

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 2019

## Contenido

---

Editorial	2-3
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	8
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	12

# Descarbonización al 2025, el rol imprescindible de las energías renovables para un plan exitoso

## Contexto actual que enfrenta el Plan de Descarbonización

El calentamiento global se ha constituido en un desafío crítico para la humanidad, condicionando propuestas y acuerdos como la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible o el Acuerdo de París sobre cambio climático, ambos de Naciones Unidas. Chile adhirió a este último acuerdo en el 2015, que plantea como uno de sus principales ejes el control de emisiones de gases efecto invernadero (GEI)<sup>1</sup>.

Nuestro país tiene una matriz de energía primaria altamente fósil (68%), seguida por la biomasa (24%) y en menor proporción las energías renovables hidráulica, solar y eólica (8%)<sup>2</sup>. Según el Tercer Informe Bienal de Actualización sobre Cambio Climático<sup>3</sup>, presentado en la COP24, en Chile el sector que más GEI genera es el sector Energía<sup>4</sup>, con un 78% del total de las emisiones. Es más, dentro de la categoría "actividades de quema de combustibles" del sector energía, la generación de electricidad es la que más aporta GEI con el 41,5% del total, seguida por el transporte con un 31,3% e "Industrias manufactureras y de la construcción" con un 18,7%.

Chile viene realizando importantes esfuerzos para lograr una matriz energética limpia, los cuales, sumados a las condiciones geográficas favorables para la generación eólica y solar, la importante disminución en los costos de inversión de este tipo de tecnologías, además de las licitaciones de las distribuidoras, han permitido incentivar el desarrollo de proyectos renovables. Gracias a estos factores la generación a partir de fuentes de energías renovables variables ha ido en aumento año a año. En tan solo 10 años, nuestro país ha aumentado rápidamente su capacidad de generación a partir de fuentes de energía renovable variable, avanzando desde un 3% en 2008, hasta llegar al 21% del total de la capacidad instalada en diciembre de 2018<sup>5</sup>. Esto implica que, durante este período, estas tecnologías han tenido una tasa de crecimiento anual compuesta de un 33,7%.

Por otro lado, como se aprecia en la Figura 1, el factor de emisión proveniente de la generación eléctrica refleja un comportamiento relativamente constante en los últimos 8 años, a pesar de que la demanda eléctrica ha crecido durante este periodo. Esto se debe a que, si bien la cantidad de energía generada es mayor, el aumento de generación renovable en el SEN ha permitido mantener controladas las emisiones de GEI. Sin embargo, no se aprecia que el factor de emisión se haya reducido. En efecto, en 2018 el 38% de la generación eléctrica bruta nacional fue cubierta por centrales a carbón, y el 54,6% de la energía total del país seguía siendo generada a partir de centrales termoeléctricas.

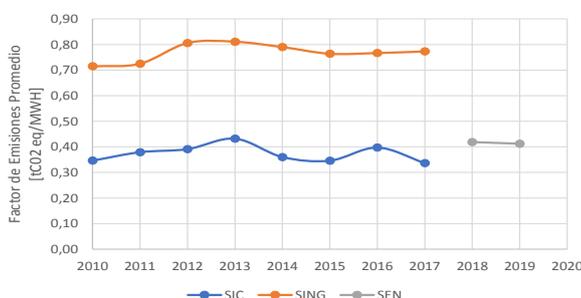


Figura 1: Evolución del Factor de Emisión por Sistema Eléctrico. Fuente: CNE<sup>5</sup>

Para cumplir con los acuerdos internacionales y transformarnos en un país carbono neutral, no basta con solo impulsar el aumento de la generación a partir de fuentes renovables, sino que también se debe reemplazar la generación termoeléctrica por fuentes menos contaminantes. Chile ha iniciado medidas para reducir la generación termoeléctrica de su matriz en base a carbón.

El pasado 4 de junio, el gobierno dio a conocer el cronograma del Plan de Descarbonización. En su primera fase, este cronograma contempla al 2024 el cese de operaciones de ocho unidades generadoras pertenecientes a Engie, AES Gener y Enel. Dichas termoeléctricas a carbón son las más antiguas del sistema y suman en conjunto una potencia bruta total de 1.047 MW, representando el 19% del total de la capacidad instalada en centrales de este tipo y un 4,5% de la capacidad total instalada en el sistema.

