

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Abril 2022

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

Estrategia de Energía: Prioridades y Desafíos de la Nueva Administración

El plan presentado por el Ministro de Energía, Claudio Huepe, ante la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados¹ y la Comisión homóloga del Senado², destaca los siguientes pilares:

- **Transición Energética Justa:** Mayor énfasis en un proceso de transición justo, con foco en las "medidas habilitantes" para acelerar la descarbonización más que en la meta (estimada en torno al 2030), con líneas de trabajo que incluyen el almacenamiento, participación de la demanda, recuperación del medio ambiente, resguardo de economías locales y a ENAP como un agente activo en el sector energético.
- **Vulnerabilidad y Pobreza Energética:** Reducción de la disparidad de servicio eléctrico y estabilización de precios de las cuentas eléctricas, con medidas que incluyen un sistema de estabilización permanente de las cuentas de la luz, un mejor funcionamiento del mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP), programa Abriguemos Chile (reacondicionamiento térmico de 400.000 viviendas usadas) y agua caliente sanitaria para todos los hogares.
- **Democratización y Descentralización de la Energía:** mayor incidencia de las regiones en la evolución del sector energético y mayor autonomía local de generación de calefacción y electricidad, con medidas como el fortalecimiento de las Secretarías Regionales (SEREMIS), fomento a cooperativas y empresas eléctricas locales, y el programa Casa Solar (alcanzar 20 mil hogares y 500 MW con energía solar).
- **Seguridad y Resiliencia:** Medidas de corto y largo plazo para abordar la estrechez de suministro eléctrico e incorporación del tema ciberseguridad.

Respecto a la seguridad de abastecimiento, el 14 de abril el Ministerio estableció el Grupo de Seguridad Eléctrica, cuyo objetivo es fortalecer la seguridad del sistema para 2022 y 2023. El grupo generaría propuestas entre diversos actores³ a ejecutar entre mayo y agosto de este año.

En materia legislativa, el Ministro se refirió a la postura del gobierno respecto a los siguientes proyectos de ley:

- **Ley de Almacenamiento:** Promoción del proyecto que está pendiente de discusión en el Senado.
- **Ley del Mercado del Gas:** Retiro del proyecto debido a que abarca dos temas (GN y GLP) que deberían tratarse de forma separada.
- **Ley de Impulso a Energías Renovables:** Apoyo con mejoras para lograr un desarrollo más distribuido y garantizar una adopción sostenida en el tiempo.
- **Ley de Biocombustibles Sólidos:** Promoción del proyecto (pendiente de discusión en el Senado).

Por otro lado, el proyecto de ley de portabilidad eléctrica, impulsado en el gobierno anterior, no es una prioridad para este gobierno, mientras que la Estrategia de Hidrógeno Verde es considerada muy relevante, pero señala que debe ir acompañada de un plan de acción.

Además, se destacaron dos ejes transversales al Plan de Gobierno: enfoque de género y modernización, con medidas como la creación de una Unidad de Género y DDHH en el Ministerio, búsqueda de paridad en cargos a nivel directivo, facilitar la comprensión de información a la ciudadanía en instituciones como la CNE y la SEC, agilización de procedimientos de la SEC, y que el sector energía reciba parte del aumento en la inversión de I+D.

En relación con los desafíos, la inminente culminación del fondo de estabilización definido por la Ley 21.185 (Ley PEC) debe ser enfrentada a la brevedad por la cartera, ya que, de no definirse un nuevo esquema, se esperan alzas significativas, de más de un 20%, en las cuentas de clientes regulados. Otra de las urgencias corresponde a las modificaciones del mercado del GLP y la potencial rebaja en sus precios, que en promedio representa un 19% del gasto total en servicios básicos del hogar⁴.

El retiro del proyecto sobre el mercado del gas podría suponer un retraso considerable en la meta de reducir los gastos que incurren los hogares en GLP, por lo que la implementación de medidas que no requieran cambios legales es esencial para beneficiar a los hogares antes de la llegada del invierno. De hecho, el ministro señaló que, dada la complejidad del tema, la redacción de nuevos proyectos de ley podría tardar algunos meses.

