Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Octubre 2017

Contenido

Editorial 2

Análisis de operación 3

- Generación 3
- Hidrología 3
- Costos Marginales 4

Proyección de costos marginales Systep 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

Electromovilidad en Chile

El gobierno publicó como documento en consulta la *Estrategia de Electromovilidad en Chile*[1], que plantea cinco líneas de acción: Desarrollo de Información al mercado, Regulación y estandarización, Formación de capital humano, Difusión de tecnologías vehiculares eficientes e Incentivos transitorios para el despliegue de la electromovilidad. Lo anterior se inserta en el contexto de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, con respecto a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, eficiencia energética y cambio climático.

Se estima que hoy en el país existen 5 millones de vehículos en circulación, que en promedio recorren 29.000 km anuales cada uno. En términos de energía, un vehículo convencional gasta en promedio entre 2,5 y 3,5 veces más que un auto eléctrico (0,44 kWh/km un vehículo convencional y 0,17 kWh/km un vehículo eléctrico). Por ende, se consumen 63.386 GWh anuales de energía al utilizar combustibles fósiles, en contraste a los 24.650 GWh anuales con electromovilidad, lo que representa una diferencia de 38.736 GWh.

La demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) el 2016 fue de 73.370 GWh. Si se asume que el reemplazo de 5 millones de autos convencionales ocurriera en un período de 20 años, sólo se agregaría un punto porcentual adicional anual al crecimiento orgánico de la demanda eléctrica nacional.

Bajo la misma premisa anterior, el impacto en las redes de distribución sería acotado, pudiendo las empresas distribuidoras prever con anterioridad esta alza en el consumo y aprovisionar los recursos necesarios en el aumento de la capacidad de sus redes.

Aunque técnicamente el cambio tecnológico a un parque automotriz completamente eléctrico es factible, las condiciones actuales no permiten que este salto se dé forma espontánea. Por un lado, los agentes privados en el mediano plazo desecharían la opción de comprar un vehículo eléctrico al comparar el costo y beneficio del mismo en relación a un automóvil convencional. Por ejemplo, en el mercado chileno, el precio de un automóvil eléctrico comienza en los $24 millones, mientras que, para la misma marca, un modelo a combustión de similares características, pero con una mayor potencia, se ofrece por $9,5 millones.

En el caso del transporte público, existen esfuerzos para que los dueños de buses renueven sus vehículos por unos con movilidad eléctrica; por ejemplo, en la reciente licitación de recorridos del Transantiago se exigen al menos 15 buses con propulsión eléctrica por cada unidad de negocio licitada[2].

Para lograr una adecuada transición a una mayor movilidad eléctrica, se debe avanzar en varias dimensiones. Es fundamental desarrollar la infraestructura necesaria para el proceso de recarga domiciliaria o en los lugares de trabajo. Se debe además desarrollar el mercado de servicios que acompañan la compra de un automóvil eléctrico; talleres electromecánicos, electrolineras, venta de baterías y equipos relacionados, etc.

Hay que considerar también los cambios culturales que vendrán con este salto tecnológico. Actualmente recargar un vehículo a combustión no toma más de 5 minutos, tiempo extremadamente bajo comparado con la al menos media hora necesaria para recargar un vehículo eléctrico, con las tecnologías vigentes. Una solución a esta problemática es que las electrolineras reemplacen las baterías descargadas por unas nuevas, pero el público podría ser reticente a querer reemplazar sus baterías originales.

La tendencia hacia la movilidad eléctrica se extiende a nivel mundial. Varios países han anunciado su compromiso por reemplazar las flotas convencionales por flotas eléctricas. Francia e Inglaterra han anunciado que para el año 2040 no se venderán autos a gasolina y diésel, mientras que Noruega lo hará para el 2025. India pretende vender sólo autos eléctricos a partir del 2030 mientras que China, Alemania y los Países Bajos han dado señales de que pronto fijarán también fechas límite para la venta de vehículos que utilizan combustibles fósiles.

