

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Junio 2021

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	3
Generación	3
Hidrología	3
Costos Marginales	4
Proyección de costos marginales System	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

Análisis del mercado de Servicios Complementarios

Los Servicios Complementarios (SSCC) son aquellos productos que buscan la operación confiable, segura y de calidad de los sistemas eléctricos mediante las prestaciones de los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios¹. Dentro de estos servicios se destaca el Control Frecuencia (CF), Control de Tensión, Control de Contingencias y el Plan de Recuperación de Servicios. El mercado de estos servicios corresponde a la remuneración y transacción de dichos recursos técnicos.

Antes del año 2020, los SSCC se encontraban normados en el DS N°130¹, que en síntesis regulaba su prestación mediante la instrucción directa por parte del Coordinador.

Posteriormente, desde el 2020 los SSCC se encuentran regulados en el reglamento DS N°113², el cual realiza una categorización de los SSCC, define su estructura de provisión y distribución de sus costos, y se establecen los plazos y contenidos de los informes y estudios de costos que el Coordinador debe realizar. Del mismo modo, el decreto establece los mecanismos de implementación de los SSCC: subastas, licitaciones e instrucción directa. Las dos primeras se realizarán siempre y cuando existan las condiciones de competencia para la prestación del servicio, mientras que la instrucción directa podrá ser ordenada por el Coordinador cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas.

Tras un año y medio de la entrada en vigencia del Decreto N°113, se observa que la evolución de los costos totales por SSCC³ ha ido aumentando desde que se implementó el nuevo reglamento. Lo anterior se refleja en la Figura 1, donde se aprecia un incremento sostenido a partir de marzo de 2020, considerando que el precio promedio mensual de los pagos de SSCC pasó de 11,4 MMUS\$ en 2020 a 18,8 MMUS\$ en lo que va del 2021 (como referencia, el monto promedio en 2019 fue de 2,8 MMUS\$). A modo de contexto, el valor promedio de 2021 representa un 7,8% de las inyecciones valorizadas promedio en el mismo periodo (222,539 MMUS\$).

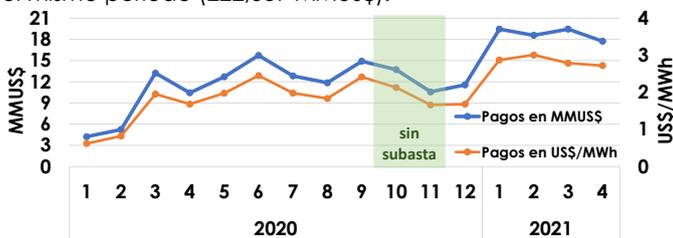


Figura 1: Pagos por SSCC a partir de 2020 en MMUS\$ y US\$/MWh

Cabe destacar que en septiembre del 2020 el Coordinador suspendió las subastas, ya que en su informe de SSCC 2021 determinó que no existían las condiciones de competencia necesarias para realizar subastas. Tras la suspensión de estas, diversas empresas levantaron discrepancias ante el Panel de Expertos, donde esta institución dictaminó la restitución del mecanismo de subastas. Para ello, el Coordinador realizó modificaciones importantes al proceso de subastas, entre las cuales destacan⁴:

- Valor máximo oculto durante las subastas.
- Nueva metodología de cálculo del valor máximo.
- Las ofertas consisten en el costo de desgaste, mantenimiento, habilitación e implementación.
- Los costos de oportunidad (CO) y sobrecostos (SC) son remunerados ex post y determinados por el Coordinador, valores que luego se adicionan al monto adjudicado.

Esto último ayudó a reducir la incertidumbre en las ofertas y ligó el mercado de SSCC con el costo marginal (CMg), por cuanto los CO y SC dependen directamente de este en su cálculo.

Los efectos de las modificaciones introducidas por el Coordinador se aprecian en los resultados de las subastas del servicio de CF (Figura 2), cuyas ofertas por MW adjudicadas disminuyen notoriamente a partir de diciembre de 2020. Sin perjuicio de lo anterior, los montos totales aumentaron debido a que el CO que se remunera está relacionado al CMg, el cual aumentó en 92% en 2021 con respecto a 2020 (40,4 US\$/MWh y 77,5 US\$/MWh promedios, respectivamente)⁵.



