

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Agosto 2023

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

CONTENIDOS

© 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.

Transición energética: desafíos y oportunidades del almacenamiento

El sector eléctrico chileno enfrenta grandes desafíos para profundizar su transición energética y satisfacer la creciente demanda de electricidad de manera eficiente, segura y sostenible. Uno de estos desafíos son los problemas de congestión en el sistema de transmisión del SEN, que impiden transportar la energía generada desde las zonas de mayor oferta hacia las zonas de mayor demanda. Esto podría implicar una pérdida de eficiencia económica y ambiental, ya que se vierte energía limpia y barata que podría beneficiar a los consumidores. Para hacer frente a esta situación, el gobierno ha presentado un proyecto de ley que incluye, entre otras medidas, mejoras al proceso de planificación centralizada de la transmisión y la licitación por única vez de un sistema de almacenamiento a gran escala¹. Sin embargo, ¿es esta una solución adecuada para resolver los problemas de congestión? La respuesta a ello dependerá de un análisis exhaustivo, del cual, se entregan algunas luces preliminares en esta editorial.

Desafíos del sistema eléctrico

Chile enfrenta desafíos únicos en su Sistema Eléctrico Nacional debido a su geografía particular. La transición hacia fuentes de energía más limpias plantea retos significativos, ya que la generación renovable con fuente primaria solar se concentra principalmente en el norte, mientras que la mayor densidad de población se encuentra en la zona centro-sur del país. Con la finalidad de impulsar proyectos de energía renovable en el norte de Chile y asegurar la matriz energética del país se conectó el SING con el SIC². Esta interconexión se materializó en 2019 con la puesta en servicio de la Línea de Transmisión Cardones-Polpaico de una capacidad de 1.400 MW y marcó el nacimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, el crecimiento constante de la capacidad de generación en el norte ha continuado y se prevé que este incremento se mantenga en línea con la meta de alcanzar un 80% de generación renovable para el año 2030³. Como parte de esta estrategia, en 2020 se licitó la línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre para mejorar la infraestructura norte-centro del país y cuya puesta en servicio se espera para 2029. También se planea fortalecer la conexión centro-sur con la línea Entre Ríos-Pichirropulli, actualmente en etapa de estudio de franja⁴, y sin fecha de puesta servicio definida. Ambos proyectos son soluciones a largo plazo que buscan mejorar la integración del Sistema Eléctrico Nacional. No obstante, existe la preocupación de que esta solución pueda llegar tarde para algunas empresas de generación renovable. En la actualidad, algunas de estas compañías enfrentan dificultades para cumplir con sus obligaciones financieras⁵ debido a la sobre oferta local de generación por los problemas de congestión en el sistema de transmisión, lo que resulta en desacoples en los costos marginales del sistema, los que dependiendo de la estrategia de contratación de las compañías (ubicación de los retiros) pueden afectarlas con distinta intensidad. Una de las soluciones propuestas en el proyecto de transición energética para el corto-mediano plazo es la licitación única de sistemas de almacenamiento, toda vez que la puesta en servicio del HVDC en 2029 elimina el problema de congestión en el norte.

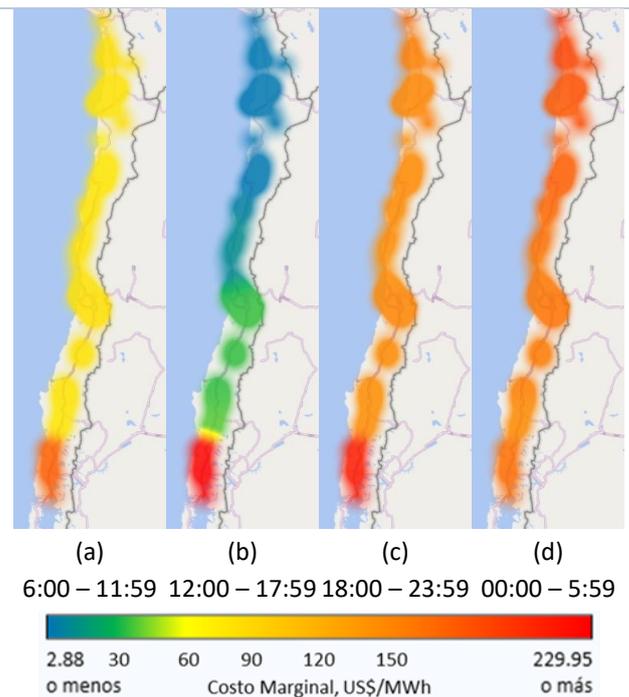
Los sistemas de transmisión tienen la capacidad de mover energía de un lugar a otro en tiempo real, lo que significa que pueden transportar electricidad, por ejemplo, desde Antofagasta hasta Santiago de manera casi instantánea. Por otro lado, los sistemas

de almacenamiento permiten gestionar la energía en una escala temporal, posibilitando mover la energía generada durante las horas de sol a la noche en una misma ubicación, ya sea para usarla en la misma zona o para transportarla en caso de que sea posible. Esto tiene el potencial de aprovechar la energía solar económica en momentos en los que la electricidad podría ser más costosa.

Costos Marginales

Una de las principales dificultades que enfrenta el país en materia energética es la congestión del sistema de transmisión, que impide el flujo óptimo de la energía entre las distintas regiones y genera desacoples de costos marginales a lo largo del territorio. Un desacople significativo actual es el originado entre la zona centro y sur del país. Durante los tres primeros meses de 2023, la subestación Puerto Montt registró costos marginales que bordearon los 240 US\$/MWh promedio en horas de sol, comprendidas entre las 12:00 y 19:00 horas. En contraste, la zona del centro, en la subestación Alto Jahuel en Buin, mantuvo precios promedio que bordearon los 48 US\$/MWh durante el mismo periodo. Se aprecia un fenómeno similar entre la zona norte y centro del país, donde los costos marginales promedio en la subestación de Cardones en Copiapó se sitúan en torno a los 9,5 US\$/MWh en el mismo bloque horario.