La segunda fase del plan consiste en el compromiso de la conformación, cada 5 años, de mesas de trabajo para definir los cronogramas específicos para el cierre paulatino del resto de las centrales a carbón existentes. Esto se realizará tomando en consideración los impactos que el cese de operación de cada central pueda implicar. El resultado final esperado es el cierre de todas las centrales en base a carbón al 2040. Debido a que la siguiente fase del plan depende de las decisiones de las futuras mesas de trabajo, aun no es posible prever el impacto económico ni de las emisiones de GEI posterior a la ventana de cinco años planteada. Sin embargo, se pueden evaluar los efectos que tendrá el plan al 2025. Para ello Systep realizó una proyección de la operación del SEN, considerando un caso sin descarbonización, y otro caso que considera el plan de retiro de las 8 unidades, más los nuevos proyectos renovables que cada empresa ha anunciado como parte del reemplazo de las centrales a carbón que se desconectan. Dichos proyectos, aun por desarrollar, suman una potencia de 1.181 MW, de los cuales 648 MW corresponden a plantas solares, 500 MW a parques eólicos y 33 MW a geotermia.

## Efectos en la operación y emisiones al 2025

En la Figura 2 se muestra el desglose de la generación eléctrica neta para el año 2025, obtenida como el promedio de la operación frente a las distintas hidrologías. Se observa que, la principal diferencia entre ambos casos radica en que, al considerar el plan, un 4% de la energía anual (3.682 GWh aproximadamente) deja de ser producida a partir de carbón y pasa a ser generada en base a energía solar (3%) y eólica (1%). Esta diferencia tiene un impacto positivo a nivel de costos de operación del sistema puesto que, para el caso sin plan de descarbonización, el costo de operación promedio entre las hidrologías, es de 1.240 MUSD mientras que en el caso con plan este es de 1.100 MUSD.

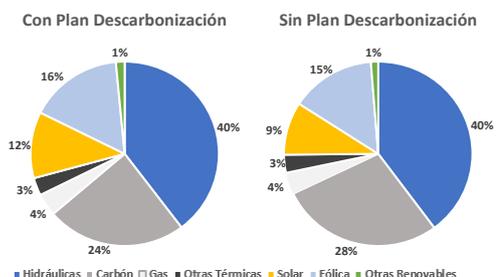


Figura 2: Generación eléctrica neta promedio estimada en 2025

1 Los GEI son: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC y SF<sub>6</sub>  
 2 <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf>  
 Anuario Estadístico de Energía 2018, CNE  
 3 <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2018/12/3rd-BUR-Chile-SPANISH.pdf>  
 Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático

4 Dentro del sector energía, el informe evalúa las emisiones por quema de combustibles en las Industrias de la energía, transporte, en Industrias manufactureras y de la construcción, entre otros  
 5 Factor a 2019 calculado considerando hasta abril del año en curso

Por otro lado, en la Figura 3 se muestra la distribución del factor de planta conjunto de las centrales carboneras remanentes, ante las distintas hidrologías para el año 2025. Se observa que el factor de planta de estas centrales tiende a disminuir cuando se implementa el plan de descarbonización.

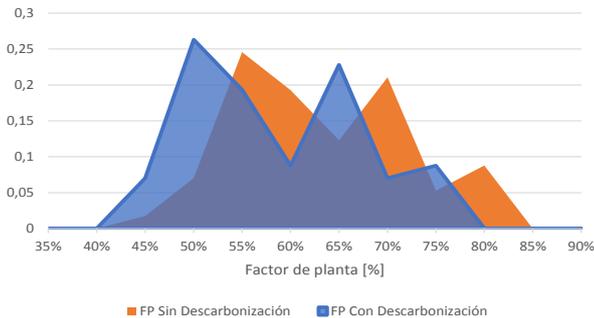


Figura 3: Distribución FP conjunto en 2025 de centrales carboneras que no cierran por Plan de Descarbonización

No obstante, el cierre de las centrales debido al Plan de Descarbonización no implica directamente una reducción de la generación en base a carbón, más bien se debe a otros factores relacionados con la expansión renovable en ese período. Como se aprecia en la Figura 4, donde se muestra la distribución del factor de planta conjunto a 2025 de las centrales a cerrar por el plan<sup>6</sup>, estas presentan un factor de planta bajo, a pesar de ser consideradas como generación base (factor de planta conjunto promedio entre todas las hidrologías 26,5%). Por otro lado, estas mismas centrales generan el 2,14% de la energía anual, cuando no salen de operación, lo cual es menor al 4% de energía anual que deja de ser generada en base a carbón en el caso en que se implementa el Plan de Descarbonización.

