

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Enero 2020

Contenido

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

La estabilización de los cargos únicos por transmisión y su potencial efecto en el desarrollo de los sistemas de transmisión

Durante el año 2020 continuarán en curso diversos procesos regulatorios que rigen sobre el sector de transmisión, los cuales fueron incorporados en la nueva ley de transmisión.

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de valorización de los sistemas de transmisión para el cuatrienio 2020-2023, que se espera termine hacia el año 2021, de acuerdo a lo expresado por el secretario ejecutivo de la CNE, José Venegas¹. El proceso, que definirá la remuneración de los sistemas de transmisión nacional, zonal y aquellas instalaciones dedicadas utilizadas por usuarios regulados, es inédito. Es el primero con la nueva normativa de transmisión y el primero en que se utilizará la nueva tasa de descuento (7% después de impuestos). Se espera como efecto una reducción en torno al 12% en la remuneración que percibirán los propietarios de las instalaciones de transmisión sujetas a regulación de precios.

En tanto, se encuentra en curso el Plan de Expansión 2019 en el que se decretan las obras de expansión, tanto nuevas como ampliaciones de existentes, para los sistemas de transmisión nacional y zonal. En el informe preliminar se presenta un listado de 67 obras de expansión, por un total de MMUS\$ 398, de las cuales 9, por un total de MMUS\$ 145 corresponden a obras nuevas. La etapa para presentar observaciones ya finalizó y la CNE se encuentra elaborando el informe técnico final.

Por otro lado, se espera que durante el año el Ejecutivo presente una propuesta legislativa que busque perfeccionar la ley de transmisión. Esta propuesta buscaría mejorar ciertos aspectos en la actual normativa, tales como permitir que se propongan nuevas instalaciones que no estén considerados en los planes de expansión para facilitar la conexión de proyectos. También se ha mencionado la necesidad de incorporar el reconocimiento de soluciones flexibles y eficientes de transmisión, ya sea modificando obras ya decretadas, o incluyendo soluciones de corto plazo a la espera de la implementación de soluciones de largo plazo, para permitir que eventuales congestiones se puedan solucionar de forma rápida. Un aspecto relevante a discutir es la falta de coherencia entre los planes energéticos de largo plazo y los planes de expansión anuales. Comparando ambos planes, existen diferencias en los supuestos y en las metodologías utilizadas. En tanto, la planificación energética de largo plazo debiese considerar un rango amplio de escenarios plausibles, para asegurar un procedimiento robusto que permita una expansión eficiente de la transmisión.

Dentro del contexto señalado, la CNE publicó a fines de diciembre el informe técnico que fija los cargos únicos de transmisión para el primer semestre del año 2020. En este documento, publicado mediante resolución exenta, se mantuvieron fijos en pesos los cargos únicos respecto a la última fijación de julio de 2019, contraviniendo el alza de los cargos únicos, especificada en el informe preliminar de octubre de 2019. Con la fijación de los cargos únicos, se cumple con el objetivo de estabilizar en pesos las tarifas eléctricas traspasadas a los clientes regulados, iniciativa anunciada por el Presidente dentro del paquete de medidas de la Nueva Agenda Social. El cargo único de transmisión era el último componente de la tarifa a clientes finales por estabilizar. Ya se había logrado estabilizar el cargo por energía y potencia con la aprobación de la Ley del Mecanismo de Estabilización de Precios de Energía y Potencia, mientras que el valor agregado de distribución se mantendrá constante en pesos hasta octubre de

2020, producto de la aprobación de la Ley Corta de Distribución. La estrategia detrás de la estabilización del cargo por transmisión es adelantar la rebaja proyectada en la remuneración que percibirían los propietarios de las instalaciones de transmisión reguladas, disminución que se alcanzará una vez que culmine el actual proceso de valorización, y que actuará retroactivamente para este año.