Figura 1: Mapa de calor de costos marginales en Chile en diferentes bloques del día en verano de 2023. Fuente: Systep.



Para analizar este efecto en detalle, se construyeron mapas que representan los costos marginales en diferentes bloques horarios y estaciones del año. Para ello, se consideraron los costos marginales de los últimos 12 meses de 81 barras a lo largo del país. Se divide el día en 4 grupos de 6 horas en los que se calculan costos marginales promedio por bloque. El bloque de mañana (a) corresponde al horario de 6:00 a 11:59, el bloque de sol (b) al horario de 12:00 a 17:59, el bloque de tarde-noche (c) desde las

¹ Boletín proyecto de ley de Transición Energética - Senado

² Interconexión eléctrica: El comienzo de una nueva era - Revista Electricidad

³ Presentación Plan de Descarbonización - Ministerio Energía

⁴ Información Línea Entre Ríos - Pichirropulli | Ministerio de Energía - Estudio de Franjas

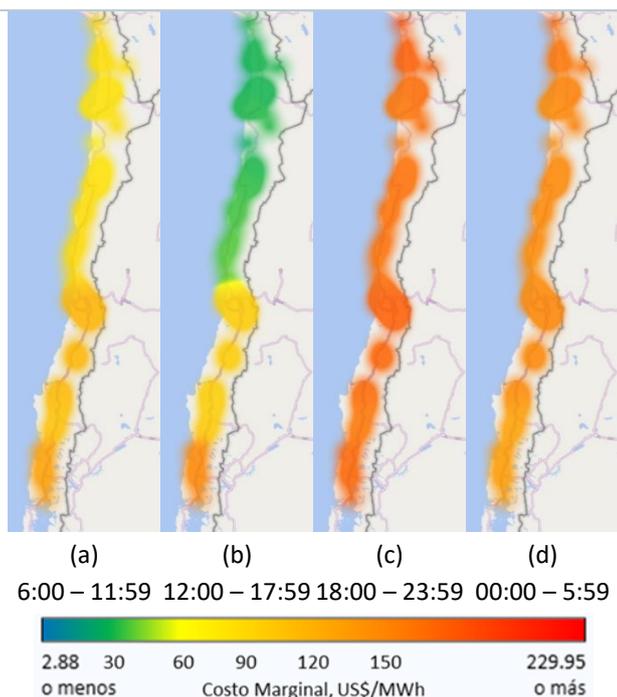
⁵ Crisis de renovables pone en duda futuro de Iberoélica en Chile - La Tercera

18:00 a las 23:59 y el bloque de madrugada (d) corresponde al horario de 0:00 a 5:59. Los valores para la estación de verano 2023 y sus 4 bloques del día se ilustran en la Figura 1. En dicha figura, desde izquierda a derecha se presentan los costos marginales promedio de Chile en los bloques de mañana, sol, tarde-noche, madrugada.

El primer análisis que se puede llevar a cabo se relaciona con la variación de los costos marginales en un mismo horario a lo largo del país. Se observa que, durante el bloque de sol (b), los costos son bajos en el norte del país, aumentan en el centro y registran un incremento significativo en Puerto Montt. Sin embargo, esta tendencia sólo se manifiesta en el bloque de sol, en los bloques de tarde-noche (c) y madrugada (d) los costos marginales muestran valores elevados, pero homogéneos a lo largo del país. Una situación similar se aprecia en el bloque mañana (a), costos marginales promedio homogéneos mayores al bloque sol, aunque menores que en los bloques tarde-noche y madrugada. El segundo análisis se enfoca en la variación de los costos marginales localmente, comparándola con los cuatro mapas presentados. En el norte, se observan diferencias notables en los costos marginales entre el bloque de horas de sol y los bloques de mañana, tarde-noche y madrugada. Esta situación se repite en la zona central. La única región donde los costos marginales se mantienen relativamente constantes es el sur, debido a que ya experimenta costos elevados durante el día.

Profundizando, en la Figura 1 se observa que la subestación Cardones alcanza un costo marginal promedio en el bloque tarde-noche (c) de 143,4 US\$/MWh y 170,3 US\$/MWh en el bloque madrugada (d). En contraste, durante el bloque de sol (b), el costo marginal promedio es de tan solo 4,2 US\$/MWh y en el bloque mañana (a) es de 77,4 US\$/MWh. Esto significa que, en la zona, la electricidad durante el bloque tarde-noche es 34 veces más costosa que durante las horas de sol. En Alto Jahuel la situación no difiere significativamente. El costo marginal promedio en las horas de sol (b) bordea los 36,4 US\$/MWh, mientras que en la tarde-noche (c) y madrugada (d) alcanza los 146 US\$/MWh y 157,2 US\$/MWh, respectivamente. Durante el bloque de sol (b) Puerto Montt tiene costos marginales promedio que bordean los 230 US/MWh, mientras que, en la tarde-noche (c) y madrugada (d), los costos marginales promedio alcanzan los 214,3 US\$/MWh y 162,4 US\$/MWh, respectivamente.

Figura 2:
Mapa de calor de costos marginales en Chile en diferentes bloques del día en otoño de 2023. Fuente: Systep.



