

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Febrero 2018

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales System	5
Análisis por empresa	6
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

Modificación Ley 20.571 de generación residencial (net-billing)

La Ley N° 20.571 modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, con la finalidad de regular la generación residencial, otorgando la posibilidad a aquellos clientes sujetos a tarifas reguladas, que dispongan de generación ERNC, de inyectar energía a la red de distribución generada con esta misma fuente y que fuesen remunerados por esta.

En primera instancia, la energía generada queda para consumo propio; si la generación supera al consumo, entonces ese excedente es inyectado a la red. Esta inyección es valorizada al Precio de energía a traspasar a clientes regulados (Pe) por el concesionario de distribución (no incluye la remuneración de la red de distribución, VAD). A final de mes la distribuidora hace un recuento de la energía que el cliente inyectó, realizando el descuento correspondiente en el cargo de energía de este. Si el cliente tiene excedentes, es decir, que su inyección valorizada es mayor a su cargo de energía, entonces este puede optar a traspasar este superávit a facturas de meses siguientes. Cuando este remanente no ha podido ser descontado (transcurrido el plazo acordado entre el cliente y el concesionario de distribución), entonces la distribuidora le debe pagar al cliente esta energía.

La Ley contempla que la potencia máxima de generación que un cliente está habilitado para instalar, tomando en cuenta diversos aspectos, entre los que destaca la seguridad operacional y la configuración de la red, es de 100 kW.

El Senado y la Cámara de Diputados están considerando modificar esta ley. Se definen tres grandes cambios: eliminar la posibilidad de que el cliente sea remunerado por sus excedentes cuando estos no han podido ser descontados; habilitar al cliente para que haga uso de sus excedentes de inyección en otros inmuebles de su propiedad, siempre y cuando estos inmuebles estén en zonas de concesión pertenecientes a la misma empresa concesionaria de distribución; y aumentar la capacidad máxima de generación hasta 300 kW.

Diversas son las implicancias de estos cambios propuestos a la Ley, según sean clientes residenciales que instalan paneles solares en sus hogares para consumo propio o agentes que instalaron paneles solares pensando en vender su energía a la distribuidora. El proyecto de cambio de ley busca fomentar sólo el autoconsumo y no la comercialización de energía en distribución (actualmente normada por el reglamento de PMGDs, el Decreto Supremo 244).

Para ilustrar la situación vigente, comparamos los precios de venta de energía para los distintos agentes del mercado, analizando las diferencias entre el precio al que vende a la distribuidora el kWh un cliente regulado, un PMGD y un generador convencional. El primero vende excedentes a Precio de Energía (Pe). El PMGD vende en mercado spot o a Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP), y un generador convencional en mercado spot o vía Power Purchase Agreement (PPA), en donde la mejor referencia es el Precio Medio de Mercado (PMM). La Figura 1 ilustra estos cuatro valores: el precio de la energía que Enel Generación debe traspasar a sus clientes regulados en Santiago, el PNCP, el costo marginal y el PMM, en Alto Jahuel 220. Resulta más atractivo para un generador conectado en distribución vender al precio regulado y no al PNCP. Ambas opciones son más estables que el CMg, razón por la que grandes generadores optan por PPAs.

El cambio propuesto origina dos casos para pequeños generadores residenciales que inyectan excedentes: (i) que la valorización de estos excedentes no supere el cargo por energía, haciendo que el posible cambio en la ley le sea indiferente, ya que abona todo su excedente; o (ii) que la

valorización de los excedentes inyectados sea mayor que el cargo por energía, caso en el que el propietario estaría inyectando energía, inyección que si persiste en el tiempo, no tendría ninguna retribución económica.