Figura 2: Pagos por MW para el CF subastado

Al analizar la cantidad de potencia (MW) adjudicada por las distintas tecnologías en las subastas de CF³, hay una importante participación de las centrales térmicas (TE) e hidráulicas de embalse (HE), con un 51% y 45% del total respectivamente. En particular, el Control Secundario de Frecuencia de Subida es provisto por un 53% TE y 47% HE, mientras que el de Bajada cuenta además con una participación del 2% de la tecnología solar fotovoltaica (SF). Asimismo, el Control Terciario de Frecuencia de Bajada es provisto por hidráulica de pasada y eólica (4% y 2% respectivamente), mientras que la SF, TE e HE son adjudicadas con un 5%, 68% y 22% respectivamente. El Control Terciario de Frecuencia de Subida es provisto principalmente por HE (79%) y TE (21%). El Control Primario de Frecuencia de Bajada comienza a ser subastado a partir del 2021 con un predominio de la TE (~100%). Finalmente, los principales propietarios de estas centrales son: Enel, Colbún, Engie y Tamakaya con un 41%, 21%, 16% y 6% respectivamente.

En resumen, el DS N°113 moderniza los mecanismos de implementación de los SSCC con el objetivo de disminuir los costos para el sistema. Si bien hasta la fecha no se han logrado reducir los pagos totales de estos servicios, gracias a las modificaciones implementadas, se esperaría que al entrar en operación una mayor cantidad de energías renovables bajen los costos marginales del sistema, redundando en un menor costo de oportunidad a ser remunerado, y con ello una posible disminución del costo total a ser pagado por los clientes finales. Sin embargo, en un contexto de descarbonización acelerada, los costos marginales del sistema podrían aumentar, presionando nuevamente al alza los costos de oportunidad de los SSCC.

El esquema de remuneración de los SSCC debe propender a un balance entre el reconocimiento de los costos que enfrentan los prestadores de estos servicios, el objetivo de tener un sistema eléctrico cuya operación sea segura y confiable, y el costo que se le traspasará a los usuarios finales por dichos servicios. En este contexto, los resultados muestran un crecimiento de los costos pagados por los clientes finales, que se traduce en un mayor reconocimiento de costos directos y de oportunidad para los prestadores de SSCC. El desafío entonces está en evaluar continuamente la regulación para que esta refleje adecuadamente el equilibrio de los tres objetivos mencionados anteriormente, pensando la posibilidad de aumentar las instancias de revisión del mercado de SSCC a fin de que las medidas correctivas y/o adaptativas se puedan tomar sin necesidad de esperar varios meses para su implementación.

¹ DS N°130

² DS N°113

³ Balances de Servicios Complementarios

⁴ Informes de Servicios Complementarios

⁵ Valores en barra Alto Jahuel 220 kV

Análisis de operación

Generación

En el mes de mayo la generación total del SEN fue de 6.879 GWh/mes, un 5,6% mayor a abril de 2021 (6.516 GWh/mes) y un 7,4% mayor a mayo de 2020 (6.406 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación diésel disminuyó un 50% en relación con mayo 2020. En contraste, la participación de la generación mediante energía Hidráulica, eólica, solar, gas aumentó en un 4,6%, 53,2%, 33,5%, 4,8% respectivamente en relación con abril 2021. La generación en base a carbón no presentó variación anual (Ver figura 3).

