

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Marzo 2020

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3-4
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales Systep	5
Análisis por empresa	6-7
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	8
Expansión del Sistema	9
Proyectos en SEIA	10
Seguimiento regulatorio	10

Las nuevas incertidumbres que enfrenta el crecimiento de demanda y las licitaciones para clientes regulados

Durante los últimos años el crecimiento de la demanda eléctrica ha evolucionado consistentemente bajo las expectativas del mercado. En el año 2015, el Informe de la CNE¹ proyectaba que para el año 2019 la demanda regulada sería de 44.252 GWh, mientras que, a principios de 2019, el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2018-2038² de la CNE proyectaba tan solo 31.000 GWh para ese mismo año. Sin embargo, estas cifras se contrastan con la realidad. Finalmente, la demanda regulada real del año 2019 fue apenas de 29.489 GWh³. Aunque la CNE ha ido actualizando sus proyecciones a la baja, actualmente las distribuidoras han alcanzado altos niveles de sobrecontratación⁴. Ahora, el futuro de la demanda eléctrica resulta mucho más incierto, en un escenario en donde el estallido social de octubre de 2019, más la actual emergencia por el COVID-19, tendrán efectos significativos en el crecimiento del país.

También los niveles actuales de sobrecontratación del sector regulado se explican por la importante migración de clientes al segmento libre, motivados principalmente por el acceso a menores precios de energía. La Figura 1 muestra la sobrecontratación promedio, donde se puede apreciar que para el año 2022 existiría un 38% de sobrecontratación en promedio de la demanda regulada. En este contexto, se registraron 1.129 traspasos de clientes durante el año 2018 y 407 durante el año 2019⁵.

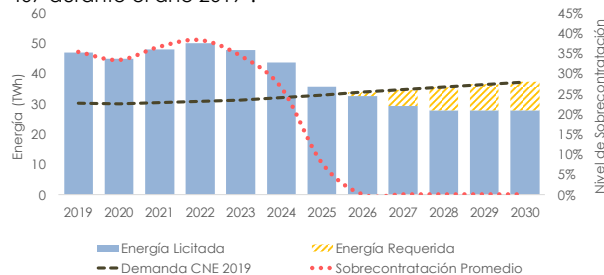


Figura 1: Sobrecontratación Promedio (Datos CNE, Elaboración Propia)⁶

Para aumentar aún más los clientes con acceso a los actuales menores precios de la energía, los parlamentarios buscaron introducir una indicación en la Ley Corta de Distribución que redujera la capacidad instalada de 500 kW a 300 kW para poder optar al régimen libre. La indicación fue rechazada en la votación en sala en el Senado⁷, pues se señaló que no era parte del objetivo de la ley, y también la CNE argumentó sobre el potencial efecto negativo en los niveles de sobrecontratación y en el precio de las futuras licitaciones⁸. Sin embargo, la discusión del acceso a mejores precios por parte de los clientes regulados continúa en la Ley Larga de Distribución, mediante la eventual introducción de la figura del comercializador⁹.

Por otra parte, hace pocos meses atrás, la crisis social ya había disminuido las expectativas de crecimiento económico y por ende las proyecciones del PIB, indicador correlacionado estrechamente con la demanda de energía eléctrica. En efecto, luego del estallido social se observó una disminución de la demanda regulada de un 2,8% entre el cuarto trimestre 2019 con respecto al mismo período del año 2018, según datos informados por el CEN¹⁰. Con respecto a la demanda libre, esta no sufrió grandes cambios, en parte debido a la mencionada migración de clientes regulados, lo que compensó la baja natural que también experimentó el segmento libre. Sin embargo, pese las dificultades provocadas por algunos bloqueos y huelgas, las grandes mineras e industrias continuaron operando, tendencia que ahora podría revertirse por el efecto del COVID-19.

