

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

## Diciembre 2019

### Contenido

---

Editorial	2
Análisis de operación	4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

## Principales hitos del 2019 y desafíos para el 2020

El 2019 fue sin duda un año noticioso para el sector eléctrico, con una serie de acontecimientos que se hicieron parte de la agenda nacional, de los cuales se destacan los siguientes:

- **Reforma de distribución:** a principios de año se desató la polémica relacionada a la obligatoriedad de instalación y costeo de equipos de medición inteligente por parte de los clientes finales, cuya inversión total se estimó en cerca de US\$1.000 millones<sup>1</sup>. A pesar de que había consenso entre la industria y la autoridad, no se estudiaron ni se lograron socializar en la opinión pública los beneficios de esta nueva tecnología. El desenlace de dicha polémica fue la modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Servicios de Distribución para revertir el requerimiento de obligatoriedad y la aceleración de la reforma del segmento de distribución, separando esta en una ley "corta" (hoy vigente) y otra "larga" a ser discutida durante el año 2020. Dicha reforma breve persiguió aplacar el descontento ciudadano disminuyendo la tasa de rentabilidad de las concesionarias, entre otros cambios sobre los cuales había mayor consenso. Sin embargo, durante la discusión de la ley corta se presentaron indicaciones relativas a la rentabilidad asociada a los pagos por potencia, al mínimo de potencia conectada para clientes libres, entre otras que finalmente quedaron fuera de la ley, pero que volverán a ser tratadas en la discusión de ley larga de distribución.
- **Plan de descarbonización:** en junio se dio a conocer la primera fase del Plan de Descarbonización, que sumada a los anuncios realizados durante este mes en el marco de la COP25 en Madrid, totalizan 10 centrales termoeléctricas a carbón a ser retiradas del SEN a 2024, equivalentes a 1.300 MW de capacidad instalada<sup>2</sup>. Dicho plan, que además tiene como meta el retiro de la totalidad de estas centrales al 2040, corresponde al primer acuerdo entre la autoridad y las empresas de generación, estableciendo un hito para el sector eléctrico en dirección a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Las centrales en retiro podrán acogerse a un nuevo estado operativo de Reserva Estratégica por hasta 5 años<sup>3</sup>, bajo el cual pueden ser convocadas por el Coordinador ante situaciones de emergencia, recibiendo parte de su pago por potencia. Junto con esto, las empresas involucradas anunciaron

planes de inversión por 1.200 MW de capacidad de generación a partir de fuentes renovables no convencionales, a modo de reemplazo de las centrales termoeléctricas en retiro<sup>4</sup>.

- **Estrategia de flexibilidad:** este año el Ministerio de Energía dio inicio al desarrollo de este proceso, el que busca definir un plan de trabajo normativo para el corto y mediano plazo relativo a la flexibilidad del sistema. Cuenta con tres ejes de trabajo: perfeccionamiento del diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible, la revisión del marco regulatorio para sistemas de almacenamiento, y medidas asociadas a la operación flexible del sistema.
- **Mecanismo de estabilización de tarifas:** como medida para responder al descontento ciudadano surgido a mediados de octubre, el Gobierno presentó un proyecto de ley a fin de congelar la componente de energía y distribución de la tarifa de electricidad para clientes regulados, traspasando el riesgo de corto plazo a las empresas de generación. Dicho proyecto, aprobado a fines de octubre, deja sin efecto el alza de 9,2% del último decreto de Precio de Nudo, así como futuras alzas durante 2020. Además, el mecanismo permitirá estabilizar los precios más allá del 2020 adelantándose a la baja esperada con motivo de la entrada en vigencia de los nuevos contratos de suministro a clientes regulados. El gobierno también anunció que la componente de transmisión se estabilizaría sin necesidad de un cambio legal<sup>5</sup>.

Los acontecimientos de este año dejaron en evidencia la alta sensibilidad que poseen los clientes finales a las variaciones en los costos del suministro eléctrico, así como su poca capacidad de hacer frente a los cambios tarifarios. Impera avanzar en otorgar a los consumidores mayor capacidad de incidencia y protagonismo en el marco regulatorio, a fin de que exista una real sintonía con el funcionamiento de un sector de carácter altamente técnico. Asimismo, avanzar en mayor competencia en los distintos segmentos de la industria resulta clave para propiciar la asignación eficiente de los recursos que finalmente aportan los consumidores. En esa línea, son diversos los aspectos sobre los cuales tenemos importantes desafíos por delante como sector, tanto para el 2020 como a lo largo de la década que se asoma.

