

Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Septiembre 2022

Contenido

Editorial	2
Análisis de operación	4-5
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7-8
Suministro a clientes regulados	9
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

Desafíos y problemas en la flexibilidad del SEN: “Duck-Curve”

La conexión de nuevos proyectos de generación en la zona norte, aun descontando la demanda, hace que la potencia a transferir hacia el centro supere la capacidad de transporte del sistema de transmisión provocando vertimiento de generación renovable. Se entiende por vertimiento cuando un generador ERNC no es capaz de inyectar toda su energía disponible debido a restricciones de capacidad en la transmisión o restricciones operacionales de generadores convencionales. Estas restricciones de capacidad debido a la congestión de las líneas provocan desacoples de costos marginales (CMg), es decir, las barras adyacentes a la línea congestionada presentan CMg distintos. Uno de los principales desacoples de CMg en la zona norte se encuentra entre las barras Polpaico 500 kV – N.P. Azúcar 500 kV.

A primera vista, si se aumenta la capacidad de transporte, ya sea mediante inversiones en redes o en tecnología que permita un mayor uso de las instalaciones existentes, entonces se evitaría el vertimiento y posibilitaría el reemplazo de generación síncrona con mayores costos variables de operación. De acuerdo con nuestro marco regulatorio, esto crea un incentivo para que el planificador nacional proponga obras de expansión de la transmisión, siempre que estas cumplan con el criterio de rentabilidad social positiva para el sistema. Algunos ejemplos son el enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre¹ y el corredor virtual Parinas – Seccionadora Lo Aguirre². También lo será a futuro el uso de equipos de electrónica de potencia que optimicen el uso conjunto de los corredores de transmisión mediante cambios en sus impedancias (FACTS).

En una segunda mirada, esta vez desde el punto de vista operacional del sistema eléctrico y suponiendo que no existen restricciones en el sistema de transmisión, lo que ocurre es que al mismo tiempo que aumenta la generación solar presente en el despacho, la demanda neta (demanda total menos generación solar y eólica) toma la forma de “curva pato o duck-curve”, conocida así por su forma característica³. Esta curva comienza a presentar mayores rampas de subida y bajada, mientras que la parte inferior (horas del mediodía) se aproxima a cero. Respecto a las rampas, estas corresponden a variaciones de potencia en un tiempo determinado, en este contexto las ERNC se caracterizan por presentar rampas mayores debido a que pueden presentar altas variaciones de potencia en cortos periodos de tiempo.

En la figura 1 se muestra la demanda neta del SEN en los últimos 5 años⁴. La demanda neta que se grafica corresponde a la del primer lunes de la segunda semana de febrero de cada año. Se ve como la demanda neta aumenta los valores de rampa y disminuye su valor durante el mediodía al pasar los años.

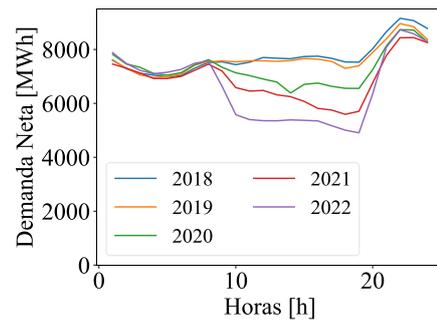


Figura 1: Distribución rampas solares de salida

La conclusión que se extrae de todo lo antes dicho, es que a medida que se incremente la capacidad del sistema de transmisión en forma eficiente también aumentará el ingreso de generación solar eficiente. Por consiguiente, si no se hace nada, la forma de la “curva pato” se acentuará en los próximos años. Esto traerá algunos problemas, rampas empinadas durante la mañana y tarde y un exceso de oferta de generación renovable durante las horas del mediodía⁵. El exceso de generación renovable deberá ser vertido, tanto por la inflexibilidad (mínimos técnicos) del parque de generación térmico, como por la necesaria presencia de máquinas síncronas de alta inercia para no comprometer la seguridad operacional del sistema⁶.

Rampas solares

La figura 1 muestra la distribución de rampas solares al ocaso en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los últimos 3 años. De la figura se observa que el valor medio de la rampa solar ha ido aumentando y que en último año alcanzó los 1.500 MW/h⁷ (demanda peak: 11.563 MW).

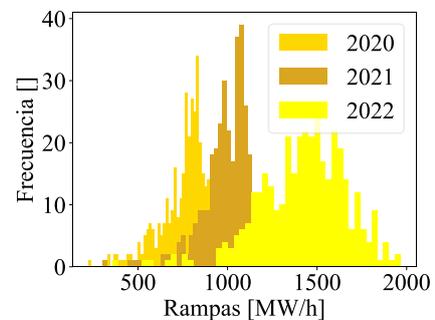


Figura 2: Distribución rampas solares de salida

Las rampas de entrada y salida complejizan la operación del SEN porque es necesario mitigarlas mediante la variación de la generación de otras tecnologías. Lo más crítico ocurre por la tarde, donde el ocaso del sol coincide con el aumento de la demanda total⁸.