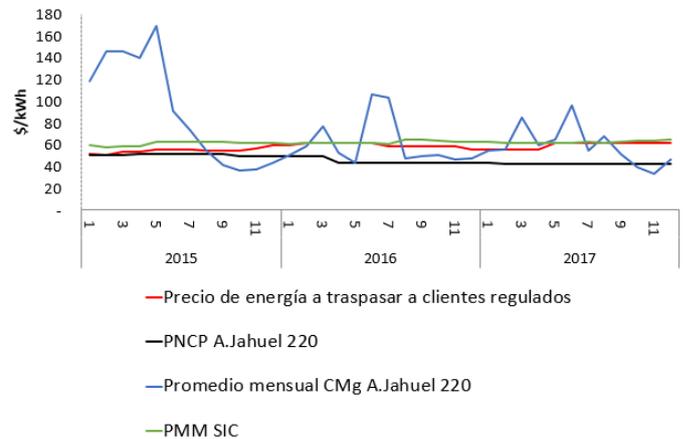


Figura 1: Comparación entre precio regulado, PNCP, CMG y PMM (Fuente: CNE, Coordinador)

Distinto puede ser el caso de una pyme, ya que al aumentar la capacidad máxima que se puede instalar, existe mayor holgura al momento de planificar su inversión en autogeneración para consumo propio. Sin embargo, el hecho de no recibir un pago por el excedente puede afectar directamente la viabilidad del negocio, eliminando los incentivos a sobre instalarse. En este sentido, el mayor golpe lo recibirán las pymes con sobrecapacidad de generación ya instalada, respecto de su consumo, empresas que esperaban recibir ingresos por venta de excedentes.

En el caso de empresas medianas, como por ejemplo supermercados, esta ley resulta atractiva, ya que al no ser la venta de energía su giro principal, el hecho de poder abonar los excedentes en distintas propiedades implica que, al instalar generación en una de las propiedades es posible abastecer otras propiedades ubicadas en la misma zona de concesión.

De enero de 2015 a diciembre de 2017, se han más que quintuplicado los kW instalados en generación residencial¹. De cambiarse la ley y de reducirse dicho proceso, será evidente el origen, ya que en muchos casos el retorno de la inversión en autogeneración mediante ERNC contabiliza los ingresos por ventas de excedentes. Los clientes deberán instalar una potencia más conservadora, que les permita únicamente el autoconsumo, intentando cubrir la mayor parte de este. Clientes que se encuentren en el límite pagarán un remanente de cargo por energía a la distribuidora o, en su defecto, inyectarán energía que no se les pagará de ninguna forma.

La tendencia mundial en el ámbito de la distribución es generar condiciones para una proliferación de agentes, incluidos los prosumers (productor/consumidor), aprovechando los recursos distribuidos en la forma más económica y segura posible. ¿Estaremos generando las condiciones adecuadas con este cambio legal? Se ha producido una variada discusión entre agentes del sector cuestionando el cambio legal.

¹ Página 17 de Anuario SEC, disponible en http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,6776093&_dad=portal&_sch_ema=PORTAL

Análisis de operación

Generación

En el mes de enero, la generación total del SING fue de 1.743 GWh/mes, un 9% mayor a enero de 2017 (1.594 GWh/mes). La generación máxima bruta fue de 2.801 MW el día 20, mientras que la mínima fue de 1.433 MW el día 23.

La participación de la generación en base a GNL aumentó en un 3% de diciembre de 2017 a enero de 2018. En cuanto a la participación diésel, esta disminuyó un 3%. Por su parte, la generación eólica, solar y a carbón se mantuvieron constantes con respecto al mes anterior.

En enero estuvo en mantenimiento mayor la unidad CTM2 (24 días, 173 MW) de Engie.

La generación total del SIC en el mes de enero fue de 4.469 GWh/mes, un 6% menor que en enero de 2017 (4.748 GWh/mes). La máxima generación bruta fue de 8.218 MW el día 29, mientras que la mínima fue de 4.524 MW el día 1 del mes.

La participación de generación en base a carbón aumentó en un 2% y el GNL en un 7%, en comparación a diciembre de 2017. La participación solar y eólica se mantuvieron constante con respecto al mes anterior, mientras que la generación con otras centrales térmicas aumentó en un 2%. Finalmente, la generación hidráulica disminuyó en un 11% respecto a diciembre de 2017.

Por su parte, durante enero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales Ralco (6 días, 690 MW) de Enel Generación, Los Pinos (13 días, 104 MW) de Colbún, Guacolda 4 (22 días, 152 MW) de AES Gener, y la central Nueva Renca (27 días, 380 MW) de AES Gener.