Otro de los desafíos claves es la estrechez del sistema eléctrico ante un proceso de descarbonización acelerada o sequía (hoy ya existen barras con costos marginales sobre los 300 USD/MWh). Un estudio del CEN⁵, señala que, de existir condiciones de sequía extrema, indisponibilidad de centrales térmicas de gran tamaño e indisponibilidad de suministro de diésel, existiría un déficit de suministro a nivel sistémico (de hasta 8% en un mes) que podría mitigarse con medidas como el aumento de las compras de gas, mejorar la resiliencia del suministro del combustible diésel, mantener reservas hídricas (como las instruidas en el decreto de racionamiento preventivo vigente), entre otras. En particular, el Grupo de Seguridad Eléctrica convocado por el Ministerio, abarcó el abastecimiento global de diésel para la operación de 2022, un plan logístico para la distribución del diésel, opciones para mayor disponibilidad del gas, acuerdos entre generadores y clientes para gestionar el consumo, y una estrategia comunicacional a la ciudadanía⁶.

La dificultad que enfrenta el gobierno es el acotado tiempo (semanas) para realizar medidas que consigan proteger a los sectores más vulnerables de la población tanto en sus requerimientos de electricidad como de calor, en particular, evitando la inminente alza de tarifas producto del agotamiento del fondo de estabilización. Se trata de desafíos de cortísimo plazo que deben ser enfrentados ya, para que, una vez superada la urgencia, la autoridad tenga la viabilidad política para avanzar en el resto del plan presentado y que le permita lograr una transición energética cada vez más justa.

¹ [Ministro Huepe presenta plan de Energía en el Congreso](#)

² [Comisión de Minería & Energía, 20 de abril de 2022](#)

³ Incluyendo al Coordinador, CNE, SEC, ENAP, Asociaciones de Molineros, COPEC, ENEX, ESMAX, gremios, entre otros.

⁴ [Minuta FNE, Estudio del Mercado del Gas, 2021](#)

⁵ [Estudio de Seguridad de Abastecimiento, marzo 2022](#)

⁶ [Los ejes del trabajo que activó el gobierno con la mesa de seguridad eléctrica](#)

Análisis de operación

Generación

En el mes de marzo, la generación total del SEN fue de 7.139 GWh/mes, un 9,3% superior a febrero de 2022 (6.529 GWh/mes) y un 2,3% mayor a marzo de 2021 (6.975 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación hidráulica, carbón y diésel se redujo un 7%, 18% y 62% en relación con marzo 2021. En contraste, la participación de la generación eólica, solar y gas aumentaron en un 55%, 52% y 13% respectivamente en relación con marzo 2021 (Ver figura 1).

Durante marzo estuvo en mantenimiento mayor la central diésel Mejillones – CTM3 Diesel (31 días); la central de carbón Cochrane CCH2 y Ventanas II (8 y 12 días, respectivamente); las centrales de gas: Mejillones – CTM3 GNL y Gas Arg., Kelar GNL y Atacama 2 GNL (31, 31, 11 y 11 días, respectivamente); las centrales hidráulicas: Angostura, Pehuenche y La Higuera (25, 19 y 24 días, respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de marzo, la potencia máxima generada fue de 11.013 MW el día 14, y la mínima fue de 7.858 MW el día 19. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de marzo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

En marzo la energía embalsada en el SEN no logró superar los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 38% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2021/2022 (marzo 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 97%, es decir, se ubica en el 3% 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

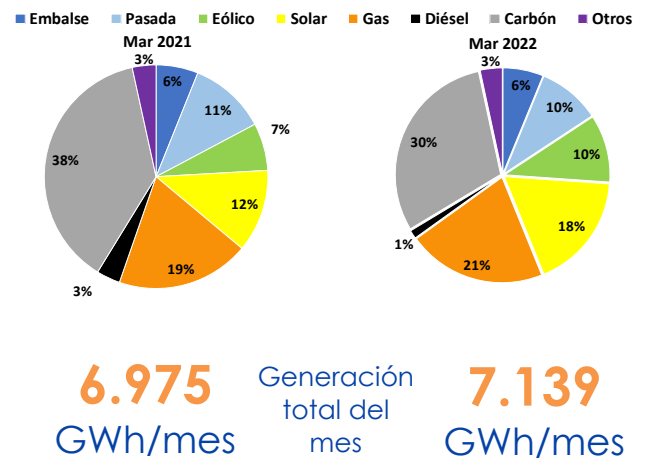
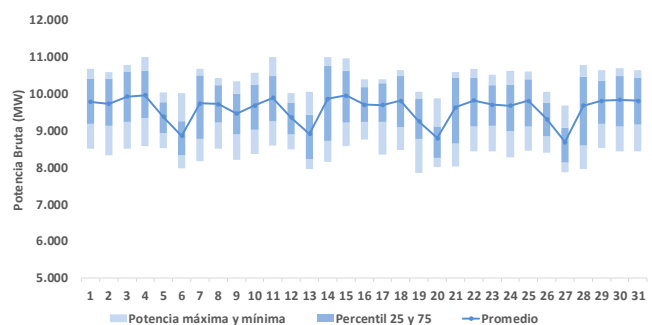