La intención de congelar en pesos el cargo único por transmisión ya había sido anunciada por el Ejecutivo. Sin embargo, resulta llamativa la forma en que se estabilizó esta tarifa. A diferencia del cargo por energía y potencia y el cargo por uso de redes de distribución que fueron fijados mediante un cambio legal y discutidos en el Congreso, la estabilización del cargo único de transmisión fue efectuada mediante un proceso administrativo. Inquieta en este contexto la poca información entregada en el informe técnico: mantiene fijo los cargos únicos para cada uno de los sistemas de transmisión (nacional, zonal y dedicados utilizados por clientes regulados), pero no clarifica respecto a cómo se distribuirán los saldos no recaudados producto de la estabilización, ya sea utilizando un mismo criterio a instalaciones existentes e instalaciones nuevas adjudicadas mediante licitación hace menos de 20 años, o utilizando un criterio diferente según el tipo de instalación.

Los propietarios de las instalaciones, tanto existentes como nuevas, según lo establecido en la Ley, perciben como remuneración anual el valor anual de la transmisión por tramo (V.A.T.T.). La recaudación de los cargos únicos, constantes en pesos, deberían cubrir la suma de los V.A.T.T. de todas las instalaciones, ajustados por sus respectivas indexaciones. El actual proceso de valorización, que tendrá un efecto retroactivo para el año 2020, disminuirá el V.A.T.T. (debido a la disminución de la tasa) de las instalaciones existentes. Sin embargo, existe el riesgo de que dicha reducción no logre cubrir los saldos no recaudados originados por la fijación de los cargos únicos. Por ello, falta que el ejecutivo (o el Coordinador) publique un procedimiento con la asignación de los cargos únicos, para despejar toda incertidumbre.

En este contexto, la medida de estabilización de las tarifas de transmisión tiene un impacto pequeño en las tarifas finales (componente de transmisión representa cerca del 10% de la tarifa final), pero puede tener un impacto relevante en un desarrollo eficiente del sistema eléctrico. En el contexto de la crisis social, resulta relevante reducir la exposición de los clientes finales ante las variaciones de las variables macroeconómicas. Sin embargo, esta reducción debiese ser realizada con acciones de largo plazo y bajo cambios legales. Medidas como la de mantener el cargo único constante en pesos, mediante proceso administrativo, aumentan el riesgo del sector de transmisión, un sector que se caracteriza por ser de bajo riesgo. La medida además va en contra de los esfuerzos puestos en la ley de transmisión en dar mayor certidumbre en su desarrollo, para así garantizar las holguras suficientes que permitan que nueva generación ingrese al sistema, disminuyendo en el mediano plazo las tarifas de los clientes finales.

¹<https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/cuentas-de-la-luz-gobierno-congela-cargo-por-transmision-y-enciende/2020-01-20/210845.html>

Análisis de operación

Generación

En el mes de diciembre la generación total del SEN fue de 6.495 GWh/mes, un 6,9% mayor a noviembre de 2019 (6.309 GWh/mes) y un 3,8% mayor que diciembre de 2018 (6.495 GWh/mes).

La participación de la generación mediante energía hidráulica de pasada, solar, eólica, gas, carbón y diésel aumentó en un 2,3%, 6,9%, 4,9%, 13,9%, 16,1%, y 8,7% respectivamente, en relación con el mes de noviembre. En contraste, la participación de la generación mediante energía hidráulica de embalse disminuyó en un 17,4% en relación con el mes de noviembre (ver Figura 1).

Durante diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las unidades Tocopilla-U16 GNL (29 días), Tocopilla-U15 (18 días), Nehuenco 1 Gas Arg (11 días), Embalse El Toro (4 días) y Atacama-1 GNL (3 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de diciembre, la potencia máxima generada fue de 10.792 MW el día 23, y la mínima fue de 7.028 MW el día 25. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de diciembre, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de noviembre, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de diciembre del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 77% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (diciembre de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 92%, es decir, se ubica en el 8% 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.

