

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Julio 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

Calidad de servicio en redes de distribución

La política energética chilena plantea entre sus principales metas lograr para el año 2050 un acceso continuo y de calidad a los servicios energéticos, logrando un promedio máximo de indisponibilidad de suministro eléctrico de una hora/año en cualquier localidad del país¹. Es una meta ambiciosa si se considera que en el año 2016 hubo un promedio de indisponibilidad de 13,52 horas/año². Más aún, dados los últimos cortes masivos tras el paso del sistema frontal del 16 de junio y las nevazones del 15 de julio, que produjeron cortes de suministro a 430 mil y 390 mil clientes, respectivamente, se generan muchas interrogantes respecto a la manera en que las empresas distribuidoras responden a emergencias y sobre el marco regulatorio que rige a dichas compañías e incentiva las inversiones para mejorar los índices de calidad de suministro.

En la actualidad, una de las formas en que la SEC supervisa el servicio de cada distribuidora es mediante el registro del número y frecuencia de interrupciones de suministro de duración mayor a tres minutos. Para ello, se calcula para un periodo de 12 meses, bajo los términos que señala la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, la frecuencia media de interrupción por transformador (FMIT), la frecuencia media de interrupción por kVA (FMK), el tiempo total de interrupción por transformador (TTIT) y el tiempo total de interrupción por kVA (TTIK). Los valores máximos para dichos parámetros, según el tipo de zona, son los siguientes:

Tipo de zona	FMK [veces/año]	FMIT [veces/año]	TTIK [horas/año]	TTIT [horas/año]
Urbano	3,5	5,0	13,0	22,0
Rural tipo 1	5,0	7,0	18,0	28,0
Rural tipo 2	8,0	11,0	27,0	42,0

En caso de incumplimiento, la SEC tiene la atribución de poder multar a las empresas concesionarias.

Marco tarifario

Gracias al actual marco regulatorio, las tarifas han fomentado el desarrollo del negocio de las empresas distribuidoras, obteniendo rentabilidades a nivel de industria del orden del 6,62% antes de impuestos, según la última verificación de rentabilidad realizada por la autoridad en la fijación de las tarifas vigentes (2012), y de esta forma permitir alcanzar niveles de cobertura de un 99% de la población del país al año 2014¹. A pesar de ello, la normativa vigente, que fija los cobros de cada empresa concesionaria, debe ser mejorada en varios aspectos relevantes. Si bien promueve un sistema eficiente por medio de la evaluación de los costos de una empresa modelo para el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) de un sistema económicamente adaptado, esto no incentiva necesariamente mejoras operacionales (OPEX) y automatismos, sino que pone énfasis en inversiones en activos (CAPEX) que se traducen en Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), potencialmente transferible a tarifa. Dicho de otra forma, el objetivo de esta regulación es minimizar los costos de inversión y operación, cumpliendo con los índices de calidad, pero no busca explícitamente mejoras de las redes de distribución tales como mayor automatización o soterramiento de redes, entre otras, que permitan alcanzar un sistema más confiable. Una de las formas en que el marco actual incentiva la inversión en calidad de suministro es mediante el cumplimiento de los estándares de calidad por medio de la empresa modelo, ya que en ella se incorporan y reconocen todas las inversiones

necesarias para cumplir con tales estándares, las que son posteriormente traspasadas a tarifa. Una forma de cautelar que se lleven a cabo las inversiones en confiabilidad reconocidas en la tarifa, consiste en aplicar sanciones si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente. Dichas sanciones, especificadas en la Ley N°18.410, pueden ir desde amonestaciones por escrito hasta multas de diez mil UTA (\$5.608 millones). Por ejemplo, el año 2016 Chilectra (hoy Enel Distribución) recibió una sanción por 17.729 UTM (\$815 millones) y CGE una multa de 20.000 UTM (\$920 millones), por superar la cantidad de tiempo acumulado sobre las interrupciones de servicio.