Figura 1: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes: **11.013 MW**
Potencia mínima mes: **7.858 MW**

Figura 2: Generación bruta del SEN a marzo 2022 (Fuente: CEN)

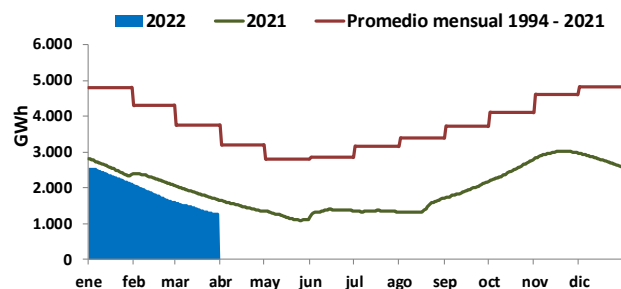


Figura 3: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En marzo de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 93,5 US\$/MWh, lo cual registró un aumento de 11,6% con respecto a febrero 2022 (83,8 US\$/MWh), y un aumento de 23,5% respecto a marzo de 2021 (75,7 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en marzo de 2022, fue de 115,2 US\$/MWh, lo cual reflejó un aumento de un 28,9% con respecto a febrero 2022 (89,4 US\$/MWh), y una disminución de 29,5% respecto a marzo de 2021 (89,0 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del carbón y el gas en demanda baja y por el valor del agua y del diésel en demanda alta (ver Figura 5).

Durante marzo 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 713 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Cautín 220 – Tap Ríotolten 220 (212 horas), Salar 220 – Calama 220 (162 horas), Quillota 110 – San Pedro 110 (126 horas) y Lo Aguirre 500 - Polpaico 500 (98 horas), con un desacople promedio de 185,3 US\$/MWh, 33,3 US\$/MWh, 152,1 US\$/MWh y 103,0 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

Cabe destacar que la guerra entre Rusia y Ucrania podría impactar directamente en el mercado mayorista en los próximos meses, pues un alza en los combustibles fósiles producto del conflicto se traduce en un aumento en los costos marginales del sistema y un mayor costo de los PPAs indexados a este tipo de combustibles. En cuanto a los clientes regulados, si bien la tarifa actualmente se encuentra estabilizada, los mayores costos de combustibles pueden verse reflejados en el corto plazo, esto en la medida que el saldo acumulado del mecanismo de estabilización está pronto a llegar a su límite (1.350 MMUS\$) y que la autoridad no tome medidas para evitar el alza tarifaria.

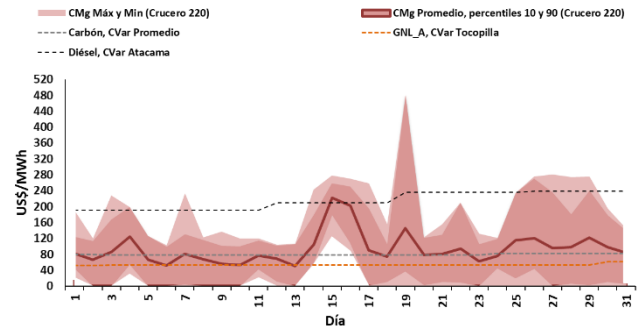


Figura 4: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Crucero 220 (Fuente: CEN)