Hidrología

Al igual que en el mes de diciembre de 2017, durante enero la energía embalsada en el SIC superó los niveles del año anterior, no obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 63% del promedio mensual histórico (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2017/2018 (abril de 2017 – enero de 2018), el nivel de excedencia observado es igual a 82%, es decir, se ubica entre el 18% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

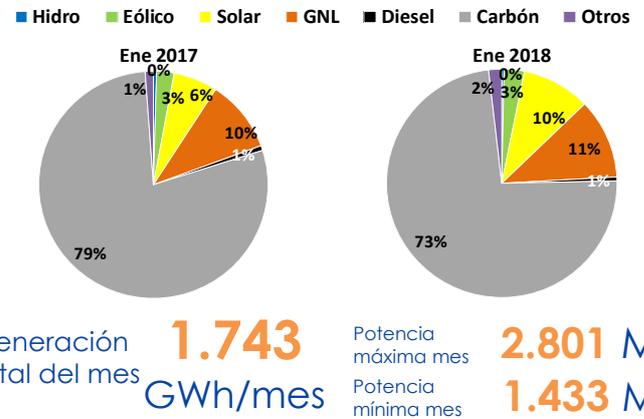


Figura 2: Energía mensual generada en el SING (Fuente: CEN)

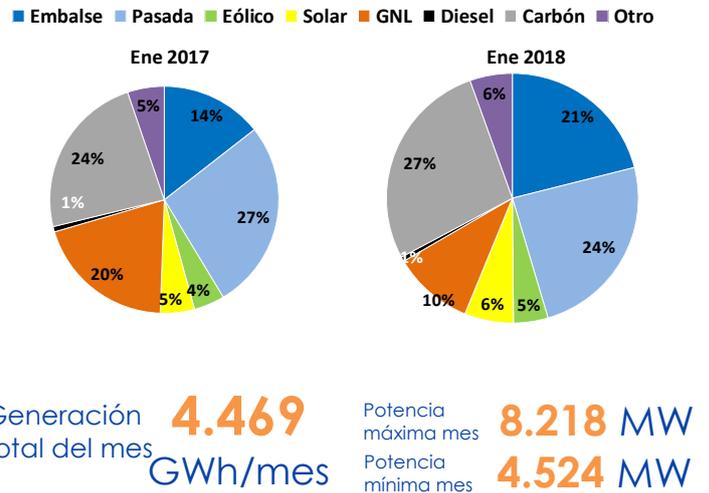


Figura 3: Energía mensual generada en el SIC (Fuente: CEN)

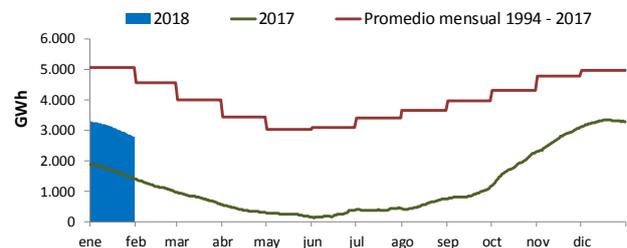


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

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 enero en la barra Crucero 220 fue de 54,2 US\$/MWh, lo cual es 4,1% menor al costo de diciembre de 2017 (56,5 US\$/MWh), y un 11,1% menor respecto a enero de 2017 (61,0 US\$/MWh). Los costos en demanda alta y baja fueron determinados por el carbón, exceptuando algunos días peak que fueron determinados por el diésel, llegando a costos marginales horarios en torno a los 200 US\$/MWh (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal del SIC en enero promedió 50,9 US\$/MWh en la barra Alto Jahuel 220, lo cual es 11,4% mayor respecto a diciembre de 2017 (46,1 US\$/MWh), y un 6,1% menor respecto al mes de enero de 2017 (54,2 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del agua en demanda baja y alta, viéndose muy poca variabilidad de los mismos durante la mayor parte del mes (ver Figura 6).

Durante diciembre* 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 y a las restricciones operativas de algunos transformadores (Figura 7). El total de desacoples del SIC fue de 1.069 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Cardones 220 – N. Cardones 500 (32 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (27 eventos), D. Goyo 220 – P. Azúcar 220 (25 eventos), Nogales 220 – L. Vilos 220 (16 eventos) y Nva. Cardones 500 – Cumbres 500 (9 eventos) con un desacople promedio de 28,9 US\$/MWh, 25,3 US\$/MWh, 22,4 US\$/MWh, 41,9 US\$/MWh y 33,3 US\$/MWh, respectivamente.

