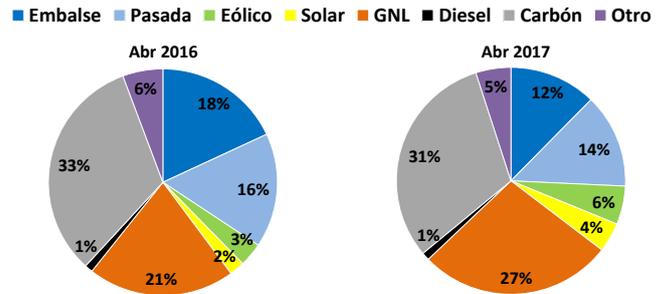
Hidrología

La energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 12% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 90%, es decir, se ubica entre el 10% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



Generación total del mes **1.512 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **2.511 MW**
 Potencia mínima mes **1.682 MW**

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



Generación total del mes **4.281 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **7.177 MW**
 Potencia mínima mes **4.499 MW**

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

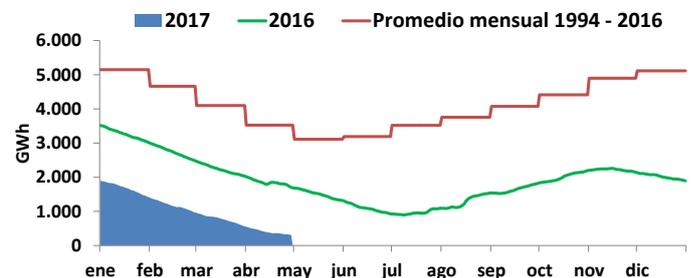


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

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 SING, el costo marginal de abril en la barra Crucero 220 fue de 53,1 US\$/MWh, lo cual es 7% menor al costo de marzo de 2017 (57,4 US\$/MWh), y un 2% mayor respecto a abril de 2016 (52,3 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón principalmente, mientras que en demanda alta fueron determinados por el GNL, exceptuando algunos días peak determinados por el diésel (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal del SIC en abril promedió 59,3 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 30% menor respecto a marzo de 2017 (84,7 US\$/MWh), y un 13% mayor respecto al mes de abril de 2016 (52,5 US\$/MWh). Estos costos marginales estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL. En demanda baja, se pudieron ver costos marginales determinados por el carbón, mientras en demanda alta se observaron valores determinados por el diésel (ver Figura 6).

Durante abril, se observaron variaciones de costos marginales en el SIC fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y centro – sur del sistema (Figura 7). El total de desacoples del SIC para el mes de abril fue de 464 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (23 eventos), P. Colorada 220 – Tap El Romero 220 (23 eventos) y P. Azúcar – P. Colorada (14 eventos) con un desacople promedio de 33,3 US\$/MWh, 41,2 US\$/MWh y 71,1 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, el transformador Itahue 220 – Itahue 154 presentó 1 evento, con un desacople promedio de 86,8 US\$/MWh.

Finalmente, el desacople presentado en Maitencillo 110 – Huasco 110, de 338,2 US\$/MWh promedio, se debió a una desconexión forzada de la línea 110 kV Huasco – Maitencillo N°1.

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

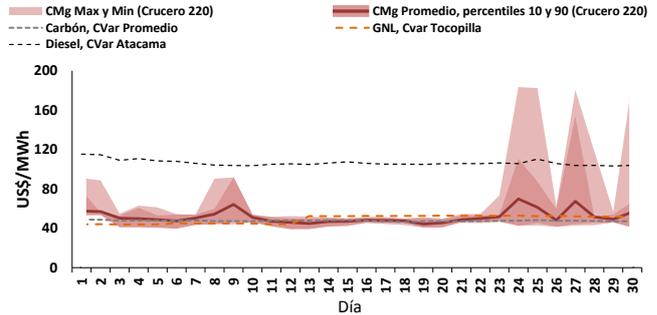


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para el SING (Fuente: CEN)

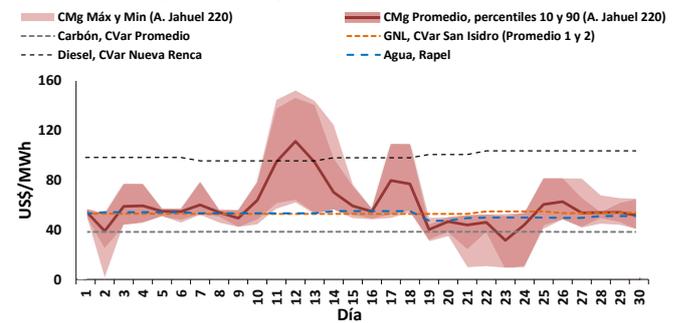


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para el SIC (Fuente: CEN)