Actualmente, dado el poco tiempo transcurrido de la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19, aún no es posible dimensionar las secuelas que tendrá sobre la demanda eléctrica regulada y libre, así como tampoco es posible anticipar los efectos específicos para los contratos regulados. Sin embargo, los datos del CEN muestran que, entre la semana del 23 al 29 de marzo la demanda total de energía eléctrica en Chile se redujo un 4,5% con respecto a la primera semana del mismo mes, equivalente a una reducción promedio de 417 MW¹¹. Es de esperar que, conforme a que se vayan adoptando medidas más rigurosas para frenar la expansión del virus, la demanda eléctrica podría disminuir aún más en el corto plazo. Si bien el consumo residencial podría mantenerse, el consumo comercial e industrial disminuiría por la ampliación de la cuarentena y la menor actividad que ello conlleva. En países de Europa se han observado disminuciones de la demanda total de al menos 5% en comparación con las semanas anteriores, y en casos más extremos como Italia y Francia la baja ha llegado a rangos del 10-15% de la demanda total¹².

Ante la incertidumbre de crecimiento en el largo plazo, la autoridad se verá obligada a evaluar si mantiene todas las condiciones del proceso de Licitación 2019/01 para clientes regulados, proceso esperado para noviembre de este año¹³. Aunque podría retrasarse, esta licitación igualmente deberá llevarse a cabo no más allá de 2021, pues existiría un déficit de energía contratada al 2026, particularmente debido al vencimiento de los contratos licitados en los procesos 2006 y 2008¹⁴. Adicionalmente, a la Licitación 2019/01 también se le suma la incertidumbre de la incorporación del comercializador, figura que está actualmente en discusión y que podría ser incorporada en la Ley Larga de Distribución.

En este nuevo escenario, resulta fundamental que el gobierno no sólo se preocupe de la continuidad del suministro durante la contingencia, prontamente deberá tomar definiciones, dando así señales que permitan al mercado eléctrico continuar con sus inversiones.

¹ Informe Final de Licitación de Suministro Eléctrico (Licitación 2015-02)

² Informe de Previsión de Demanda 2018-2038

³ Informe Trimestral CEN

⁴ Sobrecontratación: Situación en que el retiro efectivo de energía por parte de las distribuidoras es menor a los montos contratados. Efecto económico sobre los generadores que no pueden vender toda su energía contratada. El retiro real de cada contrato depende, entre otros, de la zona geográfica, volúmenes contratados y del porcentaje de asignación de los otros contratos en cada bloque horario.

⁵ Cifra preliminar para el año 2019 debido a la vigencia de la información (CEN: [Clientes potencialmente libres](#) - [Catastro de Clientes](#))

⁶ La sobre contratación exacta que perciben las empresas generadoras se calcula considerando montos adjudicados por distribuidora, punto de suministro y bloque horario (A, B y C)

⁷ Traspasos de clientes regulados a libres

⁸ Pulso- La Tercera, discusión límite de traspaso a cliente libre

⁹ El Mercurio: Comercializador

¹⁰ Informe Trimestral CEN

¹¹ CEN: Demanda real

¹² Disminución del consumo eléctrico debido al Coronavirus

¹³ Habría espacio para seguir postergándola si se toma un resguardo de cobertura comercial de 3 años de anticipo.

¹⁴ Informe Definitivo Previsión de la Demanda 2019-2039

Análisis de operación

Generación

En el mes de febrero la generación total del SEN fue de 6.363 GWh/mes, un 6,4% inferior a enero de 2020 (6.798 GWh/mes) y un 6,2% mayor que febrero 2019 (5.994 GWh/mes).

La participación de la generación mediante diésel y carbón aumentó en un 210,3% y 1,6% respectivamente en relación con el mes de enero. En contraste, la participación de la generación mediante energía de embalse, pasada, eólica, solar y gas disminuyó en un 23,6%, 18,9%, 3,8%, 6,6% y 2% respectivamente en relación con el mes de enero (ver Figura 1).

Durante febrero estuvieron en mantenimiento mayor las unidades de embalse: Angostura (23 días), Ralco y Pehuenche (6 días cada una); las centrales de carbón Mejillones CTM1 y Guacolda 5 (8 y 3 días respectivamente); las centrales diésel Espinos y Olivos (2 y 1 día respectivamente) y la central de gas Tocopilla U16 (8 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de enero, la potencia máxima generada fue de 10.648 MW el día 10, y la mínima fue de 7.185 MW el día 16. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de febrero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de enero, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de febrero del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 62% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (febrero de 2020), 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 SEN