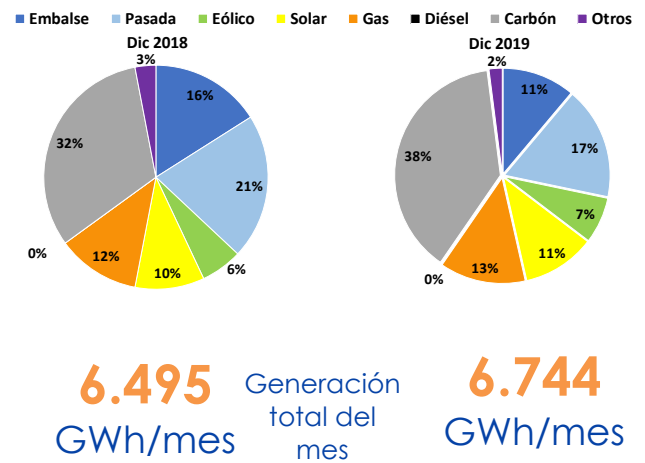
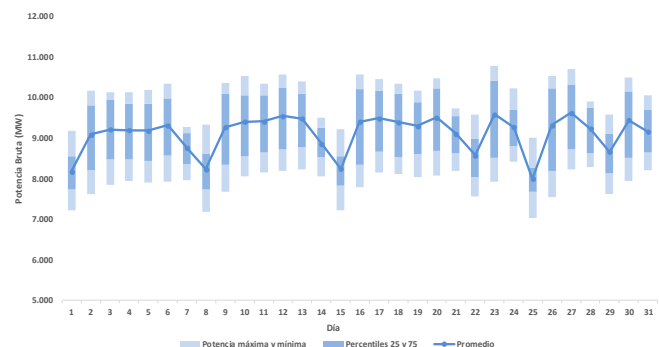


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.792 MW**

Potencia mínima mes **7.028 MW**

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

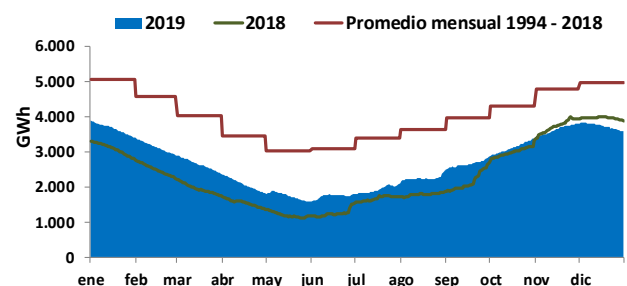


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En diciembre el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 34 US\$/MWh, lo cual es similar al costo de noviembre de 2019 (34,1 US\$/MWh), y un 34% menor respecto a diciembre de 2018 (51,6 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas y diésel, y en demanda baja principalmente por el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en diciembre de 2019 fue de 35 US\$/MWh, lo cual es un 0,5% menor con respecto a noviembre del mismo año (35,2 US\$/MWh) y un 35% menor con respecto a diciembre de 2018 (53,7 US\$/MWh). Estos costos estuvieron 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 D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (23 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (19 eventos), N.P. Azúcar 500 – N.P. Azúcar 220 (12 eventos) y Cautín 220 – Tap Río Toltén, con un desacople promedio de 27,7 US\$/MWh, 9,3 US\$/MWh, 31,8 US\$/MWh, y 6,1 US\$/MWh, respectivamente.

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

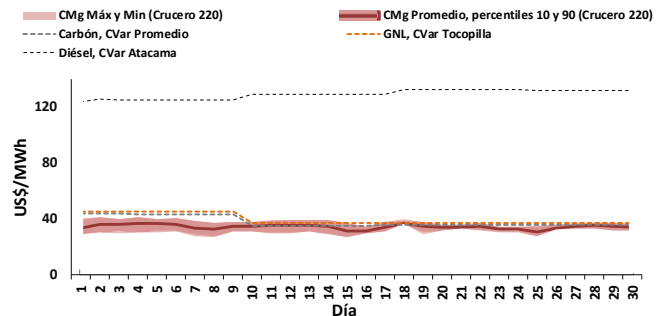


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 (Fuente: CEN)