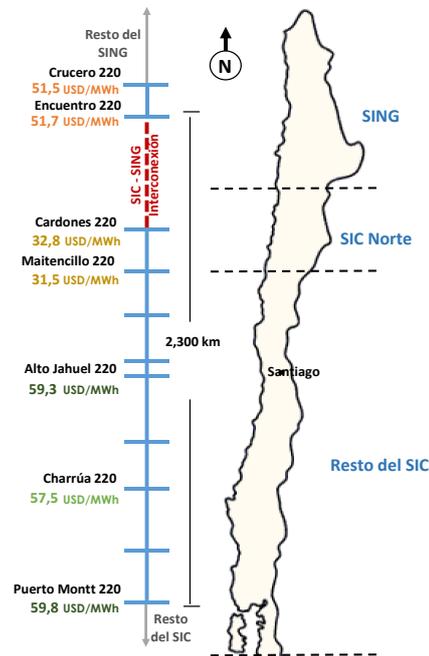


Figura 7: Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado (Elaboración System de acuerdo a datos publicados por el CEN)

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	159	33,3	ITAHUE 220 - ITAHUE 154	10	86,8
P.COLORADA 220 - TAP_EL_ROMERO	103	41,2	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	10	49,4
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	65	71,1	MAITENCILLO 110 - HUASCO 110	9	338,2
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	34	16,2	MAITENCILLO 220 - GUACOLDA 220	7	30,2
CARDONES 220 - S.ANDRES 220	19	25,4	L.PALMAS 220 - TAPMREDON 220	4	42,6