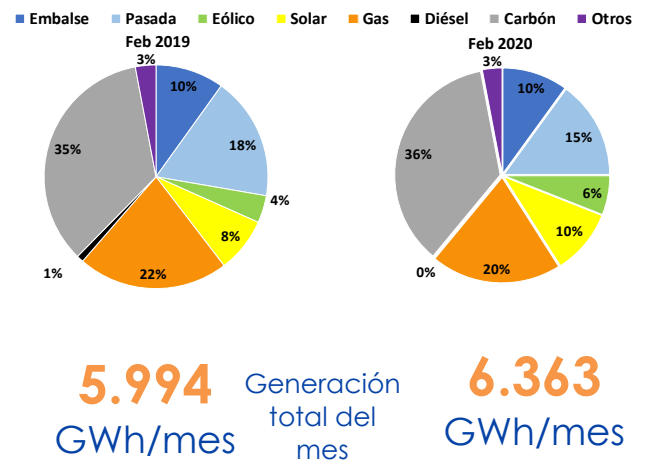


Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)

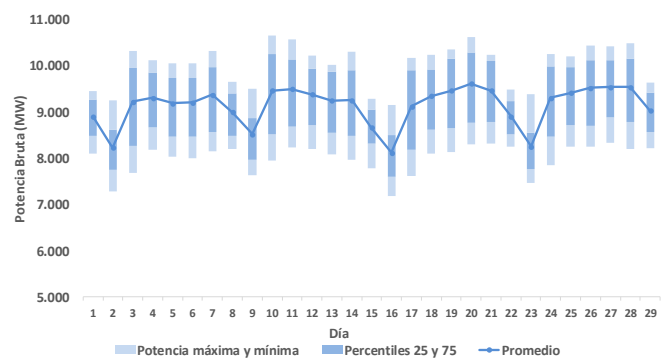


Figura 3: Generación bruta del SEN febrero 2020 (Fuente: CEN)

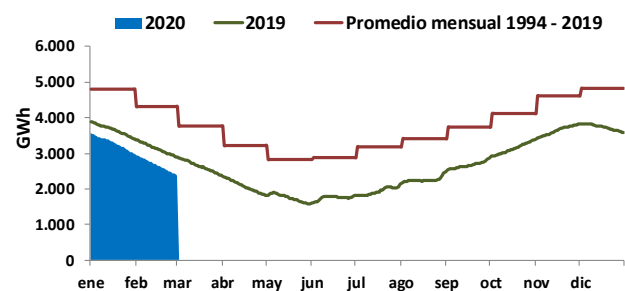


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En febrero 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 40,1US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 4,1% con respecto a enero del mismo año (41,8 US\$/MWh), y una disminución de 22% respecto a febrero de 2019 (51,1 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 febrero de 2020 fue de 43,5 US\$/MWh, lo cual refleja un aumento en 4,8% con respecto a enero del mismo año (41,5 US\$/MWh), y una disminución de 31,9% respecto a febrero de 2019 (63,9 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 enero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 502 horas.

Los tramos con mayores desacoples N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (14 eventos), Cautín 220 – Tap Río Toltén (13 evento) D.Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (9 eventos), con un desacople promedio de 17,6 US\$/MWh, 57,7 US\$/MWh y 29,1 US\$/MWh respectivamente.

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

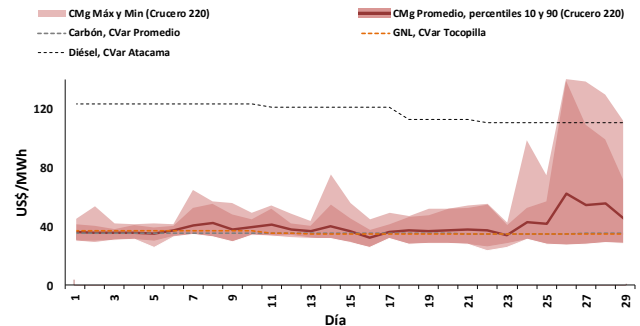


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 (Fuente: CEN)

