

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Julio 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

Demanda eléctrica y COVID-19: Escenario incierto

A raíz de la pandemia causada por el COVID-19, a partir del 18 de marzo, el gobierno comenzó a implementar paulatinamente medidas de confinamiento en el territorio nacional. Recientemente se anunció el plan "paso a paso", sin embargo, se desconoce cuándo se logrará un desconfinamiento total. Las medidas de cuarentena han tenido consecuencias económicas y sociales en el país, y el sector eléctrico no ha quedado ajeno a esta coyuntura. La demanda eléctrica ha disminuido, impactando en todos los sectores del mercado.

Fenómenos que impactan en la demanda eléctrica

Durante el cuarto trimestre del año 2019, la demanda eléctrica se vio parcialmente afectada por el estallido social. Al comparar este periodo con su equivalente de 2018, hay una leve disminución de 0,1% (+3% de la demanda libre; -4,7% demanda regulada). La disminución de la demanda regulada se explicó en gran medida por el cierre o disminución de operaciones de algunos comercios y pequeñas industrias. En comparación, las medidas de cuarentena decretadas por el gobierno durante el presente año han provocado una baja importante en la demanda eléctrica, particularmente en la zona centro del país. La Figura 1 muestra la variación en los retiros de energía en distintas regiones durante los meses de desconfinamiento (abril a junio ambos inclusive), con respecto al 2019.

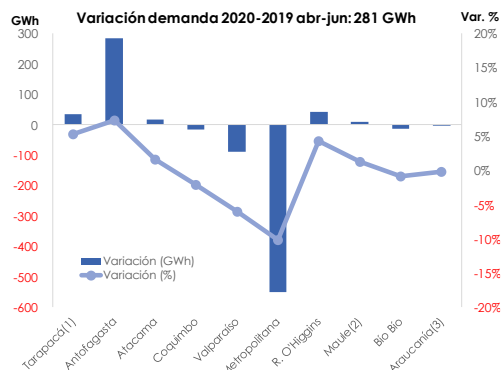


Figura 1: Variación en los retiros de energía entre el año 2019 y 2020, desglosado por región (Fuente: Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional).

La demanda eléctrica del sistema disminuyó 281 GWh en el periodo abril-junio en comparación con el mismo periodo de 2019, equivalente a una baja del 1,6%. Al desglosar por tipo de cliente, la demanda regulada ha visto una reducción de 7,2%, mientras que la demanda libre aumentó en 2,3% con respecto al mismo periodo de 2019. Como consecuencia de la cuarentena total en la Región Metropolitana, la cual comenzó a regir a partir del 15 de mayo, la demanda eléctrica en esta región se vio afectada significativamente en el periodo abril-junio, con una baja equivalente al 10,1%. Particularmente, en la Región Metropolitana los clientes regulados han bajado su demanda en un 9,5%, mientras que los clientes libres en un 11,1%. Una hipótesis que podría explicar la menor baja de demanda del sector regulado respecto del sector libre en la Región Metropolitana, es que si bien el sector comercial e industrial han disminuido el consumo por efecto de la cuarentena, los clientes residenciales han aumentado su consumo eléctrico por el mismo efecto del confinamiento en sus viviendas. Por su parte, el importante aumento en los retiros de la Región de Antofagasta (+7,3%) se debió, entre otros, al aumento de consumos por BHP (incluyendo la planta desaladora Escondida Water Supply).

Como efecto de la emergencia sanitaria, medidas diversas se han tomado en el sector minero²: reducción de personal; aplicación de teletrabajo y turnos 14x14; y paralización de faenas y proyectos. En respuesta a estas medidas, parlamentarios han propuesto un proyecto de ley³ que busca que la actividad minera funcione con servicios mínimos⁴ durante 14 días. Es incierto el impacto que estas medidas tendrán en la demanda eléctrica y actividad económica del país actualmente y en años posteriores.

Estrecha relación histórica entre PIB y la demanda eléctrica

En el pasado el aumento del consumo eléctrico ha estado correlacionado con el crecimiento del país, medido por el PIB. Teniendo esto en consideración, se puede estimar cuándo se recuperará el consumo eléctrico analizando distintos escenarios del PIB. Debido a la pandemia, el Fondo Monetario Internacional (FMI) prevé caídas en el PIB de todos los países de Latinoamérica. En el caso de Chile, el FMI prevé una caída del PIB del -4,5% para el año 2020, seguido por un alza del 5,3% durante el año 2021⁵. Por su parte, el Banco Central de Chile prevé una caída entre 5,5%-7,5% para el año 2020, seguido de un alza de 4,75%-6,25% en el año 2021 y, finalmente, un alza de un 3%-4% el año 2022⁶. Considerando estacionalidad trimestral, para el caso proyectado por el FMI el PIB alcanzaría los niveles de 2019 durante el último trimestre de 2021. En el caso de la proyección del Banco Central de Chile, el PIB recuperaría valores precrisis sanitaria entre el primer trimestre de 2022 y primer trimestre 2023. Dado la evolución histórica entre demanda eléctrica y PIB⁷, podría esperarse una recuperación de la demanda sistémica durante los periodos descritos; sin embargo, es de importancia destacar que la situación actual no tiene precedentes en la época contemporánea, por lo que toda proyección y alcance de esta debe verse de forma conservadora.