Durante mayo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas de embalse: Angostura, Colbún y Pehuenche (26, 4 y 12 días respectivamente); las centrales de carbón: Angamos-ANG2 y Guacolda 3 (30 y 20 días respectivamente); las unidades de GNL: Taltal, Nueva Renca y Tocopilla-U16 (31, 6 y 3 días respectivamente); las unidades hidráulicas de pasada: Rucúe, Antuco y Chacayes (20, 5 y 6 días respectivamente) y, por último, la unidad diésel Taltal (31 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 10.834 MW el día 24, y la mínima fue de 7.435 MW el día 2. La Figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

De forma análoga a lo ocurrido en el mes anterior (abril) la energía embalsada en el SEN en mayo del presente año no superó los niveles de mayo del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 48% del promedio mensual entre los años 1994 y 2020 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (mayo de 2021), el nivel de excedencia observado es igual a 96,8%, es decir, se ubica en el 3,2% 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

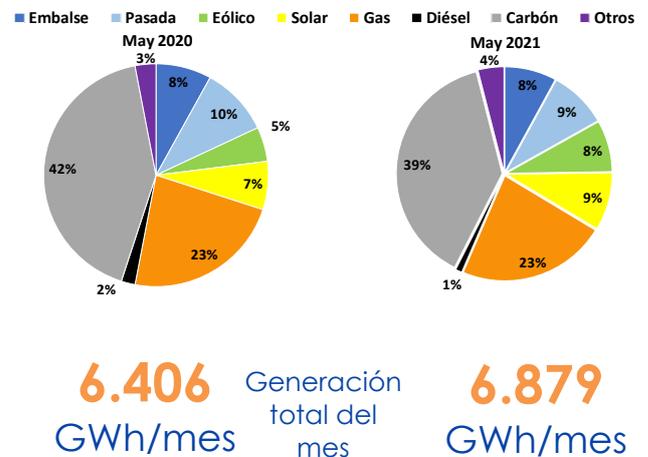


Figura 3: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Figura 4: Generación bruta del SEN mayo 2021 (Fuente: CEN)

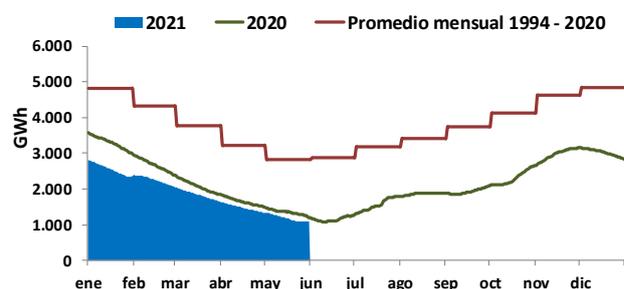


Figura 5: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE - CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En mayo de 2021 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 76,9 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 7,7% con respecto a abril del mismo año (71,4 US\$/MWh), y un aumento de 88,0% respecto a mayo de 2020 (40,9 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 mayo de 2021 fue de 83,1 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución del 0,7% con respecto a abril del mismo año (83,7 US\$/MWh), y un aumento de 83,8% respecto a mayo de 2020 (45,2 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 mayo se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 8). El total de desacoples del SEN fue de 350 horas.

Los tramos con mayores desacoples fueron: Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (25 eventos), Itahue 220 – Itahue 154 (23 eventos), Quillota 110 – S. Pedro 110 (12 eventos) y Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 (5 eventos) con un desacople promedio de 80,3 US\$/MWh, 68,6 US\$/MWh, 62,3 US\$/MWh y 34,9 US\$/MWh respectivamente (ver Tabla 1).