En la figura 2 se observa la distribución de la razón entre las magnitudes de rampa convencional y la rampa solar en el último año. La razón se calcula para las distintas tecnologías.

¹ Decreto N°231 Exento, BCN, agosto 2019.

² Informe técnico definitivo plan de expansión anual de transmisión año 2021, CNE, agosto 2022.

³ What the duck curve tells us about managing a green grid, California ISO, octubre 2016.

⁴ Demanda neta real, Coordinador, 2018-2022.

⁵ Duck-Curve Mitigation in Power Grids With High Penetration of PV Generation, Ivan Calero, enero 2022.

⁶ Estudios para la Seguridad y Calidad del Servicio: “Restricciones en el Sistema de Transmisión”, Coordinador, mayo 2022.

⁷ Generación real, Coordinador, 2020-2022.

⁸ Demanda total real, Coordinador, 2022.

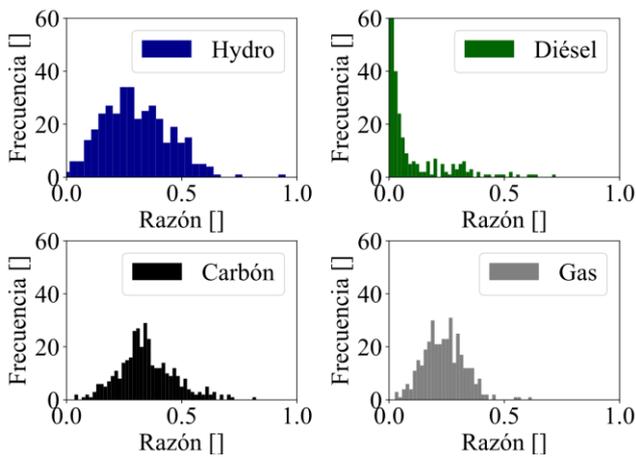


Figura 3: Distribución de la razón de rampas convencionales y rampa solar

De la figura se observa que el Coordinador utiliza centrales hidráulicas y térmicas (mayoritariamente carbón y gas) para mantener el balance demanda-generación durante la rampa solar de salida. La generación hidráulica es la más recurrida y la suma de generación hidráulica y térmica representan en promedio alrededor del 95% de la rampa solar total de salida.

Problemas en la regulación de frecuencia podrían presentarse debido a dificultades en el equilibrio demanda-generación durante la puesta de sol, más si se consideran aspectos tales como:

Limitación en el uso de centrales hidráulicas de embalse:

En el año 2021⁹ se estableció la implementación de una reserva hídrica para abastecer la demanda. Esto como medida sostenida, podría limitar el uso de uno de los principales medios para abordar el tema de las rampas. En su reemplazo sería necesario el uso de otros medios como generación a gas o diésel.

Retiro del servicio de centrales a carbón: Otro punto no menor está asociado al proceso de descarbonización. Se espera que para fines del 2028 se desmantele alrededor del 65%^{10/11} de la capacidad instalada en base a carbón (alrededor de 3,3 GW). Esta tecnología corresponde a otra de las fuentes importantes de respaldo durante el ocultamiento del sol. En consecuencia, con el ritmo planificado de retiro de centrales, se exigirá aún más a las centrales a gas (e incluso diésel) para dar flexibilidad al sistema.

Desafíos de la transición energética

Los desafíos de una transición energética hacia una matriz 100% renovable consisten en fortalecer la flexibilidad para asegurar el suministro ininterrumpido. Así entender el efecto sobre el sistema eléctrico de retirar de servicio unidades generadoras producto de la descarbonización e integrar generación renovable al sistema en su reemplazo, es clave

para identificar cuáles serán las necesidades de nuevos recursos que permitan una operación segura del sistema. Esto va mucho más allá que evitar las congestiones en los sistemas de transmisión.

En esta línea algunas de las soluciones para mejorar la flexibilidad son: i) plantas ERNC híbridas ii) sistemas de almacenamiento, iii) respuesta de la demanda y iv) tarifas Time-of-Use (ToU). Todas estas opciones buscan aplanar la curva de demanda neta por medio de la coordinación del almacenamiento y/o respuesta de la demanda.