Evolución costos marginales durante el periodo de cuarentena

La reducción de la demanda también ha impactado en los precios de energía transados en el mercado mayorista. Los costos marginales inciden en los ingresos de los generadores, en particular en aquellos generadores más expuestos al mercado spot y aquellos *merchant*. La Figura 2 muestra los costos marginales de las barras Alto Jahuel 220 y Crucero 220 desde abril a junio de 2020.

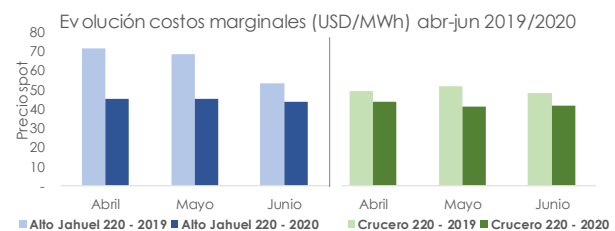


Figura 2: Costos marginales en barras Alto Jahuel 220 y Crucero 220. (Fuente: Datos CEN)

Systep proyecta un costo marginal promedio de 32,8 USD/MWh en la barra Alto Jahuel 220 para el segundo semestre del presente año⁸. A modo de comparación, Enel Distribución traspasa un precio de nudo promedio de la energía a sus clientes de 72,75 US\$/MWh⁹ (a tipo de cambio de junio). Los contratos entre suministradores y clientes permiten a estos últimos obtener precios estables, evitando la volatilidad en los precios a los que se acogerían de participar directamente en el mercado spot.

Este periodo de cuarentena está caracterizado por la baja en los consumos comerciales e industriales, y la disminución de los costos marginales y operacionales. Cabe señalar que tanto clientes libres y regulados en su mayoría tienen contratos de suministros celebrados antes de la pandemia, y por tanto no tenían en consideración las condiciones económicas a las que se ve enfrentado el país actualmente. Por otro lado, la indexación pactada en estos contratos no logra reflejar del todo las variaciones en los precios transados en el mercado mayorista¹⁰.

Con la capacidad instalada disponible y los costos de operación actuales, el sistema eléctrico puede apoyar el aumento de la producción (comercial e industrial) y el consumo de manera efectiva y eficiente en la medida que se busquen mecanismos para que los bajos costos de operación sean percibidos (al menos en parte) por el cliente final (reaccionando a ellos en función de su propia elasticidad de demanda). Estos mecanismos deberán ser analizados cuidadosamente en la Ley Larga de Distribución a través de la propuesta de introducción de la figura del comercializador o incluso a través de mecanismos que permitan una participación más activa de la demanda, por ejemplo retiros directamente del mercado spot por parte de grandes consumos.

¹ (1) Incluye región de Arica y Parícuta; (2) Incluye región de Ñuble; (3) Incluye regiones de Araucanía, Los Lagos y Los Ríos.

² Uno de los últimos anuncios fue declarado por Codelco el 20 de junio señalando que paralizaría la construcción de todos sus proyectos en la zona de Antofagasta, entre los que destaca Chuquibambilla Subterráneo, y que Chuquibambilla operaría solo con personal de Calama.

³ <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?pmID=13991&pmIPIPO=INICIATIVA>

⁴ Definida, entre otros, como tareas "estrictamente necesarias para proteger los bienes corporales e instalaciones de la empresa y prevenir accidentes".

⁵ IMF World Economic Outlook, abril de 2020.

⁶ Informe de Política Monetaria, junio de 2020.

⁷ Desde 2013 hasta 2019 la correlación entre PIB y demanda eléctrica fue 0,955.

⁸ La baja en los costos marginales durante estos meses de cuarentena ha estado acompañada de menores costos medios de operación durante el primer semestre respecto del mismo periodo del año 2019 (-16,3%).

⁹ PEC que Enel Distribución puede traspasar a sus clientes de la zona D según Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, julio de 2020. El tipo de cambio promedio de junio fue 794 CLP/US\$.