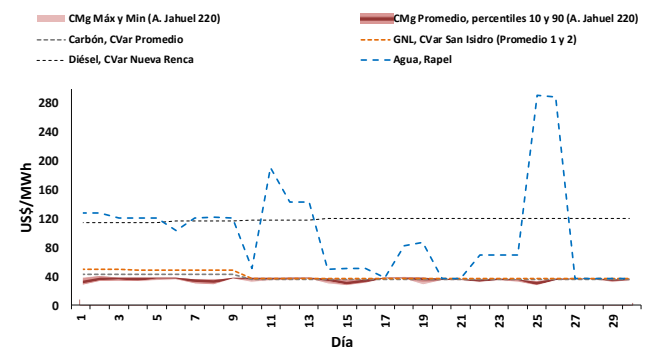


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

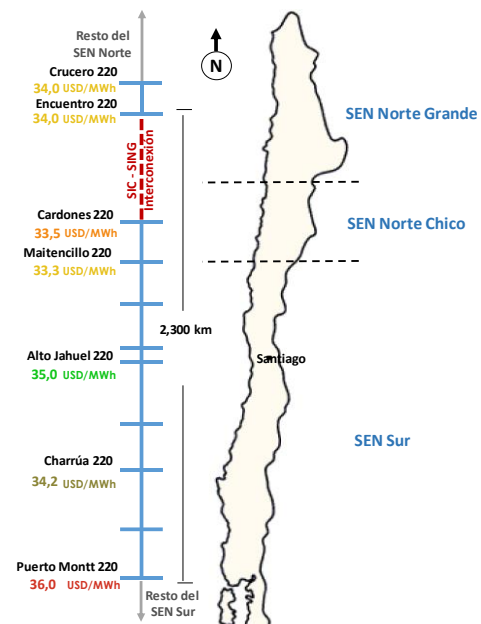


Figura 6: Costo marginal promedio de diciembre en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Unidad con desacople	Horas	Desacople promedio USD/MWh
D. ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	40	27,7
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	46	9,3
N.P. AZÚCAR 500 - N.P. AZÚCAR 220	64	31,8
CAUTÍN 220 - TAP RÍO TOLTÉN 220	20	6,1
N.MAITENCILLO 500 - N.MAITENCILLO 220	29	1,7

Unidad con desacople	Horas	Desacople promedio USD/MWh
PUERTO MONTT 220 - ALCORNOS 220	12	9,3
N.P. AZÚCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	14	1,8
MAITENCILLO 220 - TAP RÍO ROMERO 220	10	27,2
ESMERALDAS 500 - LICHANOS 500	1	8,7
P. AZÚCAR 220 - P. AZÚCAR 110	1	0,0

