



REPORTE MENSUAL Sector Eléctrico

Junio 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.

Fin del límite de invierno ¿Una medida regresiva?

“**Chao tarifa de invierno**”, iniciativa impulsada desde el congreso por parlamentarios oficialistas con el objetivo de eliminar el cargo por límite de invierno en las cuentas de electricidad, vio un avance significativo luego del anuncio del Presidente Gabriel Boric en la cuenta pública de este año con la eliminación de esta tarifa por vía administrativa, con el motivo de frenar el aumento en las cuentas de luz durante los meses de invierno, poniendo fin a este sobrecargo desde el año 2024 (posteriormente sería ratificado que su eliminación ocurrirá a partir de la primera quincena de julio de este año¹) y de forma retroactiva para los años 2021, 2022 y 2023. Con relación a lo mencionado anteriormente, la eliminación retroactiva implica que se realizará un descuento en las cuentas de electricidad de aquellos clientes que tuvieron que pagar el sobrecargo entre 2021 y 2023.

El sobrecargo por límite de invierno corresponde a una tarifa que se aplica a clientes residenciales (tarifa BT1) durante los meses de punta, los cuales corresponden al periodo entre abril y septiembre.

Este límite es distinto para cada cliente, y se define como el máximo valor entre 350 kWh y el consumo promedio del cliente en los meses que no son de punta (octubre a marzo) más un 20%, y solo se cobrará si además el consumo sobrepasa el umbral de los 430 kWh.

La tarifa tiene su origen en la década de 1980, con la justificación de moderar el consumo eléctrico durante los meses de mayor demanda y además en donde era más caro generar dados los recursos disponibles. En efecto, resulta crucial dimensionar la infraestructura teniendo en cuenta la demanda máxima. La lógica subyacente a este enfoque de tarifas diferenciadas en horarios de alta y baja demanda no se limita únicamente al sector eléctrico, sino que se aplica también en áreas como el transporte, las carreteras, el suministro de agua, entre otros. El propósito de esta medida es responsabilizar a aquellos usuarios que hacen un mayor uso durante los periodos de alta demanda y que por tanto gatillan requerimientos de infraestructura adicional, haciéndolos conscientes de su consumo.

Una de las preguntas que surge tras este anuncio es cómo se va a financiar la medida, y con respecto a esto, el ministro Pardow señaló que la medida no incurriría en gasto fiscal, sino que el costo asociado a la tarifa de invierno será distribuido entre todos los clientes a lo largo de los 12 meses del año, por lo que sería un subsidio cruzado entre clientes. A raíz de esta declaración, surge la interrogante: **¿Cuál será el aumento en la cuenta de electricidad y a quiénes afectará o beneficiará?**

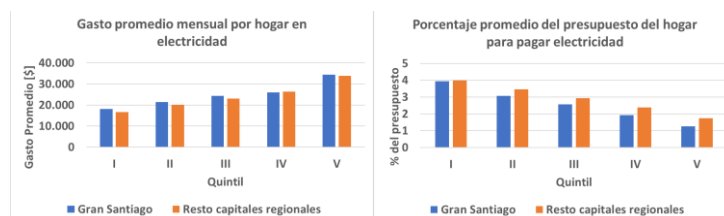
Esta pregunta ha generado críticas por parte de algunos expertos del sector eléctrico², quienes argumentan que la medida no brindará los beneficios esperados y, en cambio, podría resultar en un impacto negativo retroactivo para la población en general.

Incluso, antes del anuncio en la cuenta pública, el mismo ministro de la cartera de energía se había mostrado contrario a la idea, pues eliminar la tarifa de invierno implicaría un aumento en las cuentas de un 3,5%³. Sin embargo, luego del anuncio, el ministro Pardow rectificó sus dichos y se mostró a favor de la moción, señalando que el aumento de las cuentas sería de solo un 0,7%

aproximadamente⁴, mientras que otros expertos mencionan que el aumento sería entre un 0,4% y 0,5%⁵.

Con respecto a la interrogante acerca de quiénes se ven favorecidos, resulta crucial comprender en primer lugar cuáles son los hogares que consumen mayor cantidad de electricidad, así como evaluar la dificultad que enfrentan al afrontar el pago de la factura de electricidad. Según se evidencia en la Figura 1 (datos de Encuesta de Presupuestos Familiares⁶), los hogares ubicados en los quintiles socioeconómicos más altos presentan un mayor consumo de electricidad. No obstante, son los hogares pertenecientes a los quintiles socioeconómicos más bajos quienes deben destinar una proporción más significativa de su presupuesto familiar para cubrir el costo de la boleta.