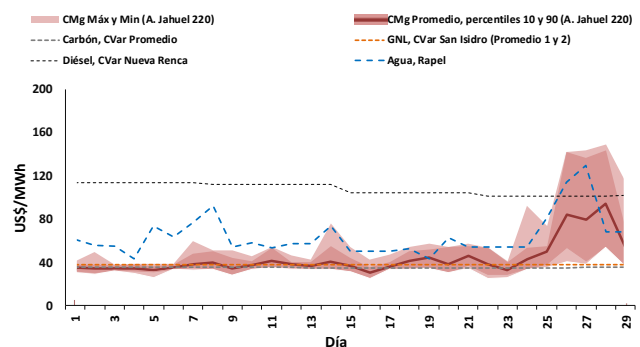


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

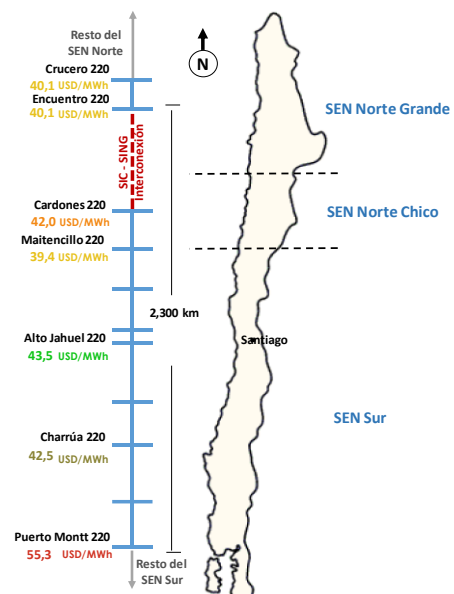


Figura 7: Costo marginal promedio de febrero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
N.MAITENCILLO 500 - N.MAITENCILLO 220	95	17,6	RAPIE 220 - AURORA 220	18	19,9
CAUTIN 220 - TAP RÍO TOLTÉN 220	98	57,7	QUILCOTA 110 - ESPEJO 110	109	27,9
D.ALAMAGRO 220 - CACHUYUYAL 220	34	29,1	N.P.AZUCAR 500 - N.P.AZUCAR 220	41	34,1
CARDONES 220 - C.PIÑO 220	34	33,3	C.CHENA 110 - LO ESPEJO 110	1	925,9
N.CARDONES 500 - CUMBRES 500	70	33,8	PARINACOTTA 220 - PARINACOTTA 066	3	852,1

Los costos marginales presentados provienen del portal de estadística del CEN, que no se encuentra ajustados mediante informe de Balance de transferencias.

