

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Febrero 2019

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

Modificaciones a ley de generación distribuida y libre competencia

La Ley N° 20.571 sobre generación distribuida o autogeneración tiene como finalidad permitir a los clientes sujetos a tarifas reguladas, que posean capacidad de generación, inyectar sus excedentes a la red de distribución y recibir compensación por ello. El proyecto que modifica dicha Ley introduce cambios en las condiciones bajo las cuales se desarrolla el también denominado Net-billing.

Este proyecto de cambio de Ley fue aprobado por la Cámara de Diputados por votación unánime, y por el Senado con 29 votos a favor y 2 abstenciones en octubre de 2018. Los reglamentos de la ley debieran publicarse dentro de los próximos meses por el Ministerio de Energía.

Los cambios a la Ley se ven reflejados en dos aspectos principales: (i) la capacidad instalada máxima de generación residencial aumenta de 100 kW a 300 kW y; (ii) se amplía el rango de beneficiarios (no sólo usuarios individuales), incluyendo sistemas comunitarios y de propiedad conjunta.

Estos cambios tienen como objetivo fortalecer los incentivos al autoconsumo del mecanismo de Net-billing, delegando el negocio de venta de energía por medios de generación distribuida al régimen PMGD. Lo anterior debido a que, si bien se aumenta la capacidad máxima instalada permitida, sólo pueden optar al descuento clientes residenciales con hasta 20 kW instalados, y personas jurídicas sin fines de lucro con 50 kW instalados. De no cumplir con lo anterior, sólo se puede optar al pago si el sistema está diseñado para autoconsumo.

La Figura 1 muestra la capacidad instalada de generación distribuida anual declarada a la SEC, donde se aprecia que aumenta cada año la generación residencial. Durante el año 2015 se instalaron aproximadamente 1.398 kW de generación residencial, mientras que en el transcurso de 2018 la capacidad declarada a la SEC ascendió a 12.538 kW, para alcanzar una capacidad instalada total de 24,41 MW, equivalente a un 0,1% de la matriz energética chilena a diciembre de 2018 (Fuente: Informe SEC diciembre 2018).

Particularmente, la capacidad instalada durante el año 2018 es mayor que la generación distribuida instalada entre el año 2015 y el año 2017, lo que implica un crecimiento importante en el mercado desde el comienzo de la Ley, previo a las modificaciones recientes.

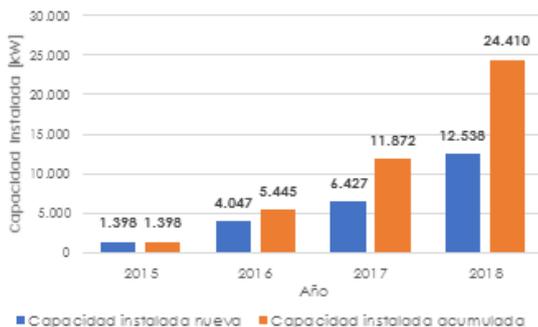


Figura 1: Capacidad instalada de generación distribuida declarada a la SEC. (Fuente: Informe SEC diciembre 2018).

En Chile se permite que las distribuidoras vendan e instalen paneles solares residenciales, lo que podría implicar potenciales riesgos a la libre competencia en el mercado de la generación distribuida. Las eventuales conductas anticompetitivas de las distribuidoras se pueden originar en la posibilidad de beneficiarse de su condición de monopolio y así traspasar parte de su poder de mercado al negocio

competitivo. Por ejemplo, las distribuidoras que prestan el servicio completo de generación distribuida, incluyendo el proceso de tramitación de los permisos, podrían tener ventajas respecto a otros proveedores e instaladores. Dichas ventajas se pueden originar en el uso de información privilegiada; entorpecimiento de tramitación para procesos de instalación por otros agentes del mercado y; reducción temporal de precios mediante un subsidio cruzado, en base a réditos del negocio regulado de distribución de energía lo que podría ser posible en caso de no haber una separación contable entre el negocio regulado y el competitivo.

En este contexto, la Fiscalía Nacional Económica (FNE), respondiendo a denuncias de faltas a la libre competencia en dicho mercado, formuló una recomendación normativa al Ministerio de Energía para asegurar la libre competencia en el mercado de generación distribuida a nivel residencial.