Figura 1:
Estadística de gasto en electricidad por quintil.



El ministro Pardow también se refiere a la cantidad de clientes que se ven afectados a este cobro, destacando que si bien en la RM la comuna de Las Condes es la que presenta una mayor cantidad de clientes en promedio que pagan tarifa de invierno (8.604), lo siguen las comunas de Puente Alto (6.151) y Maipú (5.865), correspondiendo estos datos al año 2021.

A partir de los datos disponibles en Energía Abierta⁷, es posible obtener un aproximado de la energía consumida por sobre límite de invierno durante ese periodo, lo cual se presenta en la Tabla 1. Se observa que la energía por sobre el límite de invierno en Las Condes es casi el doble que el consumo de Puente Alto, que le sigue en clientes que sobrepasan el límite.

Tabla 1:
Consumo por sobre el límite de invierno en meses de punta (2021). Fuente: Energía Abierta.

COMUNA	ENERGÍA CONSUMIDA POR SOBRE LÍMITE DE INVIERNO [kWh]	CONSUMO TOTAL DE MESES DE PUNTA [kWh]	PORCENTAJE CON RESPECTO AL TOTAL
Las Condes	7.987.022	218.870.455	3,6%
Providencia	4.946.171	124.032.742	4,0%
Puente Alto	4.706.185	232.692.232	2,0%
Maipú	4.455.364	219.278.237	2,0%

Es relevante comparar estos números con la cantidad de clientes que tienen las comunas. Tanto Puente Alto como Maipú tienen más clientes que Las Condes⁸ (esto se evidencia en la Tabla 2), por

¹ Emol: Gobierno anuncia que eliminación de tarifa de invierno en cuentas de luz se concretará la primera quincena de julio.

² Emol: Fin a tarifa de invierno: Cómo opera el mecanismo y debate por supuesta regresividad de la medida del Gobierno.

³ Revista Electricidad: Cuentas de la luz aumentarían en cerca de un 3,5%.

⁴ Diario Financiero: Los números detrás de la eliminación de la tarifa de invierno.

⁵ La Tercera: Fin de la tarifa de invierno tendría un costo de hasta \$12 mil millones e impactaría al alza de las cuentas.

⁶ Encuesta de Presupuestos Familiares.

⁷ Energía Abierta: Consumo Eléctrico Anual por Comuna y Tipo de Cliente.

⁸ LUN: Estas son las 20 comunas en que más se paga la tarifa de invierno.

lo que porcentualmente también es mayor la cantidad de clientes que deben pagar tarifa de invierno.

Tabla 2:

Cantidad de clientes que pagan tarifa de invierno (2021).

Fuente: Energía Abierta; Ministerio de Energía en base a datos de la SEC.

COMUNA	NRO CLIENTES TOTALES	PROMEDIO DE CLIENTES QUE PAGA TARIFA DE INVIERNO	PORCENTAJE CON RESPECTO AL TOTAL
Las Condes	139.351	8.604	6,2%
Providencia	94.357	4.829	5,1%
Puente Alto	176.705	6.151	3,5%
Maipú	165.738	5.865	3,5%

Uno de los argumentos a favor de esta iniciativa es la existencia de casos en los que varios hogares comparten un mismo medidor. En situaciones como estas, es bastante probable que el consumo acumulado supere el umbral de 430 kWh para el cobro de la tarifa de invierno. Por lo tanto, eliminar el límite de invierno sería beneficioso para el presupuesto de estos hogares. Hay que destacar que no se disponen de datos precisos de cuantas familias se encuentran bajo esta condición, y lo ideal es que se regularice su situación para evitar posibles sobrecostos, pues hacer frente a este tipo de cobros resulta especialmente gravoso para los hogares de niveles socioeconómicos más bajos.

Los datos revelan que, en general, son las comunas de mayores recursos las que superan el límite de invierno y deben pagar ese cargo. Entonces, al eliminar este recargo se estaría subsidiando a un grupo de clientes de mayores recursos (para quienes este cargo no representa un costo relevante), en desmedro del resto de los usuarios, incluyendo a los hogares vulnerables que no exceden este límite. Por otro lado, la eliminación de esta tarifa beneficiaría a Pymes que posean tarifa BT1, las cuales probablemente por su nivel de consumo no son beneficiadas por los mecanismos de estabilización de precios.