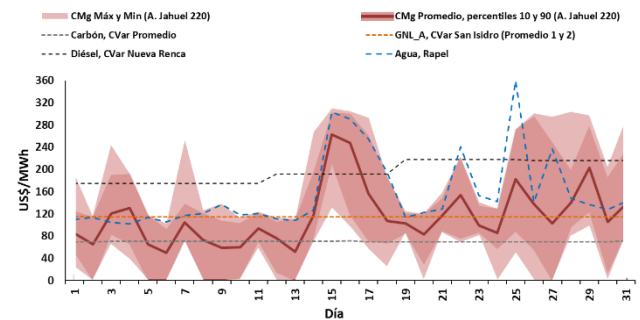


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

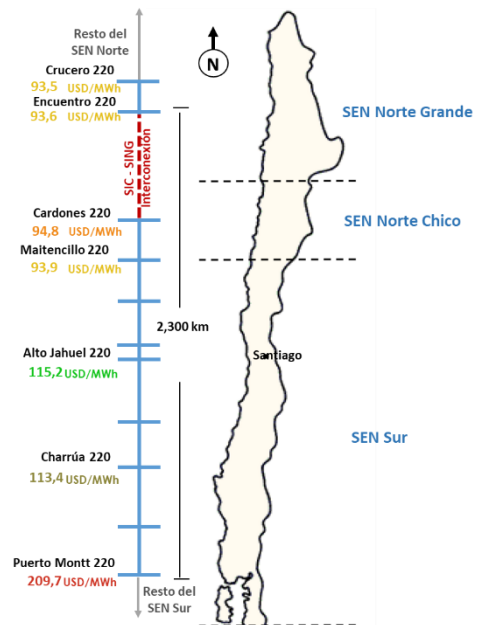


Figura 6: Costo marginal promedio de marzo en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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
CAUTÍN 220 - TAP RÍOTOLTEN 220	212	185,3	D. ALMAGRO 220 - CACHITUTAL 220	13	38,4
SALAR 220 - CALAMA 220	162	33,3	CRUCERO 220 - NELESHA 220	8	24,9
QUILLOTA 110 - S. PEDRO 110	126	152,1	S. FRUTILLAR 220 - AURORA 220	7	173,2
LO AGUIRRE 500 - POLPAICO 500	98	103,0	N. CARDONES 500 - CUMBRES 500	7	251,6
AURORA 220 - P. MONTT 220	73	225,0	POLPAICO 500 - N.P. AZUCAR 500	3	280,0

Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

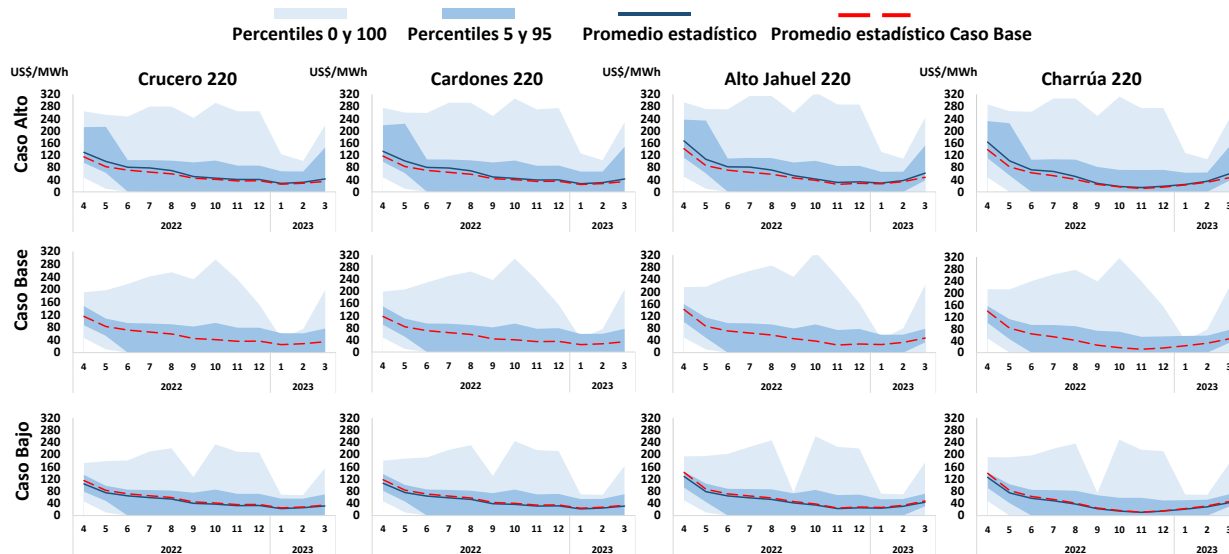


Figura 7: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real de la demanda hasta abril 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,0% para el año 2022 respecto del año 2021. 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.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos			Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)		2,0%	2,0%	2,0%
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	198,5	220,6	242,6
		Angamos	132,9	147,7	162,4
		Guacolda (promedio)	146,0	162,2	178,4
		Andina	208,7	231,9	255,0
		Hornitos	208,7	231,9	255,1
		Norgener	164,5	182,8	201,1
		N. Ventanas	172,0	191,1	210,2
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	152,9	169,9	186,9
		Mejillones	153,0	170,0	187,0
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	11,7	13,0	14,3
		Nehuenco 1	11,4	12,7	-
		Mejillones CTM3	10,5	11,6	-
		U16	10,5	11,6	12,8
		Kelar	9,6	10,6	-
	GN US\$/MMBtu	San Isidro 2 (1)	4,0	4,4	-
		U16 (2)	4,0	4,4	-
		Nehuenco 2 (1)	4,0	4,4	-
		Nueva Renca (1)	4,0	4,4	-

(1) 4.4 US\$/MMBtu Oct-Abr, 6.1 US\$/MMBtu May-Sep

(2) 4.95 US\$/MMBtu Nov-Mar, GNL Oct-Abr

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 3878,8 MW de nueva capacidad, de los cuales 2590,8 MW son solares (con 112,5 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 758,7 MW eólicos, 166 MW de biomasa, 11,5 MW hidroeléctricos de pasada y 517,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de U14 y U15 para junio de 2022, el retiro de Bocamina 2 en mayo de 2022 y el retiro de Ventanas 2 en septiembre 2022, equivalente a un total de 790,8 MW.

En los gráficos de la **Figura 7**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

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

Análisis por empresa

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

En marzo, Enel aumentó su generación de en base a gas natural, carbón, eólica, solar y geotérmica mientras que disminuyó su generación en base a diésel, GNL e hidro con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su generación en base a GNL, gas natural y solar mientras que disminuyó su generación en base a diésel, carbón e hidro. Por otro lado, AES Andes aumentó su producción en base a carbón, GNL e hidráulica. Engie aumentó su producción en base a gas natural y carbón. Por último, Tamakaya aumentó su producción en base a GNL con respecto al mes pasado.

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

Enel Chile

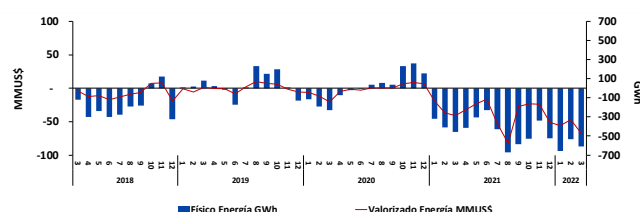
Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2021	Feb 2022	Mar 2022
Diésel	24	1	0
Carbón	223	230	280
Gas Natural	42	525	677
GNL	443	78	54
Hidro	580	594	542
Solar	95	138	152
Eólico	138	119	131
Geotérmica	29	38	40
Total	1.574	1.724	1.878

*Incluye Pehuenche y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		114,9	114,8
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)		51,5	52,8
Taltal Diesel (Prom I y II)		233,3	196,8
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)		182,1	214,7

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Embalse Ralco		93,8	141,8

Transferencias de Energía marzo 2022	
Total Generación (GWh)	1.878
Total Retiros (GWh)	2.488
Transf. Físicas (GWh)	-610
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-68



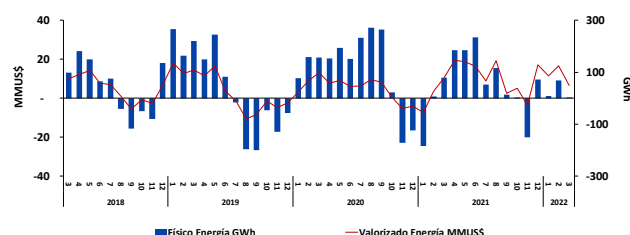
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2021	Feb 2022	Mar 2022
Diésel	51	21	18
Carbón	219	205	197
Gas Natural	0	285	349
GNL	474	214	222
Hidro	221	253	211
Solar	2	32	41
Eólico	0	0	0
Total	967	1.011	1.037