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

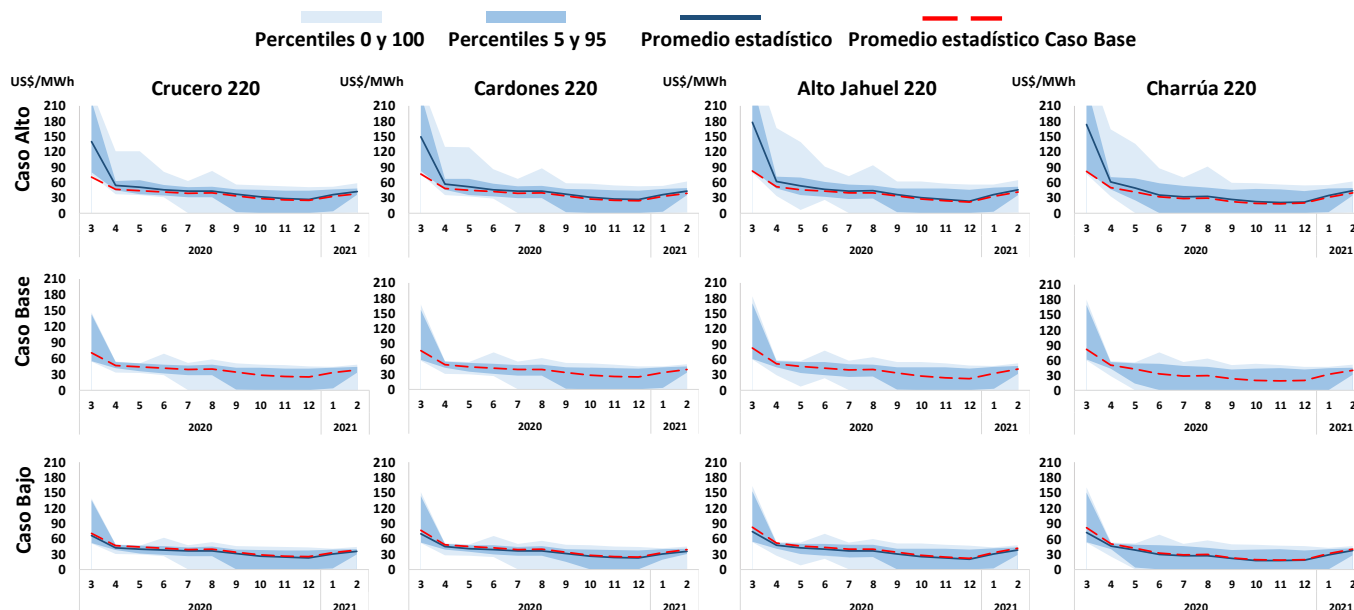


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Dada la actual contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, se consideró una estimación preliminar del impacto que este puede causar para efectos de la demanda eléctrica. 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)		-4.1%	-4.1%	-4.1%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	92.0	102.2	112.5
		Angamos	86.5	96.1	105.7
		Tocopilla	103.6	115.2	126.7
		Andina	59.7	66.3	73.0
		Hornitos	56.1	62.3	68.5
		Norgener	67.1	74.6	82.1
		Tarapacá	73.4	81.6	89.7
		N. Ventanas	71.8	79.8	87.8
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	64.4	71.5	78.7
		Mejillones	63.6	70.7	77.8
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5.4	6.0	6.6
		Nehuenco	4.7	5.2	5.7
		Nueva Renca	5.3	5.9	6.4
		Mejillones, Tocopilla	5.0	5.6	6.1
		Kelar	8.3	9.2	10.2

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 2640 MW de nueva capacidad, de los cuales 1139 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 8**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En febrero, Enel Generación elevó su generación a partir de carbón y disminuyó su generación hidráulica y en base a gas. Por su parte, Colbún aumentó su generación de gas natural y carbón, pero disminuyó la generación hidráulica. Por otro lado, AES Gener, disminuyó la energía a partir del carbón. Engie aumentó considerablemente su aporte en base a carbón y gas. Por último, Tamakaya redujo considerablemente su producción térmica de Gas Natural.

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

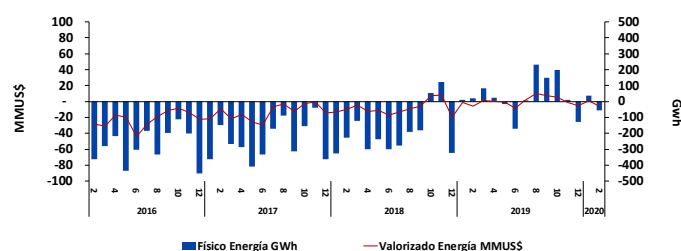
Enel Chile

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2019	Ene 2020	Feb 2020
Diésel	1	0	0
Carbón	294	86	162
Gas Natural	869	399	343
Hidro	789	1.004	765
Solar	96	109	102
Eólico	116	150	142
Total	2.166	1.748	1.514

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Ene 2020	Feb 2020
Bocamina (prom. I y II)		37,7	37,3
San Isidro GNL (prom. I y II)		37,0	37,5
Taltal Diesel		182,9	188,4
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		125,9	131,0
Celta Carbón (CTTAR)		32,2	32,2

Transferencias de Energía febrero 2020	
Total Generación (GWh)	1.514
Total Retiros (GWh)	1.570
Transf. Físicas (GWh)	-55
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-6

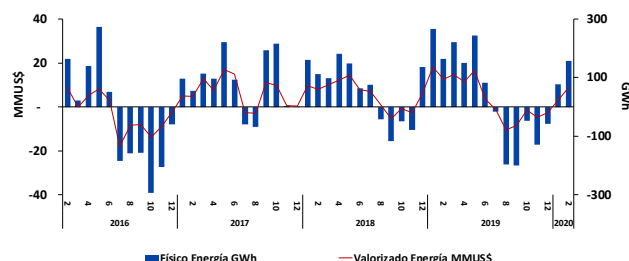


Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2019	Ene 2020	Feb 2020
Diésel	33	1	7
Carbón	228	184	199
Gas Natural	412	328	398
Hidro	307	412	359
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	979	925	962

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2020	Feb 2020
Santa María	35,8	32,9
Nehuenco GNL (prom. I y II)	38,8	38,8
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	107,8	112,5