Por ejemplo, plantas híbridas fotovoltaicas (o eólicas) con sistemas de almacenamiento en baterías e inversores adecuados (grid forming) emulan la operación de un generador síncrono con producción de energía durante la noche y son capaces de aportar la misma gama de servicios complementarios. Ya existen proyectos solares con baterías en Chile o que han sido adjudicados en los últimos procesos de licitaciones de suministros a clientes regulados, que pronto entrarán en servicio¹². En relación a los sistemas de almacenamiento (no asociados a una central ERNC), estos pueden comprar energía durante las horas de menor costo (mediodía) y venderla en horarios de mayor costo. En la actualidad, la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad podría entregar más certeza a los inversionistas al confirmar que los sistemas de almacenamiento otorgan suficiencia al sistema y que por ende igual pueden recibir pagos por potencia¹³.

Por otro lado, la demanda se puede agrupar para variar la carga en distintas horas del día. Principalmente, los consumos térmicos (por ejemplo, aire acondicionado), los que pueden desconectarse por un tiempo sin perjudicar el servicio entregado. De esta forma, la respuesta de la demanda se puede "controlar de manera secuencial para reducir la demanda peak mientras se mantiene el confort del usuario"¹⁴.

Inclusive se pueden introducir medidas regulatorias como tarifas dinámicas conocidas como "time-of-use" para incentivar a los consumidores a aumentar su demanda en horas en que la energía es más barata, como por ejemplo al mediodía. De esta forma, se aumentaría el consumo durante los valles de la demanda neta y de paso, se disminuiría las rampas que experimenta el sistema. Esto último debido a una menor variación de la potencia en las rampas de entrada y salida.

En cuanto a la experiencia internacional, el ISO de California (CAISO) al 14 de junio del 2022 tenía alrededor de 3160 MW de almacenamiento a través de baterías¹⁵ (demanda peak: 52.061 MW¹⁶). Esto permite mejorar la flexibilidad en el despacho utilizando la energía almacenada en los horarios de demanda neta punta.

En consecuencia, si queremos llegar a un sistema seguro, eficiente y totalmente renovable, descarbonización y flexibilidad deben avanzar en forma conjunta.

⁹ Decreto 51, BCN, año 2021.

¹⁰Engie anuncia el desarrollo de cartera de energías renovables por cerca de 2.000 MW y una salida total del carbón para 2025, Engie, abril 2021.

¹¹Hecho Esencial de AES Andes SA "Inscripción en el registro de valores N°176", AES, julio 2021.

¹² Proyecto Andes Solar de AES Chile entra en la etapa final con montaje de paneles de última generación, Portal Minero, abril 2022.

¹³Para profundizar la transición energética: ministro Jobet presenta proyecto de ley que promueve almacenamiento y electromovilidad, Ministerio de Energía, diciembre 2021.

¹⁴ Peak Reduction and Long-Term Load Forecasting for Large Residential Communities Including Smart Homes With Energy Storage, Huangjie Gong, enero 2021.

¹⁵ A golden age of energy storage, California ISO, junio 2022.

¹⁶ Peak Load History, California ISO, septiembre 2022.

Análisis de operación

Generación

En el mes de agosto, la generación total del SEN fue de 7.045 GWh/mes, un 2,6% menor a julio de 2022 (7.232 GWh/mes) y un 0,1% menor a agosto de 2021 (7.050 GWh/mes) (Ver Figura 4).

La participación de la generación de diésel, carbón y gas se redujo un 91%, 30% y 18% respectivamente en relación con agosto 2021. En contraste, la participación de la generación hidráulica, eólica y solar aumentaron en un 79%, 18% y 35% respectivamente en relación con el mismo mes del año anterior (Ver figura 4).

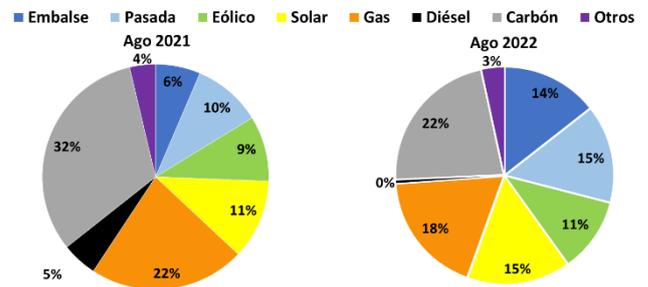
Durante agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: TER Norgener-NTO2, TER Mejillones-CTA, TER Norgener-NTO1 y TER Mejillones-CTH (16, 15, 7 y 5 días, respectivamente); las centrales hidráulicas El Toro, Antuco, Alfalfal, Alfalfal 2 y Las Lajas (30, 26, 20, 20 y 2 días, respectivamente) y la central de gas TER Nehuenco I GNL (27 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de agosto, la potencia máxima generada fue de 11.251 MW el día 16 y la mínima fue de 7.325 MW el día 28. La Figura 5 muestra el ciclo de la generación durante este mes, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