No son grandes esfuerzos los que se deben hacer en el Sistema Eléctrico Nacional para electrificar masivamente el transporte y la Estrategia del gobierno es un primer paso. Es necesario el oportuno desarrollo de normas y reglamentos, anticipándose por si el cambio tecnológico fuese más rápido del proyectado (como ocurrió con la penetración de tecnología solar en el segmento generación). El país debe prepararse para el cambio.

[1] http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/consulta/Estrategia_Electromovilidad_en%20Chile.pdf

[2] "Contenido Técnico Esencial: Bases de Licitación Concesión de Uso de Vías 2017", Directorio de Transporte Público Metropolitano.

Análisis de operación

Generación

En el mes de septiembre, la generación total del SING fue de 1.649 GWh/mes, un 1,9% mayor a septiembre del 2016 (1.618 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.574 MW el día 21, mientras la mínima fue de 1.973 MW el día 2.

La participación de la generación solar aumentó en un 1% y el GNL en un 2% de agosto a septiembre de 2017. En cuanto a la participación eólica, esta se mantuvo constante respecto al mes anterior. Por su parte, la participación del carbón disminuyó en un 1% de agosto a septiembre de 2017.

En septiembre estuvo en mantenimiento mayor la unidad de Engie CTM3 (4 días, 225,8 MW) y las unidades UG1 (2 días, 6,7 MW), UG2 (2 días, 6,7MW) y UG3 de (2 días, 6,7 MW) de ENORCHILE.

La generación total del SIC en el mes de septiembre fue de 4.334 GWh/mes, un 2,4% mayor que en septiembre de 2016 (4.229 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 7.697 MW el día 11, mientras la mínima fue de 4.401 MW el día 19 del mes.

La participación de generación en base a GNL aumentó en un 1%, en relación a agosto de 2017, disminuyéndose la participación de generación hidráulica, carbón y diésel en un 1% cada una. La generación solar y la generación eólica aumentaron en un 1% en relación al mes anterior.

Por su parte, durante septiembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Ventanas 2 (31 días, 220 MW) de AES Gener; La Higuera U-1 (20 días, 77,5 MW) y U-2 (6 días, 77,5MW); Angostura U-3 (12 días, 46,5 MW) de Colbún; y Chacayes (12 días, 112 MW) de Pacific Hydro.

Hidrología

La energía embalsada en el SIC se mantiene en niveles históricamente bajos, representando sólo un 23% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril – septiembre de 2017), el nivel de excedencia observado es igual a 89%, es decir, se ubica entre el 11% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

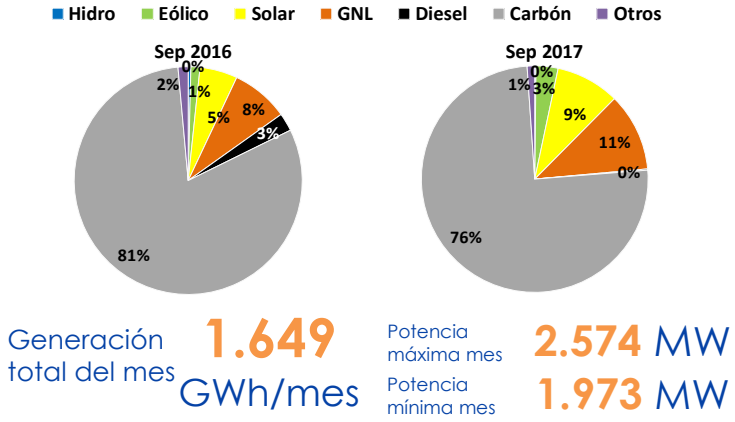


Figura 1: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CEN)