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

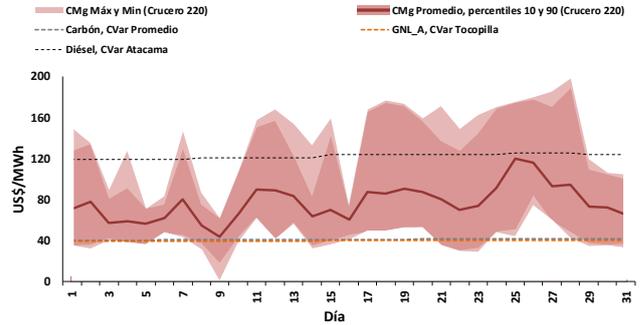


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

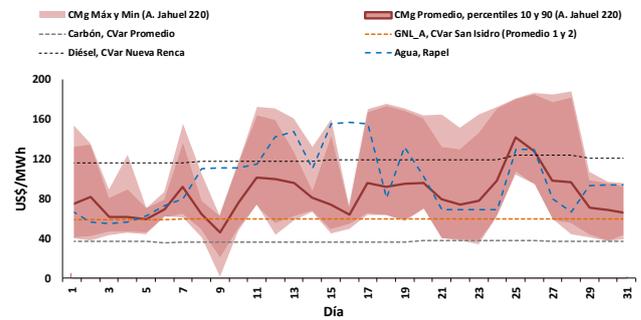


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

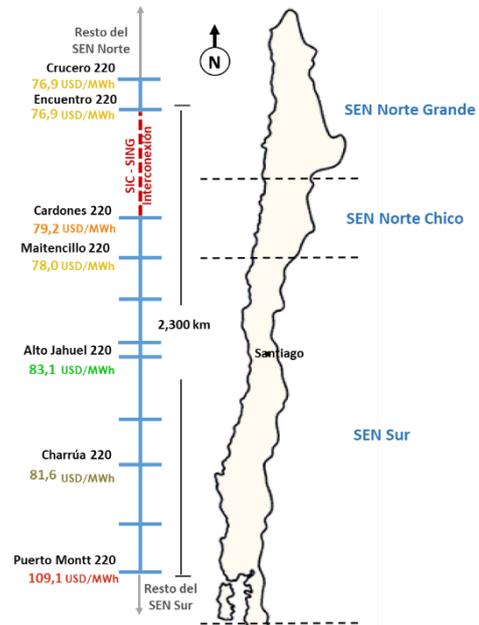


Figura 8: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CAUTIN 220 - TAP RIOTOLTEN 220	186	80,3	D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	4	50,1
ITAHUE 220 - ITAHUE 154	66	68,6	CHILQE 220 - CHILQE 110	6	38,0
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	55	62,3	N.P.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	9	37,8
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	11	34,9	SALAR 220 - CALAMA 220	7	47,3
CUMBRES 500 - L.CHANGOS 500	4	16,9	N.PICHIRROPUL 220 - RAHUE 220	5	24,4