Por su parte, los tramos L. Vilos 220 – L. Palmas (7 eventos) y L. Palmas – Tap M. Redondo 220 (3 eventos), presentaron un desacople promedio de 46,3US\$/MWh y 59,4 US\$/MWh, respectivamente.

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

*Los desacoples correspondientes al mes de enero aún no se han publicado en la página del Coordinador.

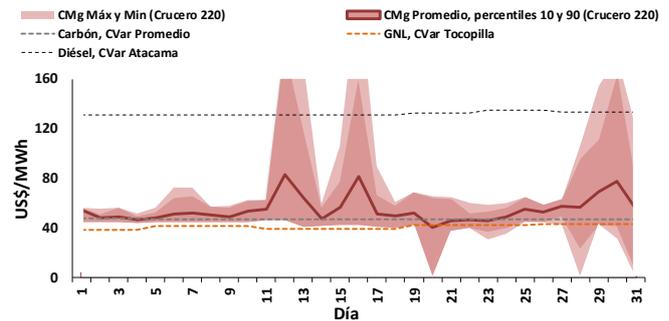


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para el SING (Fuente: CEN)

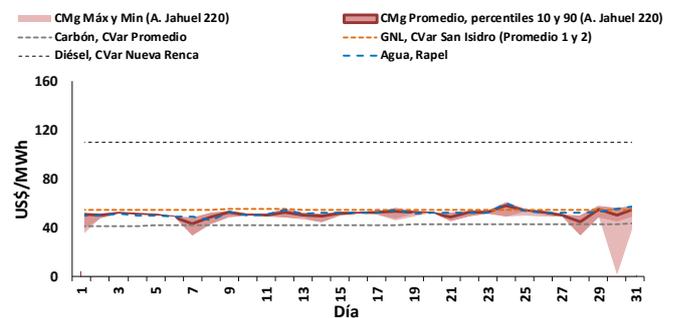


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para el SIC (Fuente: CEN)

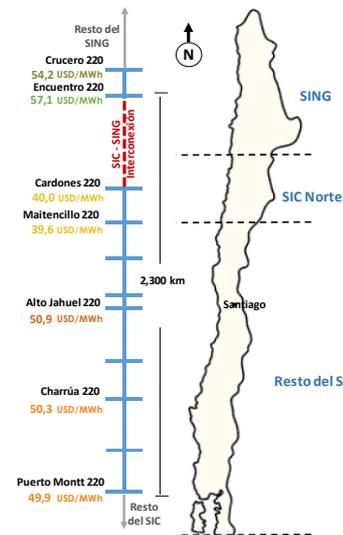


Figura 7: Costo marginal promedio de enero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CARDONES 220 - N.CARDONES 500	283	28,9	L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	23	46,3
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	294	25,3	L.PALMAS 220 - TAPMREDON 220	10	59,4
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	192	22,4	P.COLORADA 220 - DON_HECTOR 220	19	41,7
NOGALES 220 - L.VILOS 220	77	41,9	DON_HECTOR 220 - TAL EL ROMERO	11	74,7
N.CARDONES 500 - CUMBRES 500	116	33,3	CARDONES 220 - D.ALMAGRO 220	1	27,6