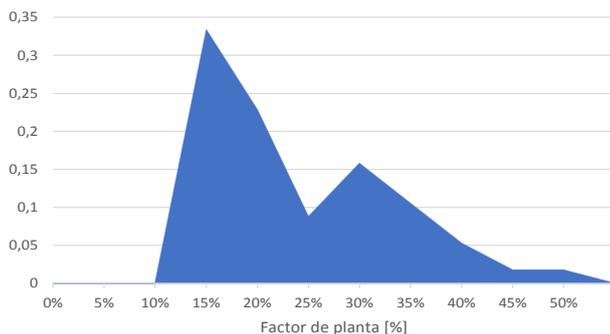


Figura 4: Distribución FP conjunto en 2025 de centrales a cerrar por Plan de Descarbonización

Esto demuestra que el cierre de las primeras ocho unidades carboneras no sería una medida directa para la mitigación de las emisiones de GEI. También resulta necesario combinar su salida de operación con el reemplazo por generación renovable. Esto, puesto que, de no ingresar generación limpia como reemplazo, el sistema estaría obligado a suplir el déficit de energía del 2,14%, lo cual implicaría un aumento en el factor de planta del resto de las carboneras o un aumento en la generación a partir de otras centrales, como las de gas.

Para analizar las emisiones provenientes de la industria eléctrica, se realizó una estimación considerando factores de emisión tipo de cada tecnología<sup>7</sup>. En la Figura 5 se muestran las emisiones promedio estimadas a 2025 para el SEN, considerando los dos casos evaluados. Se observa, que las emisiones se reducen en un 12% con respecto al caso en que no se implementa el Plan de Descarbonización, equivalente a 3.180 kilotoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente.

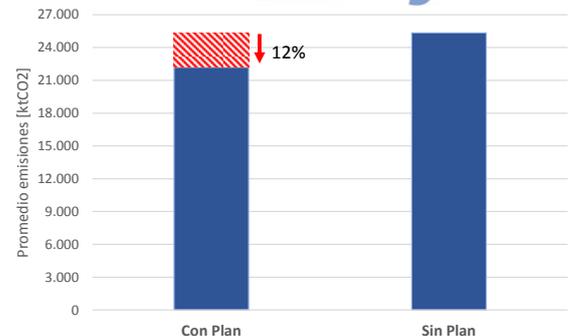


Figura 5: Emisiones promedio anual SEN en 2025 con y sin Plan Descarbonización

### No basta el simple retiro de centrales a carbón

Es así como la reducción del nivel de emisiones de GEI no se debe directamente al cierre de las centrales carboneras, es más, este hecho por sí solo implicaría un aumento en la generación que emite GEI. Al año 2025, la reducción de GEI se fundamenta en que las ocho unidades a carbón retiradas, que ya tenían un bajo nivel de despacho, son reemplazadas por centrales renovables.

Entonces, para que el Plan de Descarbonización sea exitoso, resulta relevante y de gran importancia que Engie, AES Gener y Enel logren materializar los 1.181 MW de nuevos proyectos renovables que han anunciado para el reemplazo de los 1.047 MW de unidades salientes. Por otro lado, independiente de la implementación del plan, es fundamental que también se concreten los proyectos renovables comprometidos en las últimas cuatro licitaciones, equivalentes a 5.259 MW. En este contexto, si bien las empresas tienen la responsabilidad de la ejecución efectiva de los distintos proyectos, el gobierno deberá hacer el seguimiento y brindar apoyo para que estos entren en operación.

En la lucha contra el cambio climático no existe una única solución. Para reducir efectivamente las emisiones de GEI a nivel país se deben realizar esfuerzos por cambiar las fuentes energéticas utilizadas en los distintos sectores. En este marco la electrificación del transporte, de los procesos industriales y de la calefacción domiciliaria suelen aparecer como algunas de las opciones más atractivas, puesto que implican un beneficio directo en las ciudades. Sin embargo, esto no representará una solución realmente efectiva de mantenerse una alta presencia de combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica.

Tomando esto en consideración, se deduce que el Plan de Descarbonización a 2025 es un necesario primer paso en donde la ejecución de proyectos renovables de reemplazo juega un rol imprescindible para la reducción de GEI en ese período. De todas formas, la efectividad real a largo plazo está aún por verse, y depende fuertemente de las decisiones que se tomarán en las mesas de trabajo a futuro.

<sup>6</sup> Factor de planta obtenido para el caso sin plan de descarbonización donde tampoco se considera el ingreso de las centrales renovables de reemplazo.

<sup>7</sup> "Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero" Intergovernmental Panel on Climate Change.