Hidrología

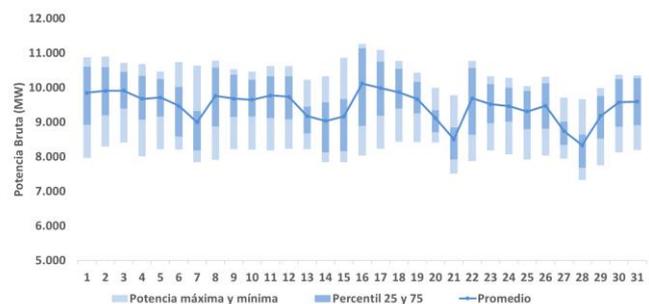
En agosto la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. Se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 62% del promedio mensual entre los años 1994 y 2021 (ver Figura 7). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (agosto 2022), el nivel de excedencia acumulada es igual a 81,3%, es decir, se ubica en el 12% 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



7.050 GWh/mes Generación total del mes **7.045** GWh/mes

Figura 4: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes **11.251 MW**

Potencia mínima mes **7.325 MW**

Figura 5: Generación bruta del SEN a agosto 2022 (Fuente: CEN)

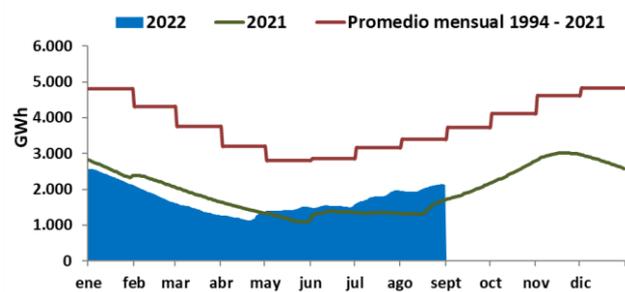


Figura 6: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

Análisis de operación

Costos Marginales

En agosto de 2022 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 101,8 US\$/MWh, lo cual registró una disminución de 12,2% con respecto a julio 2022 (115,9 US\$/MWh), y un aumento de 3,9% respecto a agosto de 2021 (98,0 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 7).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en agosto de 2022, fue de 111,4 US\$/MWh, lo cual reflejó una disminución de un 28,0% con respecto a julio 2022 (154,6 US\$/MWh), y una disminución de 14,5% respecto a agosto de 2021 (130,3 US\$/MWh). Estos costos estuvieron determinados por el valor del diésel en demanda alta y por el valor del carbón, del agua y del gas en demanda baja (ver Figura 8).

Durante el mes de agosto 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 9). El total de desacoples del SEN fue de 1.168 horas.

Los tramos con más horas de desacoples fueron: Nva. P.Montt 220 – P.Montt 220 (404 horas), Entre Ríos 500 – Ancoa 500 (111 horas), Charrúa 220 – Mulchen 220 (99 horas) y D. Almagro 220 – D. Almagro 110 (71 horas), con un desacople promedio de 205,2 US\$/MWh, 40,9 US\$/MWh, 101,7 US\$/MWh y 17,6 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

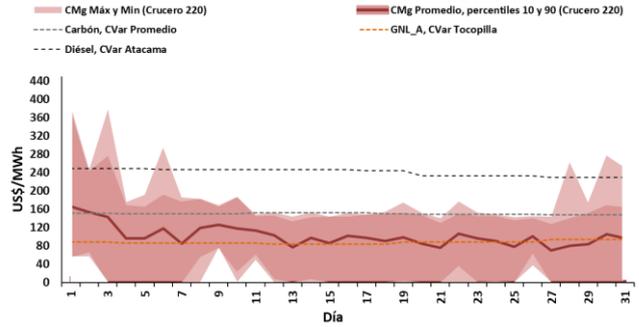


Figura 7: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Crucero 220 (Fuente: CEN)

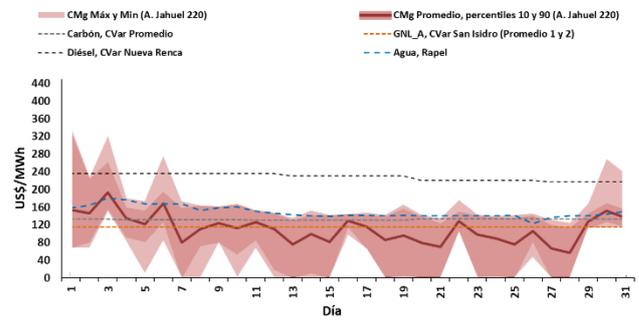


Figura 8: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de agosto para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