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

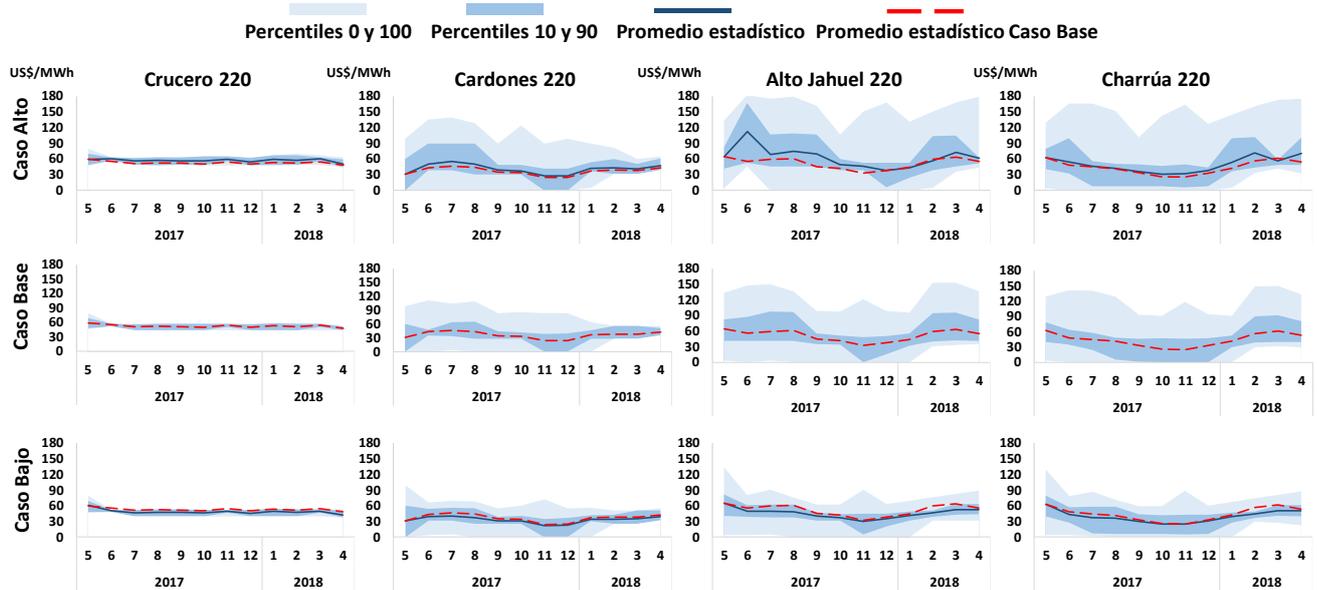


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 considerando la interconexión de los sistemas SIC y SING en abril del 2018. Se definieron tres escenarios de operación: **Caso Base**, que considera los costos de combustible que se muestran en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; que **Caso Bajo** considera que todas las centrales GNL tienen disponibilidad de gas, más los supuestos definidos en la Tabla 2; **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base*	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2016 (real)	1,5%	1,5%	1,5%	
	2017 (Proyectada)	2,0%	2,0%	2,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92,6	102,9	113,2
		Angamos	86,5	96,1	105,7
		Tocopilla	90,7	100,7	110,8
		Andina	74,3	82,5	90,8
		Hornitos	80,1	89,0	97,9
		Norgener	73,5	81,6	89,8
	Diesel US\$/bbl	Tarapacá	85,8	95,4	104,9
		N. Ventanas	76,8	85,3	93,8
	GNL US\$/MMBtu	Quintero	64,1	71,2	78,3
		Mejillones	59,2	65,7	72,3
		San Isidro	5,7	6,3	6,9
		Nehuenco	9,6	10,7	11,7
		Nueva Renca	5,9	6,6	7,2
		Mejillones, Tocopilla Kejar	5,7 8,1	6,4 8,9	7,0 9,8

* Precios de combustibles obtenidos a partir de lo publicado por el CEN.

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 951 MW de nueva capacidad, de los cuales 380MW son solares, 414 MW eólicos, 92 MW hídricos y 77 MW térmicos.

En los gráficos de la Figura 8, 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 80% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 10 y 90) usando los distintos niveles de demanda 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 SIC y SING.

En abril, Enel Generación disminuyó su generación en todas sus tecnologías respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su generación GNL, diésel y a carbón, aumentando su generación hidráulica. AES Gener disminuyó su generación hidráulica y GNL y aumentó su generación a carbón, mientras que Guacolda disminuyó su generación a carbón. Finalmente, Engie y Tamakaya aumentaron su generación en todas sus tecnologías.

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

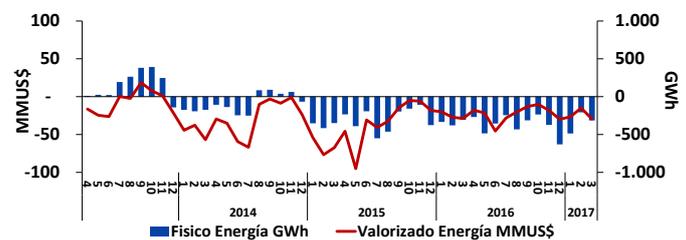
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Pasada	255	214	164
Embalse	512	383	281
GNL	359	594	525
Carbón	275	393	348
Diésel	103	0	1
Eólico	8	8	11
Total	1512	1591	1329

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2017	Abr 2017	
Bocamina (prom. I y II)	46,2	45,2	
San Isidro GNL (prom. I y II)	53,2	53,2	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	111,5	105,4	
Celta Carbón (CTTAR)	42,7	46,6	

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	1512
Total Retiros (GWh)	1905
Transf. Físicas (GWh)	-314
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-29

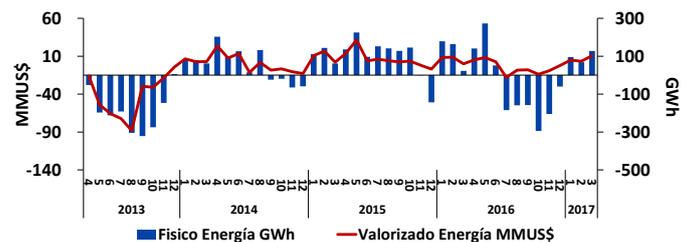


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Pasada	160	119	101
Embalse	268	177	247
Gas	0	0	0
GNL	372	486	427
Carbón	212	268	218
Diesel	2	36	8
Eólico	0	0	0
Total	1.014	1.086	1.001

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2017	Abr 2017	
Santa María	28,8	29,4	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	84,0	83,9	

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	1.086
Total Retiros (GWh)	958
Transf. Físicas (GWh)	127
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10,6