La Figura 1 muestra el monto total cursado por la SEC en multas donde se observa un aumento en las sanciones realizadas a empresas del sector energético. Por ejemplo, durante el año 2014 hubo 1.699 multas que suman un total de \$11.706 millones, obteniendo un valor promedio de \$6,9 millones por multa, mientras que para el 2015 y 2016 resultan promedios de \$10,7 y 11 millones por multa, respectivamente. Considerando que los montos de las multas son discrecionales por parte de la SEC sujeto a los límites establecidos en la Ley, valores elevados de multas individuales podrían tener un efecto de incentivo indirecto a aumentar el gasto en calidad de servicio.

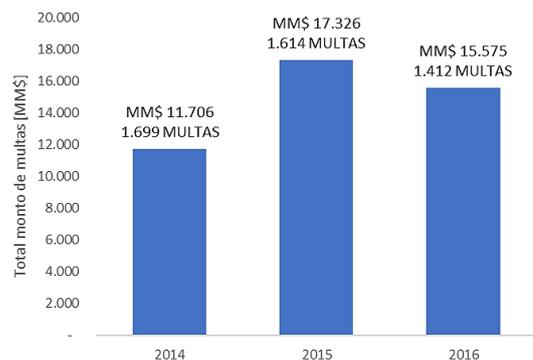


Figura 1: Monto total de multas cursadas por la SEC a todas las empresas del sector energético²

En definitiva, la regulación actual traspasa a los consumidores el costo de una red eficiente, pero está ausente una planificación integral con otros agentes (municipalidades, PMGDs, centros de planificación urbana) y asigna limitada atención a mejoras operacionales. En consecuencia, no es lo suficientemente flexible para que las distribuidoras u otros agentes desarrollen soluciones para mejorar la calidad y que sean remuneradas adecuadamente. Además, las inversiones se desarrollan con estándares urbanísticos muy desiguales en el país, con algunas zonas de alto impacto a la ciudadanía y sin mayor coordinación ni información a la misma³.

Se requiere de una apropiada forma de tarificación que permita generar incentivos de mejoras en la calidad de los servicios entregados, considerando los cambios tecnológicos actuales, promoviendo la eficiencia y la innovación. De esta manera se evitarían problemas como los acontecidos durante los últimos temporales, adecuando las tecnologías para actuar con mayor rapidez y aumentar la confiabilidad de las redes ante fenómenos inesperados. En este sentido, la actual discusión sobre la Ley de Distribución encabezada por la CNE y la Pontificia Universidad Católica de Chile podría ser una gran oportunidad para incorporar este tipo de incentivos.

¹ http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

² Informe SEC junio-2017

³ <http://www.apemec.cl/wp-content/uploads/2017/06/4.-Danilo-Zurita-CNE.pdf>

Análisis de operación

Generación

En el mes de junio, la generación total del SING fue de 1.549 GWh/mes, un 6,2% menor a junio del 2016 (1.651 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.430 MW el día 24, mientras la mínima fue de 1.548 MW el día 8.

Se observó una disminución de 1% en generación solar y un aumento de un 4% en generación GNL respecto a mayo 2017. Por su parte, la participación del carbón disminuyó de un 83% a un 78% de mayo a junio de 2017. La generación eólica aumentó en un 1%.

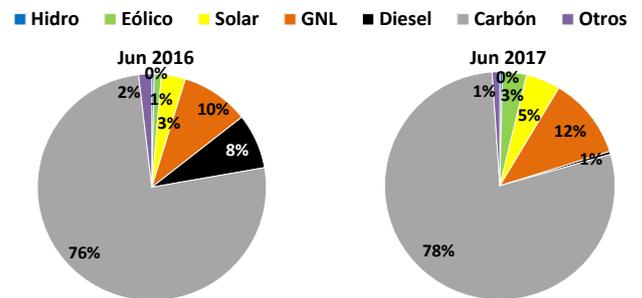
En junio estuvieron en mantenimiento mayor la unidad NTO2 de AES Gener (4 días, 136 MW) y las unidades CHAP2 (6 días, 10,9 MW), U14 de (14 días, 135,6 MW) y U15 de (14 días, 130,2 MW) de Engie.