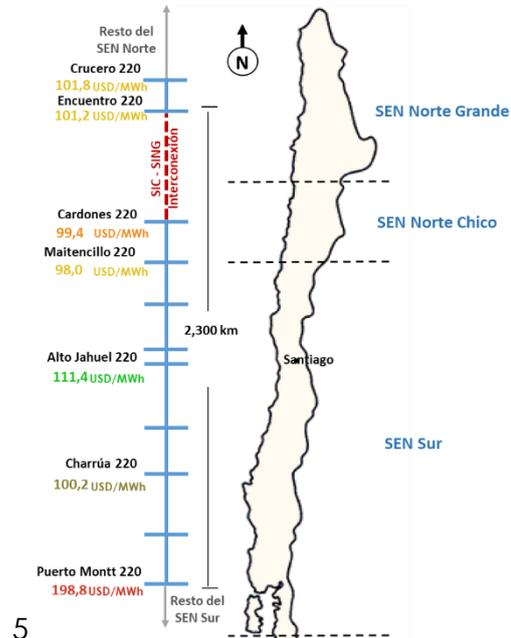


Figura 9: Costo marginal promedio de agosto en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

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

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
NVA P.MONTT 220 - P.MONTT 220	404	205,2
ENTRERÍOS 500 - ANCOA 500	111	40,9
CHARRÚA 220 - MULCHEN 220	99	101,7
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	71	17,6
CHARRÚA 154 - LANGELES 154	65	88,9

Líneas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
RENAICO 066 - NAHUELBUJA 066	61	36,1
D.ALMAGRO 220 - CACHITUTAL 220	56	40,6
N.P.AZUCAR 500 - N.MAITENCILLO 500	46	117,2
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	45	80,1
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	40	80,0

Proyección System de costos marginales a 12 meses

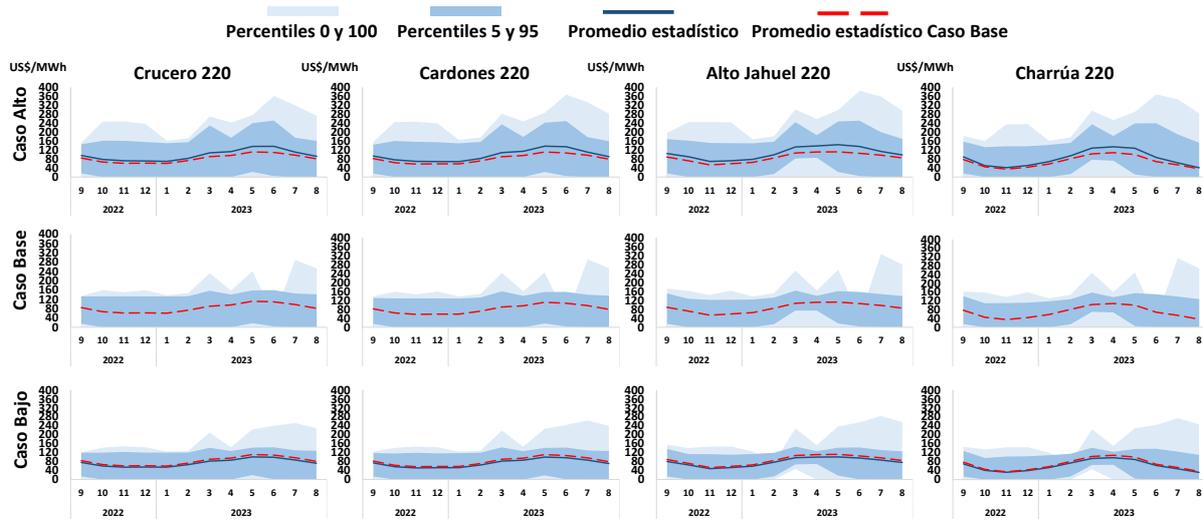


Figura 10: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: System)

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 agosto 2022 y la contingencia producto de la pandemia originada por el COVID-19, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2.4% 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 3.

Tabla 2: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto		
Crecimiento demanda	2022 (Proyectada)	2,4%	2,4%	2,4%		
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	333,3	370,3	407,3	
		Angamos	179,1	199,0	218,9	
		Guacolda (promedio)	308,9	343,2	377,5	
		Andina	322,0	357,8	393,6	
		Hornitos	336,6	374,1	411,5	
		Norgener	255,2	283,6	311,9	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	N. Ventanas	311,6	346,2	380,8	
		Quintero	148,7	165,2	181,7	
		Mejillones	150,7	167,4	184,1	
		GNL US\$/MMBtu	San Isidro 1	11,8	13,1	14,4
			Nehuenco 1	11,3	12,6	-
			Mejillones CTM3	11,4	12,7	-
U16	11,4		12,7	14,0		
GN US\$/MMBtu	Kelar	11,2	12,5	-		
	San Isidro 2 (1)	5,5	6,1	-		
	U16 (2)	4,5	5,0	-		
	Nehuenco 2 (1)	5,5	6,1	-		
Nueva Renca (1)	5,5	6,1	-			

(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 3.402,9 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.150,1 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 870,5 MW eólicos, 166,0 MW de biomasa y 176,9 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Bocamina 2 y U15 en septiembre de 2022, mientras que el retiro de Ventanas 2 se posterga para febrero de 2023, equivalente a un total de 663,1 MW.