- "Carbon Footprint of Electricity Generation" Parliamentary Office of Science & Technology, UK.  
- "Factores de Emisión anual por Unidad de Generación", Energía Abierta.

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de mayo la generación total del SEN fue de 6.579 GWh/mes, un 6,7% mayor a abril de 2019 (6.163 GWh/mes) y un 2,4% mayor que mayo de 2018 (6.420 GWh/mes).

La participación de la generación solar, en base a gas y diésel disminuyó en un 15,5%, 11,8% y 5,8% respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación de la generación hidroeléctrica, eólica, en base a carbón y otras fuentes aumentó en un 11,8%, 24,2% y 4,2% respectivamente, en relación con el mes de abril.

Durante mayo estuvieron en mantenimiento las unidades Colbún (U-1, 31 días), Tocopilla (U-14, 31 días), La Confluencia (U-1, 27 días), Ventanas (U-2, 17 días), Ralco (U-1, 15 días), Antilhue (U-1, 15 días), Pehuenche (U-1, 9 días), Guacolda (U-2, 9 días), Nueva Renca GNL (6 días), Guacolda (U-4, 1 día), Solar FV Bolero (1 día).

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 10.266 MW el día 24, la mínima fue de 7.191 MW el día 1 y el promedio fue de 8.843 MW. La figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, 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 abril de 2019, durante mayo 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 61% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (mayo 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.

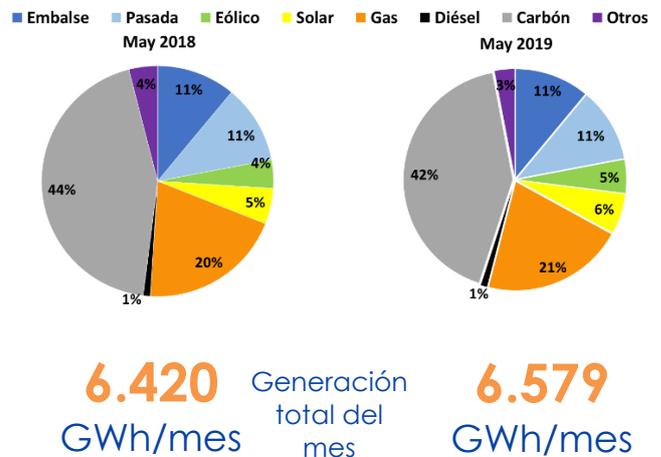


Figura 6: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

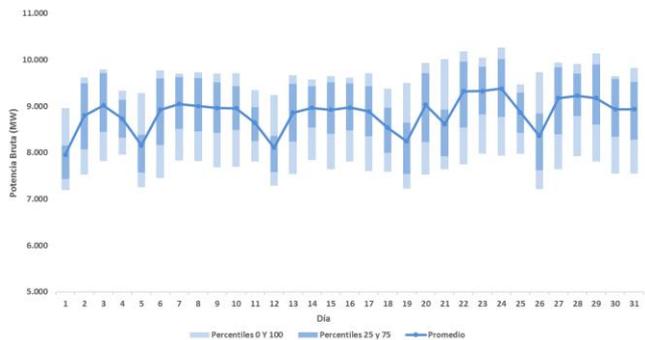


Figura 7: Generación bruta del SEN mayo 2019 (Fuente: CEN)

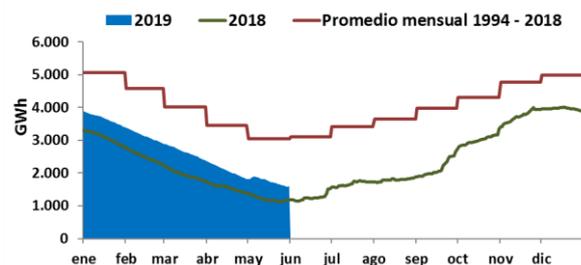


Figura 8: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En mayo el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 51,9 US\$/MWh, lo cual es un 5% mayor al costo de abril de 2019 (49,3 US\$/MWh), y un 8,5% menor respecto a mayo de 2018 (56,7 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja principalmente por el valor del gas, observándose máximos por sobre los 100 US\$/MWh (ver Figura 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 68,5 US\$/MWh, lo cual es un 4,3% menor con respecto a abril de 2019 (71,6 US\$/MWh) y un 15,5% menor con respecto a mayo de 2018 (81,1 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 7).