¹⁰ Durante los meses de abril a junio los PPA, pactados en dólares y en su gran mayoría indexados por CPI, han disminuido su valor en dólares por la baja del CPI en los últimos meses: -0,7% marzo-abril; mayo-abril se mantuvo prácticamente constante; y mayo-junio +0,5%. Sin embargo, el valor en pesos de estos contratos ha subido como efecto del incremento en el tipo de cambio observado: abril-853 CLP/US\$, 822 CLP/US\$ en mayo y 794 CLP/US\$ en junio.

Análisis de operación

Generación

En el mes de junio la generación total del SEN fue de 6.419 GWh/mes, un 0,2% mayor a mayo de 2020 (6.406 GWh/mes) y un 0,3% inferior a junio 2019 (6.437 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación de energía mediante hidráulica de embalse, hidráulica de pasada y carbón disminuyó un 30,4%, 22,7% y 2,7% en relación con el junio 2019. En contraste, la participación de la generación mediante energía eólica, solar, gas y diésel aumentó en un 5,1%, 8,5%, 23,6% y 934% respectivamente en relación con junio 2019 (Ver Figura 3)

Durante junio estuvieron en mantenimiento mayor la unidad de pasada: Chacayes (3 días); la central hidráulica de embalse: Colbún (29 días); la centrales de carbón: Mejillones CTM1 y Ventanas 2 (9 y 18 días respectivamente); la central de gas: Tocopilla U16 (3 días) y por último, las centrales diésel: Los Espinos y Olivos (1 día cada una).

Con respecto a la generación bruta del mes de junio, la potencia máxima generada fue de 10.335 MW el día 22, y la mínima fue de 7.102 MW el día 29. La Figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de junio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma similar al mes de mayo, la energía embalsada en el SEN no superó los niveles de junio del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 40% del promedio mensual entre los años 1994 y 2019 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2019/2020 (junio de 2020), el nivel de excedencia observado es igual a 87,4%, es decir, se ubica en el 12,6% 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

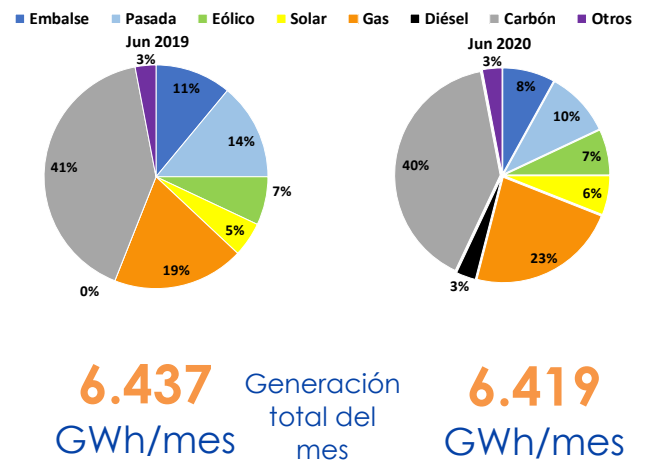
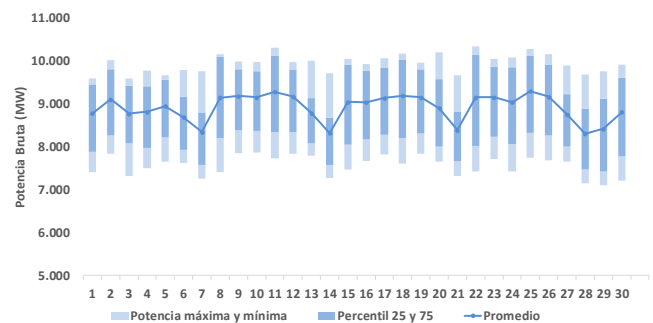


Figura 3: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **10.335 MW**

Potencia mínima mes **7.102 MW**

Figura 4: Generación bruta del SEN junio 2020 (Fuente: CEN)

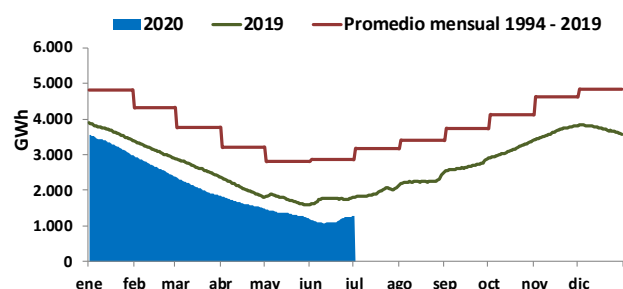


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En junio 2020 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 41,7 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 1,9% con respecto a mayo del mismo año (40,9 US\$/MWh), y una disminución de 13,5% respecto a junio de 2019 (48,5 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el gas y diésel, y en demanda baja principalmente por el carbón (ver Figura 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 en junio de 2020 fue de 43,8 US\$/MWh, lo cual refleja una disminución de 3,1% con respecto a mayo del mismo año (45,2 US\$/MWh), y una disminución de 17,2 % respecto a junio de 2019 (52,9 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 7).