<sup>1</sup> <https://bit.ly/2sEfh9>

<sup>2</sup> <https://bit.ly/2rdVrtG>, <https://bit.ly/2Q6lWti>

<sup>3</sup> Puede existir una prórroga en la duración del ERE si el Coordinador lo estima necesario para favorecer la seguridad del sistema.

<sup>4</sup> <https://bit.ly/2S9GUKH>, <https://bit.ly/2Z5ZiFs>, <https://bit.ly/2Q667mF>

<sup>5</sup> <https://bit.ly/34B5h6j>, <https://bit.ly/2sqzUP1>

Uno de ellos es la calidad de servicio en distribución, donde a partir de 2020 el requerimiento normativo para el índice de tiempo medio de interrupción de suministro por cliente aumenta su exigencia en un 26% respecto de la exigencia actual<sup>6</sup>. Dicho aumento responde a avanzar hacia la meta definida en la Política Energética Nacional para aquel mismo índice, correspondiente a un aumento en la exigencia del 91% respecto de la exigencia actual. ¿Es coherente este estándar normativo con un nivel de costos de seguridad razonable? Debemos reconocer el compromiso que existe entre los objetivos de política pública y la eficiencia económica, a fin de que dichos objetivos no sean simplemente deseos políticos. Para ello, es fundamental que se conozcan e informen los costos y potenciales beneficios cada vez que se defina un objetivo de política pública en alguna materia, particularmente en el sector eléctrico, donde la mayoría de las modificaciones son solventadas desde la demanda.

Similarmente, en cuanto a los pagos por potencia, debemos cuestionarnos cuál es el nivel de suficiencia que requerimos y a qué costo. Un desafío pendiente es avanzar hacia mecanismos competitivos para remunerar capacidad, toda vez que el esquema de precio administrado que existe hoy podría no responder necesariamente a una asignación eficiente de los recursos (dada la ausencia de mecanismos competitivos en su definición). Esto se analizaría en la Estrategia de Flexibilidad, no obstante será importante realizar una distinción adecuada de los temas de suficiencia respecto de aquellos relacionados con seguridad de suministro.

Respecto de la expansión de la transmisión, requerimos garantizar que las holguras de transmisión que se definan en los Planes de Expansión sean eficientes. Para esto, sería conveniente que se consideren todos los escenarios de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Además, elaborar en ella escenarios que abarquen un mayor rango de futuros posibles en el corto, mediano y largo plazo (en términos de distribución geográfica, tecnologías de generación, penetración de nuevas tecnologías, entre otros), con su probabilidad de ocurrencia asociada u otra metodología, a fin de contar con un procedimiento robusto para la determinación de nueva infraestructura.

En 2020 debuta el nuevo reglamento de SSCC, con el cual los servicios de control secundario y terciario de frecuencia podrán ser provistos a través de subastas competitivas. La introducción de este mecanismo de subastas persigue avanzar en mayor competencia, y es una completa novedad tanto para los agentes del mercado como para la autoridad, con lo que existe cierta incertidumbre en cuanto a los resultados, al

menos iniciales, de su aplicación. El principal desafío en este aspecto para la autoridad será monitorear el funcionamiento de este nuevo régimen, velando por que no introduzca un alza de precios injustificada, la que sería difícil de entender por la comunidad, en virtud que las exigencias para los recursos a subastar en el corto plazo serán similares a las que se requieren y pagan hoy. Es clave para esto que el nuevo mercado de reservas facilite el ingreso de nuevos agentes (i.e. respuesta de la demanda), a fin de que efectivamente se puedan reducir los costos de proveer servicios complementarios.