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

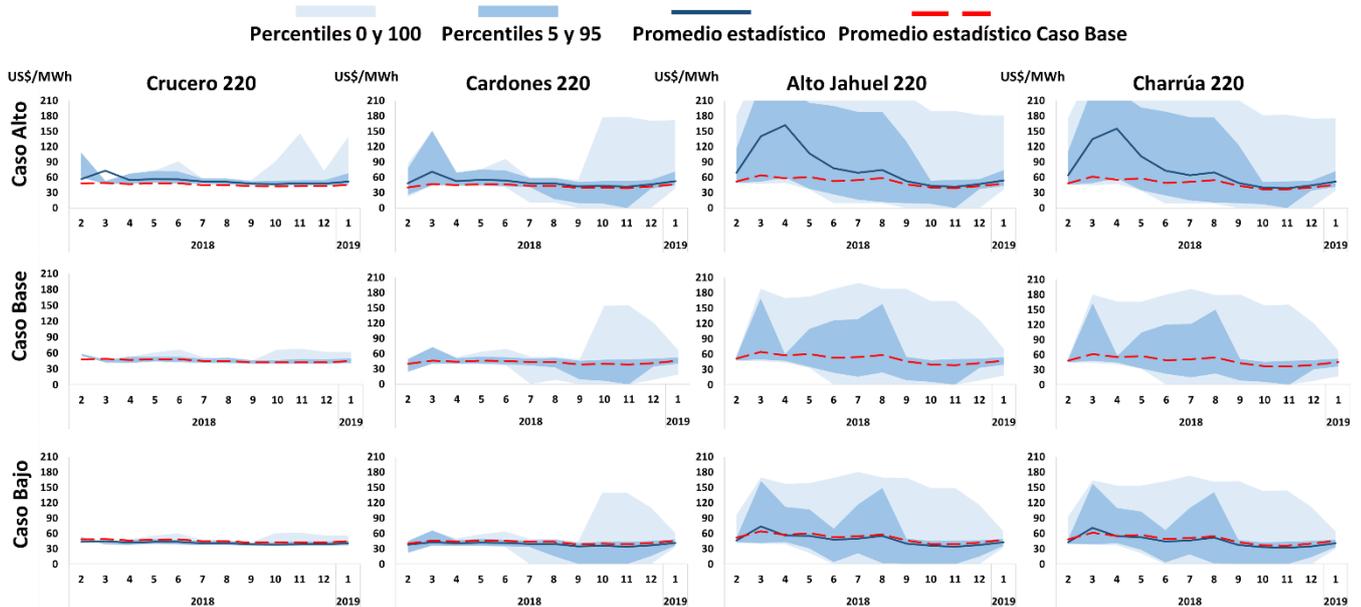


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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 diciembre del 2017. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2017 (Real)	1,2%	1,2%	1,2%	
	2018 (Proyectada)	3,8%	3,8%	3,8%	
	2019 (Proyectada)	2,7%	2,7%	2,7%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	99,6	110,6	121,7
		Angamos	88,2	98,0	107,8
		Tocopilla	94,7	105,2	115,8
		Andina	93,8	104,2	114,6
		Hornitos	94,8	105,3	115,9
		Norgener	91,3	101,5	111,6
	Diesel US\$/Bbl	Tarapacá	88,3	98,1	107,9
		N. Ventanas	99,7	110,8	121,8
		Quintero	80,0	88,9	97,8
		Mejillones	78,5	87,2	96,0
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6,0	6,7	7,4
		Nehuenco	6,4	7,1	7,8
		Nueva Renca	6,3	7,0	7,7
		Mejillones, Tocopilla Kelar	4,5 9,2	5,0 10,3	5,5 11,3

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 1.479 MW de nueva capacidad, de los cuales 449 MW son solares, 500 MW eólicos, 78 MW hídricos y 452 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 enero, Enel Generación disminuyó su aporte hidráulico y GNL, aumentando su generación diésel y carbón con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su generación hidráulica, diésel y a carbón, aumentando su aporte GNL, mientras que AES Gener aumentó su generación diésel, disminuyendo el aporte GNL, hidráulico y a carbón. Guacolda disminuyó su generación a carbón, mientras que Engie aumentó su aporte de carbón y GNL, disminuyendo la generación diésel. Tamakaya disminuyó su generación diésel, aumentando su generación GNL.

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

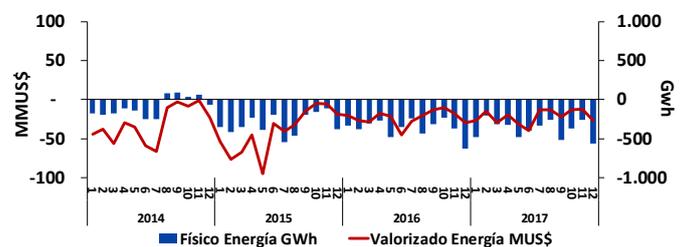
Enel Generación

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Pasada	327	324	289
Embalse	514	870	632
GNL	357	104	103
Carbón	194	78	274
Diésel	8	17	18
Eólico	10	9	7
Total	1411	1402	1324