Las tres sugerencias de la Fiscalía son: (i) las distribuidoras deben participar del net-billing mediante una filial o que lleven contabilidad separada para esa unidad de negocio; (ii) las distribuidoras no deben efectuar ofertas personalizadas de equipos o servicios a clientes, utilizando información que no sea pública para el resto de los comercializadores y; (iii) debe establecerse un plazo para que la distribuidora proporcione el medidor bidireccional a quienes quieren conectarse a la red, o en su defecto, se establezca un régimen de tarifas reguladas si el medidor es adquirido directamente con la distribuidora.

Es interesante que la FNE informa que existen al menos 45 empresas instaladoras en el proceso de tramitación, dentro de un universo de 49 empresas ya reconocidas como instaladoras (sin considerar instaladores que no reconocen participación en una empresa). La Fiscalía reporta que no existe evidencia alguna de demoras por parte de la distribuidora frente a solicitudes de conexión de otros comercializadores. En base a estos antecedentes, la Fiscalía descarta conductas anticompetitivas en el mercado de generación distribuida residencial², considerando dicha conclusión, ¿Qué tan relevante es alinearse con las sugerencias de la FNE?

Para ello es importante comparar lo que está planteando la Fiscalía con lo que propone el CEER³ y el MIT⁴. El CEER postula que las empresas de distribución solo pueden participar del mercado de generación distribuida en caso de que exista beneficio luego de un análisis de costo-beneficio.

Por su parte, el MIT recomienda que las distribuidoras se mantengan fuera de este mercado. En los mercados en que estas tengan participación, se deberán tomar los resguardos regulatorios necesarios para evitar que se ejerza poder de mercado.

Si bien la FNE y el MIT sugieren separación contable para participar de este mercado, y el CEER solo lo aprueba si existen beneficios económicos, todas se alinean en solicitar una fuerte regulación del mercado para que puedan participar las distribuidoras, evitando que saquen ventajas desde su posición monopólica.

El mercado de la generación distribuida residencial comienza a crecer en Chile y es necesario tomar resguardos suficientes para que se desarrolle en un ambiente totalmente competitivo. Lo anterior con el objeto de que los clientes puedan participar del Net-billing bajo precios competitivos, de manera de capturar de la forma más eficiente posible los beneficios que la integración de estas nuevas tecnologías incorporan tanto al sistema como a los clientes.

² <http://www.fne.gob.cl/fne-envia-recomendacion-normativa-al-gobierno-para-impulsar-la-competencia-en-el-mercado-de-generacion-particular-de-energia/>

³ https://www.ceer.eu/en_US/eeer_consult/closed_public_consultation_s/crosssectoral/pc_the_future_role_of_dsos

⁴ <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

¹ http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33.6788098.33_6898799&dad=portal&schema=PORTAL

Análisis de operación

Generación

En el mes de enero la generación total del SEN fue de 6.538 GWh/mes, un 0,7% mayor a diciembre de 2018 (6.494 GWh/mes) y un 5,5% mayor que enero de 2018 (6.196 GWh/mes).

La participación de la generación hidroeléctrica, solar, eólica y de otras fuentes disminuyó en un 4%, 1%, 1%, y 1%, respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación del carbón y GNL aumentaron en un 2% y 5%, respectivamente, en relación con el mes de diciembre.

Durante enero estuvieron en mantenimiento las unidades Nueva Ventanas (249 MW, 26 días), Nueva Renca GNL (379 MW, 2 días), San Isidro GNL (778 MW, 18 días), Tocopilla U-16 Diésel (41 MW, 6 días) y Tocopilla U-16 GNL (397 MW, 6 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 10.516 MW el día 28, la mínima fue de 6.612 MW el día 1 y el promedio fue de 8.788 MW. La figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de enero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

Al igual que en el mes de diciembre de 2018, durante enero 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 75% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – enero de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 83%, es decir, se ubica entre el 17% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SIC-SING.