El proyecto de "ley larga" de distribución ingresaría al congreso a principios del próximo año, el que buscará modernizar la regulación tarifaria, poniendo el foco en los usuarios finales. La incorporación del comercializador de energía se presenta como una alternativa para incrementar la competencia en el segmento de venta minorista a clientes finales. Con ello, aparecen diversas interrogantes respecto de las directrices y elementos a considerar hacia la discusión regulatoria durante el 2020. Un tema primordial será el diseño de contratos entre comercializadores y clientes finales, y que relación, de conservar alguna, exista con los contratos de suministro de largo plazo hoy adjudicados. En este sentido, el cómo asegurar la suficiencia del sistema a largo plazo es un aspecto a examinar bajo este esquema. Por otro lado, cabe preguntarse quienes podrán constituirse como comercializadores y en que medida se permitirá la integración de distribuidores existentes.

En mayo del año 2020 se reanuda el proceso de licitación para contratos a clientes regulados 2019/01, el que permitiría continuar aumentando la competitividad del sector. Sin embargo, dado el nuevo escenario económico, con un mayor riesgo país, está por verse si los precios que resulten de este proceso sigan la tendencia a la baja que se ha observado en los últimos años. Además, el nuevo mecanismo de estabilización de tarifas, si bien no aplica para este proceso licitatorio, introduce una sensación de riesgo regulatorio que podría verse reflejado en los precios finales. Por otro lado, la discusión sobre el diseño de contratos y potenciales modificaciones al mecanismo de licitaciones de suministro que vendrá con la discusión de la ley larga de distribución se presenta como una incertidumbre adicional para los participantes de la licitación 2019/01.

Con todo, el principal desafío a futuro será el procurar que toda medida, reforma o política pública que se busque implementar en la industria energética se desarrolle de forma eficiente, apoyándose en el análisis de costos y beneficios para las distintas partes.

<sup>6</sup> Corresponde al promedio de las reducciones porcentuales del SAIDI asociado a los 4 niveles de densidad de la red.

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de noviembre la generación total del SEN fue de 6.309 GWh/mes, un 0,8% mayor a octubre de 2019 (6.259 GWh/mes) y un 3,4% mayor que noviembre de 2018 (6.104 GWh/mes).

La participación de la generación mediante pasada, solar y carbón aumentó en un 12,6%, 5,7%, y 4,4% respectivamente, en relación con el mes de octubre. En contraste, la participación de la generación mediante embalse, eólica, gas, y diésel disminuyó en un 10,4%, 7,5%, 4,8% y 29,8% respectivamente, en relación con el mes de octubre (ver Figura 1).

Durante noviembre estuvieron en mantenimiento las unidades Tocopilla-U16 GNL (30 días), Nehuenco 2 GNL (23 días), Bocamina 2 (13 días), Abanico (9 días), El Toro (8 días), Los Pinos (6 días), San Isidro 1 GNL (6 días), Campiche (5 días), La Confluencia (3 días), Cipreses (2 días), y Olivos (1 día). En mantenimiento mayor con extensión de plazo estuvieron las unidades Mejillones-CTM2 y Guacolda 3 por 4 y 1 día respectivamente.

Con respecto a la generación bruta del mes de noviembre, la potencia máxima generada fue de 10.446 MW el día 19, la mínima fue de 6.602 MW el día 3 y el promedio fue de 8.763 MW. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de noviembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

### Hidrología

A diferencia de los meses anteriores, durante noviembre 2019 la energía embalsada en el SEN no superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 78% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (noviembre de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 84%, es decir, se ubica entre el 16% 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.

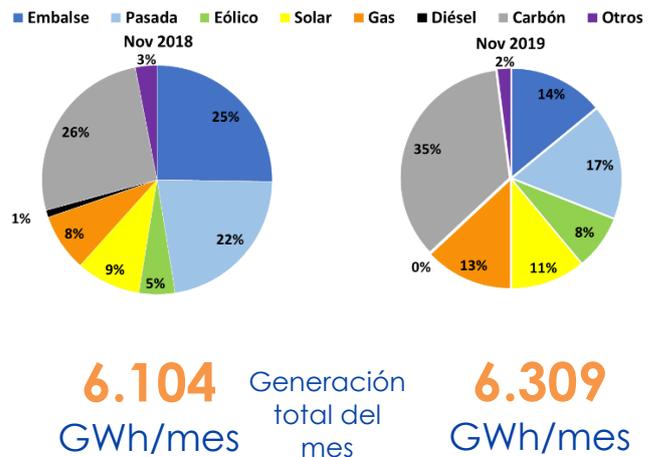


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Figura 2: Generación bruta del SEN noviembre 2019 (Fuente: CEN)