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

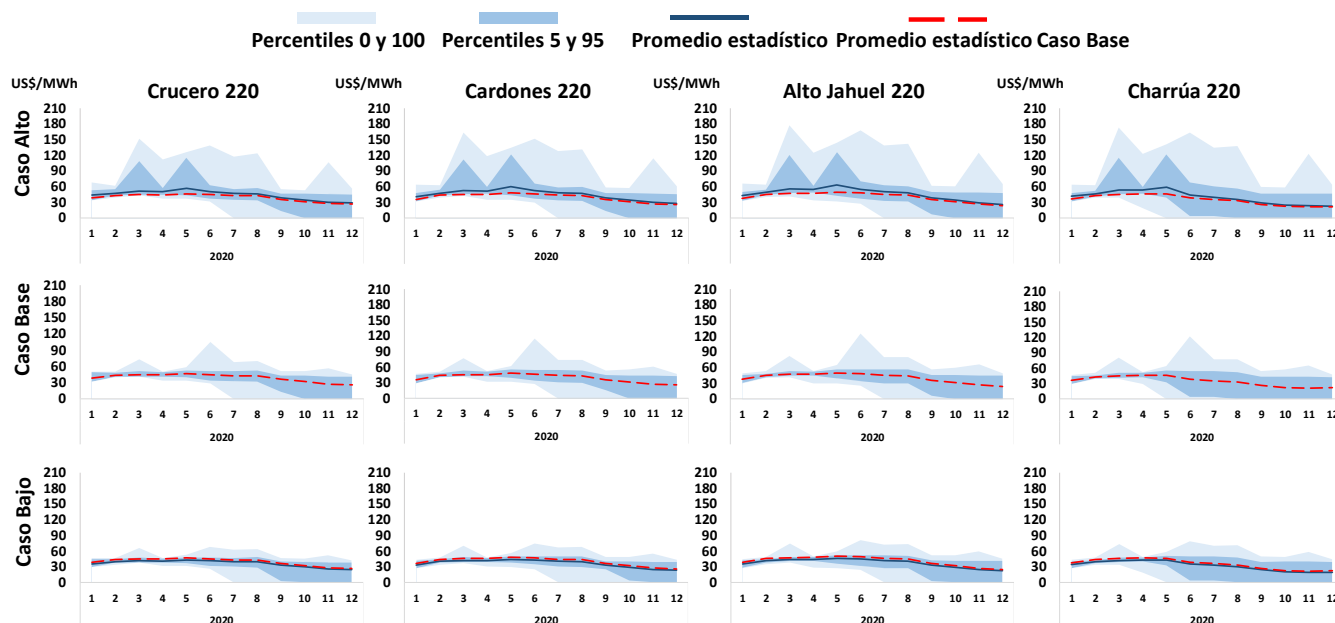


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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	2019 (Real)		0.3%	0.3%	0.3%
	2020 (Proyectada)		3.0%	3.0%	3.0%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	93.6	104.0	114.4
		Angamos	88.4	98.3	108.1
		Tocopilla	103.0	114.4	125.8
		Andina	88.0	97.8	107.6
		Hornitos	86.9	96.6	106.3
		Norgener	88.7	98.5	108.4
		Tarapacá	89.3	99.2	109.1
		N. Ventanas	93.6	104.0	114.4
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	78.2	86.9	95.6
		Mejillones	65.1	72.3	79.5
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5.4	6.0	6.6
		Nehuenco	6.7	7.5	8.2
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
		Mejillones, Tocopilla	5.0	5.6	6.1
		Kelar	9.0	10.0	11.0

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 2772 MW de nueva capacidad, de los cuales 1271 MW son solares, 965 MW son eólicos, 166 MW de biomasa, 28 MW de geotérmica y 342 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%).

Análisis por empresa

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

En diciembre, Enel Chile aumentó su generación solar, eólica y carbón, pero disminuyó en cuanto a gas e hidro. 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 y disminuyó en lo relativo a energía hidráulica. Engie disminuyó su generación a carbón y gas natural. Finalmente, Tamakaya no generó energía durante diciembre de 2019.

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

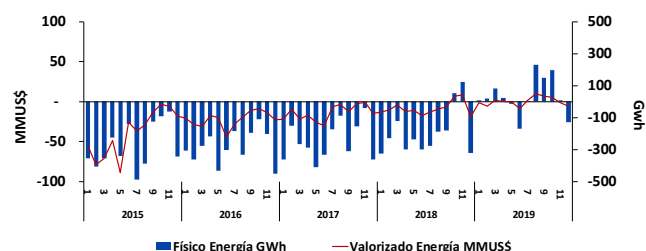
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2018	Nov 2019	Dic 2019
Diésel	2	0	0
Carbón	81	139	183
Gas Natural	84	182	25
Hidro	1.130	1.077	968
Solar	124	112	121
Eólico	167	165	170
Total	1.587	1.675	1.467

*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2019	Dic 2019
Bocamina (prom. I y II)		37,7	37,7
San Isidro GNL (prom. I y II)		38,7	37,0
Taltal Diesel		178,6	182,9
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		125,9	131,0
Celta Carbón (CTTAR)		32,2	32,2

Transferencias de Energía diciembre 2019			
Total Generación (GWh)		1.467	
Total Retiros (GWh)		1.596	
Transf. Físicas (GWh)		-129	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-5	

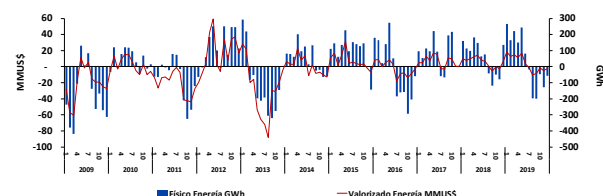


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2018	Nov 2019	Dic 2019
Diésel	4	0	0
Carbón	228	90	256
Gas Natural	249	257	280
Hidro	589	415	359
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.070	762	895

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2019	Dic 2019
Santa María		38,3	35,8
Nehuenko GNL (prom. I y II)		38,8	38,8
Nehuenko Diesel (prom. I y II)		105,0	107,8