En los gráficos de la **Figura 10**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por System, 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%).

La causa de los altos costos marginales se debe a los altos precios de los combustibles (aumento 0,1% con respecto al mes anterior), junto con la indisponibilidad de centrales de alta capacidad instalada durante gran parte de septiembre. Entre ellas se destacan, por ejemplo: Ventanas II por desconexión forzada; Mejillones CTH, Nehuenco I GNL y Norgener-NT02 por mantenimiento mayor; y PFV Santa Isabel por falla en transformador de 220/23kV.

Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis del mercado spot por empresa, donde se considera para cada una la operación consolidada del SEN.

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

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

Enel Chile

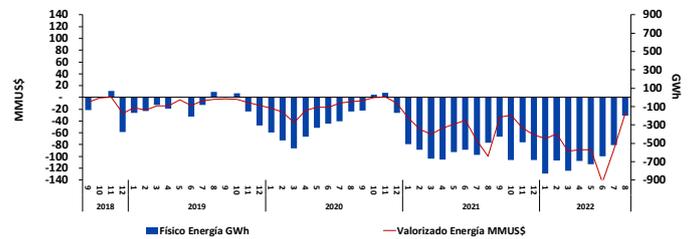
Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2021	Jul 2022	Ago 2022
Diésel	66	3	3
Carbón	121	211	165
Gas Natural	78	424	655
GNL	518	214	28
Hidro	527	847	1.030
Solar	82	110	157
Eólico	153	153	146
Getérmica	32	42	44
Total	1.577	2.004	2.228

*Incluye Pehuenche, EGP y GasAtacama, entre otros.

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2021	Ago 2022
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	101,9	115,0
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	49,9	80,0
Taltal Diesel (Prom I y II)	194,6	16,5
Atacama Diesel (TG1A+TG18+TV1C)	133,3	241,1

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2021	Ago 2022
Embalse Ralco	138,1	122,0

Transferencias de Energía agosto 2022	
Total Generación (GWh)	2.228
Total Retiros (GWh)	2.428
Transf. Físicas (GWh)	-200
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-26



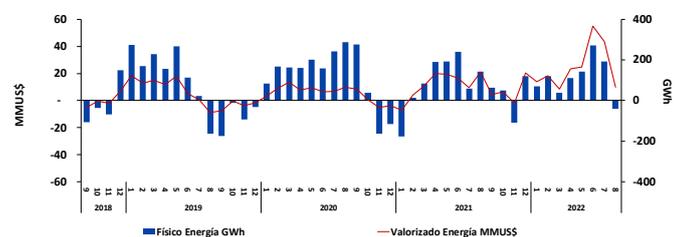
Colbún

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2021	Jul 2022	Ago 2022
Diésel	52	16	0
Carbón	264	256	243
Gas Natural	6	92	71
GNL	395	255	23
Hidro	287	565	596
Solar	1	21	28
Eólico	0	0	0
Total	1.005	1.204	961

Costos Variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2021	Ago 2022
Santa María	34,3	63,9
Nehueuco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,3	101,7
Nehueuco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	46,3	72,9
Nehueuco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	113,4	209,3

Valor del Agua promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2021	Ago 2022
Embalse Colbún	146,3	145,5

Transferencias de Energía agosto 2022	
Total Generación (GWh)	961
Total Retiros (GWh)	1.001
Transf. Físicas (GWh)	-41
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



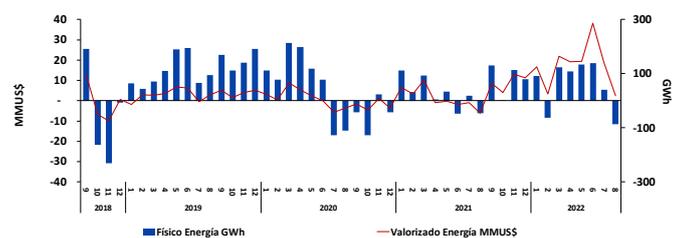
AES Andes

Generación por Fuente (GWh)			
	Ago 2021	Jul 2022	Ago 2022
Diésel	0	0	0
Carbón	910	858	732
Gas Natural	0	0	0
GNL	2	0	0
Hidro	50	48	49
Solar	20	15	20
Eólico	13	48	53
Total	995	968	855