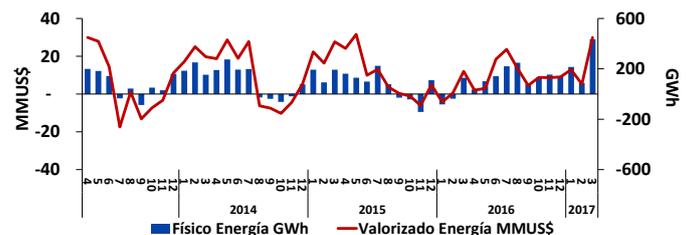
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Pasada	98	134	93
Embalse	0	0	0
GNL	174	234	228
Carbón	1.019	1.244	1.300
Diésel	1	1	2
Eólico	0	0	0
Total	1.292	1.613	1.623

*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2017	Abr 2017	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,5	36,1	
N. Ventanas y Campiche	41,2	40,9	
Nueva Renca GNL	51,3	51,1	
Angamos (prom. 1 y 2)	40,4	39,5	
Norgener (prom. 1 y 2)	44,3	44,5	

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	1.292
Total Retiros (GWh)	1.179
Transf. Físicas (GWh)	434
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	30

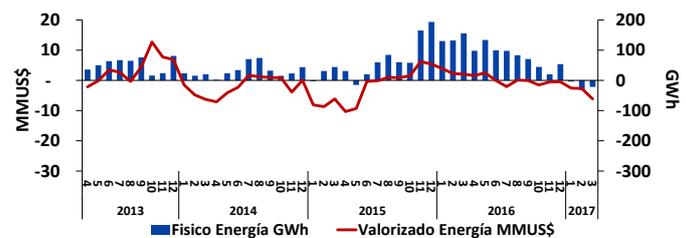


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	410	312	283
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	410	312	283

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Mar 2017	Abr 2017	
Guacolda I y II	38,6	38,6	
Guacolda III	30,3	30,3	
Guacolda IV y V	38,8	38,8	

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	312
Total Retiros (GWh)	333
Transf. Físicas (GWh)	-22
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6



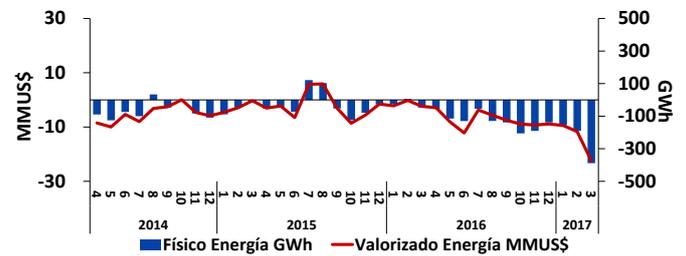
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Diesel	2	0	3
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	615	292	364
Gas Natural	122	83	96
Hidro	3	5	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	742	380	467

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Mar 2017	Abr 2017
Andina Carbón	44,0	44,4
Mejillones Carbón	56,1	55,3
Tocopilla GNL	42,2	49,7

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	380
Total Retiros (GWh)	768
Transf. Físicas (GWh)	-388
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-22.433

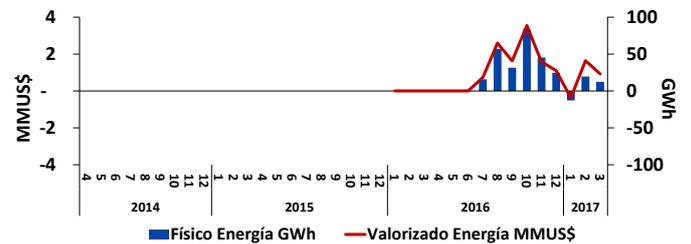


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Abr 2016	Mar 2017	Abr 2017
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	27	61
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	0	27	61

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Mar 2017	Abr 2017
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	58,9	59,2

Transferencias de Energía Mar 2017	
Total Generación (GWh)	27
Total Retiros (GWh)	15
Transf. Físicas (GWh)	12
Transf. Valorizadas (MUS\$)	923