Desde una perspectiva medioambiental, el anuncio ha recibido respaldo en el ámbito académico⁹, respaldado por el argumento de que la tarifa de invierno actúa como un desincentivo para la electrificación de los hogares, especialmente para aquellos más vulnerables. Esta postura se alinea con los incentivos actuales para el uso de energías limpias y los compromisos adquiridos en el marco del NDC de 2020¹⁰.

Sin embargo, es importante resaltar que, aunque la electrificación de la calefacción conlleva beneficios en términos de calidad del aire, los hogares enfrentan un mayor costo inicial al optar por estas formas de calefacción. Además, el precio por kWh, la eficiencia y los m² que cubre la calefacción eléctrica debe ser competitivo en comparación con las opciones de calefacción convencionales, como la leña, la parafina y el gas, para que sea realmente conveniente para los usuarios y se dé una transición masiva hacia la calefacción eléctrica. Complementando lo anterior, la Guía de Calefacción Sustentable de 2020¹¹ señala que en lo que respecta al consumo, los aires acondicionados son la mejor alternativa, seguidos por el pellet y la parafina. No obstante, los aires acondicionados necesitan de una inversión mayor para poder adquirirlos.

Otro aspecto de interés para analizar es si la tarifa de invierno cumple su objetivo en el contexto actual. Como se mencionó anteriormente, esta tarifa fue establecida en la década de 1980 con el propósito de limitar el consumo en momentos en que existían dificultades para generar energía, las redes de distribución no estaban preparadas para una mayor demanda y existía la posibilidad de un colapso del sistema. Sin embargo, en la actualidad, existe suficiente capacidad de generación para

satisfacer la demanda y los hábitos de consumo ya no son los mismos que años atrás.

Además, no se está dando una señal de precio adecuada debido a los retrasos en los decretos tarifarios, por lo que al menos la componente de distribución se encuentra desfasada, y, por ende, la señal de precios que observan los clientes no es la óptima.

Otro aspecto mencionado por el ministro Pardow es de establecer una nueva política pública que reemplace el límite de invierno en el proceso tarifario a partir de 2025, que incentive la electrificación de las necesidades de calefacción. Como se mencionó antes, se debe tener una red eléctrica que se vaya adaptando a la demanda máxima, y con la electrificación de la calefacción la demanda evidentemente aumentará (aunque no se verá un aumento masivo en el corto plazo), por lo que se debe buscar una nueva forma de tarificación, que sea justa y equitativa, para poder costear mejoras en la red de distribución y sin comprometer calidad del suministro.

Finalmente, es crucial mantener costos estables y eficientes en todos los aspectos de la cadena productiva para reflejar adecuadamente la tarifa eléctrica. **Si los componentes de la tarifa, como los costos de los contratos regulados, los costos laterales, aumentos en los componentes de transmisión o distribución, entre otros, experimentan inestabilidad o aumentos excesivos, cualquier diseño tarifario será ineficaz.** Estas dificultades ya han dado lugar a dos leyes de estabilización y es necesario abordarlas para garantizar el éxito del sistema tarifario eléctrico.

Es necesario replantear el diseño tarifario eléctrico para los clientes regulados, fomentando la responsabilidad de los consumidores en la adopción de patrones que promueva el uso eficiente de la infraestructura eléctrica. Aunque reducir los requisitos generales de consumo eléctrico puede resultar desafiante para los clientes, se ha observado que responden a las señales de precios al modular o desplazar su consumo según el horario. En este contexto, los medidores inteligentes podrían desempeñar un papel importante, siempre y cuando su implementación no sea impuesta a los clientes y los beneficios directos en términos de ahorro por tarifas horarias superen los costos asociados a esta tecnología.

Se requiere realizar esfuerzos para obtener una caracterización más precisa de la demanda actual, lo cual facilitará la definición de alternativas de tarifas específicas para pequeñas y medianas empresas, clientes de alto consumo, así como tarifas que brinden protección especial a los clientes más vulnerables. Esto permitirá diseñar un sistema tarifario más justo y adaptado a las necesidades de diversos segmentos de usuarios.

⁹ CR2: Eliminar el límite de consumo eléctrico en invierno.

¹⁰ Contribución Determinada a Nivel Nacional. Actualización 2020.