La situación es similar en otoño de 2023, tal como se refleja en la Figura 2. Los costos marginales aumentan en el bloque de sol (b) en la zona norte y centro, mientras que disminuyen en el sur. Los desacoples aumentaron con respecto al verano entre las zonas norte y centro. Cardones mantuvo costos marginales promedio de 35,8 US\$/MWh en horas de sol (b), en el mismo horario Alto Jahuel alcanzaba un promedio de 96 US\$/MWh y Puerto Montt de 146 US\$/MWh. Al comparar las mismas ubicaciones en diferentes momentos del día, se evidencia que persisten las diferencias temporales del costo marginal en la zona norte y centro del país. Los costos marginales en el bloque tarde-noche (c) en la zona norte bordean los 161,6 US\$/MWh, en la zona centro y sur los 170 US\$/MWh. En resumen, durante las horas de sol se observan notables desacoples a lo largo del país, mientras que durante la noche los costos son más uniformes, aunque considerablemente más elevados que durante el día.

Discusión

Con base en la información presentada, queda patente el problema de congestión y los desacoples en los costos marginales que se experimentan en todo el país durante las horas de sol en el norte y por recursos eólicos en el sur. Además, se pone de manifiesto la diferencia de costos marginales en distintos momentos del día en una misma ubicación, lo que varía notablemente en las regiones del norte y centro del país. Es en este último aspecto donde el almacenamiento podría presentar una oportunidad significativa de desarrollo. Como ya se mencionó, el almacenamiento permite mover energía entre diferentes horarios de manera local, lo que ayuda a que los costos marginales sean más homogéneos entre diferentes bloques horarios en un mismo territorio y no, necesariamente, entre diferentes lugares del país. Por lo tanto, para evaluar su eficacia en un contexto como el del SEN, se deben considerar diversos factores. Uno de estos factores es el momento de máxima demanda y su ubicación geográfica. Si la demanda máxima ocurre durante las horas de sol y se localiza en la zona centro-sur, instalar sistemas de almacenamiento en el norte por sí solo podría no ser suficiente para resolver los problemas de desacoples existentes, dado que la capacidad de transmisión podría seguir siendo insuficiente para trasladar la energía generada en el norte hacia el sur. Por otro lado, si la demanda máxima se produce en el bloque nocturno, la implementación de sistemas de almacenamiento en el norte podría contribuir a reducir los costos marginales del sistema sólo hasta el punto en que el sistema de transmisión lo permita. Se debería determinar si estas limitaciones permiten que durante ese bloque horario se pueda transferir la energía almacenada en el norte hacia el sur de manera efectiva.

En conclusión, la solución más adecuada para abordar los problemas de congestión y los desacoples de costos marginales en el sector eléctrico chileno es el desarrollo de infraestructura de transmisión eficiente, pero esta es una opción que requiere de obras que apuntan al largo plazo; en cambio, la solución de sistemas de almacenamiento para evitar desacoples requiere de análisis más detallados que demuestren su eficiencia. Estos incluyen la identificación de la demanda máxima y su ubicación geográfica, así como un análisis detallado de las capacidades de transmisión disponibles. De la misma forma, se debe considerar la evaluación de alternativas locales como los esquemas de EDAG/ERAG, Capacidad de Transmisión Dinámica (LDR), entre otros. Solo a través de esta evaluación será posible determinar si la implementación de sistemas de almacenamiento representa la mejor estrategia para garantizar un suministro eléctrico eficiente y económico en el país.

Finalmente, ha de tenerse presente que no puede dejarse de lado la seguridad operacional dinámica del sistema eléctrico en el análisis, porque no es posible reemplazar la totalidad de las centrales térmicas con centrales ERNC sin hacerse cargo de los problemas de disminución de inercia, control de tensión y corrientes de cortocircuito.

GENERACIÓN

En el mes de julio, la generación total del SEN fue de 7,179 GWh/mes, con una variación de 1.8% respecto a junio de 2023 (7,050 GWh/mes) y con una variación de -0.7% a la de julio de 2022 (7,232 GWh/mes) (Ver Figura 3).

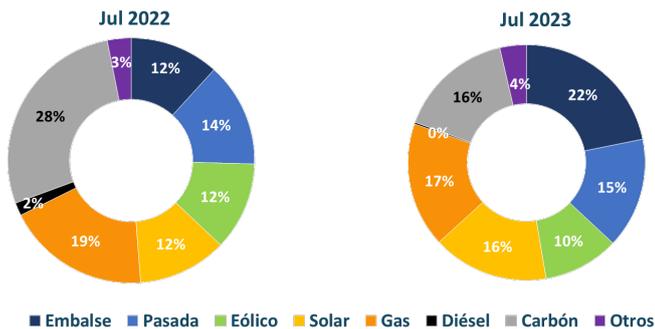
La participación de la generación eólica, gas, diésel, carbón se redujo en un 12%, 10%, 87%, 43% respectivamente en relación con julio de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar aumentaron en un 85%, 35% respectivamente en relación con julio de 2022 (ver Figura 3).