Durante mayo 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 436 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (39 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (23 eventos), Don Goyo 220 – P. Azúcar 220 (25 eventos), L. Changos 220 – Kapatur 220 (4 eventos) con un desacople promedio de 27,8 US\$/MWh, 18,1 US\$/MWh, 10,9 US\$/MWh, y 34,1 US\$/MWh, respectivamente.

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

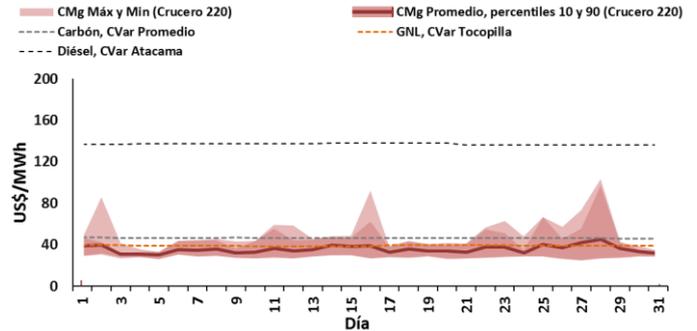


Figura 9: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

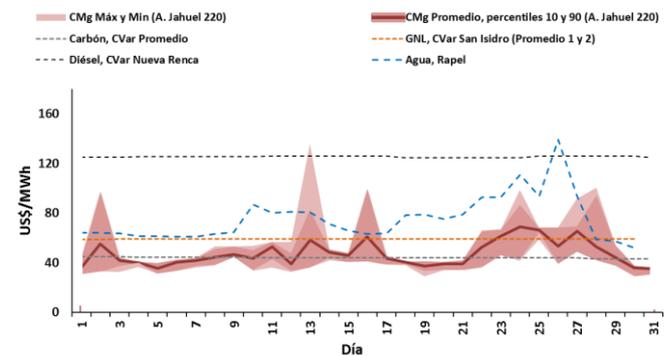


Figura 10: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

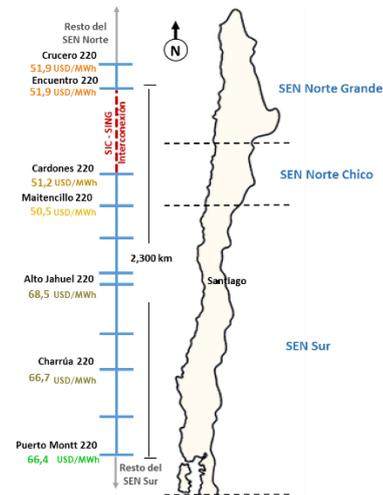


Figura 11: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	215	27,8	NOGALES 220 - L.VILOS 220	4	2,7
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	125	18,1	POLPAICO 500 - N.PAZUCAR 500	3	11,4
DON GOYO 220 - P.AZUCAR 220	44	10,9	CALIN 220 - P.FRIJOLEN 220	2	122,6
L.CHANGOS 220 - KAPATUR 220	15	34,1	POLPAICO 220 - GUILLOFA 220	1	956,1
RAHUE 220 - AURORA 220	7	84,7			