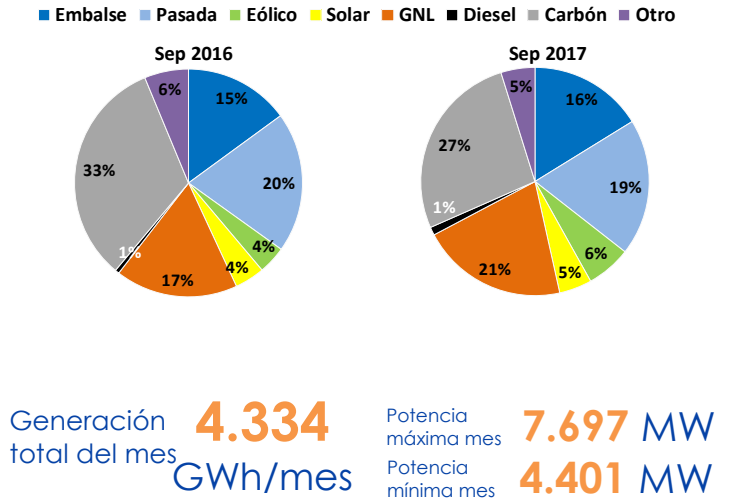


Figura 2: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CEN)

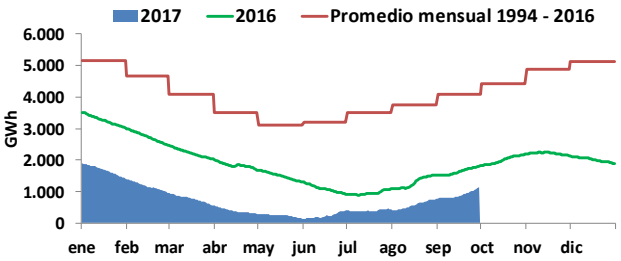


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 septiembre en la barra Crucero 220 fue de 30,6 US$/MWh, lo cual es 35% menor al costo de agosto de 2017 (47,2 US$/MWh), y un 52% menor respecto a septiembre de 2016 (64,0 US$/MWh). Los costos en demanda baja y en demanda alta fueron determinados por el carbón, exceptuando algunos días peak determinados por el diésel (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal del SIC en septiembre promedió 51,5 US$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 24% menor respecto a agosto de 2017 (67,8 US$/MWh), y un 3% mayor respecto al mes de septiembre de 2016 (49,9 US$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua y el GNL en demanda baja y en demanda alta, exceptuando una semana, en la cual el diésel determinó los costos en demanda alta (ver Figura 6).

Durante septiembre 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 septiembre fue de 449 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (30 eventos), Cardones 220 – D. Almagro 220 (28 eventos), D. Goyo - P. Azúcar220 (15 eventos) y P. Colorada – Tap El Romero (9 eventos) con un desacople promedio de 38,0 US$/MWh, 33,5 US$/MWh, 29,8 US$/MWh y 92,3 US$/MWh, respectivamente.

Por su parte, los tramos D. Hector 220 – Tap El Romero 220 (12 eventos) y Tap El Romero 220 – Maitencillo 220 (7 eventos), presentaron un desacople promedio de 38,7 US$/MWh y 1,1 US$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver Estadísticas Systep, sección Precios del SIC-SING.

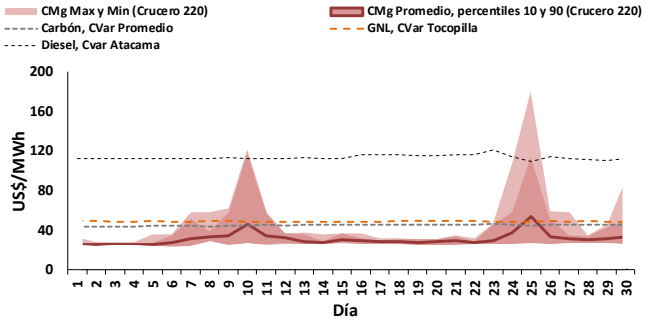


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para el SING (Fuente: CEN)