Durante el mes de julio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Mejillones-CTM1, Norgener-NTO2 (29 y 29 días respectivamente); hidráulicas: Cipreses (10 días); gas: Nueva Renca Gas Arg, Nehuenco I, Nehuenco II (1, 30 y 2 días respectivamente); diésel: Tocopilla-U16 Diésel, Candelaria 2, Atacama 2, Llanos Blancos, Candelaria 1, IEM (12, 3, 12, 1, 3 y 2 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de julio, la potencia máxima generada fue de 11,341 MW el día 11, y la mínima fue de 7,769 MW el día 9. La Figura 4 muestra el ciclo de la generación durante el mes de julio, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Figura 3:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



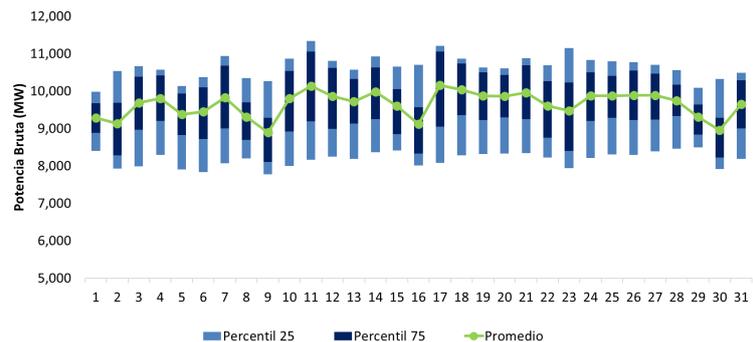
7.232
GWh/mes

Generación
total del mes

7.179
GWh/mes

Figura 4:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.341 MW
potencia
máxima

Potencia
Mes

7.769 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En julio la energía embalsada en el SEN superó tanto el nivel del año anterior como el promedio mensual histórico entre los años 1994 – 2022. Durante julio, el promedio de energía embalsada representó el 103% del promedio mensual histórico 1994 – 2022 (ver Figura 5). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (Julio 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 77,3%, es decir, se ubica en el 22,7% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 5:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En julio de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 59,9 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -35,8% con respecto a junio de 2023 (93,3 US\$/MWh), y una variación de -48,3% respecto a julio de 2022 (115,9 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 6).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en julio de 2023 fue de 58,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -44,4% con respecto a junio de 2023 (105,0 US\$/MWh), y una variación de -62,2% respecto a julio de 2022 (154,6 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).

Figura 6:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Crucero 220 kV

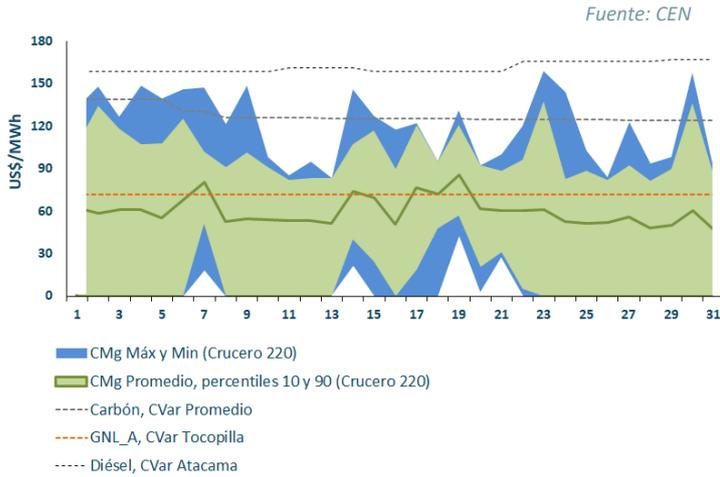
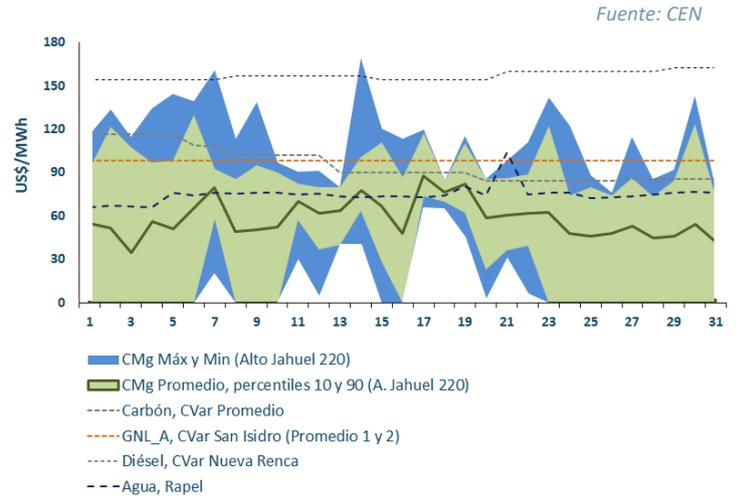


Figura 7:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Alto Jahuel 220kV



Durante el mes de julio 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 788 horas.

Los tramos con más horas de desacople fueron: Rancagua 154 - M. V. CEN. 154 (487,3 horas), Charrúa 220 – Santa Clara 220 (99,8 horas), Lastarria 220 - Ciruelos 220 (34,8 horas), Polpaico 500 - N. P. Azucar 500 (27,8 horas), con un desacople promedio de: 239,05 US\$/MWh, 64,97 US\$/MWh, 20,32 US\$/MWh, 50,39 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1)