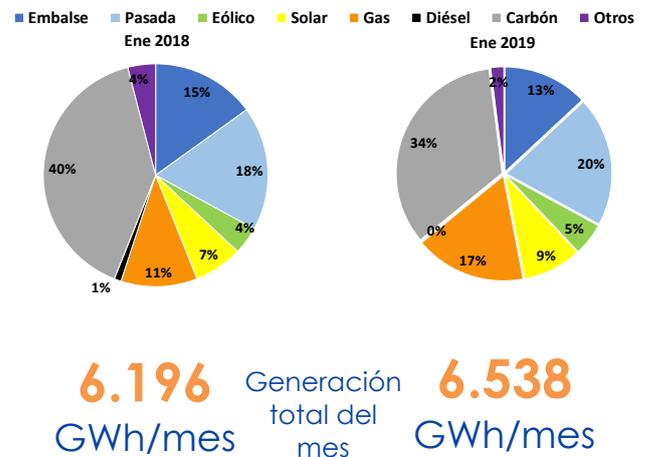


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

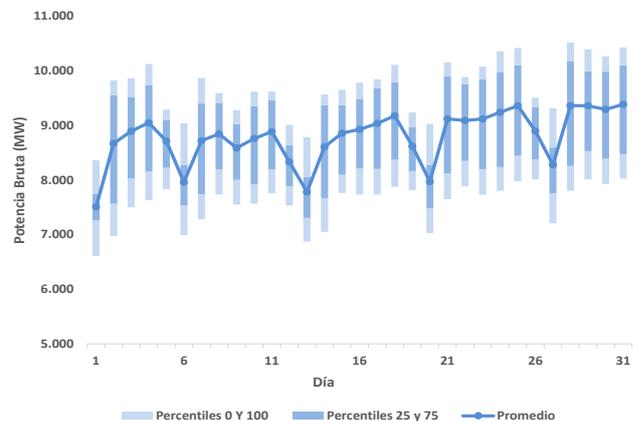


Figura 3: Generación bruta del SEN enero 2018 (Fuente: CEN)

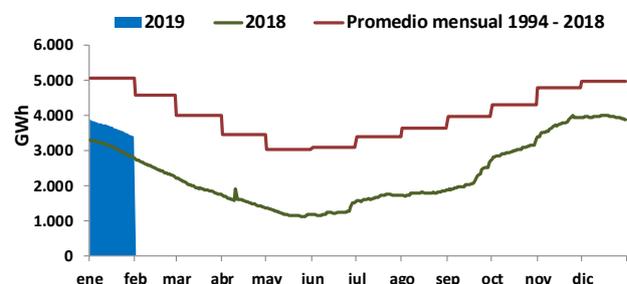


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En enero el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 51,4 US\$/MWh, lo cual es un 0,4% menor al costo de diciembre de 2018 (51,6 US\$/MWh), y un 7,2% menor respecto a enero de 2018 (54,4 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos por sobre los 120 US\$/MWh y múltiples escenarios de vertimiento (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 61,3 US\$/MWh, lo cual es un 14,3% mayor con respecto a diciembre de 2018 (53,6 US\$/MWh) y un 20,4% mayor con respecto a enero de 2018 (50,9 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el diésel en demanda alta. Se observaron altos costos variables del agua, llegando incluso a los 170 US\$/MWh (ver Figura 6).

Durante enero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y centro – sur del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 871 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron D. Almagro 220 – D. Almagro 110 (26 eventos), P. Azúcar – P. Colorada (29 eventos), L. Vilos – L. Palmas (24 eventos), Cautín 220 - Tap Rio Toltén 220 (12 eventos), Don Goyo – P. Azúcar (16 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (15 eventos) con un desacople promedio de 36,5 US\$/MWh, 13,6 US\$/MWh, 25,4 US\$/MWh, 44,5 US\$/MWh, 15 US\$/MWh y 0,2 US\$/MWh, respectivamente.

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

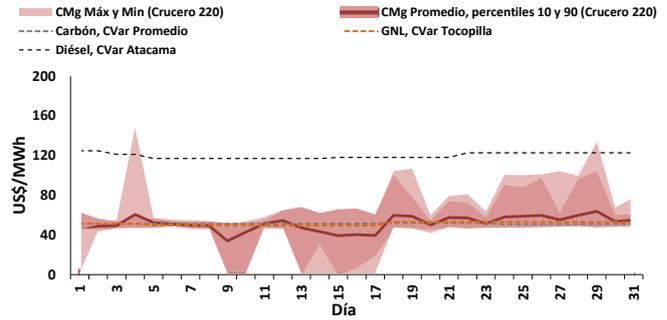


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Crucero 220 (Fuente: CEN)