Durante junio 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 8). El total de desacoples del SEN fue de 409 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Quillota 110 – San Pedro 110 (33 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (27 eventos), Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (4 eventos) y N. Maitencillo 500 – N. Maitencillo 220 (3 eventos), con un desacople promedio de 3,6 US\$/MWh, 53,9 US\$/MWh, 21,3 US\$/MWh y 5 US\$/MWh respectivamente.

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

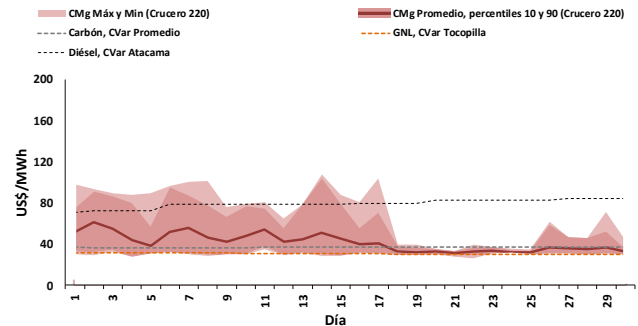


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Crucero 220 (Fuente: CEN)

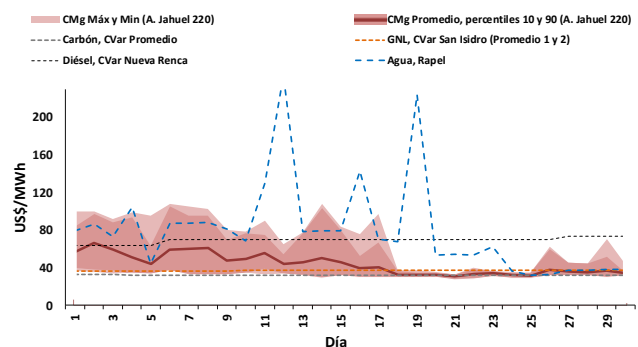


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de junio para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

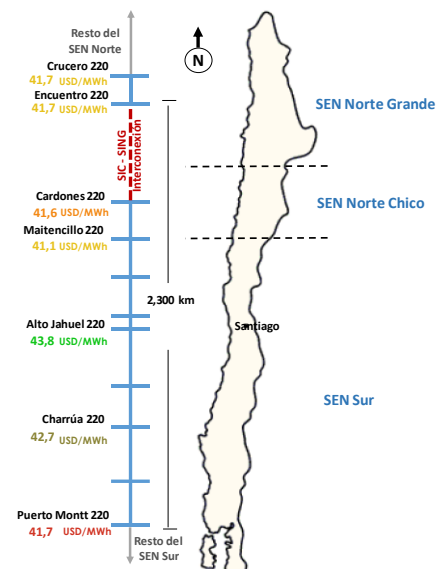


Figura 8: Costo marginal promedio de junio en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
QUILLOTA 110-S. PEDRO 110	181	3,6	NIRIVILO 066-CONSTIT. 066	6	66,8
ITAHUE 220-ITAHUE 154	164	53,9	-	-	-
Lo Aguirre 500-POLPAICO 500	19	21,3	-	-	-
N.MAITENCILLO 500-N.MAITENCILLO	17	5,0	-	-	-
P.MONTT 220-CANITILLAR 220	22	30	-	-	-