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

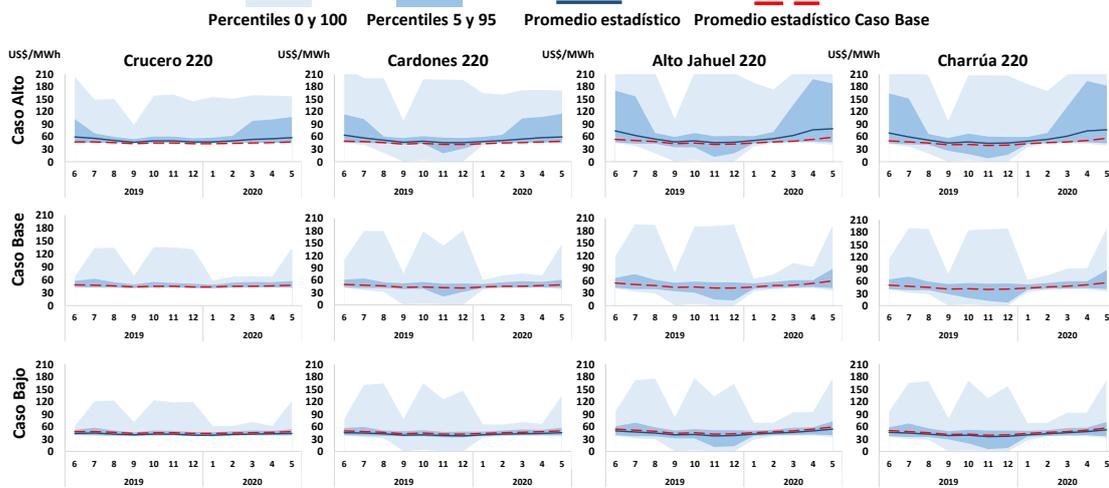


Figura 12: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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)	2.9%	2.9%	2.9%	
	2019 (Proyectada)	3.0%	3.0%	3.0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	97.8	108.6	119.5
		Angamos	85.0	94.4	103.9
		Tocopilla	111.7	124.1	136.5
		Andina	90.7	100.8	110.9
		Hornitos	87.6	97.4	107.1
		Norgener	78.5	87.2	96.0
	Diesel US\$/bbl (Quintero)	Tarapacá	87.6	97.3	107.1
		N. Ventanas	91.5	101.6	111.8
		Quintero	84.2	93.6	102.9
		Mejillones	83.5	92.8	102.1
GNL US\$/MMBtu	San Isidro	6.6	7.3	8.0	
	Nehuenco	7.3	8.1	8.9	
	Nueva Renca	5.3	5.9	6.4	
	Mejillones, Tocopilla Kelar	4.6 8.8	5.1 9.8	5.6 10.7	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el 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.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 519 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 183 MW eólicos, 110 MW de termosolar y 128 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, de acuerdo con su operación en el SEN.

En mayo, Enel Chile aumentó su generación hidráulica, eólica y a carbón, pero disminuyó su generación solar. Por otro lado, AES Gener aumentó su generación térmica (carbón). Colbún aumentó su generación térmica (gas y carbón), y su su generación hidráulica. Engie aumentó su generación a carbón y disminuyó su aporte en Gas Natural. Finalmente, Tamakaya redujo su generación térmica.

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

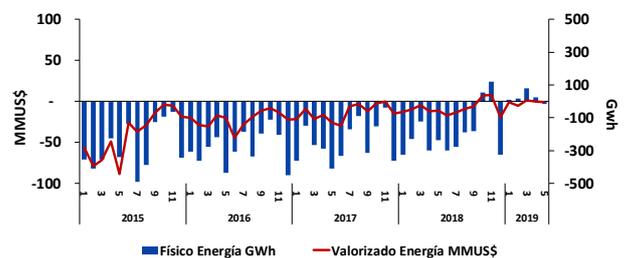
### Enel Chile

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2018	Abr 2019	May 2019
Diésel	1	1	2
Carbón	316	388	366
Gas Natural	564	514	532
Hidro	668	631	681
Solar	79	84	73
Eólico	130	121	149
<b>Total</b>	<b>1.799</b>	<b>1.739</b>	<b>1.804</b>

\*Incluye EGP, Gasatacama y Pehuenche.

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Abr 2019	May 2019
Central		
Bocamina (prom. I y II)	43,3	41,4
San Isidro GNL (prom. I y II)	60,4	59,3
Taltal Diesel	189,3	193,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	134,4	137,1
Celta Carbón (CTTAR)	40,5	39,7

Transferencias de Energía mayo 2019	
Total Generación (GWh)	1.804
Total Retiros (GWh)	1.819
Transf. Físicas (GWh)	-15
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1

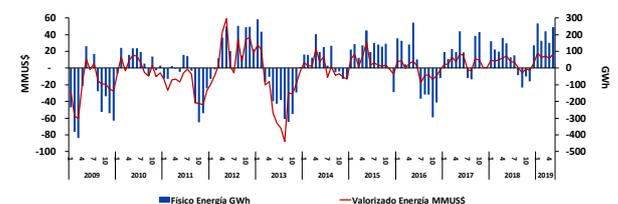


### Colbún

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2018	Abr 2019	May 2019
Diésel	15	10	2
Carbón	254	194	258
Gas Natural	462	437	476
Hidro	449	368	455
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.180</b>	<b>1.009</b>	<b>1.191</b>

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Abr 2019	May 2019
Central		
Santa María	40,6	40,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)	60,6	59,4
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	112,5	115,1

Transferencias de Energía mayo 2019	
Total Generación (GWh)	1.191
Total Retiros (GWh)	946
Transf. Físicas (GWh)	245
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