Transferencias de Energía febrero 2020	
Total Generación (GWh)	962
Total Retiros (GWh)	804
Transf. Físicas (GWh)	158
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9



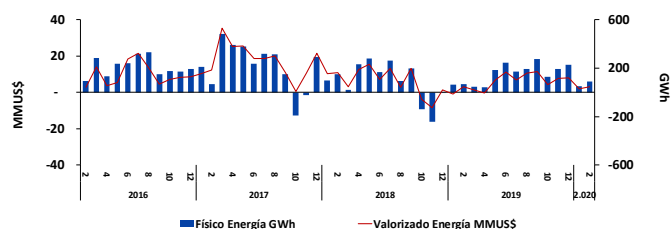
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2019	Ene 2020	Feb 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.351	1.564	1.487
Gas Natural	4	1	1
Hidro	143	140	122
Solar	5	8	7
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.504	1.713	1.617

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Ene 2020	Feb 2020
Ventanas prom. (prom. I y II)		53,7	51,1
N. Ventanas y Campiche		32,8	32,8
Angamos (prom. 1 y 2)		25,5	27,1
Guacolda III		31,2	28,8
Norgener (prom. 1 y 2)		31,2	32,2

Transferencias de Energía febrero 2020	
Total Generación (GWh)	1.617
Total Retiros (GWh)	1.529
Transf. Físicas (GWh)	88
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



Análisis por empresa

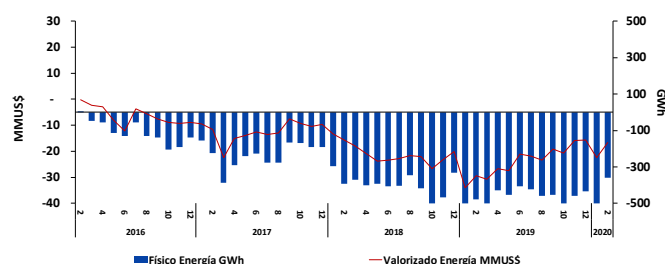
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2019	Ene 2020	Feb 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	186	373	408
Gas Natural	137	15	96
Hidro	5	3	3
Solar	8	12	12
Eólico	4	5	7
Total	339	408	526

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ene 2020	Feb 2020
Andina Carbón	30,5	31,8
Mejillones Carbón	38,6	39,1
Tocopilla GNL	36,6	37,0

Transferencias de Energía febrero 2020	
Total Generación (GWh)	637
Total Retiros (GWh)	996
Transf. Físicas (GWh)	-358
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-17

*Considera Andina y Hornitos

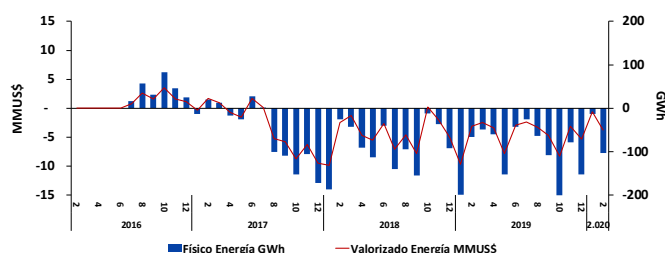


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Feb 2019	Ene 2020	Feb 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	148	283	163
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	148	283	163

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	Ene 2020	Feb 2020
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	65,6	64,2

Transferencias de Energía febrero 2020	
Total Generación (GWh)	163
Total Retiros (GWh)	266
Transf. Físicas (GWh)	-103
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-4



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 febrero de 2020, es de 91,0 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios 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 febrero de 2020 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	84,1	230.634	18.657
COLBUN	90,4	85.213	6.895
PANGUIPULI	128,4	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	118,6	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,3	900	60
Chungungo S.A.	96,1	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	125,8	600	40
SPV P4 S.A.	106,1	300	20
CAMPANARIO*	123,2	7.553	944
M. REDONDO	118,0	3.809	300
D. ALMAGRO	120,4	2.640	220
PUNTILLA	124,2	990	83
AES GENER	83,6	75.172	5.528
GUACOLDA	72,7	9.900	900
PUYEHUE	102,6	2.190	160
E-CL	96,2	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,5	6.570	410
Pelumpén S.A.	91,7	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,2	2.400	121
ACCIONA	104,1	8.640	577
Aela Generación S.A.	85,9	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,0	819	45
Iberoeólica Cabo Leones I S.A.	96,7	4.095	226
SCB II SpA	73,3	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,2	2.310	128
El Campesino	97,7	58.000	3.871
Abengoa	123,9	13.775	919
Norvind	122,2	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	91,0	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 2/2020, ponderado por energía contratada