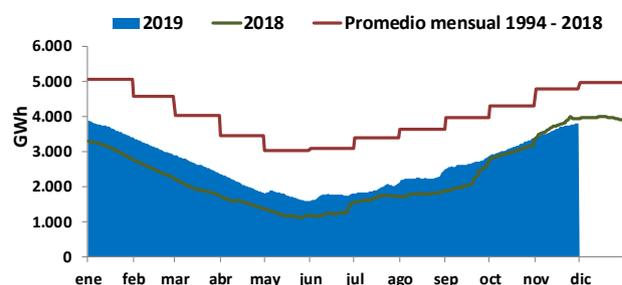


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En noviembre el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 34 US\$/MWh, lo cual es un 10,8% menor al costo de octubre de 2019 (38,1 US\$/MWh), y un 38,5% menor respecto a noviembre de 2018 (55,23 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja principalmente por el valor del gas, observándose el día 2 de noviembre un máximo por sobre los 100 US\$/MWh (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en noviembre de 2019 fue de 35,1 US\$/MWh, lo cual es un 7,3% menor con respecto a octubre del mismo año (37,8 US\$/MWh) y un 27,3% menor con respecto a noviembre de 2018 (48,3 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante noviembre 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 del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 342 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Quillota 110 – S. Pedro 110 (22 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (23 eventos), Kapatur 220 – Laberinto 220 (8 eventos), N.P. Azúcar 500 – N.P. Azúcar 220 (8 eventos) con un desacople promedio de 11,9 US\$/MWh, 27,2 US\$/MWh, 8 US\$/MWh, y 32,1 US\$/MWh, respectivamente.

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

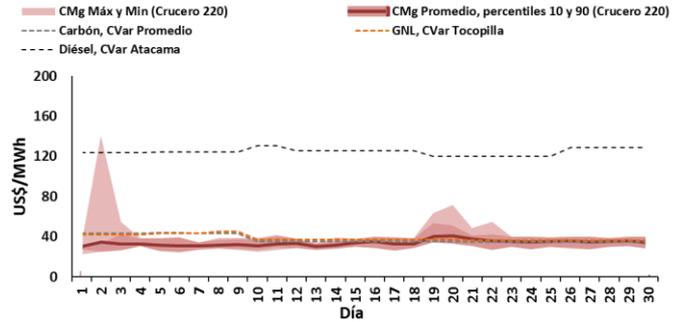


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

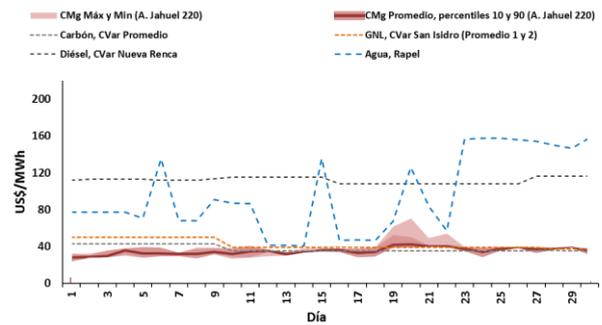


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de noviembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

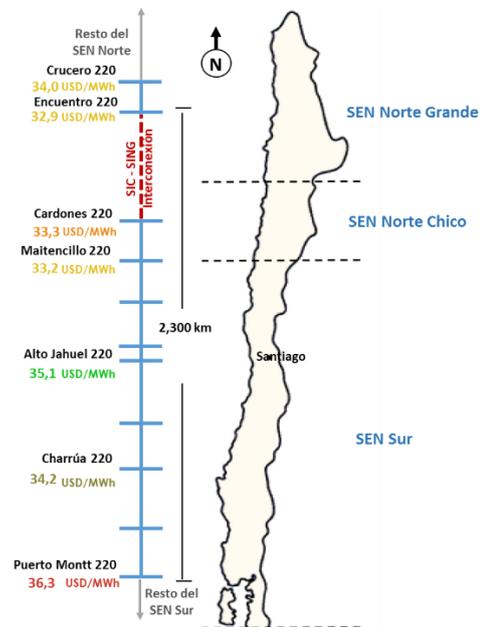


Figura 6: Costo marginal promedio de noviembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	81	11,9
D. ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	73	27,2
KAPATUR 220 - LABERINTO 220	37	8,0
N.P. AZÚCAR 500 - N.P. AZÚCAR 220	34	32,1
AURORA 220 - P. MONTT 220	32	2,5