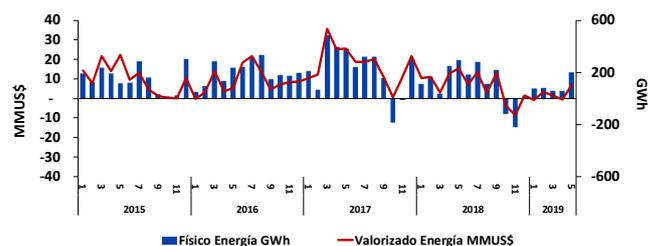
### AES Gener

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2018	Abr 2019	May 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.869	1.447	1.703
Gas Natural	0	4	4
Hidro	75	94	74
Solar	4	6	5
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
<b>Total</b>	<b>1.952</b>	<b>1.551</b>	<b>1.787</b>

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

	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Abr 2019	May 2019
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	58,2	58,3
N. Ventanas y Campiche	47,6	47,6
Angamos (prom. 1 y 2)	40,7	38,4
Guacolda III	41,2	38,5
Norgener (prom. 1 y 2)	39,3	37,3

Transferencias de Energía mayo 2019	
Total Generación (GWh)	1.787
Total Retiros (GWh)	1.585
Transf. Físicas (GWh)	201
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6,94



## Análisis por empresa

### Engie

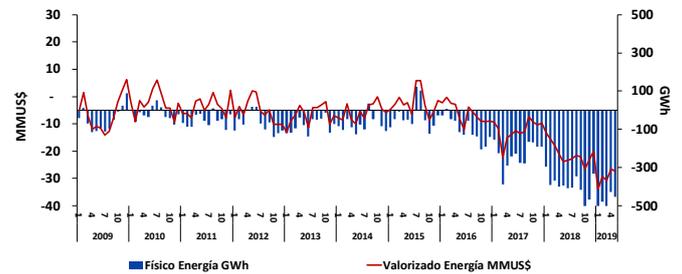
	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2018	Abr 2019	May 2019
Diésel	0	4	0
Carbón	371	252	391
Gas Natural	114	233	140
Hidro	3	4	11
Solar	2	7	7
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>490</b>	<b>501</b>	<b>548</b>

\*Considera Andina y Hornitos

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Abr 2019	May 2019
Central		
Andina Carbón	45,2	43,8
Mejillones Carbón	55,1	54,7
Tocopilla GNL	40,6	39,1

Transferencias de Energía mayo 2019	
Total Generación (GWh)	548
Total Retiros (GWh)	1.001
Transf. Físicas (GWh)	-454
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-27

\*Considera Andina y Hornitos

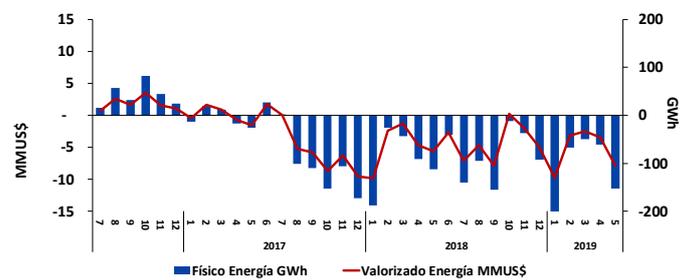


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2018	Abr 2019	May 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	150	166	80
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>151</b>	<b>166</b>	<b>80</b>

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Abr 2019	May 2019
Central		
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	69,1	67,7

Transferencias de Energía mayo 2019	
Total Generación (GWh)	80
Total Retiros (GWh)	233
Transf. Físicas (GWh)	-153
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-8



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

## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a mayo de 2019, es de 91 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, 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 mayo 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	85,9	19.081
Panguipulli	Enel Chile	125,7	565
Puyehue	Enel Chile	100,9	160
Colbún	Colbún	85,2	6.932
Pelumpén	Colbún	88,1	380
Aes Gener	Aes Gener	89,4	5.601
Guacolda	Aes Gener	79,5	900
Engie	Engie	102,2	7.570
Monte Redondo	Engie	112,4	303
Amunche Solar	First Solar	68,8	110
SCB II	First Solar	71,7	88
E Eléctrica Carén	Latin America Power	113,9	85
Norvind	Latin America Power	117,3	25
I.Cabo Leones	Iberególica / EDF EN	94,7	195
Chungungo	Atlas Renewable Energy	92,2	190
San Juan	Latin America Power	106,2	420
Santiago Solar	AME / EDF EN	82,8	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	118,9	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	117,4	60
Abengoa	Abengoa Chile	117,8	514
Diego de Almagro	Prime Energía	115,2	220
El Campesino	Generadora Metropolitana	98,2	2.000
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	120,8	40
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,1	768
Acciona	Acciona	100,0	600
SPV P4	Sonnedix	101,8	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>91,0</b>	<b>47.029</b>

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a mayo 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	107,1	16.072	96,2
SAESA	82,7	6.034	89,8
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>	<b>91,0</b>	<b>47.029</b>	<b>91,0</b>

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a abril de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.499 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 480 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 949 GWh, es decir, se superó en un 98% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de abril 2019 fue un 3,82% menor a la reconocida en abril 2018 (987 GWh) y un 17,75% mayor a la reconocida en abril 2017 (806 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 47% (444 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (271 GWh), luego los aportes de biomasa con un 12% (115 GWh) y finalmente el aporte hidráulico, que representó un 11% (1103 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 2% (16 GWh).