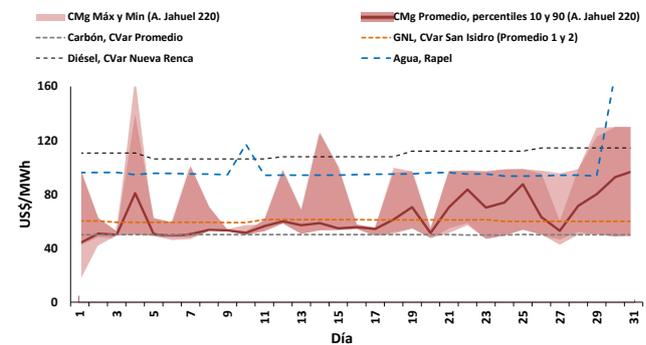


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

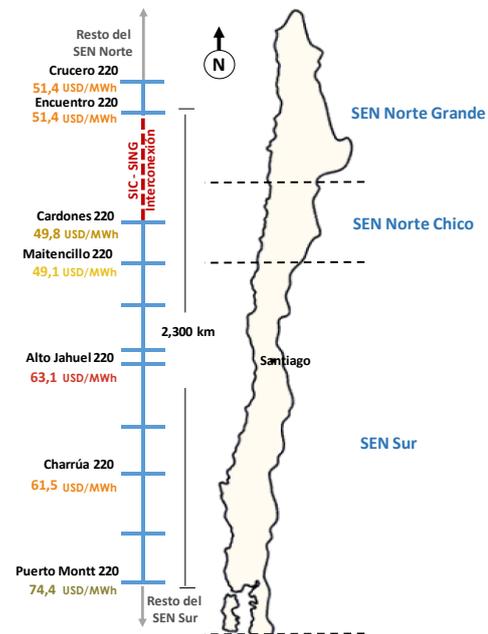


Figura 7: Costo marginal promedio de enero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 1: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	215	36,5	D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	28	0,2
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	172	13,6	NOGALES 220 - L.VILOS 220	21	24,3
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	157	25,4	RAHUE 220 - AURORA 220	12	35,9
CAUTIN 220 - TAP RIOTOLTEN 220	114	44,5	CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	5	26,9
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	78	15,0	DON_HECTOR 220 - TAP EL ROMERO 220	2	53,0

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

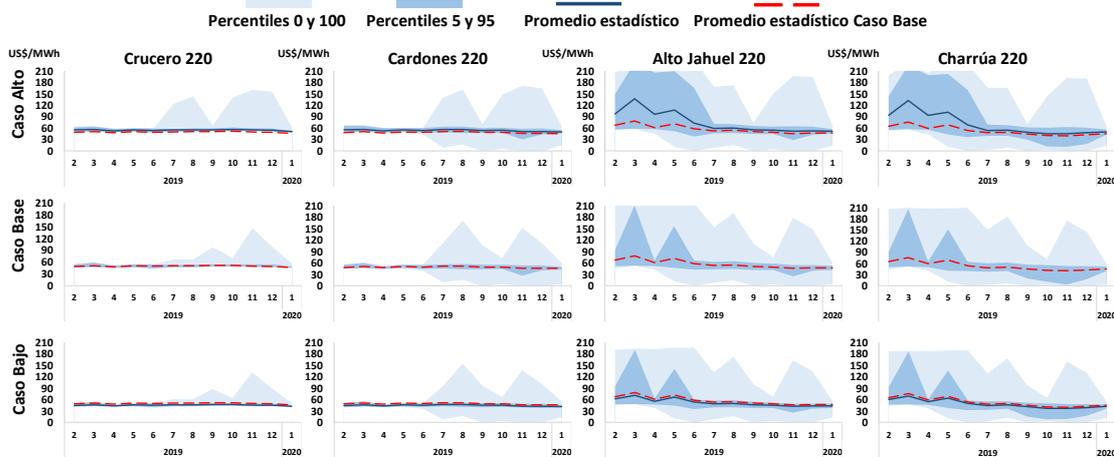


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. 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.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 238 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 82 MW eólicos, 16 MW de pasada.

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%).