La generación total del SIC en el mes de junio fue de 4.657 GWh/mes, un 2,6% mayor que en junio de 2016 (4.538 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 7.880 MW el día 19, mientras la mínima fue de 4.690 MW el día 26 del mes.

Se presentó una disminución de la generación a carbón y GNL respecto a mayo de 2017 del 1% y 8%, respectivamente, aumentándose la generación hidráulica y diésel en un 3% y 5%, respectivamente. La generación eólica aumentó en un 1%, mientras la solar se mantuvo sin variación respecto al mes anterior. Por su parte, durante el mes de junio estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Alfalfal I de AES Gener (4 días, 89 MW), Chacayes de Pacific Hydro Chacayes (30 días, 56 MW), Abanico 1 de Enel Generación (4 días, 21,4 MW), y Colbún 1 (4 días, 236,4 MW).

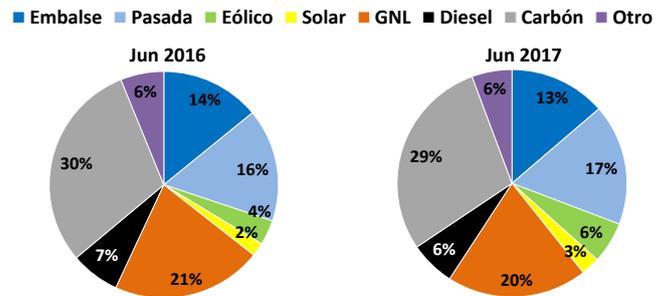
Hidrología

La energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 7% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril – junio de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 96%, es decir, se ubica entre el 4% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.



Generación total del mes **1.549 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **2.430 MW**
 Potencia mínima mes **1.548 MW**

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



Generación total del mes **4.657 GWh/mes**
 Potencia máxima mes **7.880 MW**
 Potencia mínima mes **4.690 MW**

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

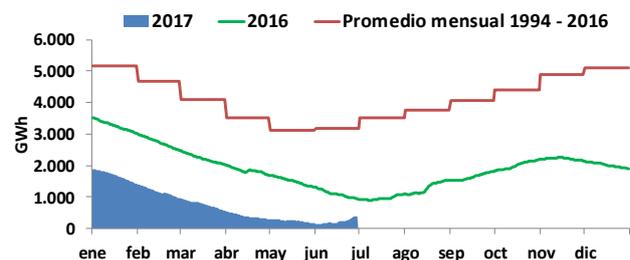


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 junio en la barra Crucero 220 fue de 50,3 US\$/MWh, lo cual es 17% menor al costo de mayo de 2017 (60,4 US\$/MWh), y un 41% menor respecto a junio de 2016 (85 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 junio promedió 96,2 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 49% mayor respecto a mayo de 2017 (64,5 US\$/MWh), y un 9% menor respecto al mes de junio de 2016 (106 US\$/MWh). El mes de junio presenta altas variaciones en los costos marginales mínimos y máximos de cada día, teniendo el día 17 como caso extremo en Alto Jahuel 220. Estas variaciones pueden explicarse por el aumento del valor del agua, debido a la condición de agotamiento de Colbún (3 días), Rapel (13 días), Ralco (10 días) y Pehuenche (11 días). En demanda baja, se pudieron ver costos marginales determinados por el carbón, mientras en demanda alta se observaron valores determinados por el agua (ver Figura 6).

Durante junio 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 junio fue de 547 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (33 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (20 eventos) y P. Colorada – Tap El Romero (14 eventos) con un desacople promedio de 70,6 US\$/MWh, 74,5 US\$/MWh y 64,5 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, el tramo Cardones 220 – D. Almagro 220 presentó 9 eventos, con un desacople promedio de 30,3 US\$/MWh.

Finalmente, el desacople presentado en Nogales 220 – L. Vilos 220 (100,7 US\$/MWh), fue causado por interrupciones forzadas los días 6 y 7 de junio.