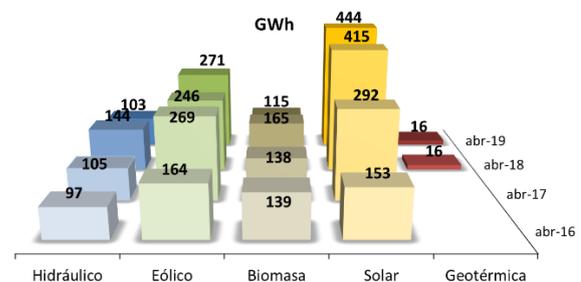


Figura 13: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

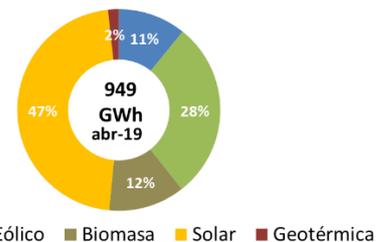


Figura 14: Generación ERNC reconocida en abril 2019 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 323 CNE (23-05-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 3.266 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 33,4% corresponde a tecnología hidráulica (1.092 MW), un 24,7% a tecnología solar (808 MW), un 21,9% a tecnología eólica (717 MW) y un 19,9% a tecnología térmica (649 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).

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
Huatacondo	Solar	98	jul-19
San Gabriel	Eólica	183	jul-19
Los Guindos (Ampliación)	Diesel	128	jul-19
CSP Cerro Dominador	Termosolar	110	ene-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 junio de 2019 totalizan 4.232 MW con una inversión de MMUS\$ 6.483, mientras que los proyectos aprobados totalizan 50.414 MW con una inversión de MMUS\$ 108.236.

Durante junio se aprobaron los proyectos solares de 9 y 6 MW "Pachira", "El Cortijo", "Quinantu" y "El Paso". Por su parte, entraron en calificación los proyectos solares de 6, 9 MW: "San Camilo", "Yungay II", "Santa Julia" y de 90 MW "Parque fotovoltaico Alcones", junto con la central hidroeléctrica "Hueñivales" de 15 MW.

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	1.127	2.111	10.235	20.322
Hidráulica	218	623	3.905	6.590
Solar	2.106	2.764	19.733	53.668
Gas Natural	531	692	6.370	6.243
Geotérmica	50	200	120	510
Diesel	200	93	2.558	6.380
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
<b>TOTAL</b>	<b>4.232</b>	<b>6.483</b>	<b>50.414</b>	<b>108.236</b>

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

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios 27 de marzo de 2019 ([ver más](#)).
- Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión (reglamento de Valorización) ingresado a Contraloría 15 de mayo 2019 ([ver más](#)).
- Modifica reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos (Modifica D.S. N° 160, de 2008, del Ministerio de Economía) ingresado a Contraloría el 17 de junio de 2019 ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Proceso de Modificación de Norma Técnica de Conexión y Operación EG (NetBilling) ([ver más](#)).
- Proceso Normativo sobre Programación de la Operación: Antecedentes séptima sesión ([ver más](#)).
- Proceso de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de distribución ([ver más](#)).
- Procedimiento Normativo sobre Transferencias Económicas: Antecedentes Sesión N°7 ([ver más](#)).
- Procedimiento de modificación de la Norma Técnica GNL ([ver más](#)).
- Proceso de Elaboración de Norma Técnica de Servicios Complementarios: Antecedentes sesión N°6 ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó la propuesta de expansión de la transmisión 2019 ([ver más](#)).
- Decreto 4: Bases de Licitación Plan de expansión 2017 ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia N08-2019: Discrepancia de Guacolda con el Coordinador respecto del costo de descarga en muelle ([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)

# Junio 2019



**Contáctenos para mayor información:**

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales: [Twitter](#) y [LinkedIn](#)

[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. |

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

Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

Camilo Avilés A. |

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

Líder de Proyectos

©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.