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

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

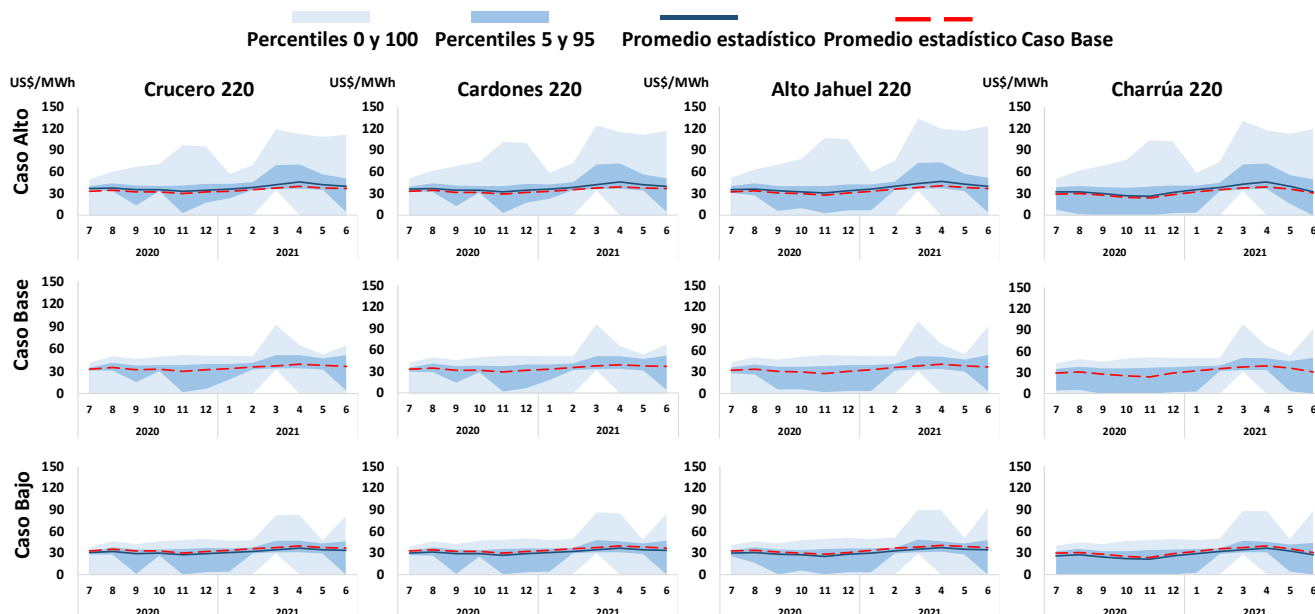


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Dada la actual contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera una contracción para los próximos 12 meses de 0,2% con respecto al mismo periodo móvil anterior. 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 Gas igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación de Gas 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)		0.5%	0.5%	0.5%
	2020 (Proyectada)		-1.4%	-1.4%	-1.4%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	92.1	102.3	112.5
		Angamos	67.0	74.5	81.9
		Guacolda (promedio)	68.9	76.5	84.2
		Tocopilla	119.9	133.2	146.5
		Andina	63.6	70.7	77.7
		Hornitos	63.8	70.8	77.9
		Norgener	68.5	76.1	83.7
		N. Ventanas	63.0	70.0	77.0
	Diesel US\$/Bbl	Quintero	49.0	54.5	59.9
		Mejillones	47.8	53.1	58.4
	GN US\$/MMBtu	San Isidro	5.2	5.8	6.4
		Nehuenco	6.6	7.3	8.0
		Nueva Renca	5.4	6.0	6.6
		Mejillones, Tocopilla	4.3	4.8	5.3
		Kelar	8.6	9.6	10.5

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 3.877 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.789 MW son solares, 645 MW son eólicos, 28 son geotérmicos, 707 MW hidráulicos y 736 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 junio, Enel Generación elevó su generación de GNL, a partir de carbón, hidráulica y gas natural. Por su parte, Colbún aumentó su generación de GNL, hidráulica y a partir de carbón. Por otro lado, AES Gener, disminuyó su generación de carbón. Engie aumentó su aporte en base a GNL y carbón, pero disminuyó su participación en gas natural. Por último, Tamakaya disminuyó considerablemente su producción térmica de gas.

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

Enel Chile

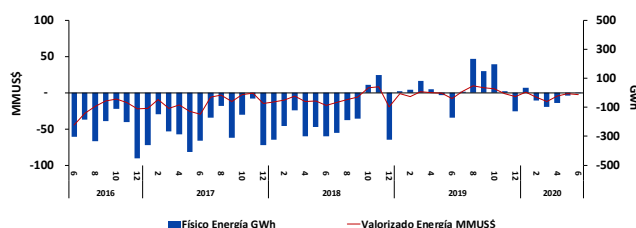
Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2019	May 2020	Jun 2020
Diésel	5	1	20
Carbón	337	318	284
Gas Natural	230	185	24
GNL	134	307	560
Hidro	727	519	506
Solar	65	73	61
Eólico	151	126	143
Getérmica	18	26	21
Total	1.667	1.555	1.619

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	May 2020	Jun 2020
Central		
Bocamina (prom. I y II)	33,9	33,3
San Isidro GNL (prom. I y II)	37,3	37,4
Taltal Diesel	97,5	108,9
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	69,1	79,5

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	May 2020	Jun 2020
Central		
Embalse Ralco	51,2	44,6

Transferencias de Energía junio 2020	
Total Generación (GWh)	1.619
Total Retiros (GWh)	1.621
Transf. Físicas (GWh)	-2
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-3



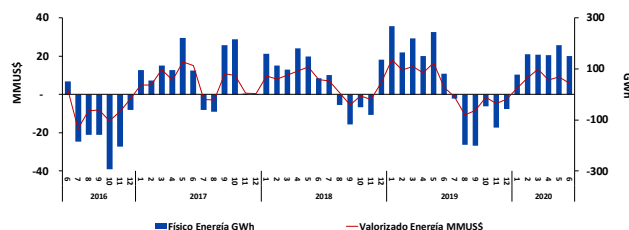
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2019	May 2020	Jun 2020
Diésel	1	12	14
Carbón	239	227	201
Gas Natural	0	117	0
GNL	286	373	443
Hidro	522	341	365
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	1.048	1.070	1.024