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

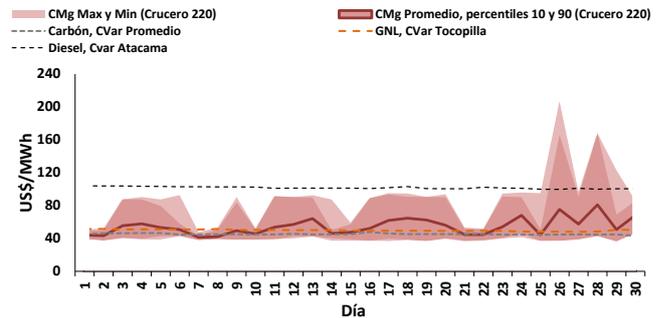


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para el SING (Fuente: CEN)

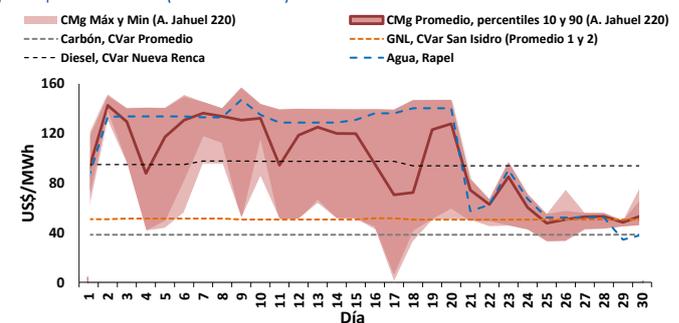


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para el SIC (Fuente: CEN)

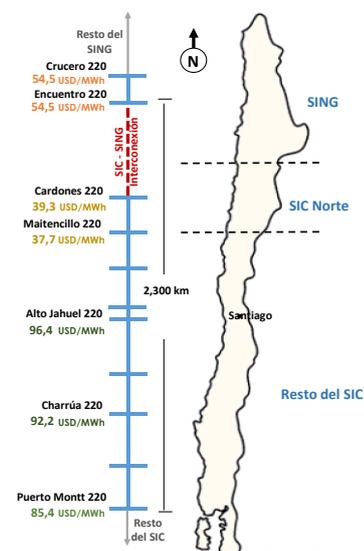


Figura 7: Costo marginal promedio de junio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema troncal (Elaboración Systep 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	203	70,6	CHARRUA 500 - ANCOA 500	17	15,6
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	88	74,5	NOGALES 220 - L.VILOS 220	51	100,7
P.COLORADA 220 - TAP_EL_ROMERO_220	72	64,5	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	24	30,3
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	40	24,9			