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Santa María		54,9	56,1
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		104,2	101,9
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)		38,9	38,9
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)		149,4	172,8

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Embalse Colbún		82,7	128,3

Transferencias de Energía marzo 2022	
Total Generación (GWh)	1.037
Total Retiros (GWh)	1.034
Transf. Físicas (GWh)	4
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



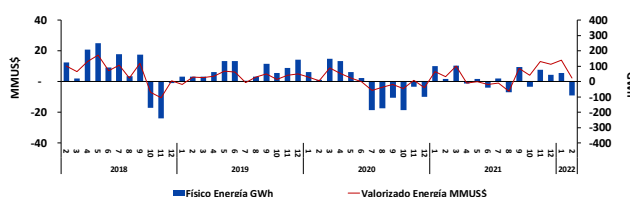
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2021	Feb 2022	Mar 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	1.206	770	954
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	8	20
Hidro	107	106	125
Solar	18	26	18
Eólico	16	48	58
Total	1.347	959	1.175

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Ventanas II		90,1	97,6
N. Ventanas y Campiche		67,1	69,3
Angamos (prom. 1 y 2)		75,4	60,6
Norgener (prom. 1 y 2)		71,0	67,7

Transferencias de Energía marzo 2022	
Total Generación (GWh)	1.179
Total Retiros (GWh)	1.081
Transf. Físicas (GWh)	99
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	20



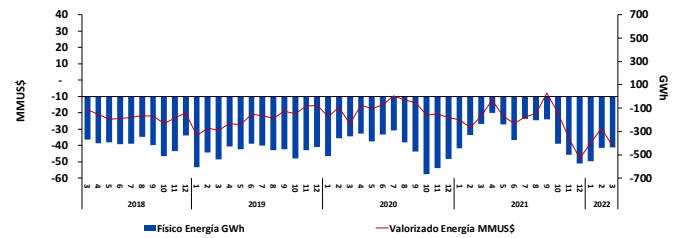
Análisis por empresa

Engie

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2021	Feb 2022	Mar 2022
Diésel	0	1	0
Carbón	556	244	327
Gas Natural	133	105	142
GNL	101	0	0
Hidro	4	6	5
Solar	12	36	34
Eólico	5	27	30
Total	810	419	538

Costos Variables promedio (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Andina Carbón		80,3	85,1
Mejillones Carbón		89,4	95,3
Tocopilla GNL_A (UI6-TG1+TV1)		49,8	53,8
Transferencias de Energía marzo 2022			
Total Generación (GWh)			538
Total Retiros (GWh)			976
Transf. Físicas (GWh)			-438
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			-40

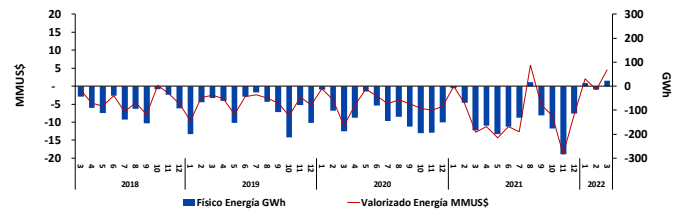
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

Generación por Fuente (GWh)			
	Mar 2021	Feb 2022	Mar 2022
Diésel	0	0	3
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	131	0	36
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	131	0	39

Costos Variables prom. (US\$/MWh)			
	Central	Feb 2022	Mar 2022
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)		129,7	129,7
Kelar Diésel (TG1 + TG2 + TV)		143,2	170,3
Transferencias de Energía marzo 2022			
Total Generación (GWh)			39
Total Retiros (GWh)			16
Transf. Físicas (GWh)			23
Transf. Valorizadas (MMUS\$)			5



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 marzo de 2022, es de 102,8 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 Systep](#), sección Precios de licitación SEN

Tabla 3: Precio medio de licitación indexado a marzo de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
ENDESA	115,5	12.515
E-CL	129,0	7.570
AES GENER	118,8	4.929
COLBÚN	108,7	3.650
El Campesino	124,5	4.000
Abengoa	133,1	950
IBEREOLICA CABO LEONES II S.A.	54,8	858
Aela Generación S.A.	85,2	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	45,0	638
HUEMUL ENERGÍA (Colhue)	45,7	638
ACCIONA	88,8	1.106
PANGUIPULLI	134,2	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	50,0	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	48,6	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	46,0	440
San Juan SpA.	118,8	420
WPD MALLECO (Malleco)	58,0	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	49,4	374
Pelumpén S.A.	94,7	335
M. REDONDO	136,1	110
MARIA ELENA SOLAR	33,8	280
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	103,9	195
WPD MALLECO (Malleco II)	57,6	192
Chungungo S.A.	103,1	190
OPDENERGY	44,2	176
Otros	63,9	7.671
Precio Medio de Licitación	102,8	50.043