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	May 2020	Jun 2020
Central		
Santa María	34,3	32,8
Nehuenko GNL (prom. I y II)	25,9	25,2
Nehuenko Diesel (prom. I y II)	55,1	59,5

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	May 2020	Jun 2020
Central		
Embalse Colbún	37,7	36,4

Transferencias de Energía junio 2020	
Total Generación (GWh)	1.024
Total Retiros (GWh)	873
Transf. Físicas (GWh)	151
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



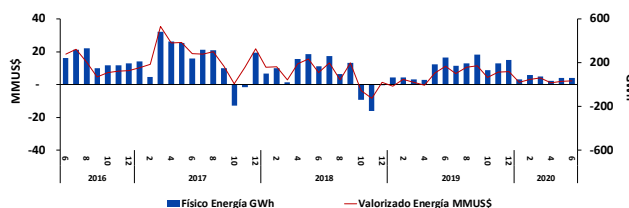
AES Gener

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2019	May 2020	Jun 2020
Diésel	0	0	0
Carbón	1.734	1.667	1.611
Gas Natural	3	1	2
GNL	0	0	0
Hidro	65	54	45
Solar	4	5	11
Eólico	0	0	0
Otro	0	0	0
Total	1.806	1.727	1.668

*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	May 2020	Jun 2020
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	47,3	39,2
N. Ventanas y Campiche	32,5	32,5
Angamos (prom. 1 y 2)	28,5	28,2
Guacolda III	28,7	28,5
Norgener (prom. 1 y 2)	30,7	30,7

Transferencias de Energía junio 2020	
Total Generación (GWh)	1.668
Total Retiros (GWh)	1.607
Transf. Físicas (GWh)	62
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



Análisis por empresa

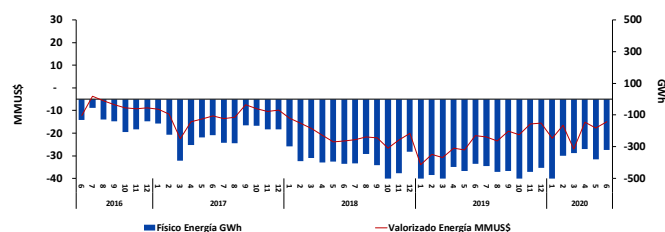
Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2019	May 2020	Jun 2020
Diésel	0	1	0
Carbón	285	430	435
Gas Natural	85	146	138
GNL	105	53	104
Hidro	15	8	13
Solar	9	9	8
Eólico	8	6	6
Total	507	652	704

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	May 2020	Jun 2020
Andina Carbón	32,2	31,7
Mejillones Carbón	48,4	47,9
Tocopilla GNL	30,5	30,8

Transferencias de Energía junio 2020	
Total Generación (GWh)	704
Total Retiros (GWh)	1.025
Transf. Físicas (GWh)	-321
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-15

*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo

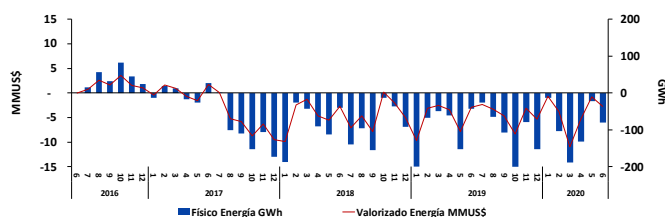


Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Jun 2019	May 2020	Jun 2020
Diésel	0	64	87
Carbón	0	0	0
Gas Natural	369	448	317
GNL	184	192	115
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	553	704	519

Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
Central	May 2020	Jun 2020
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	59,9	60,3

Transferencias de Energía junio 2020	
Total Generación (GWh)	202
Total Retiros (GWh)	283
Transf. Físicas (GWh)	-81
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-3



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

Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a junio de 2020, es de 85,9 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 SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a junio 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	83,0	230.634	18.657
COLBÚN	87,6	85.213	6.895
PANGUIPULLI	128,9	6.304	548
Empresa Eléctrica Carén S.A.	119,0	1.239	83
Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	122,7	900	60
Chungungo S.A.	96,4	2.850	191
Energía Cerro El Morado S.A.	126,3	600	40
SPV P4 S.A.	106,4	300	20
CAMPANARIO*	123,8	7.553	944
M. REDONDO	118,5	3.809	300
D. ALMAGRO	120,9	2.640	220
PUNTILLA	124,7	990	83
AES GENER	82,6	75.172	5.528
GUACOLDA	71,5	9.900	900
PUYEHUE	103,0	2.190	160
E-CL	93,5	109.041	7.279
San Juan SpA.	110,9	6.570	410
Pelumpén S.A.	92,1	7.600	384
Santiago Solar S.A.	86,5	2.400	121
ACCIONA	104,5	8.640	577
Aela Generación S.A.	86,2	16.128	891
Consorcio Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar Chile SpA y Abengoa Solar S.A.	105,4	819	45
Iberoeólica Cabo Leones I S.A.	97,1	4.095	226
SCB II SpA	73,5	1.848	102
Amunche Solar SpA	70,5	2.310	128
El Campesino	95,4	58.000	3.871
Abengoa	124,4	13.775	919
Norvind	122,6	725	48
Precio Medio de Licitación Sistema	89,5	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 6/2020, ponderado por energía contratada