¹¹ Guía de Calefacción Sustentable.

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En el mes de mayo, la generación total del SEN fue de 7.046 GWh/mes, con una variación de 6,0% respecto a abril de 2023 (6.646 GWh/mes) y con una variación de -1,3% a la de mayo de 2022 (7.136 GWh/mes) (Ver Figura 2).

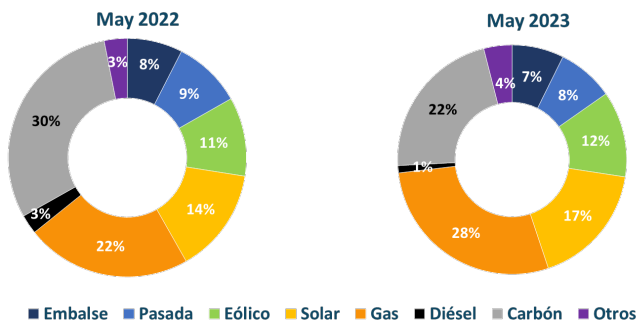
La participación de la generación hidráulica, diésel y carbón se redujo en un 4%, 62% y 28% respectivamente en relación con mayo de 2022. En contraste, la participación de la generación eólica, solar y gas aumentaron en un 12%, 21% y 24% respectivamente en relación con mayo de 2022 (ver Figura 2).

Durante el mes de mayo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Mejillones-CTM1, Norgener-NT02, Guacolda 2 (30, 30, 8 días respectivamente); hidráulicas: HP Alfalfal, Colbún, Antuco, HP La Confluencia, HP Rucue, Pangué (25, 19, 18, 17, 11, 10 días respectivamente); gas: Atacama 1, Guacolda 5, Chacayes, Atacama 2, Nueva Renca (14, 8, 3, 2, 2 días respectivamente); diésel: Santa Lidia (11 días respectivamente).

Con respecto a la generación bruta del mes de mayo, la potencia máxima generada fue de 10.939 MW el día 25, y la mínima fue de 7.470 MW el día 1. La Figura 3 muestra el ciclo de la generación durante el mes de mayo, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

Figura 2:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



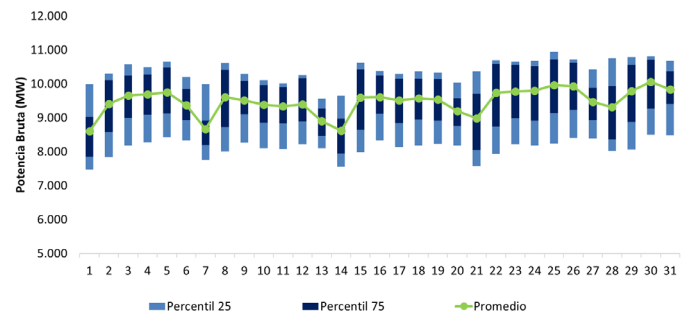
7.136
GWh/mes

Generación
total del mes

7.046
GWh/mes

Figura 3:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



10.939 MW
máxima

Potencia
Mes

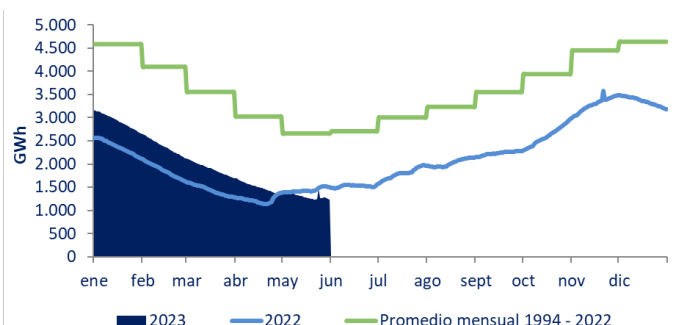
7.470 MW
mínima

HIDROLOGÍA

En mayo la energía embalsada en el SEN no superó los niveles del año anterior, manteniéndose en niveles históricamente bajos, representando un 49% del promedio mensual entre los años 1994 y 2022 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (Mayo 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 95,6%, es decir, se ubica en el 4,4% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Figura 4:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