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 abril de 2017, es de 84,8 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 Chilectra 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 abril 2017 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	123,8	565
Puyehue	Enel Green Power	96,6	160
Colbún	Colbún	86,0	6.932
Pelumpén	Colbún	87,3	380
Aes Gener	Aes Gener	83,8	5.601
Guacolda	Aes Gener	73,7	900
Engie	Engie	85,9	2.530
Monte Redondo	Engie	108,3	303
Campanario**	Campanario	113,8	990
Amunche Solar	First Solar	66,4	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,3	768
Diego de Almagro	Príme Energía	111,1	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Iberéolica	91,5	195
Chungungo	SunEdison	91,4	190
San Juan	Latin America Power	103,3	120
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	82,0	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	114,6	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	116,3	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	119,7	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,4	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	114,1	25
SPV P4	Sonnedit	100,9	20
Precio Medio de Licitación Sistema		84,8	39.519

* Precios en Barra de Suministro

** Contratos abastecidos por el resto de los generadores

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a abril 2017 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Chilectra	68,2	14.567	
Chilquinta	93,1	3.583	
EMEL	87,8	929	
CGED	101,7	13.031	
SAESA	82,1	4.879	
EMEL-SING	85,9	2.530	
Precio Medio de Licitación Sistema		84,8	39.519

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

Del balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a marzo de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.119 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 290 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 827 GWh, es decir, se superó en un 186% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de marzo 2017 (827 GWh) es 53% mayor a la reconocida en marzo 2016 (540 GWh) y 96% mayor a la reconocida en marzo 2015 (422 GWh) (Figura 10).

La mayor fuente de ERNC en el mes de abril correspondió a energía solar con un 39% de participación, seguida por generación eólica (31%), biomasa (18%) e hidráulica (12%). Desde abril comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 0,003 GWh durante el mes.

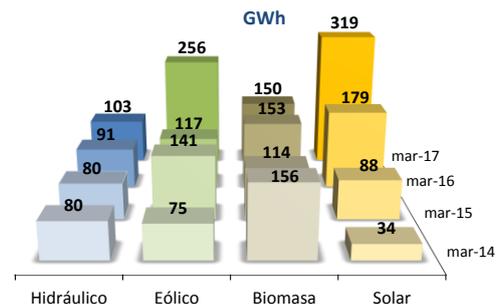


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

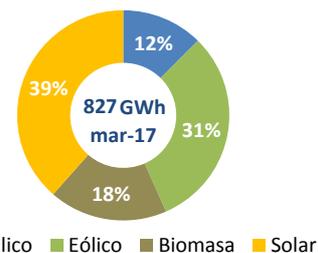


Figura 10: Generación ERNC reconocida en marzo 2017 (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo a la RE 142 CNE (23-03-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.092 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a octubre de 2020. De estos, 34% corresponde a tecnología solar (1.039 MW), un 6% a tecnología eólica (196 MW), 36% hidráulica (1.100 MW) y 24% a tecnología térmica (757 MW).

Respecto a proyectos relevantes en construcción, Aes Gener actualizó las fechas de entrada en operación de las centrales Las Lajas y Alfalfal II, ambas para mayo 2019.

Transmisión

De acuerdo al nuevo informe de avance bimestral encargado por el Coordinador, en conformidad a lo informado por el adjudicatario InterChile S.A., el avance real del proyecto "Líneas 2x500 kV Cardones – Polpaico" alcanza un 84,53% a febrero de 2017, mientras que el avance teórico es de un 88,49% a la misma fecha ([ver más](#)).

Respecto a reportes de avance encargados por el Coordinador, se envió el informe para el proyecto "Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV" ([ver más](#)) y el Avance Bimestral N°22 correspondiente al proyecto "Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV" ([ver más](#)).

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

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

Proyecto	Tecnología	Potencia neta [MW]	Fecha conexión Systep
Genpac Solar	Solar	12	may-17
PV Cerro Dominador	Solar	100	jun-17
Río Colorado	Hidráulica	15	jun-17
La Mina	Hidráulica	34	jun-17
El Pelicano	Solar	100	jun-17
Doña Carmen	Solar	49	jun-17
Ancoa	Hidráulica	27	ago-17
Arica Solar I	Solar	18	oct-17
Arica Solar II	Solar	22	oct-17
Santiago Solar	Solar	79	nov-17
Aurora	Eólica	129	nov-17
Sarco	Eólica	170	nov-17
Convento Viejo	Hidráulica	16	ene-18
Cogen. Aconcagua	Térmica	77	ene-18
IEM	Térmica	335	feb-18
Cabo Leones	Eólica	115,5	feb-18
Cerro Dominador	Solar	110	jun-18
CTM-3	Térmica	243	nov-18
Malgarida	Solar	28	dic-18
Los Condores	Hidráulica	150	ene-19
Ñuble	Hidráulica	136	jul-19
Alfalfal II	Hidráulica	264	jun-20
San Pedro	Hidráulica	144	ene-22