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2018 (Real)	2,9%	2,9%	2,9%	
	2019 (Proyectada)	3,0%	3,0%	3,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	107,7	119,6	131,6
		Angamos	100,2	111,4	122,5
		Tocopilla	107,8	119,8	131,8
		Andina	90,4	100,4	110,5
		Hornitos	89,7	99,7	109,7
		Norgener	101,8	113,1	124,4
		Tarapacá	93,5	103,8	114,2
	N. Ventanas	109,3	121,4	133,6	
	Diesel US\$/bbl (Quintero)	Quintero	91,5	101,7	111,8
		Mejillones	91,7	101,9	112,1
San Isidro		5,4	6,0	6,6	
GNL US\$/MMBtu	Nehuenco	7,5	8,3	9,1	
	Nueva Renca	5,3	5,9	6,4	
	Mejillones, Tocopilla	4,4	4,9	5,4	
	Kelar	9,3	10,3	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 Coordinador, 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.

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, de acuerdo con su operación en el SEN.

En enero, Enel Chile disminuyó su generación hidráulica, solar y eólica, pero aumentó su generación térmica. AES Gener se comportó de manera contraria a Enel, aumentando su generación hidráulica y térmica (carbón y gas). Colbún aumentó su generación a gas, disminuyendo su generación hidráulica y a carbón. Engie y Tamakaya disminuyeron su generación térmica.

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

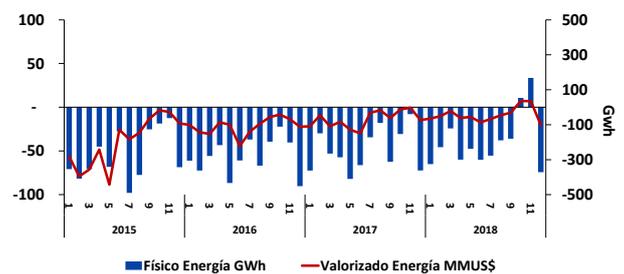
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2018	Dic 2018	Ene 2019
Diésel	10	2	3
Carbón	274	120	252
Gas Natural	124	42	56
Hidro	956	1.066	829
Solar	105	106	99
Eólico	137	167	155
Total	1.606	1.502	1.392

*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Dic 2018	Ene 2019
Bocamina (prom. I y II)	53,8	54,2
San Isidro GNL (prom. I y II)	60,4	60,2
Taltal Diesel	208,2	188,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	147,9	133,6
Celta Carbón (CTTAR)	42,3	42,3

Transferencias de Energía diciembre 2018	
Total Generación (GWh)	1.502
Total Retiros (GWh)	1.874
Transf. Físicas (GWh)	-371
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-20

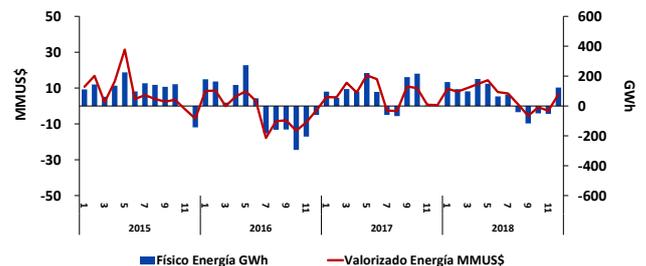


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2018	Dic 2018	Ene 2019
Diésel	0	4	9
Carbón	248	228	215
Gas Natural	367	288	719
Hidro	459	552	450
Solar	0	31	28
Eólico	0	0	0
Total	1.073	1.103	1.421

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Dic 2018	Ene 2019
Santa María	40,3	40,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)	60,6	60,6
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	111,9	113,0

Transferencias de Energía diciembre 2018	
Total Generación (GWh)	1.103
Total Retiros (GWh)	980
Transf. Físicas (GWh)	123
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



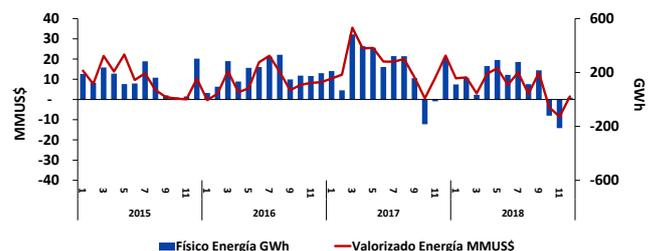
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Ene 2018	Dic 2018	Ene 2019
Diésel	1	0	0
Carbón	1.498	1.450	1.416
Gas Natural	2	4	4
Hidro	144	127	152
Solar	6	8	6
Eólico	0	0	0
Otro	2	0	0
Total	1.653	1.589	1.578