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a junio 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	80,1	238.044	17.835
Chilquinta	97,1	53.447	3.813
CGE Distribución	104,7	194.457	14.528
Conafe	99,1	26.697	1.932
SAESA*	81,2	65.555	5.440
Precio Medio Muestra	91,0	578.200	43.548

* Considera Frontel y Luz Osorno

** Todos los procesos hasta la fecha indexados al 6/2020, ponderado por energía contratada

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a mayo de 2020, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 4.731 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 456 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante mayo fue igual a 1.114 GWh, es decir, se superó en un 144 % la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 42,4% (472 GWh) seguido por el aporte eólico con un 31,6% (352 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 12,6%, 11,4% y 2% respectivamente (140, 127 y 22 GWh respectivamente).

Durante junio, se registraron 0 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución de 100 % con respecto a mayo 2020 (11,24 GWh) y una variación nula con respecto a junio de 2019 (0 GWh), ver Figura 11.

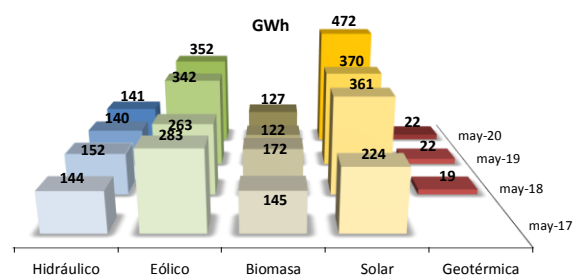


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

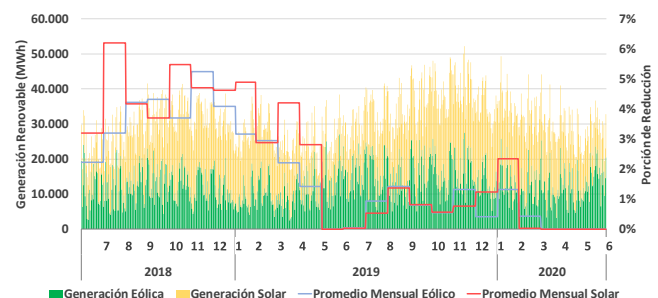


Figura 11: Vertimiento renovable durante el mes de junio (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-226 CNE (31-06-2020) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.752 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 45,6% corresponde a tecnología solar (3.080 MW), un 27,3% a tecnología eólica (1.842 MW), un 15,8% a tecnología hidráulica (1.089 MW), un 8,4% a tecnología térmica (568 MW), un 2,5% a biomasa (166 MW), y un 0,5% 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 (Tabla 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	jul-20
Mochu	Pasada	15	jul-20
Pajonales	Diesel	100	jul-20
Pilar Los Amarillos	Solar	3	jul-20
Prime Los Cóndores	Diesel	100	ago-20
Cabo Leones II	Eólica	205,8	ago-20
USYA	Solar	52,4	sep-20
Aurora	Eólica	129	oct-20
San Javier Etapa I	Diesel	25	nov-20
Combarbalá	Diesel	75	nov-20
San Javier Etapa II	Diesel	25	nov-20
Santa Isabel Etapa I	Solar	155	nov-20
Llanos Blancos	Diesel	150	dic-20
Tatara (ex Maitencillo)	Diesel	66,9	dic-20
Quillagua	Solar	100	ene-21
Alfalfal 2	Pasada	264	ene-21
Atacama Solar (fase II)	Solar	150	ene-21
Campos del Sol Sur	Solar	399	ene-21
Cerro Dominador CSP	Solar	110	ene-21
La Huella	Solar	84	ene-21
Las Lajas	Pasada	267	ene-21
Río Escondido	Solar	145	ene-21
El Pinar	Pasada	11,4	feb-21
Cabo Leones III	Eólica	78,1	feb-21
Negrete	Eólica	39	feb-21
Alena	Eólica	84	mar-21
Los Cóndores	Embalse	150	mar-21
Lomas de Duqueco	Eólica	58,8	abr-21
Azabache	Solar	63	abr-21
Cerro Pabellón 3	Geotérmica	28	abr-21
Margarita	Solar	190,8	abr-21
La Estrella	Eólica	50	abr-21
MAPA	Biomasa	166	may-21
Finis Terrae Extensión	Solar	169	may-21
Capricornio Solar	Solar	87,9	jun-21

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

Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a junio de 2020, totalizan 13.005 MW con una inversión de MMUS\$ 19.933, mientras que los proyectos aprobados totalizan 54.202 MW con una inversión de MMUS\$ 112.931.