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

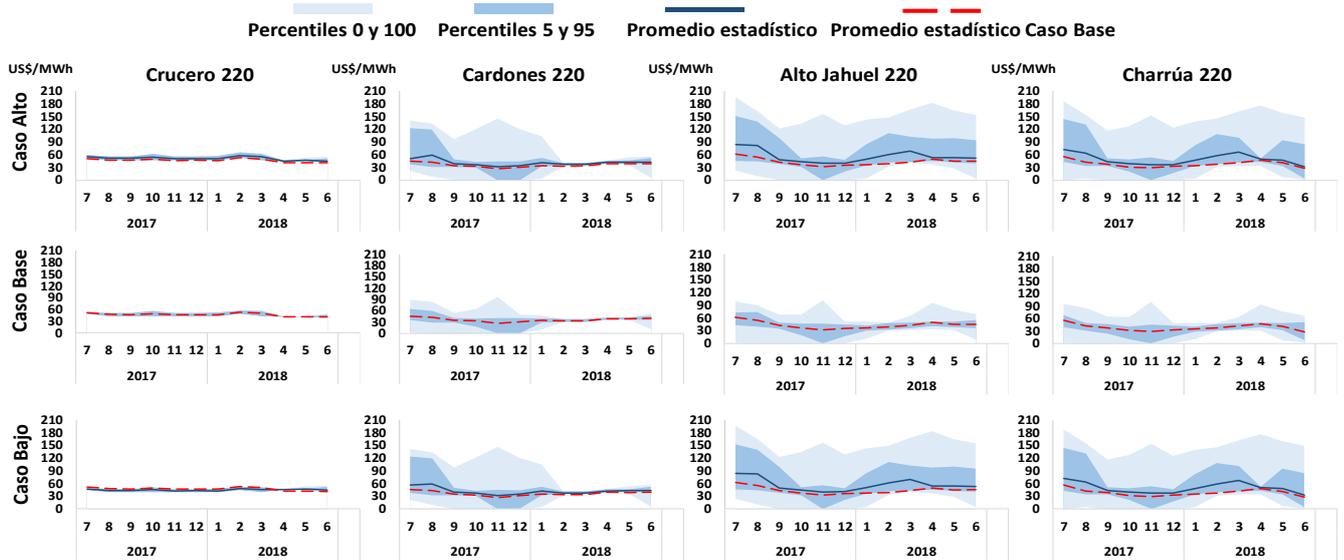


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2016 (real)	1,5%	1,5%	1,5%	
	2017 (Proyectada)	1,7%	1,7%	1,7%	
	2018 (Proyectada)	2,9%	2,9%	2,9%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	78,2	86,8	95,5
		Angamos	82,1	91,2	100,3
		Tocopilla	84,2	93,5	102,9
		Andina	73,0	81,1	89,2
		Horritos	78,9	87,7	96,5
		Norgener	71,9	79,9	87,9
	Diesel US\$/bbl	Tarapacá	81,4	90,5	99,5
		N. Ventanas	81,5	90,5	99,6
		Quintero	61,7	68,6	75,5
		Mejillones	59,8	66,4	73,1
GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5,7	6,3	6,9	
	Nehuenco	0,0	0,0	0,0	
	Nueva Renca	5,9	6,5	7,2	
	Mejillones, Tocopilla	4,9	5,4	5,9	
	Ketar	7,1	7,9	8,7	

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 1.152 MW de nueva capacidad, de los cuales 502 MW son solares, 119 MW eólicos, 79 MW hídricos y 452 MW térmicos.

En los gráficos de la Figura 14, 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 SIC y SING.

En junio, Enel Generación aumentó su generación hidráulica, disminuyendo el aporte de GNL y diésel respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su generación diésel, disminuyendo el aporte hidráulico, GNL y a carbón, mientras AES Gener aumentó su generación GNL y a carbón, disminuyendo el aporte hidráulico y diésel. Guacolda aumentó su generación a carbón, mientras Engie aumentó su generación GNL y diésel, disminuyendo el aporte de carbón. Tamakaya aumentó su generación GNL.

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

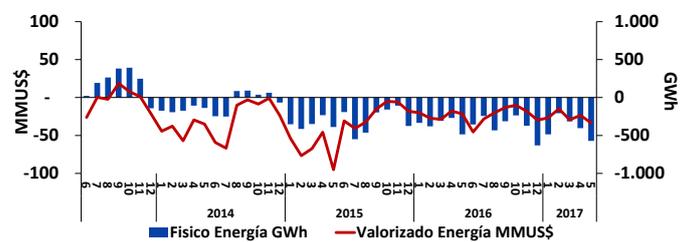
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	Jun 2016	May 2017	Jun 2017
Pasada	261	157	216
Embalse	458	289	384
GNL	575	548	517
Carbón	118	318	318
Diésel	120	2	1
Eólico	0	0	0
Total	1532	1314	1436

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	May 2017	Jun 2017	
Bocamina (prom. I y II)	44,1	43,8	
San Isidro GNL (prom. I y II)	53,8	50,8	
Taltal Diesel	244,3	244,3	
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	105,4	101,6	
Celta Carbón (CTTAR)	46,6	40,2	

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	1532
Total Retiros (GWh)	1895
Transf. Físicas (GWh)	-572
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-34