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CAUTIN 220 - P. RIOCULEN 220	20	4,1
N. MAITENCILLO 500 - N. MAITENCILLO 220	17	5,5
DOÑ. JOSÉ 220 - EL ARKAYAN 220	12	31,8
N. MAITENCILLO 500 - N. CARDONES 500	9	8,8
L. CHANGOS 220 - KAPATUR 220	8	7,3

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

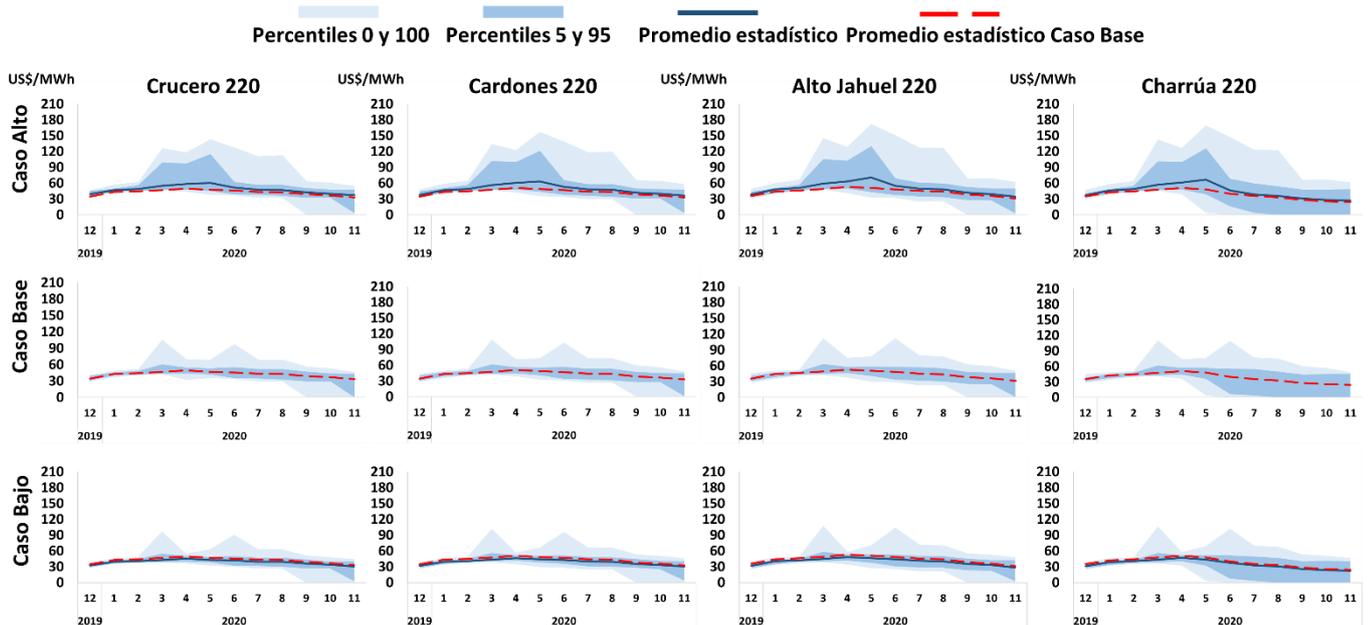


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. 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	2018 (Real)	0.3%	0.3%	0.3%	
	2019 (Proyectada)	2.6%	2.6%	2.6%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	95.4	105.9	116.5
		Angamos	90.5	100.5	110.6
		Tocopilla	102.2	113.6	124.9
		Andina	90.0	100.0	110.0
		Hornitos	89.0	98.8	108.7
		Norgener	90.5	100.6	110.6
		Tarapacá	90.5	100.6	110.7
	N. Ventanas	94.9	105.5	116.0	
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	78.2	86.8	95.5
		Mejillones	64.2	71.4	78.5
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6.6	7.3	8.0
		Nehuenco	6.9	7.7	8.4
		Nueva Renca	6.6	7.4	8.1
Mejillones, Tocopilla		4.9	5.4	5.9	
Kelar		9.1	10.1	11.1	

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 972 MW de nueva capacidad, de los cuales 387 MW son solares, 110 MW de termosolar y 475 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 7**, 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%).