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

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Los Changos- Cardones 500 kV	TEN	DS 158	dic-17	ene-18
Nueva Cardones - Maitencillo 500 kV	Interchile	115/2011	feb-18	ene-18
Maitencillo- Pan de Azúcar 500 kV	Interchile	115/2011	abr-18	ene-18
Pan de Azúcar- Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	jul-18
Kapatur – Los Changos 2x220 kV	Transelec	3T/2016	jun-18	abr-18
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbun Trans.	158/2015	oct-17	nov-17
Secc. del circuito N°1 Cardones - D de Almagro	Eletrans	158/2015	oct-17	ago-17
3° banco autotrans. 500/220 kV, 750 MVA, en SE A Jahuel	Transelec	12T/2014	ene-18	feb-18
Aumento de cap. línea 1x220 kV Cardones-C Pinto-D Almagro	Transelec	158/2015	mar-18	jun-17

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 8.775 MW con una inversión de MMUS\$ 14.574, mientras que los proyectos aprobados totalizan 42.968 MW con una inversión de MMUS\$ 96.338.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Proyecto Hidroeléctrico Embalse Digua" de 20 MW y MMUS\$ 30 de inversión, "Minicentrales Hidroeléctricas de pasada Aillín y Las Juntas" de 14 MW y MMUS\$ 43 de inversión, "Parque solar fotovoltaico El Olivillo" de 9 MW y MMUS\$ 13 de inversión y "Parque Solar Fotovoltaico Ovejería" de 8,8 MW y MMUS\$ 12 de inversión.

Adicionalmente se aprobó el Parque Eólico Cabo Negro de 10 MW y MMUS\$ 20 de inversión, ubicado en la Región de Magallanes, el que incluye aportes de la estatal ENAP y del Gobierno Regional de Magallanes.

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	3.203	7.290	16.892	47.542
GNL	3.833	3.864	3.508	3.232
Eólico	1.534	2.831	8.858	18.111
Carbón	24	72	7.006	13.531
Diésel	0	0	2.312	6.051
Geotérmica	0	0	120	510
Hidráulica	161	474	3.830	6.441
Biomasa/Biogás	20	44	443	919
Total	8.775	14.574	42.968	96.338

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

Seguimiento regulatorio

Panel de Expertos

- Las empresas Gasco, Gas Sur, GasValpo, Intergas y Metrogas presentaron discrepancias sobre el Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital para el cuatrienio 2018-2021 (N° 05-2017, [ver más](#)).
- Alba S.A. presentó una discrepancia sobre el "Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Nacional (Troncal) año 2016", de la Dirección de Peajes SIC del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador) (N° 04-2017, [ver más](#)).
- El Panel de Expertos dictaminó rechazar la petición de Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA, presentada el 20 de enero de 2017, en relación con el "Informe DO N° 63/2016 - Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del SIC", emitido por la "DO del CDEC SIC" (N° 01-2017, [ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- CNE lanza anuario estadístico 2016 ([ver más](#)).
- CNE emite una carta para aclarar el proceso de fijación de precios de nudo promedio de enero de 2017. Se adjunta un cronograma explicativo en la carta ([ver más](#)).
- Mediante Resolución Exenta N° 234/2017, la CNE aprobó el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio para los sistemas SIC y SING, correspondiente a julio de 2017 ([ver más](#)).
- Mediante Resolución Exenta No 250/2017, la CNE aprueba el informe final de licitaciones 2017, presentando una reducción del volumen a licitar a 2.000 GWh de bloque base y entrada en operación en 2024 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se aprueba el Informe Preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria ([ver más](#)).
- Empresa Arauco informa que los excedentes de su central Nueva Aldea 3 aumentarán a 45 MW ([ver más](#)).
- Se declaran en condición de agotamiento las centrales Cipreses, Rapel y Pehuenche ([ver más 1, 2, 3](#)).
- Se publica estudio para ajustes de PSS, los cuales son válidos tanto para la interconexión SING – SADI como SIC – SIC ([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

mayo2017



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

Magdalena Cortés S. | Ingeniera de Estudios

mcortes@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.