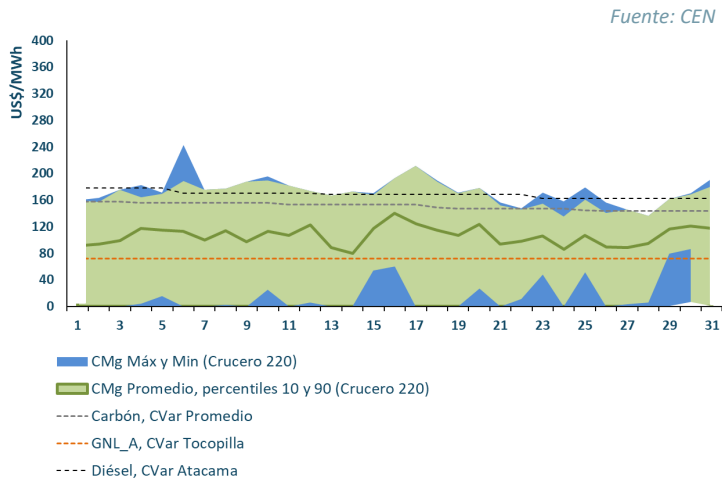
Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En mayo de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 106,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -2,2% con respecto a abril de 2023 (108,7 US\$/MWh), y una variación de 11,2% respecto a mayo de 2022 (95,6 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 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en mayo de 2023 fue de 125,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -6,5% con respecto a abril de 2023 (133,7 US\$/MWh), y una variación de 21,8% respecto a mayo de 2022 (102,6 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 6).

Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Crucero 220 kV



Durante el mes de mayo se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 680 horas.

Figura 7: Costo marginal promedio de mayo en barras representativas del Sistema

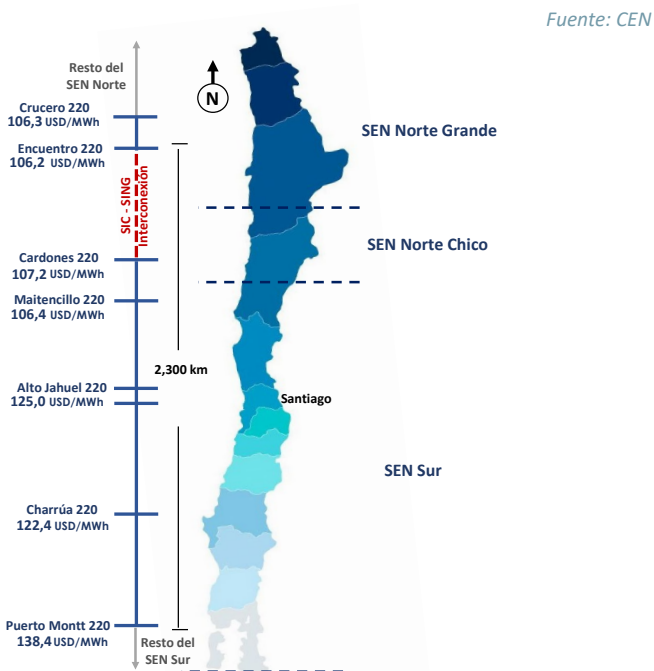
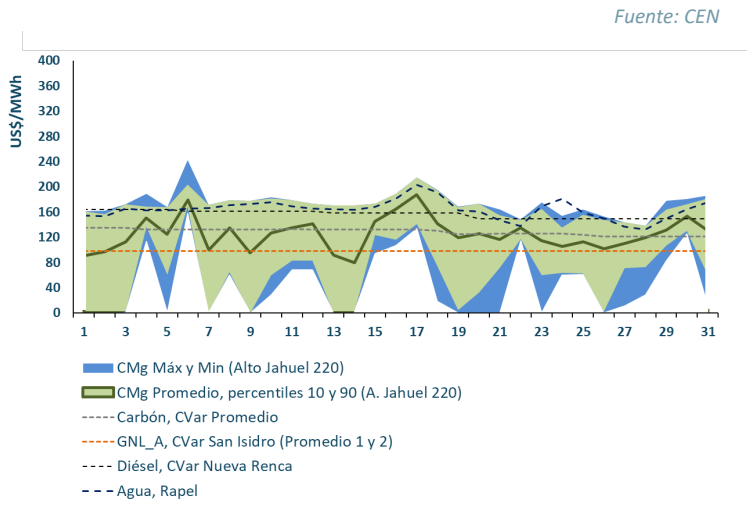


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de mayo para Alto Jahuel 220kV



Los tramos con más horas de desacople fueron: Quillota 110 - S.pedro 110 (181,8 horas), D.almagro 220 - D.almagro 110 (96,4 horas), Lastarria 220 - Ciruelos 220 (95,4 horas), Polpaico 500 - N.p.azucar 500 (93,3 horas), con un desacople promedio de: 47,82 US\$/MWh, 44,85 US\$/MWh, 140,86 US\$/MWh, 82,28 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 3).