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

## Análisis por empresa

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

En noviembre, Enel Chile aumentó su generación solar y gas natural, pero disminuyó en cuanto a carbón, diésel, hidro y eólica. Por otro lado, AES Gener aumentó su generación en base a carbón e hidro con respecto al mes anterior. Colbún aumentó su generación en base a carbón. Engie aumentó su generación a carbón y gas Natural. Finalmente, Tamakaya aumentó su generación en base a gas natural.

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

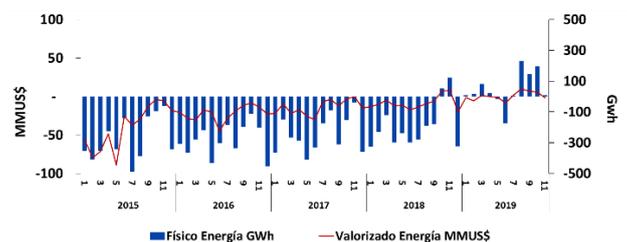
### Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2018	Oct 2019	Nov 2019
Diésel	4	1	0
Carbón	117	247	139
Gas Natural	174	137	182
Hidro	1.459	1.179	1.077
Solar	127	111	112
Eólico	161	177	165
<b>Total</b>	<b>2.043</b>	<b>1.851</b>	<b>1.675</b>

\*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2019	Nov 2019
Central		
Bocamina (prom. I y II)	36,7	37,7
San Isidro GNL (prom. I y II)	41,8	38,7
Taltal Diesel	184,7	178,6
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	125,9	131,0
Celta Carbón (CTTAR)	32,2	32,2

Transferencias de Energía noviembre 2019	
Total Generación (GWh)	1.675
Total Retiros (GWh)	1.666
Transf. Físicas (GWh)	9
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-2

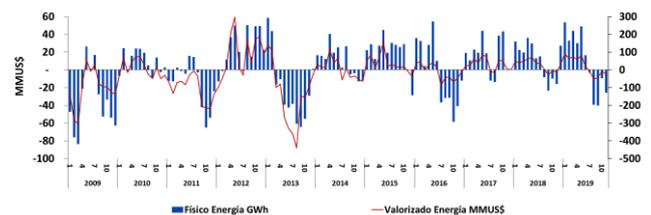


### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2018	Oct 2019	Nov 2019
Diésel	0	2	0
Carbón	19	0	90
Gas Natural	54	443	257
Hidro	758	434	415
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>831</b>	<b>878</b>	<b>762</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2019	Nov 2019
Central		
Santa María	38,3	38,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)	38,8	38,8
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	109,5	105,0

Transferencias de Energía noviembre 2019	
Total Generación (GWh)	762
Total Retiros (GWh)	891
Transf. Físicas (GWh)	-129
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



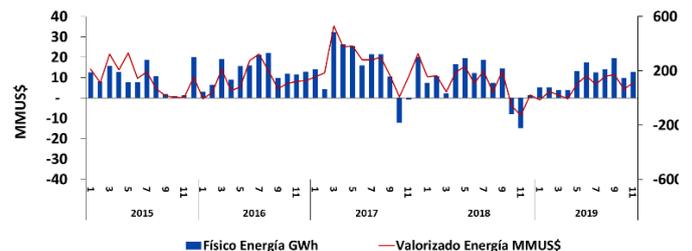
### AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	Nov 2018	Oct 2019	Nov 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.220	1.507	1.526
Gas Natural	0	1	0
Hidro	97	55	99
Solar	6	8	8
Eólico	0	0	0
Otro	2	0	0
<b>Total</b>	<b>1.325</b>	<b>1.571</b>	<b>1.633</b>

\*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Oct 2019	Nov 2019
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	53,5	52,8
N. Ventanas y Campiche	39,8	39,8
Angamos (prom. 1 y 2)	28,3	26,1
Guacolda III	28,0	30,3
Norgener (prom. 1 y 2)	30,1	29,5

Transferencias de Energía noviembre 2019	
Total Generación (GWh)	1.633
Total Retiros (GWh)	1.441
Transf. Físicas (GWh)	192
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8