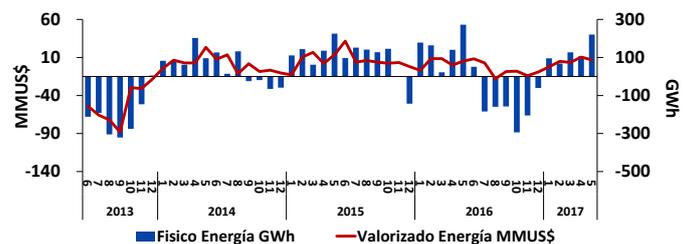


Colbún

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	Jun 2016	May 2017	Jun 2017
Pasada	183	132	160
Embalse	180	306	251
Gas	0	0	0
GNL	210	501	319
Carbón	251	265	255
Diésel	197	5	110
Eólico	0	0	0
Total	1.021	1.208	1.095

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	May 2017	Jun 2017	
Santa María	30,1	30,9	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	82,7	84,1	

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	1.208
Total Retiros (GWh)	988
Transf. Físicas (GWh)	221
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17,0



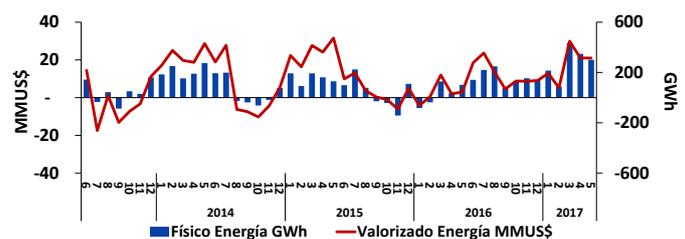
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	Jun 2016	May 2017	Jun 2017
Pasada	97	93	90
Embalse	0	0	0
GNL	226	228	230
Carbón	1.148	1.300	1.391
Diésel	0	2	1
Eólico	0	0	0
Total	1.471	1.623	1.712

*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	May 2017	Jun 2017	
Ventanas prom. (prom. I y II)	36,7	36,6	
N. Ventanas y Campiche	40,4	40,9	
Nueva Renca GNL	52,5	52,8	
Angamos (prom. 1 y 2)	39,5	39,6	
Norgener (prom. 1 y 2)	44,5	36,7	

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	1.471
Total Retiros (GWh)	1.275
Transf. Físicas (GWh)	348
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	21

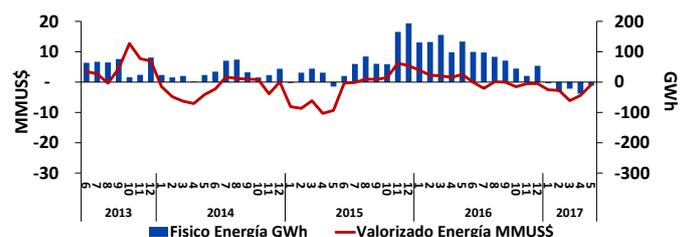


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)	Central		
	Jun 2016	May 2017	Jun 2017
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	413	319	330
Diésel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	413	319	330

Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central		
	May 2017	Jun 2017	
Guacolda I y II	40,1	40,1	
Guacolda III	31,9	31,9	
Guacolda IV y V	37,8	37,8	

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	319
Total Retiros (GWh)	330
Transf. Físicas (GWh)	-12
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



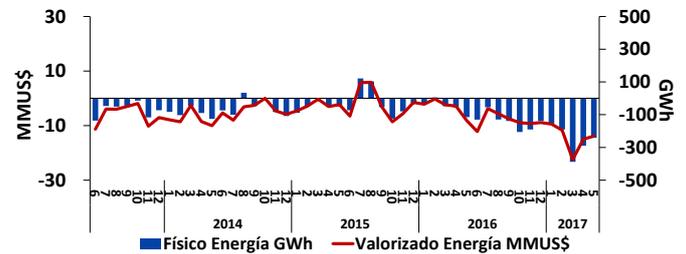
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2016	May 2017	Jun 2017
Diesel	5	4	5
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	534	491	439
Gas Natural	120	66	72
Hidro	2	3	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	661	563	519

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	May 2017	Jun 2017
Andina Carbón	44,4	38,6
Mejillones Carbón	55,3	57,0
Tocopilla GNL	49,7	52,6

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	563
Total Retiros (GWh)	805
Transf. Físicas (GWh)	-242
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-13.839