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

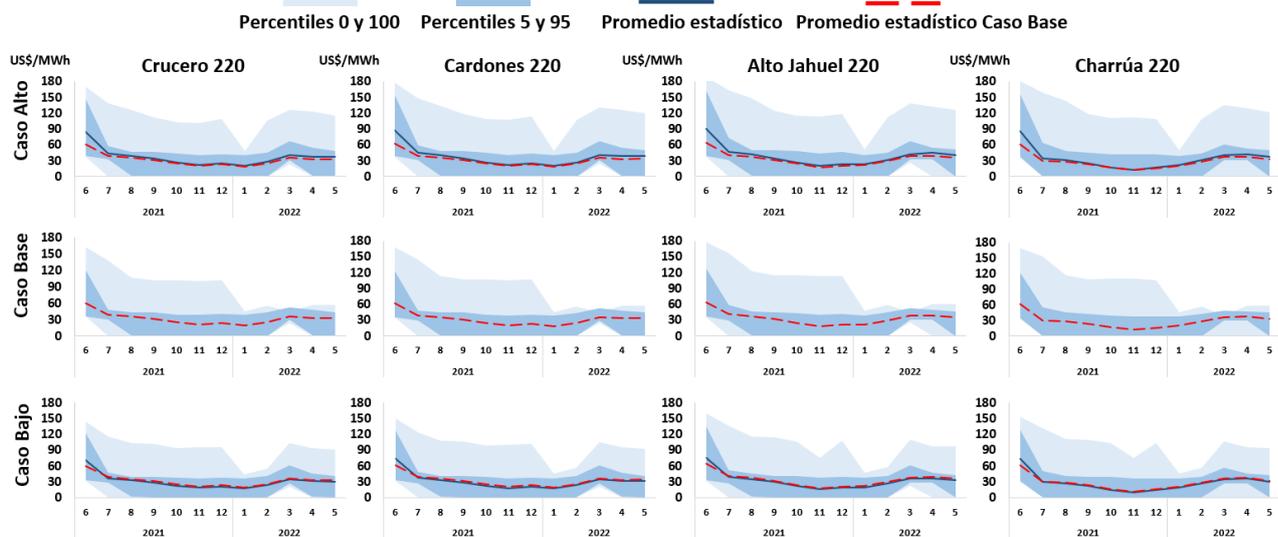


Figura 9: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

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. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta mayo 2021 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 5,0% para el año 2021 respecto del año 2020. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2; un **Caso Bajo** que considera una baja en 10% del costo de combustible; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de Gas y un aumento en 10% del costo de combustible presentado en la Tabla 2. Cabe destacar que en los tres casos no se considera disponibilidad de gas argentino.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2021 (Proyectada)	5.0%	5.0%	5.0%	
	Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	83.2	92.5
Angamos			76.2	84.7	93.1
Guacolda (promedio)			78.6	87.3	96.0
Andina			77.2	85.8	94.4
Hornitos			73.2	81.3	89.4
Norgener			76.4	84.9	93.4
N. Ventanas		77.6	86.3	94.9	
Diesel US\$/Bbl		Quintero	76.7	85.2	93.8
		Mejillones	75.8	84.2	92.7
GNL US\$/MMBtu		San Isidro 1	3.7	4.1	4.5
	Nehuenco 1	7.0	7.8	-	
	Mejillones CTM3	6.4	7.1	-	
	U16	6.4	7.1	7.8	
	Kelar	6.7	7.4	-	
	GN US\$/MMBtu	San Isidro 2	-	-	-
U16	-	-	-		
Nehuenco 2	-	-	-		
Nueva Renca	-	-	-		

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 5.567 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.938 MW son solares, 1.550 MW son eólicos, 28 MW son geotérmicos, 543 MW hidráulicos y 508 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas II para diciembre 2021 junto a U14 y U15, equivalente a un total de 459,2 MW.

En los gráficos de la **Figura 9**, 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 de inyecciones y retiros por empresa, en que se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

En mayo, Enel Generación disminuyó su generación diésel, gas natural y solar, y aumentó su generación en base a carbón, GNL, gas natural, eólica, hidroeléctrica y geotérmica con respecto a abril del mismo año. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a diésel, carbón, GNL e hidroeléctrica. Por otro lado, AES Andes aumentó su generación de carbón. Engie disminuyó su generación en base a GNL y gas natural. Por último, Tamakaya disminuyó su producción térmica de gas.

En mayo, las empresas Tamakaya, Enel, AES Andes y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún fue excedentaria.

Enel Chile

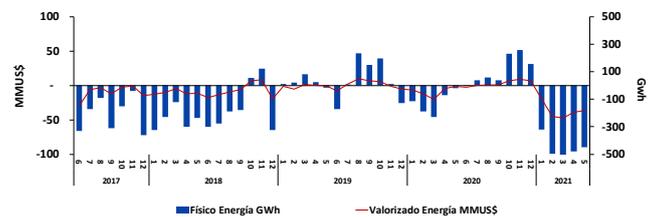
Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2020	Abr 2021	May 2021
Diésel	1	4	3
Carbón	318	243	253
Gas Natural	185	111	91
GNL	307	496	511
Hidro	519	357	575
Solar	73	81	69
Eólico	126	131	134
Geotérmica	26	27	28
Total	1,555	1,452	1,664

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		59.4	59.4
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)		34.8	34.8
Taltal Diesel (Prom I y II)		177.6	183.3
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		118.0	122.3

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Embalse Ralco		92.1	95.6

Transferencias de Energía mayo 2021			
Total Generación (GWh)			1,664
Total Retiros (GWh)			2,115
Transf. Físicas (GWh)			-450
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-37