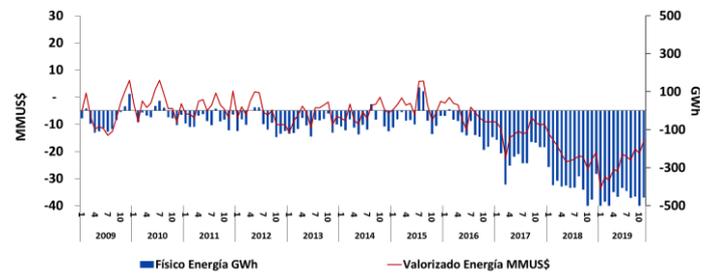


## Análisis por empresa

### Engie

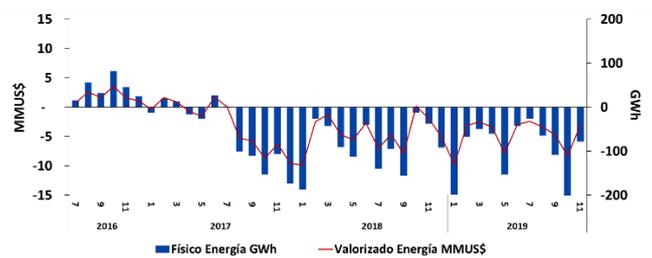
Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Nov 2018	Oct 2019	Nov 2019	Central	Oct 2019	Nov 2019
Diésel	0	0	0	Andina Carbón	30,1	30,7
Carbón	259	326	428	Mejillones Carbón	44,8	39,8
Gas Natural	98	81	92	Tocopilla GNL	35,0	36,6
Hidro	3	13	8	<b>Transferencias de Energía noviembre 2019</b>		
Solar	2	12	12	Total Generación (GWh)		540
Eólico	0	0	0	Total Retiros (GWh)		998
<b>Total</b>	<b>363</b>	<b>432</b>	<b>540</b>	Transf. Físicas (GWh)		-458
				Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-16

\*Considera Andina y Hornitos



### Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Nov 2018	Oct 2019	Nov 2019	Central	Oct 2019	Nov 2019
Diésel	0	0	0	Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	64,2	65,5
Carbón	0	0	0	<b>Transferencias de Energía noviembre 2019</b>		
Gas Natural	206	33	173	Total Generación (GWh)		173
Hidro	0	0	0	Total Retiros (GWh)		251
Solar	0	0	0	Transf. Físicas (GWh)		-78
Eólico	0	0	0	Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-3
<b>Total</b>	<b>206</b>	<b>33</b>	<b>173</b>			



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 noviembre de 2019, es de 91,4 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 de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra Polpaico 220. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

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 noviembre de 2019 por generador, en barra Polpaico 220 (Fuente: CNE. Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
ENDESA	85,0	230.634	18.657
COLBÚN	89,8	85.213	6.895
PANGUIPULLI	128,0	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,2	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	121,9	900	60
Chungungo S.A.	95,7	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	125,4	600	40
SPV P4 S.A.	105,7	300	20
CAMPANARIO*	122,4	7.553	944
M. REDONDO	117,2	3.809	300
D. ALMAGRO	119,5	2.640	220
PUNTILLA	123,4	990	83
AES GENER	82,9	75.172	5.528
GUACOLDA	72,2	9.900	900
PUYEHUE	102,2	2.190	160
E-CL	97,9	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,1	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,4	7.600	384
Santiago Solar S.A.	85,9	2.400	121
ACCIONA	103,7	8.640	577
Aela Generación S.A.	85,6	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	104,7	819	45
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	96,4	4.095	226
SCB II SpA	73,0	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,0	2.310	128
El Campesino	98,7	58.000	3.871
Abengoa	123,5	13.775	919
Norvind	121,8	725	48
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>	<b>91,4</b>	<b>662.246</b>	<b>49.631</b>

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos** US\$/MWh	Energía Contratada** GWh	Energía Contratada Promedio GWh/año
Enel Distribución	81,3	238.044	17.835
Chilquinta	97,5	53.447	3.813
CGE Distribución	106,2	194.457	14.528
Conafe	102,4	26.697	1.932
SAESA*	85,2	65.555	5.440
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>92,6</b>	<b>578.200</b>	<b>43.548</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance ERNC de octubre de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.646 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 420 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante octubre fue igual a 1.468 GWh, superando en un 249% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de octubre 2019 fue un 2,24% mayor a la reconocida en octubre 2018 (1.437 GWh) y un 22,85% mayor a la reconocida en octubre de 2017 (1.196 GWh) (ver Figura 9). La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 44% (653 GWh) seguido por el aporte eólico con un 36% (526 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 13% (184 GWh) y finalmente la biomasa y geotérmica que representan un 6% (92 GWh) y 1% (14 GWh), respectivamente.