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Dic 2018	Ene 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)	55,2	55,3
N. Ventanas y Campiche	51,7	51,7
Angamos (prom. 1 y 2)	45,1	45,1
Guacolda III	46,2	46,7
Norgener (prom. 1 y 2)	47,8	47,8

Transferencias de Energía diciembre 2018	
Total Generación (GWh)	1.589
Total Retiros (GWh)	1.575
Transf. Físicas (GWh)	14
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



Análisis por empresa

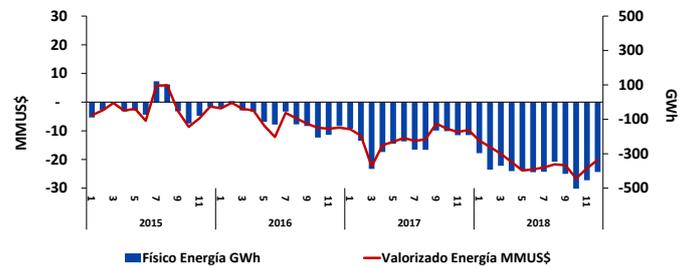
Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2018	Dic 2018	Ene 2019
Diésel	2	1	0
Carbón	485	295	322
Gas Natural	112	92	56
Hidro	4	5	4
Solar	2	0	0
Eólico	0	0	0
Total	604	392	382

*Considera Andina y Hornitos

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Dic 2018	Ene 2019
Andina Carbón		46,9	48,3
Mejillones Carbón		54,5	55,4
Tocopilla GNL		44,5	48,5

Transferencias de Energía diciembre 2018		
Total Generación (GWh)		392
Total Retiros (GWh)		798
Transf. Físicas (GWh)		-406
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-20

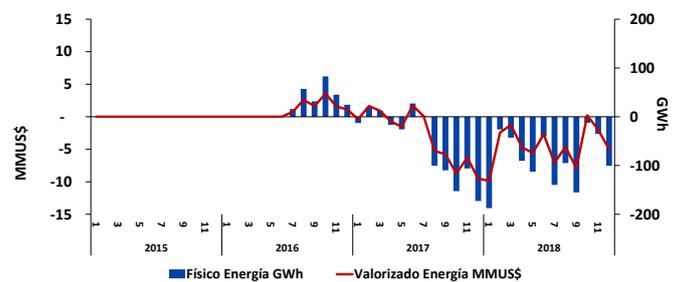


Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ene 2018	Dic 2018	Ene 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	79	141	33
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	79	142	33

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Dic 2018	Ene 2019
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)		73,0	75,6

Transferencias de Energía diciembre 2018		
Total Generación (GWh)		142
Total Retiros (GWh)		242
Transf. Físicas (GWh)		-100
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-5



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 2019, es de 91,0 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 enero de 2019 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 Chile	86,0	19.081
Panguipulli	Enel Chile	125,8	565
Puyehue	Enel Chile	100,9	160
Colbún	Colbún	85,3	6.932
Pelumpén	Colbún	88,2	380
Aes Gener	Aes Gener	89,4	5.601
Guacolda	Aes Gener	79,5	900
Engie	Engie	102,2	7.570
Monte Redondo	Engie	112,6	303
Amunche Solar	First Solar	68,7	110
SCB II	First Solar	71,7	88
E Eléctrica Carén	Latin America Power	114,0	85
Norvind	Latin America Power	117,4	25
I.Cabo Leones	Iberefónica / EDF EN	94,7	195
Chungungo	Atlas Renewable Energy	92,3	190
San Juan	Latin America Power	106,3	420
Santiago Solar	AME / EDF EN	82,9	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	119,1	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	117,5	60
Abengoa	Abengoa Chile	117,9	514
Diego de Almagro	Prime Energía	115,4	220
El Campesino	Generadora Metropolitana	98,3	2.000
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	120,9	40
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,1	768
Acciona	Acciona	100,0	600
SPV P4	Sonnedix	101,9	20
Precio Medio de Licitación Sistema		91,0	47.029