Transferencias de Energía diciembre 2019			
Total Generación (GWh)		895	
Total Retiros (GWh)		953	
Transf. Físicas (GWh)		-58	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-3	



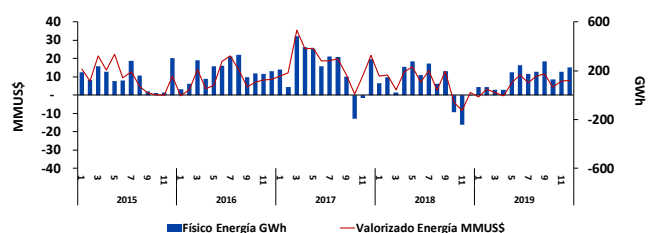
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2018	Nov 2019	Dic 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.450	1.526	1.696
Gas Natural	4	0	1
Hidro	136	99	126
Solar	8	8	9
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.598	1.633	1.831

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Nov 2019	Dic 2019
Ventanas prom. (prom. I y II)		52,8	53,7
N. Ventanas y Campiche		33,1	33,1
Angamos (prom. 1 y 2)		26,1	25,5
Guacolda III		30,3	31,2
Norgener (prom. 1 y 2)		29,5	31,2

Transferencias de Energía diciembre 2019			
Total Generación (GWh)		1.831	
Total Retiros (GWh)		1.605	
Transf. Físicas (GWh)		226	
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		8	



Análisis por empresa

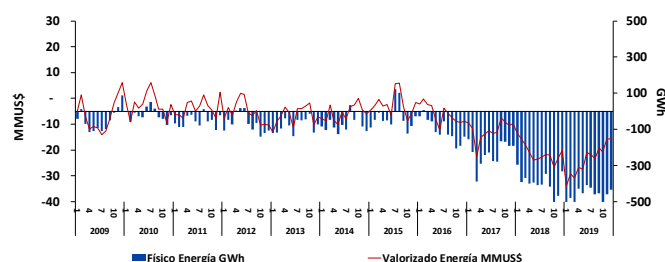
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2018	Nov 2019	Dic 2019
Diésel	1	0	0
Carbón	295	428	415
Gas Natural	92	92	0
Hidro	5	8	4
Solar	9	12	12
Eólico	0	0	0
Total	401	540	431

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Nov 2019	Dic 2019
Andina Carbón	30,7	30,5
Mejillones Carbón	39,8	38,6
Tocopilla GNL	36,6	36,6

Transferencias de Energía diciembre 2019	
Total Generación (GWh)	431
Total Retiros (GWh)	866
Transf. Físicas (GWh)	-435
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-16

*Considera Andina y Hornitos

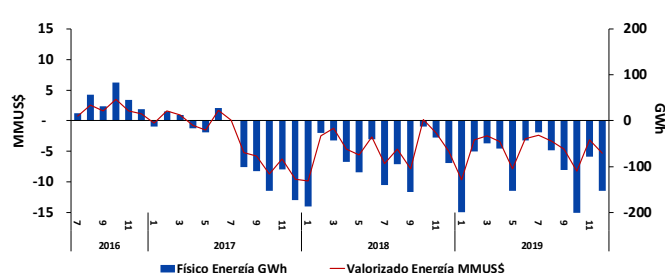


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Dic 2018	Nov 2019	Dic 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	141	173	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	142	173	0

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Nov 2019	Dic 2019
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	65,5	65,6

Transferencias de Energía diciembre 2019	
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	153
Transf. Físicas (GWh)	-153
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



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 diciembre de 2019, es de 90,8 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	84,4	230.634	18.657
COLBÚN	89,2	85.213	6.895
PANGUIPULLU	128,2	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,4	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,1	900	60
Chungungo S.A.	95,9	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	125,6	600	40
SPV P4 S.A.	105,9	300	20
CAMPANARIO*	122,7	7.553	944
M. REDONDO	117,5	3.809	300
D. ALMAGRO	119,8	2.640	220
PUNTILLA	123,7	990	83
AES GENER	81,7	75.172	5.528
GUACOLDA	70,7	9.900	900
PUYEHUE	102,4	2.190	160
E-CL	97,1	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,2	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,6	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,0	2.400	121
ACCIONA	103,9	8.640	577
Aela Generación S.A.	85,7	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	104,9	819	45
Iberdrola Cabo Leones I S.A.	96,5	4.095	226
SCB II SpA	73,1	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,1	2.310	128
El Campesino	98,1	58.000	3.871
Abengoa	123,7	13.775	919
Norvind	122,0	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	90,8	662.246	49.631