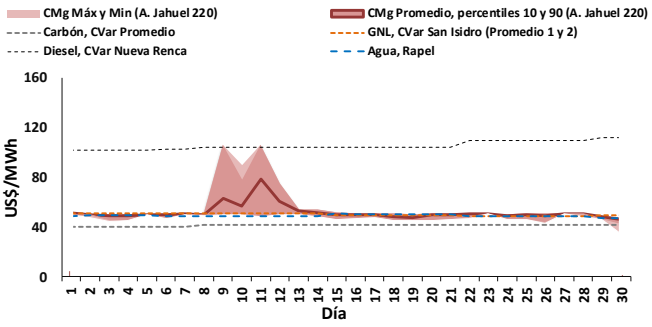


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de septiembre para el SIC (Fuente: CEN)

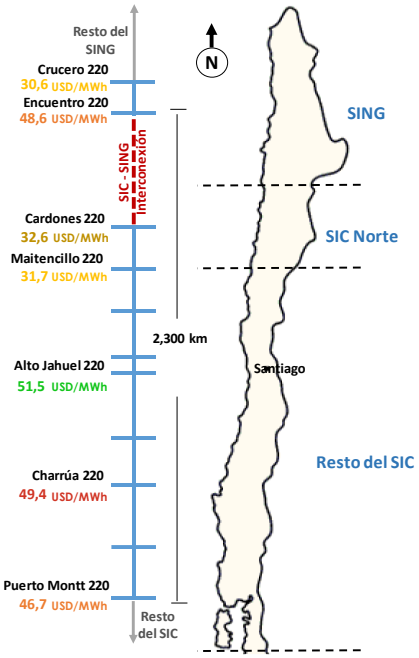


Figura 6: Costo marginal promedio de septiembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema troncal (Elaboración Systep de acuerdo a datos publicados por el CEN)

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	176	38,0
CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	51	33,5
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	43	29,8
P.COLORADA 220 - TAP_EL_ROMERO_220	42	92,3
DON_HECTOR 220 - TAP_EL_ROMERO_220	39	38,7

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
TAP_EL_ROMERO_220 -> MAITENCILLO 220 - N	36	1,1
VALDIVIA 220 - RAHUE 220	27	4,0
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	6	37,1
CHARRUA 220 - MULCHEN 220	6	4,1
CHARRUA 220 - M.DOLORES 220	6	17,6