Figura 8:
Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema

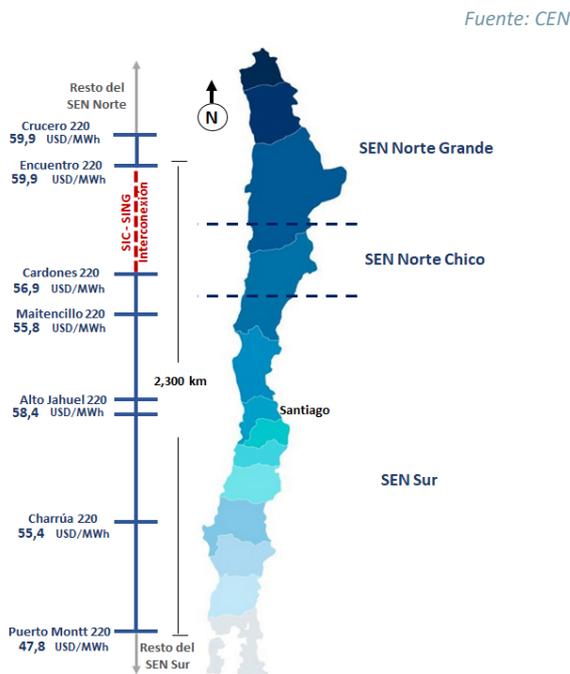


Tabla 1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
RANCAGUA 154 - M. V. CEN. 154	487,3	239,1
CHARRUA 220 – SANTA CLARA 220	99,8	65,0
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	34,8	20,3
POLPAICO 500 - N. P. AZUCAR 500	27,8	50,4
N. MAITENCILLO 500 - N. MAITENCILLO 220	26,5	18,5
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	21,5	70,8
C. NAVIA 220 - C. NAVIA 110	17,1	21,3
S. JERONIMO 066 - PINATAS 066	13,4	190,1
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	12,2	2,7
CALAMA 220 - CALAMA 110	8,7	29,6

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

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Precios del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

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 julio 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,8% para el año 2023 respecto del año 2022. 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.

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 3.507,5 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.661,9 MW son solares, 1.242,2 MW eólicos, 142 MW biomasa, 150 MW embalse, 66,9 diésel y 244,5 MW de baterías. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para fines de diciembre de 2023.

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%).

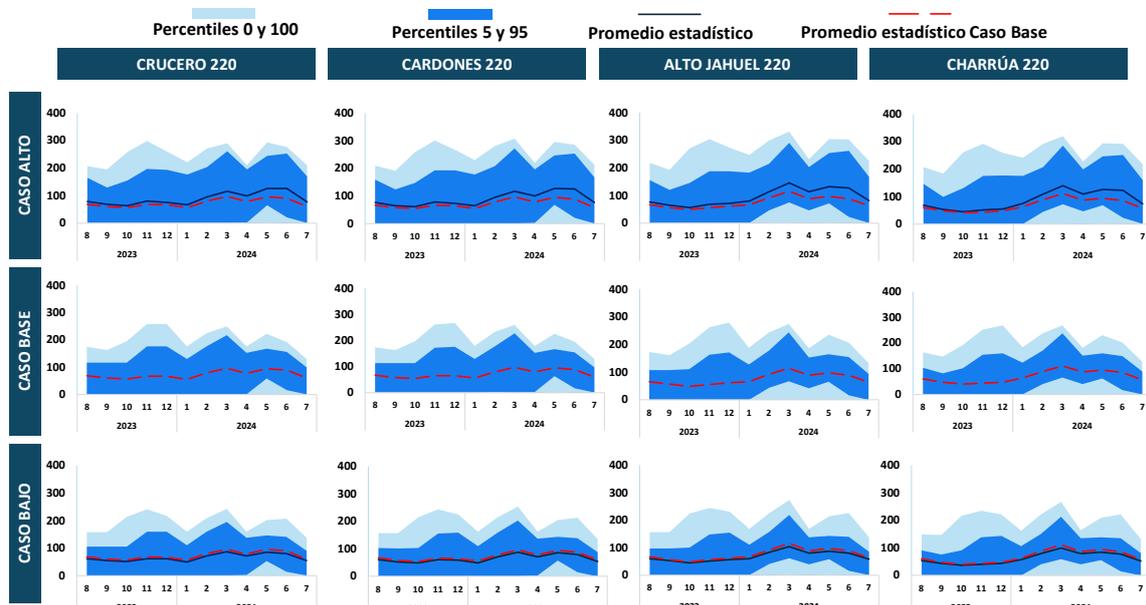
Con respecto al sistema frontal de mediados de agosto, las lluvias provocaron un aumento considerable en las cotas de embalse, incluso llevando algunas centrales a generar a potencia máxima y verter agua, con el fin de no superar sus cotas límites. Esto implicó costos marginales más bajos que vienen presentándose desde fines de junio, lo que, si bien es un respiro, no necesariamente se mantendrá en el tiempo.

Tabla 2:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		0.8%	0.8%	0.8%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	160	178	195
	Guacolda (promedio)	153	170	187
	Andina	355	395	434
	Hornitos	355	395	434
	Norgener	158	176	193
	N. Ventanas	182	202	222
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	118	131	144
	Mejillones	120	134	147
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	10	12	-
	Mejillones CTM3	11	12	-
	U16	11	12	13
	Kelar (1)	12	13	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	9	10	-
	U16 (2)	4	5	-
	Nehuenco 2	10	11	-
	Nueva Renca	10	11	-

(1) Sin disponibilidad en todo el periodo
(2) 10 US\$/MMBtu Oct-Abr

Figura 9:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/ MWh)



Fuente: Systep

3.

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 julio, Enel disminuyó su generación en base a gas natural, GNL y eólico mientras que aumentó su generación en base hidro, solar y geotérmica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún disminuyó su producción en base a diésel, carbón, gas natural y GNL, mientras que aumentó su

generación hidro. AES Andes disminuyó su generación eólica mientras que aumentó en base a carbón e hidro. Engie aumentó su producción hidro y solar mientras que disminuyó su generación carbón, gas natural y eólico. Por último, Tamakaya disminuyó su producción de GNL.

En julio, las empresas Enel, Colbún, AES y Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Engie fue deficitaria.