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a marzo de 2022 por distribuidora, en barra de oferta (Fuente: CNE, Elaboración: Systep)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	90,7	17.900
CGE Distribución	115,5	14.446
Chilquinta	105,7	3.847
SAESA	98,3	5.083
Precio Medio Muestra	101,7	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), cuya última publicación considera datos actualizados a febrero de 2022, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.563 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 733 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante febrero fue igual a 2.497 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 56% (1.250 GWh) seguido por el aporte eólico con un 31% (677 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 6%, 6% y 1% respectivamente (130, 122 y 32 GWh respectivamente, ver Figura 8).

Durante marzo de 2022 se registró 146 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 6% con respecto a febrero 2022 (137 GWh) y un aumento del 818% con respecto a marzo del 2021 (16 GWh, ver Figura 9).

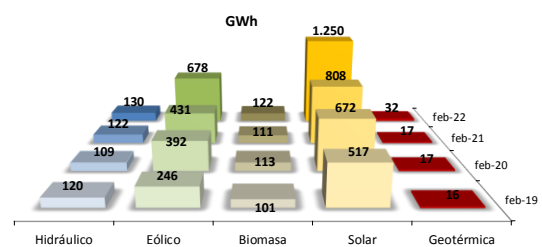


Figura 8: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

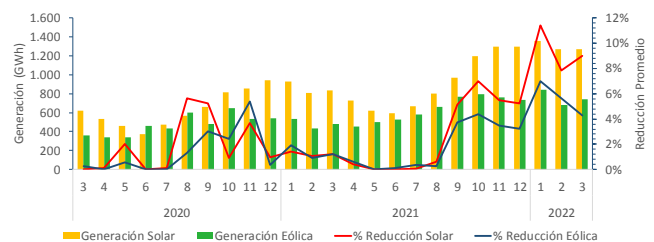


Figura 9: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de marzo (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-308 CNE (27-04-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.272 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 74% corresponde a tecnología solar (2.986 MW), un 14% a tecnología eólica (712 MW), un 10% de tecnología hidráulica (546 MW), un 2% de tecnología térmica (94 MW), un 2% de tecnología solar con BESS (115 MW) y un 2% de tecnología BESS (57 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 5 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del 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]
Parque FV Pampa Tigre	feb-22	Solar	100
PE Puelche Sur	feb-22	Eólica	152
Valle del Sol	mar-22	Solar	150
PE Llanos del Viento	mar-22	Eólica	156
Campo Lindo	abr-22	Eólica	72
PSF Sol de Atacama	abr-22	Solar	81
Central de Respaldo Maitencillo	may-22	Térmica	67
Andes IIB	may-22	Solar + BESS	113
Parque Eólico Ckani	may-22	Eólica	107
Campos del Sol II	may-22	Solar	370
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	jun-22	Solar	18
Parque Solar Capricornio	jun-22	Solar	88
Proyecto FV Coya	jul-22	Solar	180
Parque FV Willka	jul-22	Solar	98
Parque Eólico Caman - Etapa 1	jul-22	Eólica	146
Sol de Varas	ago-22	Solar	101
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Salinas	sep-22	Solar	364
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	dic-22	Solar	270

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 marzo de 2022, totalizan 12.746 MW con una inversión de MMUS\$ 12.362 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 67.970 MW con una inversión de MMUS\$ 125.696 (ver Tabla 6).

Durante el mes de marzo 13 proyectos obtuvieron RCA favorable, de los cuales todos son solares, sumando una potencia nominal de 140,5 MW. Se destaca el proyecto Planta Fotovoltaica Tamango con 40 MW de capacidad nominal. Por otro lado, entraron en calificación 9 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1477 MW, de los cuales destaca el proyecto de cogeneración ERNC Loa con una capacidad nominal de 518 MW (248 eólico y 270 solar). Finalmente, se desistieron 8 proyectos solares cuya potencia total era de 66 MW y se rechazaron 2 proyectos solares con una potencia total de 109,3 MW.