* Los contratos de Campanario ya no rigen, por lo que el precio de sus contratos indexados se utilizan solo como referencia

** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 12/2019, ponderado por energía contratada

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	80,8	238.044	17.835
Chilquinta	97,3	53.447	3.813
CGE Distribución	105,6	194.457	14.528
Conafe	101,6	26.697	1.932
SAESA*	84,1	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	92,0	578.200	43.548

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a noviembre de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.783 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 436 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante noviembre fue igual a 1.451 GWh, es decir, se superó en un 233% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de noviembre 2019 fue un 2,59% mayor a la reconocida en noviembre 2018 (1.414 GWh) y un 38,63% mayor a la reconocida en noviembre 2017 (1.046 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 48% (694 GWh) seguido por el aporte eólico con un 34% (493 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 12% (180 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (70 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (14 GWh).

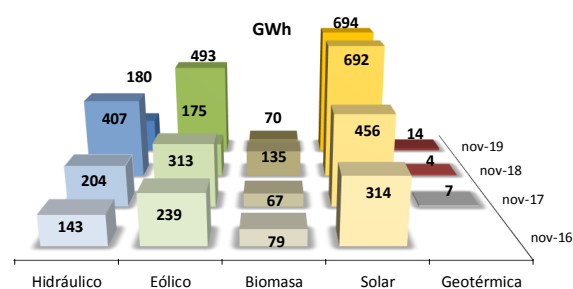
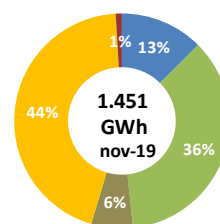


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)



■ 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
Andes Solar II	Solar	80	feb-20
USYA	Solar	52.4	feb-20
Combarbalá	Diesel	75	mar-20
Llanos Blancos	Diesel	150	mar-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	mar-20
Atacama Solar Fase II	Solar	150	abr-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	may-20
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66.9	may-20
Quillagua	Solar	100	may-20
Tolpán Sur	Eólica	84	jun-20
Cabo Leones II	Eólica	205.8	jul-20
Calama PE	Eólica	150	sep-20
Parque Solar San Pedro	Solar	106	sep-20
Tchamma	Eólica	150.4	oct-20
Cabo Leones III	Eólica	78.1	oct-20
Río Escondido	Solar	145	oct-20
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	oct-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	oct-20
La Huella	Solar	84	oct-20
Cerro Tigre	Eólica	184.8	nov-20
Mesamávida	Eólica	62	nov-20
Campos del Sol I	Solar	399	nov-20
MAPA	Biomasa	166	dic-20
La Estrella	Eólica	50	dic-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 diciembre de 2019, totalizan 6.770 MW con una inversión de MMUS\$ 10.509, mientras que los proyectos aprobados totalizan 52.117 MW con una inversión de MMUS\$ 110.827.

Durante el último mes se aprobaron principalmente proyectos solares, con una capacidad de 126 MW. Adicionalmente, se aprobaron tres proyectos eólicos que suman en conjunto alrededor de 50 MW. Adicionalmente, entraron en calificación diecisiete nuevos proyectos solares con cerca de 1.937 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	1.147	1.784	10.430	20.946
Hidráulica	173	447	3.937	6.690
Solar	5.444	8.275	20.925	55.224
Gas Natural	6	4	6.395	6.255
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.766	6.479
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	0	0
Total	6.770	10.509	52.117	110.827

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 – Publicado ([ver más](#)).
- Reglamento de Valorización de la Transmisión – 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 Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

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

www.systep.cl

Enero 2020

Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@systep.cl

www.systep.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@systep.cl | Eléctricos y Regulación

Camilo Avilés A. | Líder de Proyectos

caviles@systep.cl

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