* Precios en Barra de Suministro

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a enero de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Enel Distribución	77,0	17.098	84,2
Chilquinta	98,8	4.122	97,4
EMEL	90,2	3.704	94,5
CGED	107,2	16.072	96,2
SAESA	82,9	6.034	90,1
Precio Medio de Licitación Sistema	91,0	47.029	91,0

* Precios en Barra de Suministro

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a diciembre de 2018, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.989 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 406 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante diciembre fue igual a 1.397 GWh, es decir, se superó en un 244% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de diciembre 2018 fue un 29,5% mayor a la reconocida en diciembre 2017 (1.078 GWh) y un 60,8% mayor a la reconocida en diciembre 2016 (869 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes solares que representan un 49% (688 GWh) seguido por aportes hidráulicos con un 29% (395 GWh), luego los aportes eólicos con un 12% (174 GWh) y finalmente la biomasa representó un 10% (78 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 0% (4 GWh).

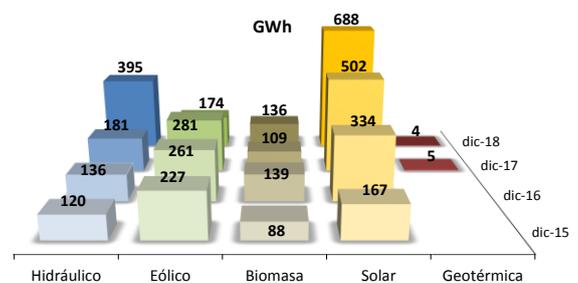


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

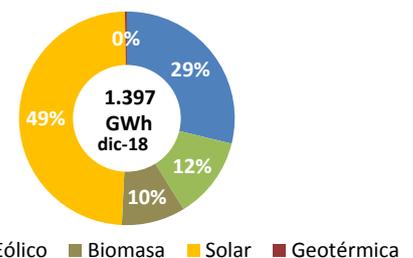


Figura 10: Generación ERNC reconocida en diciembre 2018 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 26 CNE (21-01-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.744 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 38% corresponde a tecnología hidráulica (1.047 MW), un 287% a tecnología eólica (742 MW), un 22% a tecnología térmica (589 MW) y un 13% a tecnología solar (367 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 y la Tabla 6 resumen los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

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
Aconcagua	Cogeneración	42	feb-19
Convento Viejo	Pasada	16	feb-19
Punta Sierra	Eólica	82	feb-19
Huatacondo	Solar	98	abr-19

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

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Pan de Azúcar- Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	jun-19

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

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 5.292 MW con una inversión de MMUS\$ 8.129, mientras que los proyectos aprobados totalizan 49.010 MW con una inversión de MMUS\$ 106.357.

En el último mes se aprobaron los proyectos "Parque Eólico Litueche" de 138 MW y MMUS\$ 150, "Parque Solar Miracea" de 9 MW y MMUS\$ 13, entre otros. Por su parte, entraron en calificación los proyectos "Parque Eólico Kosten Aike" de 36 MW y MMUS\$ 62, "Proyecto Fotovoltaico Alcones" de 90 MW y MMUS\$ 120, 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	2.235	3.022	19.199	53.096
GNL	1.127	1.530	5.753	5.393
Eólico	1.426	2.646	9.987	19.880
Carbón	0	0	7.030	13.603
Diésel	241	113	2.558	6.380
Geotérmica	50	200	120	510
Hidráulica	213	619	3.900	6.574
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Total	5.292	8.129	49.010	106.357

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Aprueba Bases del Estudio de Costos de Servicios Complementarios ([ver más](#)).
- Proceso de modificación a la Norma Técnica de Netbilling estuvo en consulta pública ([ver más](#)).
- Proceso de modificación a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGDs estuvo en consulta pública ([ver más](#)).
- Aprueba informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios Nudo de corto Plazo de enero 2019 ([ver más](#)).
- Aprueba Informe Técnico Preliminar que aprueba el Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó la propuesta de expansión de la transmisión 2019 ([ver más](#)).

Panel de Expertos

- Discrepancia N03-2019: Discrepancia contra Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía ([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 2019



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.