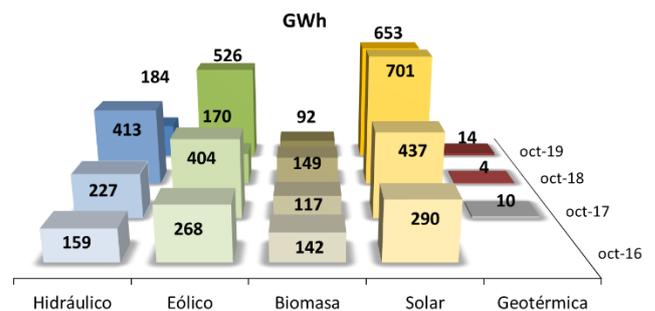
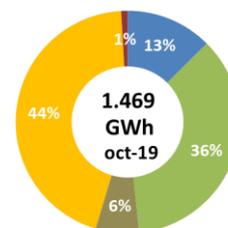


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)



■ Hidráulico ■ Eólico ■ Biomasa ■ Solar ■ Geotérmica

Figura 9: Generación ERNC reconocida en octubre 2019 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 783 CNE (18-12-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.316 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 37,7% corresponde a tecnología solar (2.004 MW), un 27,4% a tecnología eólica (1.459 MW), un 20,6% a tecnología hidráulica (1.094 MW), un 10,5% a tecnología térmica (557 MW), un 3,1% a biomasa (166 MW), un 0,6% a tecnología geotérmica (33 MW) y un 0,1 a biogás – diésel.

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).

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
Almeyda	Solar	52	ene-20
Pajonales	Diesel	100	feb-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	feb-20
Prime Los Cóndores	Diesel	100	mar-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	abr-20
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	may-20
Andes Solar II	Solar	80	may-20
Combarbalá	Diesel	75	may-20
Llanos Blancos	Diesel	150	may-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	oct-20
Quillagua	Solar	100	oct-20

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 a principios de diciembre de 2019 totalizan 5.040 MW con una inversión de MMUS\$ 5.926, mientras que los proyectos aprobados totalizan 51.936 MW con una inversión de MMUS\$ 110.626.

Durante el último mes se aprobaron cinco nuevos proyectos, entre ellos tres solares de 23 MW en total ("La Palma Solar", "Parque Fotovoltaico San Alfonso" y "Parque Solar Newentún"), un proyecto eólico de 16 MW en la octava región, y la central a gas Trapén de 21 MW. Adicionalmente, entraron en calificación catorce nuevos proyectos solares con cerca de 457 MW de capacidad instalada.

Tabla 6: 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\$)
Eólico	981	1.538	10.398	20.912
Hidráulica	173	447	3.933	6.680
Solar	3.879	3.938	20.794	55.073
Gas Natural	6	4	6.391	6.255
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>5.040</b>	<b>5.926</b>	<b>51.936</b>	<b>110.626</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Reglamento de Coordinación y Operación del SEN – Contraloría ([ver más](#)).
- Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala – Contraloría ([ver más](#)).
- Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo – Contraloría ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Fijación de Cargos por Transmisión, informe técnico definitivo ([ver más](#)).
- Informe Técnico Definitivo de Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal ([ver más](#)).
- Informe Técnico Preliminar de Fijación de Cargos de Acceso Abierto ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico en relación con la reliquidación de los balances de Transferencias para el año 2014 ([ver más](#)).
- Discrepancia contra el Coordinador Eléctrico respecto a la fijación del VNR ([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](http://www.system.cl)

# Diciembre 2019



**Contáctenos para mayor información:**

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

**Rodrigo Jiménez B. | Gerente General**

[rjimenez@system.cl](mailto:rjimenez@system.cl)

**Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación**

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

**Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos**

[caviles@system.cl](mailto:caviles@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.