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

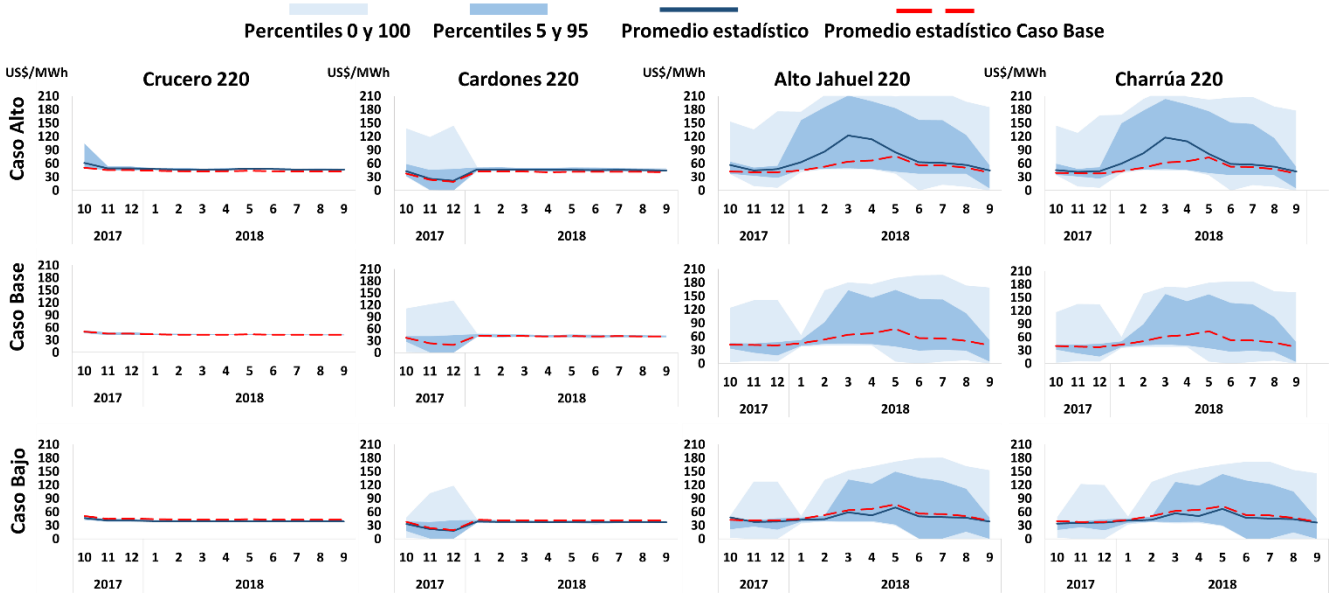


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 enero 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)		2,5%	2,5%	2,5%
Precios combustibles	Carbón US$/Ton	Mejillones	83,0	92,2	101,4
		Angamos	81,8	90,9	100,0
		Tocopilla	79,1	87,9	96,7
		Andina	82,1	91,3	100,4
		Hornitos	83,0	92,3	101,5
		Norgener	77,5	86,1	94,7
		Tarapacá	86,2	95,8	105,4
		N. Ventanas	89,8	99,8	109,8
	Diesel US$/Bbl	Quintero	68,1	75,6	83,2
		Mejillones	68,5	76,2	83,8
	GNL US$/MMBtu	San Isidro	5,2	5,8	6,3
		Nehuenco	0,0	0,0	0,0
		Nueva Renca	5,4	6,0	6,6
		Mejillones, Tocopilla	4,7	5,2	5,7
		Kelar	9,7	10,8	11,8

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 1.261MW de nueva capacidad, de los cuales 250 MW son solares, 500 MW eólicos, 94 MW hídricos y 417 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 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 septiembre, Enel Generación aumentó su generación diésel, disminuyendo el aporte hidráulico, GNL y carbón respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su aporte GNL, disminuyendo su generación hidráulica, diésel y a carbón, mientras que AES Gener aumentó su generación hidráulica, disminuyendo el aporte GNL, carbón y diésel. Guacolda disminuyó su generación a carbón, mientras que Engie aumentó su aporte de carbón, disminuyendo el disminuyendo la generación GNL y diésel. Tamakaya aumentó su generación GNL.

En agosto, la empresa AES Gener fue excedentaria, mientras que Enel Generación, Colbún, Guacolda, Tamakaya y Engie fueron deficitarias.

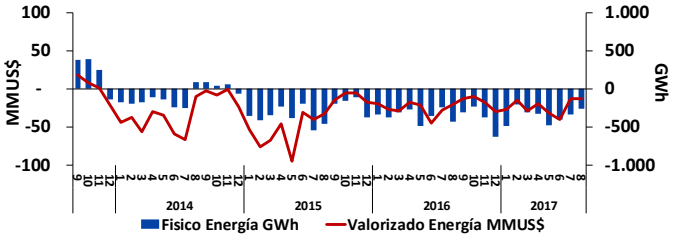
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Pasada	248	222	233
Embalse	441	614	446
GNL	405	523	276
Carbón	255	339	288
Diésel	37	15	29
Eólico	0	0	0
Total	1387	1713	1272

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Bocamina (prom. I y II)	44,7	45,8
San Isidro GNL (prom. I y II)	47,9	49,7
Taltal Diesel	244,3	244,3
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	104,4	112,9
Celta Carbón (CTTAR)	39,7	45,4

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	1387
Total Retiros (GWh)	1983
Transf. Físicas (GWh)	-261
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-13

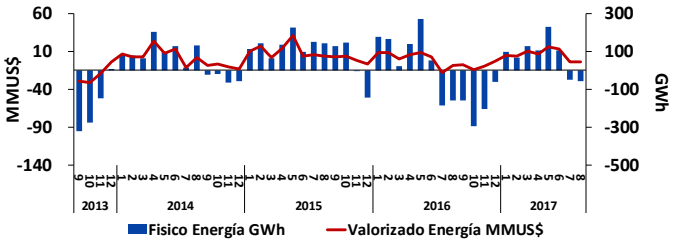


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Pasada	148	152	161
Embalse	191	268	256
Gas	0	0	0
GNL	161	218	440
Carbón	251	266	260
Diesel	1	27	1
Eólico	0	0	0
Total	752	931	1.118