Durante el último mes se aprobaron 8 proyectos solares, con una capacidad total de 191 MW. Por otro lado, entraron en calificación 21 nuevos proyectos con una capacidad instalada de 954 MW, de los cuales se destaca el proyecto Estepa Solar (63492 MW) y el proyecto Tres Cruces (150 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	3.534	4.251	10.430	20.946
Hidráulica	170	442	3.933	6.677
Solar	8.872	11.179	23.021	57.343
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	13.005	19.933	54.202	112.931

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Versión del Final Preliminar del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional ([ver más](#)).
- Segunda Versión del Estudio de Valorización de las Instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal y Dedicada por Usuarios Sometidos a Regulación de Precios ([ver más](#)).
- Informe Final Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2020 ([ver más](#))

Ministerio de Energía

- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°10, reglamento sobre la Valorización de la Transmisión ([ver más](#)).
- Ingresa a Contraloría General de la República el reglamento de Planificación de la Transmisión ([ver más](#))
- Reingresa a Contraloría General de la República el reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala ([ver más](#))
-

Coordinador Eléctrico Nacional

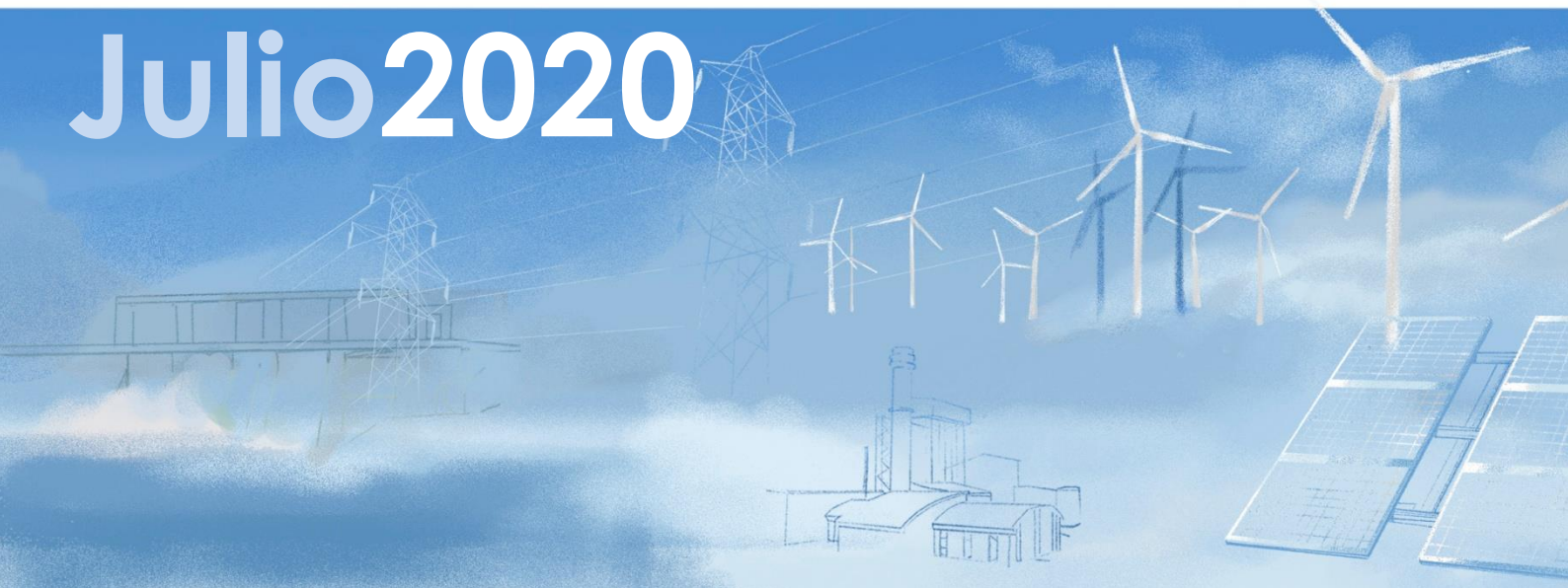
- Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas ([ver más](#)).
- Licitación estudios sistemáticos de la línea HDVC Kimal – Lo Aguirre ([noticia](#), [ver más](#))

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

Julio 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.