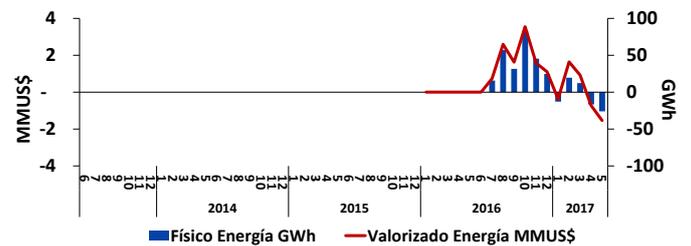


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2016	May 2017	Jun 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	66	107
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	0	66	107

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	May 2017	Jun 2017
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	59,2	59,5

Transferencias de Energía May 2017	
Total Generación (GWh)	66
Total Retiros (GWh)	92
Transf. Físicas (GWh)	-26
Transf. Valorizadas (MUS\$)	-1.533



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 junio de 2017, es de 85 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 junio de 2017 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	80,7	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	121,5	565
Puyehue	Enel Green Power	94,9	160
Colbún	Colbún	87,1	6.932
Pelumpén	Colbún	87,0	380
Aes Gener	Aes Gener	85,4	5.601
Guacolda	Aes Gener	78,9	900
Engie	Engie	86,9	2.530
Monte Redondo	Engie	106,6	303
Campanario**	Campanario	111,9	990
Amunche Solar	First Solar	66,2	110
SCB II	First Solar	69,1	88
Aela Generación	Aela Generación	81,0	768
Diego de Almagro	Príme Energía	109,3	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Ibereólica	91,2	195
Chungungo	SunEdison	89,7	190
San Juan	Latin America Power	103,0	120
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	81,7	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	112,8	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	114,2	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	117,4	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,1	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	112,0	25
SPV P4	Sonnedit	99,0	20
Precio Medio de Licitación Sistema		85,0	39.519

* Precios en Barra de Suministro

** Contratos abastecidos por el resto de los generadores

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Enel Distribución	71,5	14.567	
Chilquinta	91,4	3.583	
EMEL	84,6	929	
CGED	99,6	13.031	
SAESA	80,8	4.879	
EMEL-SING	86,9	2.530	
Precio Medio de Licitación Sistema		85,0	39.519

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

Del balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a mayo de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.364 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 308 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante mayo fue igual a 803 GWh, es decir, se superó en un 161% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de mayo 2017 (803 GWh) es 65% mayor a la reconocida en mayo 2016 (488 GWh) y 66% mayor a la reconocida en mayo 2015 (483 GWh) (Figura 9).

La mayor fuente de ERNC en el mes de mayo correspondió a energía eólica con un 36% de participación, seguida por generación solar (28%), biomasa (18%) e hidráulica (18%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 7,4 GWh durante el mes de mayo.

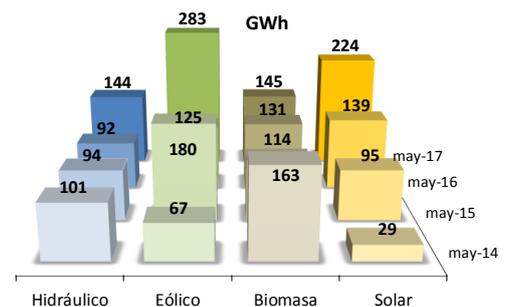


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

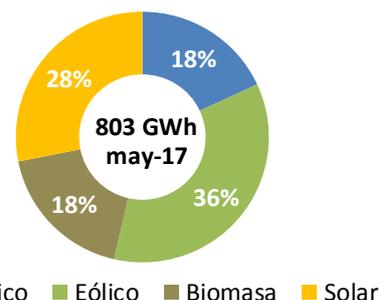


Figura 10: Generación ERNC reconocida en mayo 2017 (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo a la RE 315 CNE (22-06-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.755 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a julio de 2022. De estos, 28% corresponde a tecnología solar (779 MW), un 7% a tecnología eólica (196 MW), 38% hidráulica (1.054 MW) y 27% a tecnología térmica (726 MW).