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Santa María	31,5	31,5
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	88,1	90,8

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	931
Total Retiros (GWh)	988
Transf. Físicas (GWh)	-57
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-4,3



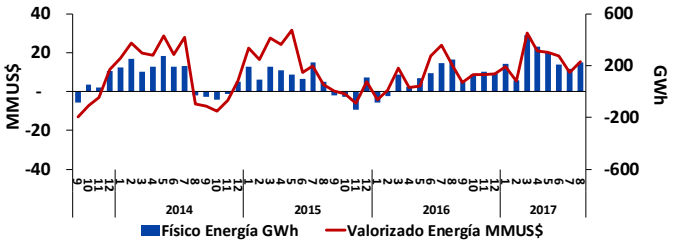
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Pasada	92	72	76
Embalse	0	0	0
GNL	169	232	182
Carbón	1.008	1.285	1.127
Diésel	6	6	6
Eólico	0	0	0
Total	1.275	1.596	1.391

*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Ventanas prom. (prom. I y II)	46,0	44,9
N. Ventanas y Campiche	43,7	42,7
Nueva Renca GNL	48,7	50,0
Angamos (prom. 1 y 2)	35,7	37,5
Norgener (prom. 1 y 2)	39,7	39,0

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	1.275
Total Retiros (GWh)	1.372
Transf. Físicas (GWh)	224
Transf. Valorizadas (MMUS$)	15

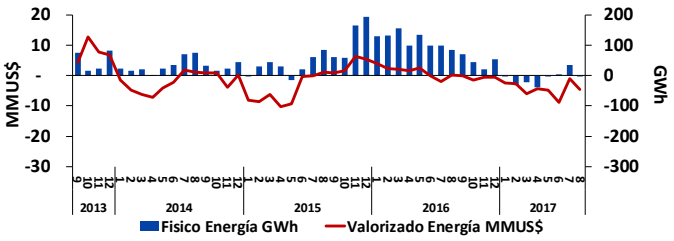


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	376	329	283
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	376	329	283

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Guacolda I y II	38,0	39,4
Guacolda III	33,9	35,3
Guacolda IV y V	37,4	38,6

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	329
Total Retiros (GWh)	331
Transf. Físicas (GWh)	-2
Transf. Valorizadas (MMUS$)	-4



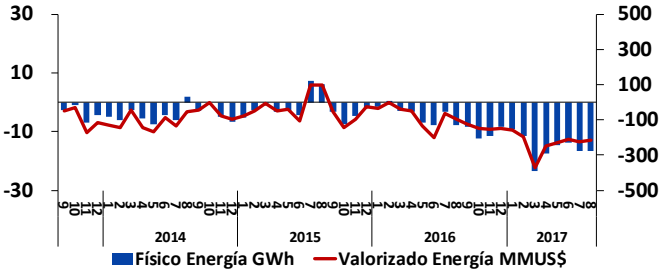
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Diesel	2	1	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	540	419	443
Gas Natural	91	81	78
Hidro	3	2	3
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	636	503	523

Costos Variables promedio (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Andina Carbón	39,8	41,1
Mejillones Carbón	51,5	53,1
Tocopilla GNL	47,8	48,9

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	503
Total Retiros (GWh)	781
Transf. Físicas (GWh)	-277
Transf. Valorizadas (MUS$)	-12.970

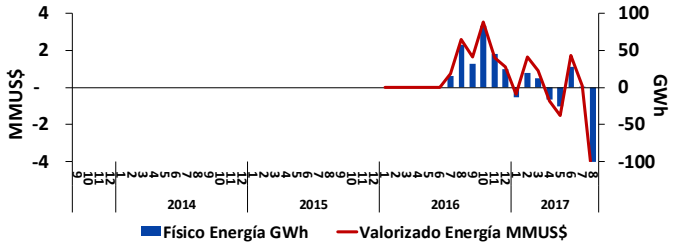


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Sep 2016	Ago 2017	Sep 2017
Diesel	0	0	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	41	72	106
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	41	72	106