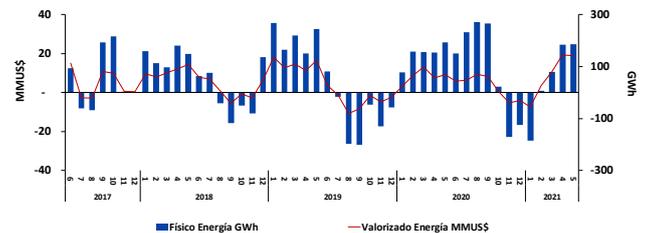
Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2020	Abr 2021	May 2021
Diésel	12	19	21
Carbón	227	225	265
Gas Natural	117	0	0
GNL	373	436	443
Hidro	341	294	339
Solar	1	1	1
Eólico	0	0	0
Total	1,071	974	1,069

Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Santa María		33.3	32.4
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		50.4	58.4
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		42.9	42.9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		104.5	105.8

Fuente	Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Embalse Colbún		36.6	67.3

Transferencias de Energía mayo 2021			
Total Generación (GWh)			1,069
Total Retiros (GWh)			883
Transf. Físicas (GWh)			186
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			19



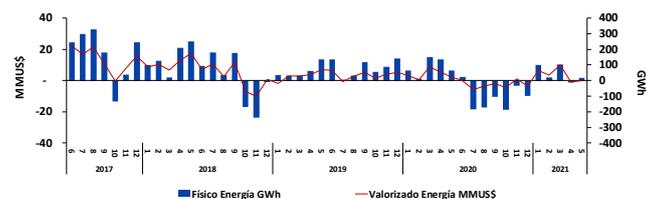
AES Andes

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2020	Abr 2021	May 2021
Diésel	0	0	0
Carbón	1,248	1,076	1,178
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	54	55	56
Solar	4	16	13
Eólico	13	15	16
Total	1,320	1,163	1,263

*Incluye Cochrane, Campiche, Los Cururos y Angamos, entre otros.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Ventanas II		39.5	38.4
N. Ventanas y Campiche		40.6	38.5
Angamos (prom. 1 y 2)		33.4	34.8
Norgener (prom. 1 y 2)		36.5	37.2

Transferencias de Energía mayo 2021			
Total Generación (GWh)			1,266
Total Retiros (GWh)			1,249
Transf. Físicas (GWh)			17
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-0



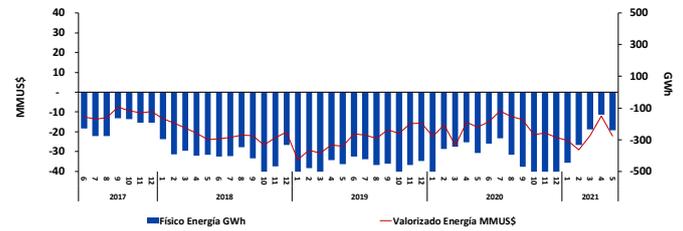
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2020	Abr 2021	May 2021
Diésel	0.6	0.2	0.3
Carbón	430	552	552
Gas Natural	146	166	151
GNL	53	121	101
Hidro	8	3	8
Solar	9	11	10
Eólico	0	6	6
Total	646	859	828

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Andina Carbón		36.8	40.3
Mejillones Carbón		45.2	47.1
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)		39.5	39.8
Transferencias de Energía mayo 2021			
Total Generación (GWh)			828
Total Retiros (GWh)			1,068
Transf. Físicas (GWh)			-240
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-22

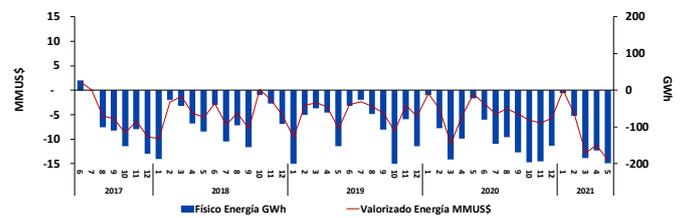
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	May 2020	Abr 2021	May 2021
Diésel	64	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	448	274	181
GNL	192	137	91
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	704	411	272

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)		
	Central	Abr 2021	May 2021
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		68.1	68.4
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)		97.8	94.7
Transferencias de Energía mayo 2021			
Total Generación (GWh)			91
Total Retiros (GWh)			290
Transf. Físicas (GWh)			-199
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-14