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2022	Jun 2023	Jul 2023
Diésel	3	0	0
Carbón	211	0	0
Gas Natural	424	297	234
GNL	214	513	318
Hidro	847	811	1,428
Solar	110	223	249
Eólico	153	150	125
Geotérmica	42	38	45
TOTAL	2,004	2,032	2,399

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

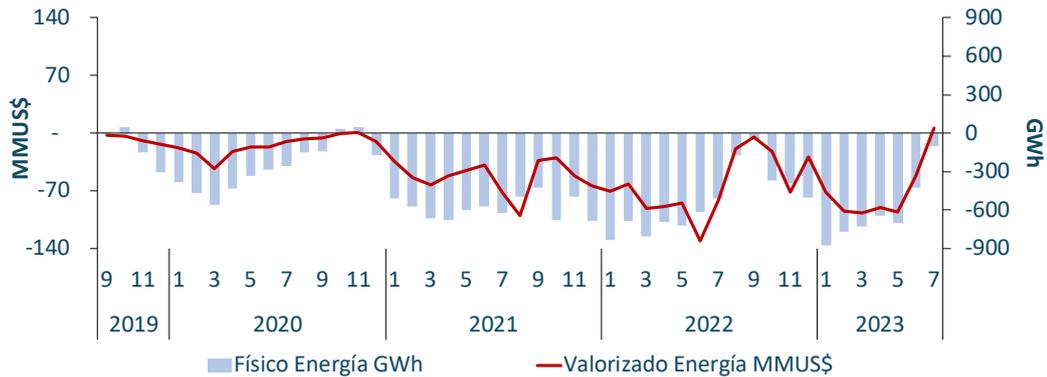
CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
Embalse Ralco	136	33

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	115.0	92.0
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	76.0	72.5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0.0	0.0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	266.8	125.8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2023
Total Generación (GWh)	2,399
Total Retiros (GWh)	2,497
Transf. Físicas (GWh)	-98
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	6



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2022	Jun 2023	Jul 2023
Diésel	16	7	0
Carbón	256	154	50
Gas Natural	92	48	0
GNL	255	409	217
Hidro	565	509	755
Solar	21	33	33
Eólico	0	0	0
Total	1,204	1,160	1,055

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

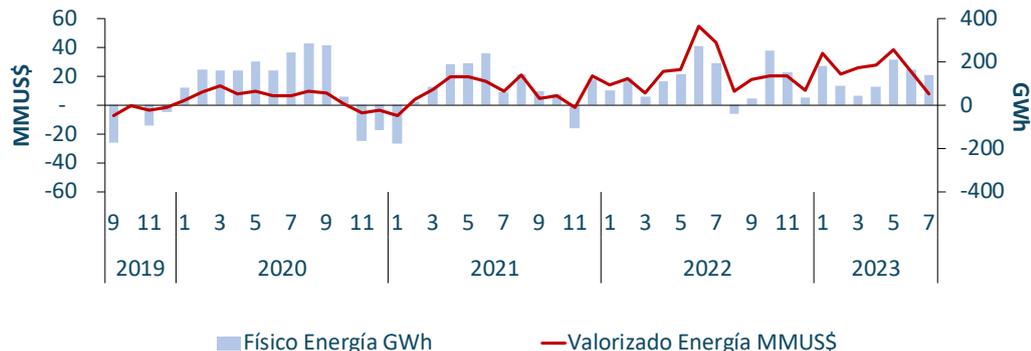
CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
Embalse Colbún	147	2

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
Santa María	53.1	77.7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101.8	95.8
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	71.8	74.1
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	226.3	112.8

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2023
Total Generación (GWh)	1,055
Total Retiros (GWh)	914
Transf. Físicas (GWh)	141
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

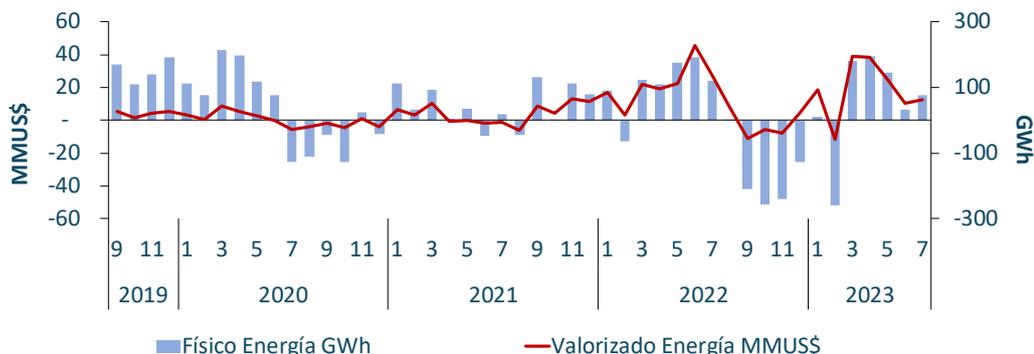
TECNOLOGÍA	Jul 2022	Jun 2023	Jul 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	861	711	770
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	48	26	33
Solar	15	15	15
Eólico	48	52	34
Total	971	805	853

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
N. Ventanas y Campiche	136.3	80.6
Angamos (prom. 1 y 2)	74.9	52.2
Norgener (prom. 1 y 2)	129.0	62.6

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Jul 2023
Total Generación (GWh)	853
Total Retiros (GWh)	777
Transf. Físicas (GWh)	76
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