Costos Variables prom. (US$/MWh)		
Central	Ago 2017	Sep 2017
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	62,2	70,9

Transferencias de Energía Ago 2017	
Total Generación (GWh)	72
Total Retiros (GWh)	173
Transf. Físicas (GWh)	-101
Transf. Valorizadas (MUS$)	-5.258



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 septiembre de 2017, es de 83,9 US$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios mientras que, en contraste, CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del sistema.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver Estadísticas Systep, sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a septiembre de 2017 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/ano
Enel Generación	Enel	81,1	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	121,5	565
Puyehue	Enel Green Power	94,9	160
Colbún	Colbún	84,5	6.932
Pelumpén	Colbún	87,0	380
Aes Gener	Aes Gener	81,3	5.601
Guacolda	Aes Gener	71,5	900
Engie	Engie	85,6	2.530
Monte Redondo	Engie	106,7	303
Campanario**	Campanario	112,0	990
Amunche Solar	First Solar	66,3	110
SCB II	First Solar	69,1	88
Aela Generación	Aela Generación	81,1	768
Diego de Almagro	Prime Energía	109,4	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Ibereólica	91,3	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	117,5	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,1	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	112,0	25
SPV P4	Sonnedix	99,0	20
Precio Medio de Licitación Sistema		83,9	39.519

* Precios en Barra de Suministro
** Contratos abastecidos por el resto de los generadores

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Distribución	66,7	14.567
Chilquinta	91,6	3.583
EMEL	85,9	929
CGED	101,1	13.031
SAESA	82,3	4.879
EMEL-SING	85,6	2.530
Precio Medio de Licitación Sistema	**83,9**	**39.519**

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo al balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a agosto de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.402 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 313 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante mayo fue igual a 959 GWh, es decir, se superó en un 206% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de agosto 2017 (959 GWh) es 24% mayor a la reconocida en agosto 2016 (771 GWh) y 67% mayor a la reconocida en agosto 2015 (549 GWh) (Figura 9).

La mayor fuente de ERNC en el mes de agosto correspondió a energía solar con un 35% de participación, seguida por generación eólica (32%), hidráulica (19%) y biomasa (14%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 9,9 GWh durante el mes de agosto.

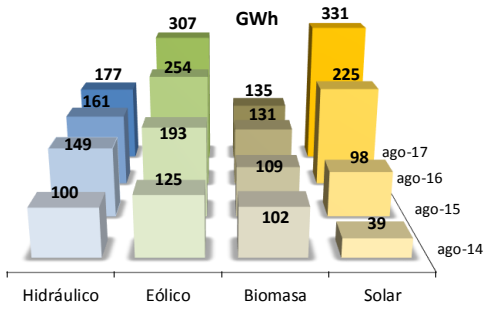


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

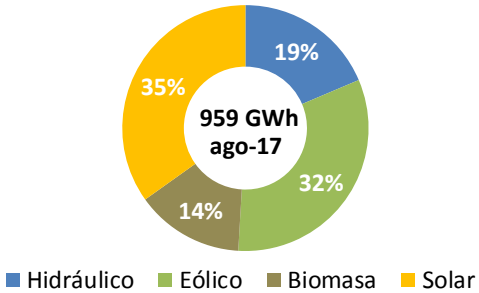


Figura 9: Generación ERNC reconocida en agosto 2017 (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo a la RE 521 CNE (22-09-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.601 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 40% corresponde a tecnología hidráulica (1.053 MW), un 28% a tecnología térmica (724 MW), un 19% a tecnología eólica (490 MW) y un 12% a tecnología solar (334 MW).