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Dic 2017	Ene 2018	
Bocamina (prom. I y II)	46,3	46,6	
San Isidro GNL (prom. I y II)	53,1	54,4	
Taltal Diesel	66,6	66,6	
Atacama Diesel (TG1A+TG18+TV1C)	134,8	129,0	
Celta Carbón (CTTAR)	42,6	42,6	

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	1402
Total Retiros (GWh)	1967
Transf. Físicas (GWh)	-566
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27

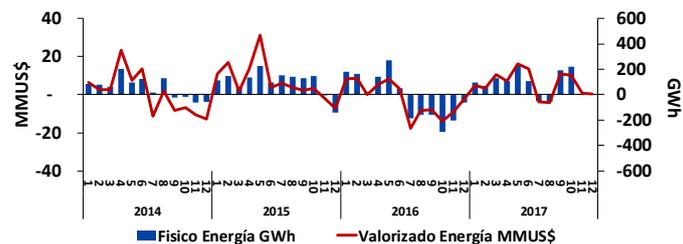


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Pasada	184	221	165
Embalse	169	425	293
Gas	0	0	0
GNL	413	14	367
Carbón	241	252	248
Diesel	3	7	0
Eólico	0	0	0
Total	1.012	918	1.073

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Dic 2017	Ene 2018	
Santa María	31,2	31,2	
Nehuenco GNL (prom. I y II)	2,7	2,7	
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	88,7	94,5	

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	918
Total Retiros (GWh)	917
Transf. Físicas (GWh)	1
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,5



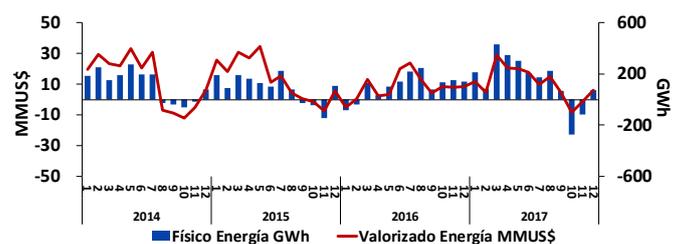
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Pasada	175	165	144
Embalse	0	0	0
GNL	172	44	2
Carbón	1.106	1.367	1.214
Diésel	1	0	1
Eólico	0	0	0
Total	1.454	1.576	1.361

*Incluye Cochrane y Angamos entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Dic 2017	Ene 2018	
Ventanas prom. (prom. I y II)	44,5	44,6	
N. Ventanas y Campiche	46,3	47,7	
Nueva Renca GNL	54,4	55,8	
Angamos (prom. 1 y 2)	42,0	43,5	
Norgener (prom. 1 y 2)	43,8	43,7	

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	1.576
Total Retiros (GWh)	1.504
Transf. Físicas (GWh)	72
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6

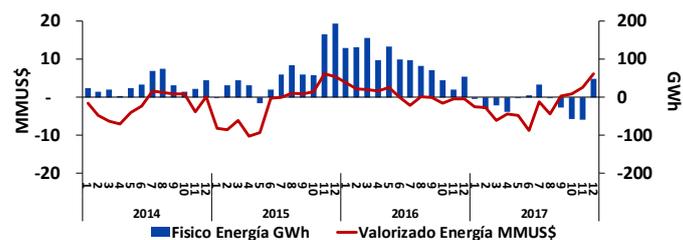


Guacolda

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Pasada	0	0	0
Embalse	0	0	0
Gas	0	0	0
GNL	0	0	0
Carbón	306	338	284
Diesel	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	306	338	284

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
Central	Dic 2017	Ene 2018	
Guacolda I y II	38,3	39,9	
Guacolda III	37,4	39,6	
Guacolda IV y V	38,0	38,3	

Transferencias de Energía Dic 2017	
Total Generación (GWh)	338
Total Retiros (GWh)	289
Transf. Físicas (GWh)	49
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6