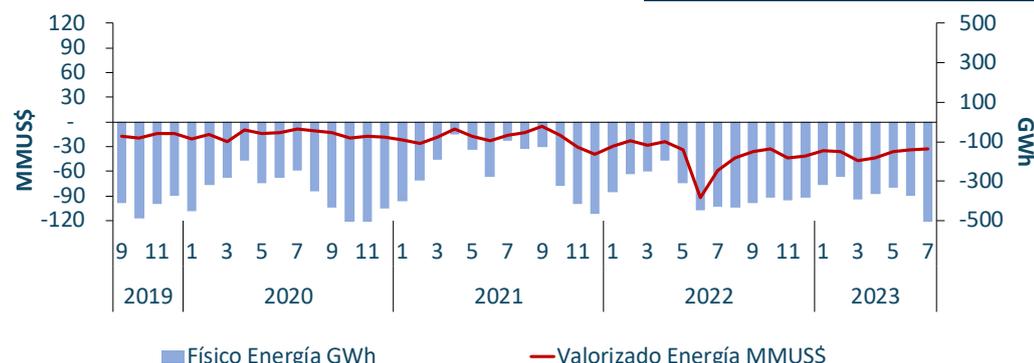
TECNOLOGÍA	Jul 2022	Jun 2023	Jul 2023
Diésel	5	0	0
Carbón	323	114	55
Gas Natural	73	174	104
GNL	0	0	0
Hidro	22	16	26
Solar	34	68	70
Eólico	39	40	36
Total	495	412	291

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
Andina Carbón	157.0	134.3
Mejillones Carbón	162.4	139.3
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	73.0	55.5

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Jul 2023
Total Generación (GWh)	291
Total Retiros (GWh)	820
Transf. Físicas (GWh)	-530
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-33



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2022	Jun 2023	Jul 2023
Diésel	30	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	21	169	142
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	51	169	142

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2022	Jul 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	119.6	84.2
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	209.6	100.6

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Jul 2023
Total Generación (GWh)	142
Total Retiros (GWh)	13
Transf. Físicas (GWh)	129
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a julio de 2023, es de 108 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 5).

En la Tabla 6 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente Enel Distribución accede a menores precios, mientras que CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras.

Los valores de la Tabla 5 y 6 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/01.

Tabla 5:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2023 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	126	11,191
E-CL	133	7,605
ENEL GENERACIÓN	64	5,937
AES GENER	113	4,029
El Campesino	122	4,028
COLBÚN	119	3,650
ACCIONA	97	1,112
Abengoa	145	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	60	861
Aela Generación S.A.	93	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	49	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	50	640
PANGUIPULLI	146	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	53	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	129	423
WPD MALLECO (Malleco)	63	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	54	375
Pelumpén S.A.	103	341
PUELCHE SUR EÓLICA	56	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	67	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	113	196
WPD MALLECO (Malleco II)	63	192
Otros	100	1,682
Precio Medio de Licitación	108	47,948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 6:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2023 por distribuidora, en barra de oferta

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	97	17,900
CGE Distribución	123	14,446
Chilquinta	114	3,847
SAESA	107	5,083
Precio Medio Muestra	109	41,277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de junio 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.296 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 912 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante junio fue igual a 2.410 GWh, es decir, se superó en un 164% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 44% (1066 GWh) seguido por el aporte eólico con un 40% (961 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 9% (210 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 6% (140 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (33 GWh).

Durante julio de 2023 se registró 300,0 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 186% con respecto a junio de 2023 (104,9 GWh) y un aumento del 178% con respecto a julio del 2022 (107,9 GWh), ver Figura 11.

Figura 10: Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

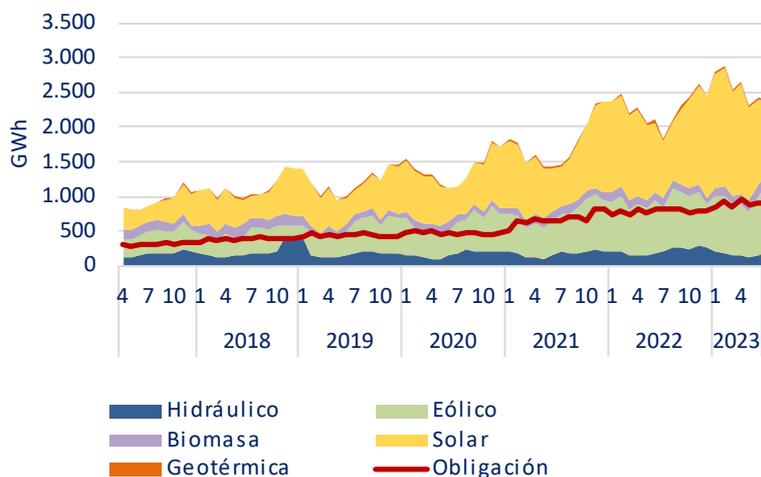
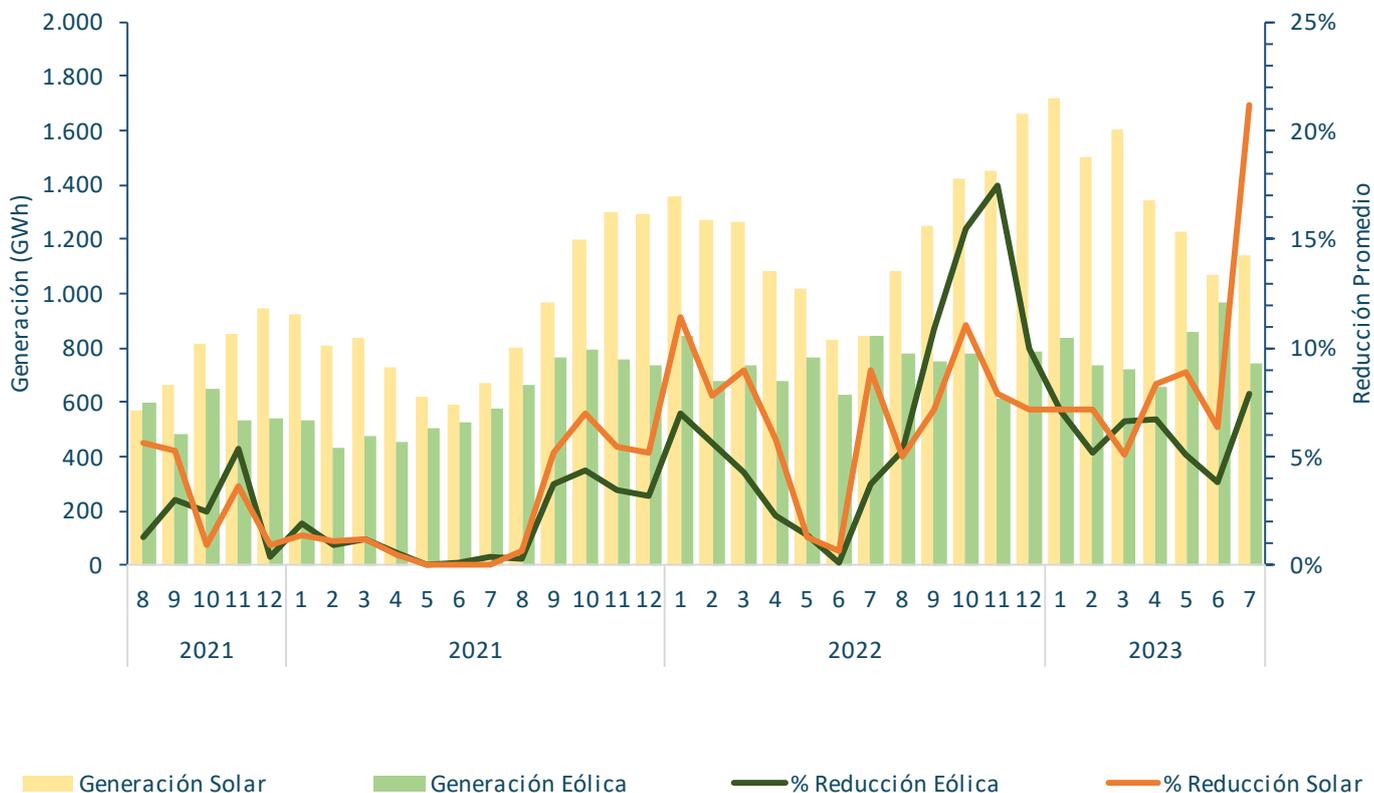