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

Costos variables promedio (US\$/MWh)		
Central	Ago 2021	Ago 2022
Ventanas II	44,0	157,9
N. Ventanas y Campiche	44,3	140,6
Angamos (prom. 1 y 2)	42,9	75,9
Norgener (prom. 1 y 2)	50,8	129,5

Transferencias de Energía agosto 2022	
Total Generación (GWh)	858
Total Retiros (GWh)	946
Transf. Físicas (GWh)	-88
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	2



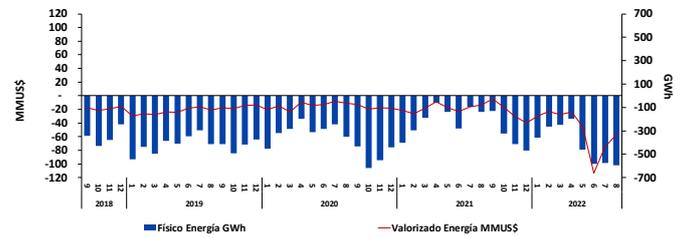
Análisis por empresa

Engie

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2021	Jul 2022	Ago 2022
Diésel	5	5	5
Carbón	566	323	205
Gas Natural	152	73	144
GNL	103	0	0
Hidro	13	22	21
Solar	9	34	43
Eólico	30	39	36
Total	877	495	454

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Ago 2021	Ago 2022
Central		
Andina Carbón	51,3	171,4
Mejillones Carbón	55,1	178,8
Tocopilla GNL_A (UJ6-TG1+TV1)	40,3	87,3
Transferencias de Energía agosto 2022		
Total Generación (GWh)		454
Total Retiros (GWh)		1.048
Transf. Físicas (GWh)		-594
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		-56

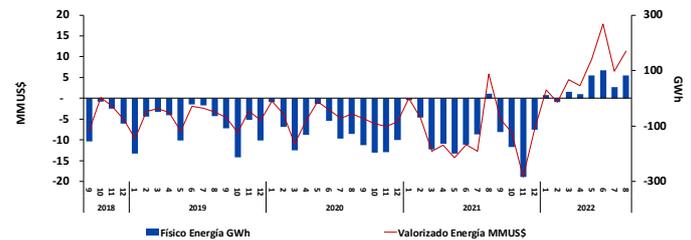
*Considera Andina, Hornitos, Los Loros y Monte Redondo



Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Ago 2021	Jul 2022	Ago 2022
Diésel	9	30	2
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	232	21	99
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	241	51	102

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Ago 2021	Ago 2022
Central		
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	74,0	129,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	104,0	187,3
Transferencias de Energía agosto 2022		
Total Generación (GWh)		102
Total Retiros (GWh)		19
Transf. Físicas (GWh)		82
Transf. Valorizadas (MMUS\$)		11



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 agosto de 2022, es de 115,9 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 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 julio de 2022 por generador, en barra de oferta (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
ENDESA	132,2	12.515
E-CL	148,5	7.570
ENEL GENERACIÓN	61,0	5.918
AES GENER	158,3	4.929
El Campesino	135,8	4.000
COLBÚN	112,3	3.650
ACCIONA	92,0	1.106
Abengoa	137,8	950
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	56,8	858
Aela Generación S.A.	88,2	856
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	46,6	638
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	47,3	638
PANGUIPULLI	139,0	565
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	51,8	528
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	50,3	462
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	47,6	440
San Juan SpA.	123,0	420
WPD MALLECO (Malleco)	60,1	397
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	51,1	374
Pelumpén S.A.	98,0	335
PUELICHE SUR EÓLICA	52,9	286
MARIA ELENA SOLAR	35,0	280
SONNEDIX COX	63,3	264
Ibereólica Cabo Leones I S.A.	107,5	195
WPD MALLECO (Malleco II)	59,6	192
Otros	94,6	1.679
Precio Medio de Licitación	115,9	50.043

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

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

Empresa Distribuidora	Precio Medio Contratos US\$/MWh	Energía Contratada año 2022 GWh
Enel Distribución	101,5	17.900
CGE Distribución	130,0	14.446
Chilquinta	116,5	3.847
SAESA	108,2	5.083
Precio Medio Muestra	113,7	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 8/2022, ponderado por energía contratada del año 2022

Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el último balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado en julio, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.335 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 826 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante julio fue igual a 2.114 GWh.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 40% (846 GWh) seguido por el aporte eólico con un 40% (839 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico, biomasa y geotérmica con un 13%, 6% y 2% respectivamente (269, 125 y 36 GWh respectivamente, ver Figura 11).

Durante agosto de 2022 se registró 94,7 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una reducción con respecto a julio 2022 (108 GWh) y un aumento con respecto a agosto del 2021 (7 GWh, ver Figura 12).