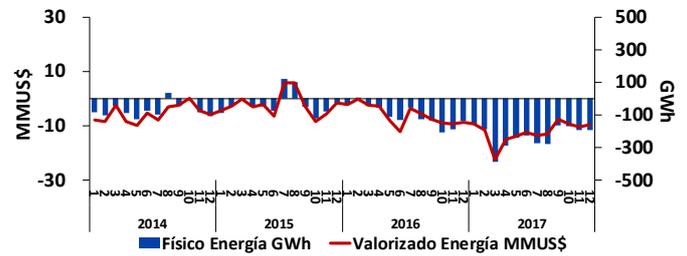


Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)	Ene 2017 Dic 2017 Ene 2018		
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Diesel	2	4	2
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	529	432	485
Gas Natural	98	108	112
Hidro	4	3	4
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	633	548	602

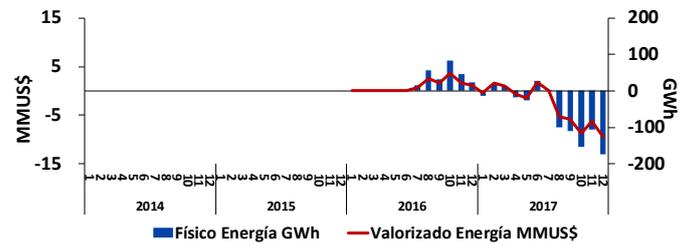
Costos Variables promedio (US\$/MWh)	Central Dic 2017 Ene 2018		
	Dic 2017	Ene 2018	
Andina Carbón	45,9	44,3	
Mejillones Carbón	50,5	48,4	
Tocopilla GNL	44,5	40,7	
Transferencias de Energía Dic 2017			
Total Generación (GWh)			543
Total Retiros (GWh)			735
Transf. Físicas (GWh)			-192
Transf. Valorizadas (MUSS)			-9.736



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)	Ene 2017 Dic 2017 Ene 2018		
	Ene 2017	Dic 2017	Ene 2018
Diesel	0	37	0
Fuel Oil Nro. 6	0	0	0
Diesel + Fuel Oil	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	65	30	79
Hidro	0	0	0
Petcoke	0	0	0
Carbón + Petcoke	0	0	0
Total	65	68	79

Costos Variables prom. (US\$/MWh)	Central Dic 2017 Ene 2018		
	Dic 2017	Ene 2018	
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	72,8	72,0	
Transferencias de Energía Dic 2017			
Total Generación (GWh)			68
Total Retiros (GWh)			241
Transf. Físicas (GWh)			-173
Transf. Valorizadas (MUSS)			-9.536



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 enero de 2018, es de 83,0 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 2).

En la Tabla 3 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 2 y 3 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 enero de 2018 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel	81,2	19.081
Panguipulli	Enel Green Power	120,8	565
Puyehue	Enel Green Power	97,6	160
Colbún	Colbún	85,2	6.932
Pelumpén	Colbún	84,7	380
Aes Gener	Aes Gener	80,8	5.601
Guacolda	Aes Gener	69,8	900
Engie	Engie	94,5	4.546
Monte Redondo	Engie	109,7	303
Amunche Solar	First Solar	66,5	110
SCB II	First Solar	69,3	88
Aela Generación	Aela Generación	81,3	770
Diego de Almagro	Prime Energía	112,5	220
I.Cabo Leones	EDF Energy/ Ibereólica	91,6	195
Chungungo	SunEdison	88,6	190
San Juan	Latin America Power	101,5	240
Santiago Solar	Andes Mining & Energy	79,6	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	116,1	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	112,9	60
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	116,1	40
Abengoa	Abengoa Chile	99,4	39
E Eléctrica Carén	Latin America Power.	109,8	49
Acciona	Acciona	96,1	240
SPV P4	Sonnedix	97,9	20
Precio Medio de Licitación Sistema		84,5	40.932

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	
Chilectra	69,6	15.226	
Chilquinta	94,1	3.724	
EMEL	87,7	950	
CGED	100,9	13.336	
SAESA	78,0	5.133	
EMEL-SING	86,1	2.562	
Precio Medio de Licitación Sistema		84,5	40.932

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a diciembre de 2017, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.591 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 330 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 1.079 GWh, es decir, se superó en un 237% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de diciembre 2017 es 24% mayor a la reconocida en diciembre 2016 (869 GWh) y 79% mayor a la reconocida en diciembre 2015 (602 GWh) (Figura 9).