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a febrero de 2020 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	97,4	53.447	3.813
CGE Distribución	105,8	194.457	14.528
Conafe	100,6	26.697	1.932
SAESA*	84,4	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	92,1	578.200	43.548

* Considera Frontel y Luz Osorno

** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 2/2020, ponderado por energía contratada

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a enero de 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.156 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 462 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.366 GWh, es decir, se superó en un 196% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de enero 2020 fue un 13,3% mayor a la reconocida en enero 2019 (1.206 GWh) y un 21,3% mayor a la reconocida en enero 2018 (1.127 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 51% (697 GWh) seguido por el aporte eólico con un 30% (405 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 10% (139 GWh) y finalmente los aportes de la generación con biomasa y geotérmica que representaron un 8% y 1% respectivamente (110 y 16 GWh).

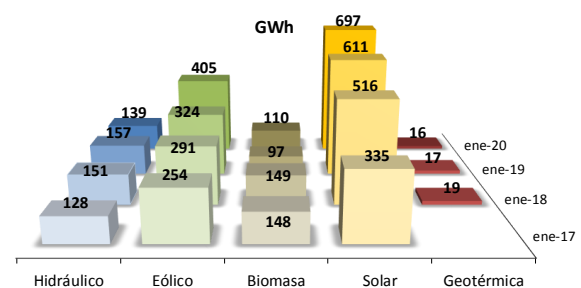


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

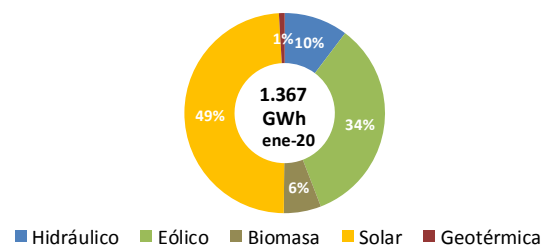


Figura 10: Generación ERNC reconocida en enero 2020 (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE 64 CNE (29-02-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.988 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 43,1% corresponde a tecnología solar (2.579 MW), un 24,4% a tecnología eólica (1.459 MW), un 18,2% a tecnología hidráulica (1.090 MW), un 11% a tecnología térmica (661 MW), un 2,8% a biomasa (166 MW), y un 0,6% a tecnología geotérmica (33 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 resume los supuestos del plan de obras de generación 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
Combarbalá	Diesel	75	abr-20
Llanos Blancos	Diesel	150	abr-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	abr-20
Atacama Solar Fase II	Solar	150	abr-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	may-20
Tafara (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 Pabelón 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	146	dic-20
La Estrella	Eólica	50	dic-20
Negrete	Eólica	39	ene-21

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 febrero de 2020, totalizan 9.523 MW con una inversión de MMUS\$ 14.066, mientras que los proyectos aprobados totalizan 52.777 MW con una inversión de MMUS\$ 111.564.

Durante el último mes se aprobaron 13 proyectos solares, con una capacidad de 332,3 MW. Por otro lado, entraron en calificación 39 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 2.362 MW, de los cuales se destaca el proyecto de Colbún Parque Fotovoltaico Inti Pacha (719 MW), el proyecto Taltal Solar (317 MW) y el proyecto Termosolar La Colonia (300 MW).

Tabla 6: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

Resumen Sistema Eléctrico Nacional

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	2.699	3.077	10.430	20.946
Hidráulica	173	447	3.933	6.677
Solar	6.222	6.481	21.597	55.976
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	129	62	2.758	6.473
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	300	4.000	0	0
Total	9.523	14.066	52.777	111.564

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Reingresa Reglamento de Seguridad de Instalaciones ([ver más](#)).
- Seremi de Energía destaca medidas solidarias en pago de servicios básicos ([ver más](#))

Comisión Nacional de Energía

- Informe Definitivo de Plan de Expansión Anual de Transmisión ([ver más](#)).
- Informe Técnico Definitivo de Fijación de Cargos de Acceso Abierto ([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

Marzo 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
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

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.