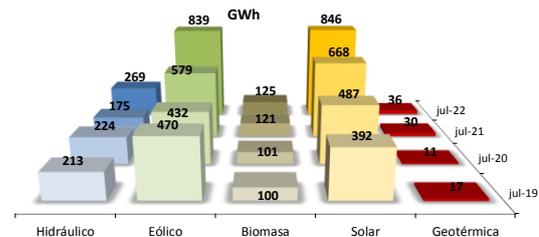


Figura 11: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

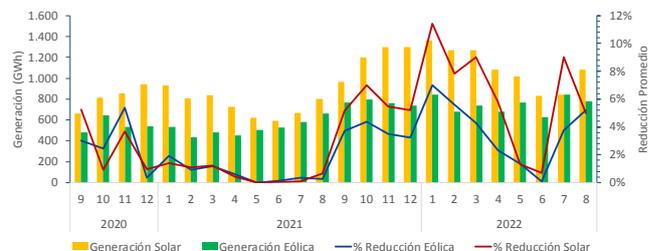


Figura 12: Vertimiento renovable desde Nogales al norte durante el mes de agosto (Fuente: CEN)

Expansión del Sistema

Plan de obras

De acuerdo con la RE-686 CNE (31-08-2022) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 5.285 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 70,9% corresponde a tecnología solar (3.748 MW), un 13,5% a tecnología eólica (724 MW), un 10,5% de tecnología hidráulica (553 MW), un 2,2% de tecnología solar con BESS (115 MW), un 1,8% de tecnología térmica (88 MW), un 1,1% de tecnología BESS (60 MW) y un 0,1% de tecnología biomasa (3 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]
Meseta de Los Andes	sep-22	Solar	153
Las Salinas	sep-22	Solar	364
Parque Fotovoltaico El Manzano	oct-22	Solar	87
Parque Eólico Manantiales	nov-22	Eólica	27
Central de Respaldo Maitencillo	dic-22	Térmica	67
Parque Eólico Cardonal	dic-22	Eólica	33
Finis Terrae, Extensión Etapa 2	dic-22	Solar	18
Parque Eólico Atacama	dic-22	Eólica	165
Campo Lindo - Etapa 1	ene-23	Eólica	67
Parque Eólico Caman - Etapa 1	feb-23	Eólica	146
CH Los Lagos	feb-23	Hidráulica	49
Virtual Reservoir Etapa 2 (VR2)	mar-23	BESS	49
Proyecto Solar Fotovoltaico Elenc	jun-23	Solar	68
Andes IV	jun-23	Solar	130
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98

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 agosto de 2022, totalizan 13,691 MW con una inversión de MMUS\$ 14,302 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 70.893 MW con una inversión de MMUS\$ 127.967 (ver Tabla 6).

Durante el mes de agosto, 5 proyectos obtuvieron RCA favorable, cuatro de ellos corresponden a proyectos fotovoltaicos, sumando una potencia nominal de 33 MW, el quinto corresponde a una central mixta solar-eólica de 90 MW. Por otro lado, entraron en calificación 15 nuevos proyectos aportando con una capacidad de 1430 MW, de los cuales destaca el Parque Fotovoltaico Celda Solar y el Parque Eólico Faro del Sur de 369,2 y 325 MW respectivamente. Finalmente, tres proyectos fueron desistidos o no calificados en el periodo con una potencia de 171,7 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	4,218	4,711	13,638	24,665
Hidráulica	170	442	3,926	6,654
Solar	6,488	6,498	35,137	60,423
Gas Natural	518	495	6,408	6,314
Gas Licuado	7	7	0	0
Geotérmica	0	0	170	710
Diésel	0	0	2,957	6,565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7,030	13,603
Termosolar	0	0	1,075	8,000
Mixto (solar + eólica)	2,232	1,964	90	100
Almacenamiento	59	185	0	0
TOTAL	13,691	14,302	70,893	127,967

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

Seguimiento regulatorio

Ministerio de Energía

- Se publica Decreto N°74, que Indica medidas preventivas de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto de racionamiento, [ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°28-2021, Reglamento sobre gestión energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos a que se refieren los artículos 2° y 5° de la ley 21.305 ([ver más](#))

Comisión Nacional de Energía

- Se publica resolución N°680, que Informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos ([ver más](#)).
- Se inicia Consulta Pública del capítulo sobre Declaración de Costos Variables de la norma técnica de coordinación y Operación ([ver más](#))
- Se extendió el plazo para observaciones al borrador de la Resolución Exenta que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N° 21.472 (estabilización de tarifas, [ver más](#))

Panel de Expertos

- Se publica Dictamen N°8- 2022 sobre las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión 2024-2027 ([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

Septiembre 2022



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.