Transmisión

De acuerdo a la carta enviada por ISA InterChile S.A. al Coordinador Eléctrico Nacional el 3 de julio, se presentan nuevas fechas estimadas para la interconexión ([ver carta](#)).

- S/E Nueva Cardones: 03/10/2017
- Tramo Cardones-Maitencillo: 30/10/2017
- Tramo Maitencillo-Pan de Azúcar: 30/11/2017
- Tramo Pan de Azúcar-Polpaico: 15/06/2018

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
Río Colorado	Hidráulica	15	jun-17
La Mina	Hidráulica	34	jul-17
El Pelicano	Solar	100	jul-17
Doña Carmen	Solar	49	jul-17
Ancoa	Hidráulica	27	ago-17
PV Cerro Dominador	Solar	100	ago-17
Arica Solar I	Solar	18	oct-17
Arica Solar II	Solar	22	oct-17
Santiago Solar	Solar	79	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
Aurora	Eólica	129	jul-18
Sarco	Eólica	170	jul-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	sep-17

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 8.095 MW con una inversión de MMUS\$ 13.155, mientras que los proyectos aprobados totalizan 43.539 MW con una inversión de MMUS\$ 97.380.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Optimización del Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica Taltal" de 130 MW y MMUS\$ 250 de inversión, "Eliminación del uso de Petcoke en central Guacolda y ajuste de la capacidad de generación eléctrica" de 24 MW y MMUS\$ 72 de inversión, y "Planta Solar Fotovoltaica Llay Llay I" de 9 MW y MMUS\$ 17,2 de inversión. Por otra parte, los proyectos "Electro Solar Tamarugal" de 1.000 MW y MMUS\$ 4.500 de inversión, y

"Fotoelectricidad El Loa" de 300 MW y 6.500 MMUS\$ de inversión, fueron declarados como no calificados.

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	2.922	6.684	17.006	47.788
GNL	3.703	3.614	3.638	3.482
Eólico	1.264	2.291	8.944	18.283
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	0	0	2.528	6.353
Geotérmica	0	0	120	510
Hidráulica	155	437	3.830	6.441
Biomasa/Biogás	50	129	443	919
Total	8.095	13.155	43.539	97.380

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

Seguimiento regulatorio

Panel de Expertos

- Enel Green Power presenta discrepancia contra Minera Sierra Gorda por régimen de acceso abierto del instalaciones de Subestación Sierra Gorda (N° 08-2017, [ver más](#)).
- Transmisora Mejillones S.A. presenta discrepancia contra el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por la aplicación del régimen de acceso abierto a la línea Encuentro-Sierra Gorda (N° 07-2017, [ver más](#)).
- El Panel de Expertos dictaminó sobre la discrepancia "Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y transmisión Dedicada Bienio 2018-2019" presentado por empresas distribuidoras, estableciendo que la CNE debe actualizar el Informe Técnico Definitivo considerando las discrepancias dictaminadas (N° 03-2017, [ver más](#)).
- El Panel de Expertos dictaminó sobre la discrepancia "Reliquidación de Peaje por el Sistema de Transmisión Troncal año 2016" presentado por Alba S.A., rechazando la solicitud (N° 04-2017, [ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles

- SEC solicita al Coordinador información respecto a la condición actual del sistema, restricciones ambientales y riesgo de seguridad al sistema ([ver más](#)).
- Análisis preliminar prevé posibles impactos indeseados en los costos marginales en base a una presentación de AES Gener sobre la autorización para la importación de energía. Por lo tanto, SEC solicita la opinión del Coordinador en el impacto de dichas importación de energía ([ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- RE 360/2017, establece plazos, requisitos y condiciones aplicables a la interconexión de instalaciones de transmisión al sistema eléctrico, sin que formen parte del proceso de planificación de la transmisión, dada su necesidad y urgencia ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Informes de mínimos técnicos para las centrales Diego de Almagro y Huasco TG ([ver más 1](#), [ver más 2](#)).

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

julio2017



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.