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	3.343	3.527	13.256	24.306
Hidráulica	331	885	3.926	6.654
Solar	6.162	5.138	32.697	58.679
Gas Natural	528	551	6.397	6.258
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	0	0	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	12	463	920
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.075	8.000
Mixto (solar + eólica)	2.322	2.064	0	0
Almacenamiento	59	185	0	0
TOTAL	12.746	12.362	67.970	125.696

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

Seguimiento regulatorio

Comisión Nacional de Energía

- Se publica Estado de Procedimientos Normativos del Plan Normativo Anual ([ver más](#)).

Ministerio de Energía

- Se publica en el Diario Oficial el decreto Decreto 15 T, que Fija Derechos y Condiciones de Ejecución y Explotación y Fija Empresas Adjudicatarias de la Construcción y Ejecución de las Obras Contempladas en los Decretos 418 del 2017 y 293 del 2018 ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional

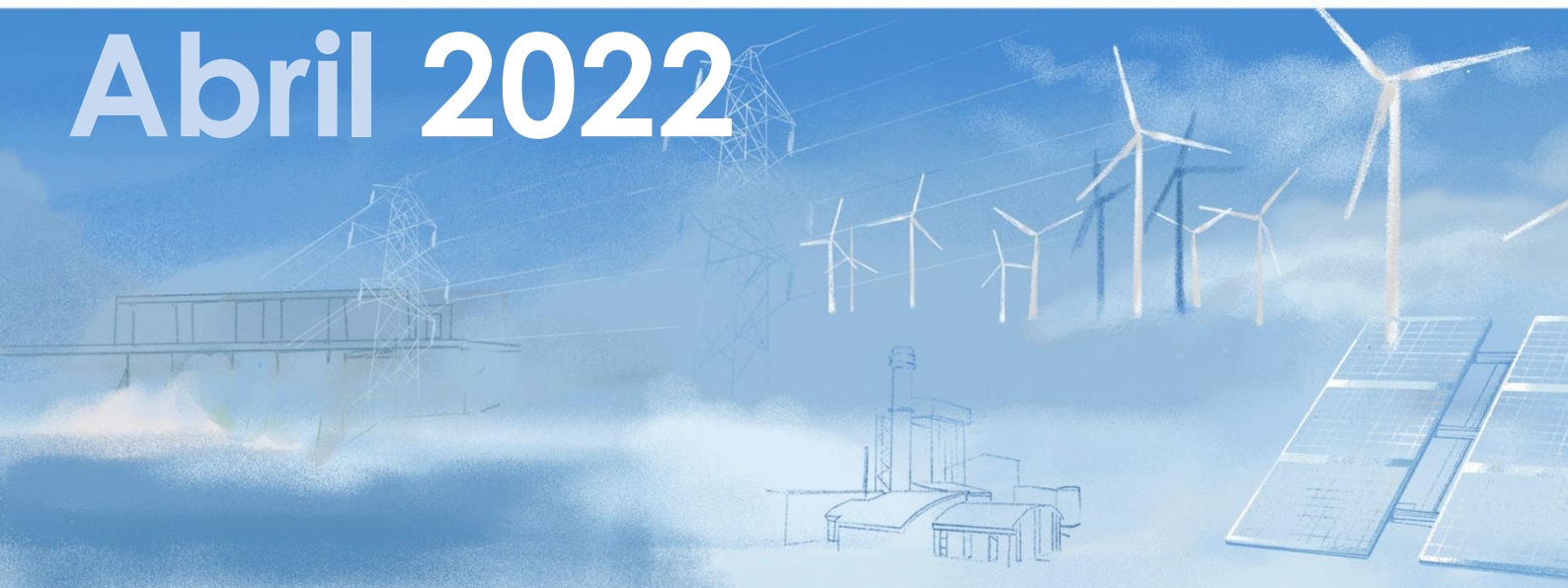
- Se publica informe de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Nacional 2021 ([ver más](#)).

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

Abril 2022



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. 750171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V. | Gerente de Mercados

plecaros@systep.cl | Eléctricos y Regulación

Jorge Hurtado R. | Ingeniero de Estudios

jhurtado@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.