La mayor fuente de ERNC en el mes de diciembre correspondió a energía solar con un 47% de participación, seguida por generación eólica (26%), hidráulica (17%) y biomasa (10%). Desde marzo de 2017 comenzó a inyectarse energía geotérmica al sistema, con un aporte de 5,2 GWh durante el mes de diciembre.

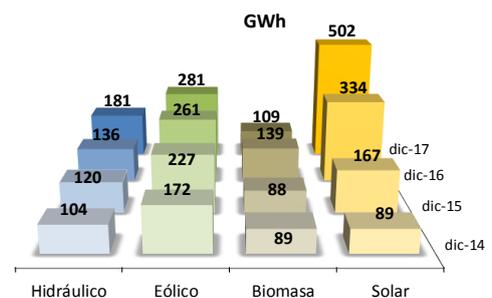


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN).

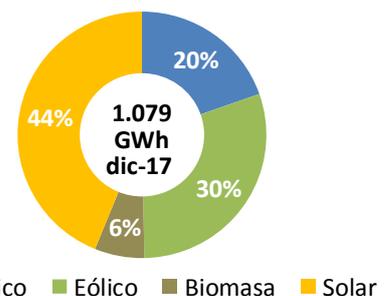


Figura 10: Generación ERNC reconocida en diciembre 2017 (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 914 CNE* (26-12-2017) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.299 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 17% corresponde a tecnología solar (401 MW), un 46% a tecnología hidráulica (1.057 MW), un 20% a tecnología térmica (466 MW) y un 16% a tecnología eólica (375 MW).

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

Transmisión

De acuerdo a la carta enviada por INTERCHILE S.A. al Coordinador, se solicita la entrada en operación de la Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV ([ver carta](#)).

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 Pelicano	Solar	100	feb-18
Ancoa	Hidráulica	27	feb-18
PV Cerro Dominador	Solar	100	feb-18
La Mina I	Pasada	17	feb-18
La Mina II	Pasada	17	feb-18
Doña Carmen Solar	Solar	34,5	feb-18
Santiago Solar	Solar	115	feb-18
Cabo Leones I	Eólica	116	feb-18
Convento Viejo	Hidráulica	16	mar-18
Cogeneradora Aconcagua	Térmica	77	mar-18
Punta Sierra	Eólica	82	abr-18
IEM	Térmica	375	jul-18
Sarco	Eólica	170	jul-18
Aurora	Eólica	129	jul-18
Huatacondo	Solar	98	oct-18

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

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

*El Plan de obras correspondiente a enero no se encuentra publicado en la página de la CNE.

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 6.582 MW con una inversión de MMUS\$ 11.719, mientras que los proyectos aprobados totalizan 46.809 MW con una inversión de MMUS\$ 103.361.

En el último mes entraron a calificación los proyectos "Planta Fotovoltaica Rauquén" de 9 MW y MMUS\$ 8.8 de inversión, "Planta Fotovoltaica RTN Solar SpA" de 6 MW y MMUS\$ 6, entre otros. Por otra parte, se aprobaron los proyectos "Avenir La Silla SpA" de 144 MW y MMUS\$ 200, "Proyecto Parque Solar Trichahue" de 9 MW y MMUS\$ 9, entre otros.

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	2.768	6.792	18.369	51.655
GNL	2.145	2.135	5.189	4.936
Eólico	1.206	1.968	9.225	18.801
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	180	97	2.528	6.353
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	194	427	3.865	6.514
Biomasa/Biogás	39	100	484	990
Total	6.582	11.719	46.809	103.361

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- La CNE publicó Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- La CNE publicó en el Diario Oficial convocatoria para la presentación de propuestas de Proyectos de Expansión de la transmisión correspondiente al año 2018 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- El Coordinador publicó la Propuesta de Expansión para los distintos Segmentos de la Transmisión año 2018 ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó el listado de centrales con su generación para el impuesto verde ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó el Balance ERNC preliminar del año 2017 ([ver más](#)).
- El Coordinador publicó un Estudio de Resonancia Subsíncrona en el marco de la interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING ([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

Febrero 2018



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Felipe Zuloaga R. | Líder de proyectos

fzuloaga@system.cl

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.