De acuerdo a la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 7 resume los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

Transmisión

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

- S/E Nueva Cardones: 11/10/2017
- Tramo Cardones-Maitencillo: 30/11/2017
- Tramo Maitencillo-Pan de Azúcar: 25/12/2017
- Tramo Pan de Azúcar-Polpaico: 30/06/2018

De acuerdo a la carta enviada por TEN al Coordinador Eléctrico Nacional el día 2 de octubre, la línea Los Changos – Nueva Cardones estaría interconectada al Sistema Eléctrico Nacional el día 31 de octubre de 2017 (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 a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia neta [MW]	Fecha conexión Systep
El Pelícano	Solar	100	oct-17
Doña Carmen Solar	Solar	49	oct-17
Ancoa	Hidráulica	27	oct-17
Río Colorado	Pasada	15	oct-17
La Mina	Pasada	34	oct-17
Santiago Solar	Solar	79	nov-17
Convento Viejo	Hidráulica	16	nov-17
Cogeneradora Aconcag	Térmica	42	ene-18
Punta Sierra	Eólica	82	ene-18
IEM	Térmica	375	feb-18
Cabo Leones 1	Eólica	116	feb-18
Sarco	Eólica	170	jul-18
Aurora	Eólica	129	jul-18

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

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	oct-18
Kapatur – Los Changos 2x220 kV	Transelec	3T/2016	jun-18	ene-18
Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220 kV	Colbun Trans.	158/2015	oct-17	oct-17
Secc. del circuito N°1 Cardones - D de Almagro	Eletrans	158/2015	oct-17	dic-17
3° banco autotrans. 500/220 kV, 750 MVA, en SE A Jahuel	Transelec	12T/2014	ene-18	ene-18
Aumento de cap. linea 1x220 kV Cardones-C Pinto-D Almagro	Transelec	158/2015	mar-18	dic-17

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 8.820 MW con una inversión de MMUS$ 17.593, mientras que los proyectos aprobados totalizan 45.209 MW con una inversión de MMUS$ 101.604.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque fotovoltaico Santa Isabel" de 408 MW y MMUS$ 600 de inversión, "Parque fotovoltaico Granja Solar" de 100 MW y MMUS$ 200 de inversión, "Modificación Parque Eólico San Gabriel" de 183 MW y MMUS$ 360, entre otros. Por otra parte, entró en calificación el proyecto "Ampliación Proyecto Central Geotérmica Cerro Pabellón" de 50 MW y MMUS$ 200.

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	3.917	11.503	18.144	51.320
GNL	3.440	3.435	3.915	3.663
Eólico	1.265	2.061	9.145	18.678
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	0	0	2.528	6.353
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	108	294	3.865	6.514
Biomasa/Biogás	39	100	463	963
Total	8.820	17.593	45.209	101.604

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver Estadísticas Systep, sección Infraestructura SIC-SING.

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- El Ministerio publicó el Reglamento de la Coordinación y Operación para consulta pública (ver más).
- El Ministerio publicó el Reglamento de Servicios Complementarios para consulta pública (ver más).
- El Ministerio publicó el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras para consulta pública (ver más).
- El Ministerio publicó el decreto 12T de 2016, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial (ver más).
- El Ministerio publicó el decreto 3T de 2017, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y fija ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifaria residencial (ver más).

Comisión Nacional de Energía

- La CNE aprobó el informe y fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos (ver más).

Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador publicó una versión preliminar del Estudio de Restricciones Técnicas de Transmisión (ver más).
- El Coordinador publicó una versión preliminar del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ver más).
- El Coordinador publicó una versión preliminar del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ver más).
- El Coordinador publicó una versión preliminar del Estudio de Esquemas de Desconexión Automática de Carga (ver más).

Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- **Datos de la operación**
- **Precios**
- **Resumen por empresa**
- **Suministro a clientes regulados**
- **Datos de infraestructura**

www.systep.cl

Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510
Fax +56 2 2232 2637

reporte@systep.cl
www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007
Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | **Gerente General**
rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | **Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación**
plecaros@systep.cl

Felipe Zuloaga R. | **Ingeniero de Estudios**
fzuloaga@systep.cl

©Systep 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 Systep 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 Systep, 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 Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep 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 Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.