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), 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 mayo de 2021, 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 de oferta. 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 2015/01.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas System](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a mayo de 2021 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
ENDESA	87.7	15,679
E-CL	101.7	7,596
AES GENER	85.3	5,229
COLBÚN	94.6	4,850
El Campesino	104.4	4,021
Abengoa	126.0	955
IBERÉOLICA CABO LEONES II S.A.	51.9	858
Aela Generación S.A.	84.1	769
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	42.6	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	43.3	638
ACCIONA	104.2	603
PANGUIPULLI	127.1	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	47.4	528
San Juan SpA.	112.4	422
WPD MALLECO (Malleco)	54.9	397
Pelumpén S.A.	89.7	326
M. REDONDO	115.9	303
MARIA ELENA SOLAR	32.0	280
D. ALMAGRO	122.3	220
Iberollica Cabo Leones I S.A.	98.3	195
WPD MALLECO (Malleco II)	54.5	192
Chungungo S.A.	97.6	191
OPDENERGY	41.8	176
PUYEHUE	99.0	160
IBERÉOLICA CABO LEONES III SpA	71.8	130
Santiago Solar S.A.	87.6	121
Otros	94.6	799
Precio Medio de Licitación	90.8	46,842

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a mayo de 2021 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2021 GWh
Enel Distribución	78.3	16,316
CGE Distribución	103.6	13,024
Chilquinta	95.4	3,481
SAESA	93.0	4,312
Precio Medio Muestra	90.5	37,134

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a abril de 2021, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.519 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 570 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 1.393 GWh, es decir, se superó en un 145% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 53% (734 GWh) seguido por el aporte eólico con un 19% (266 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 17%, 9% y 2% respectivamente (237, 128 y 29 GWh respectivamente, ver Figura 10).

Durante abril, se registraron 6 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del 63% con respecto a marzo 2021 (15,9 GWh) y un aumento del 858% con respecto a abril de 2020 (0,6 GWh), ver Figura 11.

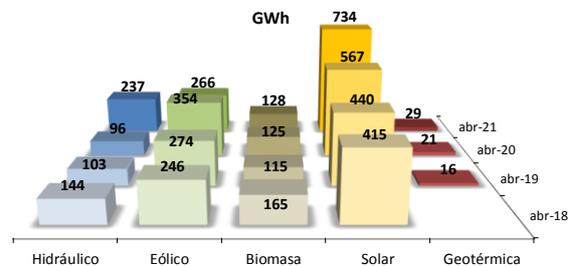


Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

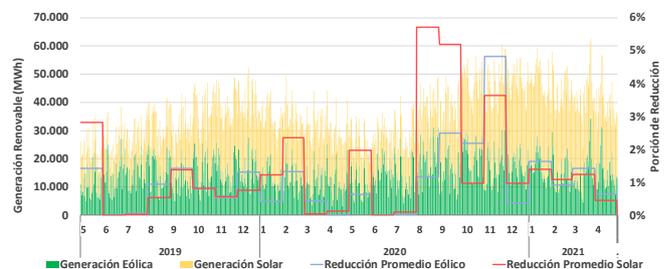


Figura 11: Vertimiento renovable durante el mes de abril (Fuente: CEN).

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-171 CNE (31-05-2021) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 6.445 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 53,2% corresponde a tecnología solar (3.431 MW), un 22,6% a tecnología eólica (1.455 MW), un 16,9% de tecnología hidráulica (1.090 MW), un 4,7% de tecnología térmica (303 MW), y un 2,6% a biomasa (166 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 resume el plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 5: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE)