Figura 11: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-340 CNE (31-07-2023) “Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción”, se espera la entrada de 3.241 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 45% corresponde a tecnología solar (1.474 MW), un 35,1% a tecnología eólica (1.138 MW), un 8,8% de tecnología hidráulica (286 MW), un 0,5% de tecnología solar con BESS (17 MW) y un 10,1% de tecnología BESS (326 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 7 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 7:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA DE INTERCONEXION	TIPO DE TECNOLOGIA	POTENCIA NETA (MW)
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Las Salinas -Etapa 2	jul-23	Solar	34,8
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Parque Eólico Manantiales	nov-23	Eólica	27,1
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar	200,0
Parque Eólico Los Cerrillos	nov-23	Eólica	45,6
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar	30,1
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar	40,0
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Ampliación Andes Solar IIB	ene-24	Solar + BESS	17,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólica	57,0
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólica	800,0
BESS Parque Fotovoltaico El Manzano	ene-24	BESS	60,0
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	mar-24	BESS	32,0
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
PFV Leyda	jun-24	Solar	80,0
BESS Parque Fotovoltaico Don Humberto	jun-24	BESS	60,0
Ñuble	jun-24	Hidráulica	136,0
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar	24,2
Capacidad próximos 12 meses			3.241,0

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a julio de 2023, totalizan 12.343 MW con una inversión de MMUS\$ 14.538, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 75.418 MW con una inversión de MMUS\$ 132.233 (ver Tabla 8).

Durante el mes de julio, 13 proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 779 MW, de los cuales destacan el parque solar Llanos de Rungue de 280 MW ubicado en la comuna de Illapel y el parque híbrido Solar Wing de 212 MW ubicado en la comuna de Tierra Amarilla. En este mes se aprobaron 6 proyectos de los cuales 4 son solares y 2 son eólicos. Finalmente, 2 proyectos fueron desistidos.

Tabla 8:
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	3.611	4.963	14.961	25.772
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.211	5.535	37.215	62.287
Gas Natural	518	495	6.408	6.314
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	9	9	2.957	6.565
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	560	450	1.075	8.000
Mixto (Solar + Eólica)	1.397	1.074	1.151	1.190
Híbrido (Solar + Bess)	1.041	2.005	4	20
Almacenamiento	0	0	59	185
Total	12.353	14.538	75.418	132.233

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

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Gobierno lanza proceso de diálogo estratégico para avanzar en Plan de Descarbonización ([ver más](#)).

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- Se publica en el Diario Oficial resolución exenta N°334 de 2023 que modifica resolución N°86 exenta, de 2023, que establece disposiciones técnicas para la implementación de la ley N°21.472 y fija texto refundido ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial decreto N°2T de 2023 que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).
- Se publica segunda versión del Informe Técnico Preliminar que fija precios de nudo promedio del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°390 de 2023 que emite listado de obras en procedimiento de convocatoria abierta para la presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).

**COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

- Se publica Estudio de Capacidad Técnica Disponible 2023 en Sistemas de Transmisión Dedicados ([ver más](#)).
- Envía carta al Ministerio de Energía presentando recomendación de Normativa Técnica de PMGD ([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

CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.
Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Bryan Bizarro A.
Ingeniero de Estudios

bbizarro@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