Proyecto	Fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]
Extensión de Parque Eólico Cabo Leones I	jun-21	Eólica	40
Parque Eólico Mesamávida	jun-21	Eólica	40
Planta FV Sol del Desierto Fase I	jun-21	Solar	175
Planta FV Sol del Desierto Fase II	jun-21	Solar	55
San Javier etapa I	jun-21	Térmica	25
San Javier etapa II	jun-21	Térmica	25
Parque FV Domeyko	jun-21	Solar	186
Sol de Los Andes	jun-21	Solar	89
PV Tamaya Solar	jun-21	Solar	114
Parque Solar Capricornio	jul-21	Solar	88
La Cruz Solar	jul-21	Solar	50
Valle Escondido	jul-21	Solar	105
Las Lajas	jul-21	Hidráulica	267
PE Lomas de Duqueco	jul-21	Eólica	57
Central de Respaldo Maitencillo	jul-21	Térmica	67
Parque FV Pampa Tigre	ago-21	Solar	100
Los Olmos	ago-21	Eólica	100
Parque Eólico Calama	ago-21	Eólica	150
PE Llanos del Viento	ago-21	Eólica	156
Valle del Sol	ago-21	Solar	150
Alfalfal II	sept-21	Hidráulica	264
Diego de Almagro Sur	sept-21	Solar	208
Portezuelo del Verano	sept-21	Solar	3,0
Llanos Blancos	oct-21	Térmica	150
MAPA	oct-21	Biomasa	166
Parque Eólico Ckani	oct-21	Eólica	107
Andes IIB	oct-21	Solar	113
PE Puelche Sur	nov-21	Eólica	152
Proyecto FV Coya	dic-21	Solar	180
Campo Lindo	mar-22	Eólica	72
Sol de Varas	mar-22	Solar	101
Campos del Sol II	mar-22	Solar	370
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81

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 mayo de 2021, totalizan 18.806 MW con una inversión de MMUS\$ 20.907 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 59.704 MW con una inversión de MMUS\$ 119.137 (ver Tabla 6).

Durante el mes de mayo 16 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una potencia nominal de 144 MW. Se destaca dentro de estos proyectos, que la mayoría corresponden a proyectos PMGD, cuya potencia nominal no supera los 9 MW. Por otro lado, entraron en calificación 72 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 3.496 MW, de los cuales se destacan los proyectos SEONGNAM y Pauna Solar de 1.009 MW y 671 MW respectivamente.

Tabla 6: Proyectos de generación aprobados y 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	5.746	6.334	10.754	21.553
Hidráulica	176	456	3.933	6.677
Solar	10.691	12.362	26.996	54.880
Gas Natural	0	0	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	70	30	2.887	6.535
Biomasa/Biogás	0	0	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	2.123	1.724	0	0
Total	18.806	20.907	59.704	119.137

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publicó en el Diario Oficial el Decreto 4T que Fija Derechos y Condiciones de Ejecución y Explotación, Las Empresas Adjudicatarias, Plazos Máximos para la Entrada en Operación y VATT de las obras contempladas en los Decretos N°198 y N° 231 del 2019 (Decreto de Adjudicación de Obras de Transmisión, [ver más](#)).

Comisión Nacional de Energía

- Se publicó Resolución Exenta N°189 que define un Nuevo Calendario del Proceso de Licitación de Suministro 2021/01 ([ver más](#)).
- Se publicó borrador para Consulta Pública sobre Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado ([ver más](#)).
- Se publicó Resolución Exenta N°192 que Aprueba Fijación Definitiva de Cargos de Transmisión a que se Refiere los Artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publicó Resolución Exenta N°182 que Establece Plazos del Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución ([ver más](#)).

Cámara de Diputados

- Se aprobó en Cámara de Diputados el Proyecto de Ley sobre Descarbonización Acelerada y avanza a Cámara Revisora ([ver más](#)).

Servicio de Impuestos Internos (SII)

- Se publicó Resolución Exenta N°56 que Incorpora a la Tabla de Depreciación, los Vehículos Eléctricos o Híbridos con Recarga Eléctrica Exterior y Otros Calificados como Cero Emisiones por Resolución Fundada del Ministerio de Energía. ([ver más](#)).

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

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

www.system.cl

Junio 2021



Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Redes Sociales:  

reporte@system.cl

www.system.cl

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@system.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@system.cl

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

jhurtado@system.cl

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