Tabla 3: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	181,8	47,8
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	96,4	44,9
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	95,4	140,9
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	93,3	82,3
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	50,0	33,2
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	34,7	110,3
CALAMA 220 - CALAMA 110	20,2	27,9
CHARRUA 220 - SANTACLARA 220	18,0	104,7
C.NAVIA 220 - C.NAVIA 110	16,6	98,2
SANTACLARA 220 - MULCHEN 220	14,1	125,8

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 Systep](#), 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 abril 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,22% 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 3.514,2 MW de nueva capacidad, de los cuales 2.385,2 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 784,5 MW eólicos, 142 MW biomasa y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para julio 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 fines de junio, 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, lo que, si bien es un respiro, no necesariamente se mantendrá en el tiempo.

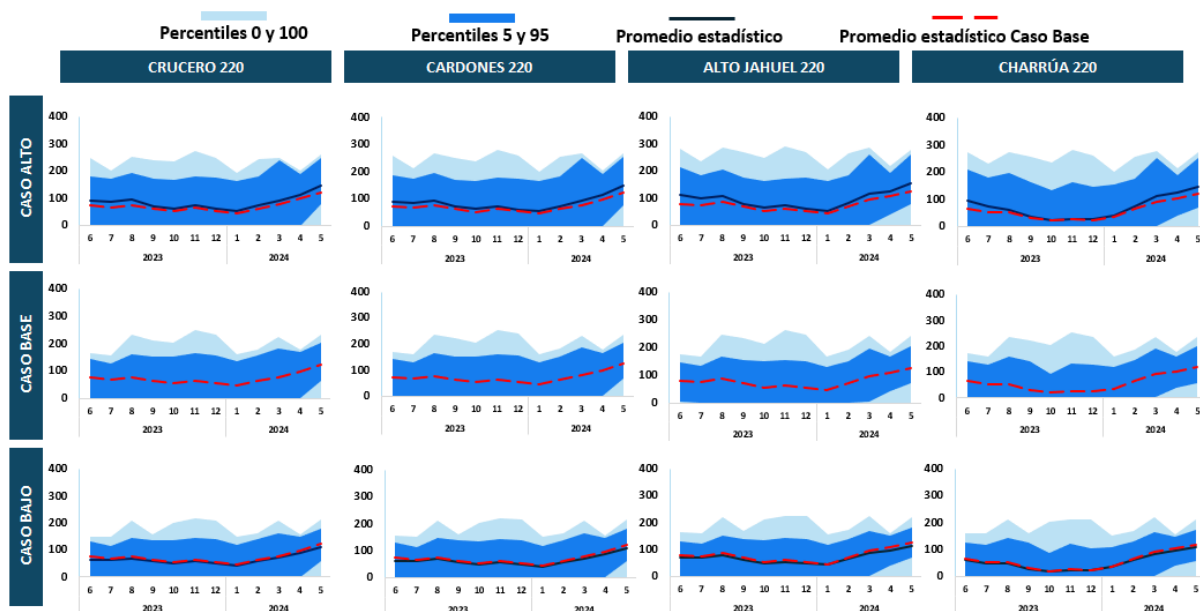
Tabla 2:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		1.2%	1.2%	1.2%
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	225	250	275
	Guacolda (promedio)	214	238	261
	Andina	399	443	487
	Hornitos	399	443	487
	Norgener	291	323	355
	N. Ventanas	384	427	469
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	99	110	121
	Mejillones	102	113	124
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	12	14
	Nehuenco 1	11	12	-
	Mejillones CTM3	12	13	-
	U16	12	13	14
	Kelar (1)	12	14	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	10	11	-
	U16 (2)	4	5	-
	Nehuenco 2	10	11	-
	Nueva Renca	10	11	-

(1) Sin disponibilidad para junio 2023

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

natural y solar. AES Andes no registró cambios significativos en su pool de generación en este mes. Engie aumentó su producción de carbón, gas natural e hidro mientras que disminuyó su generación de diésel. Por último, Tamakaya aumentó su producción diésel y disminuyó su producción de GNL.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

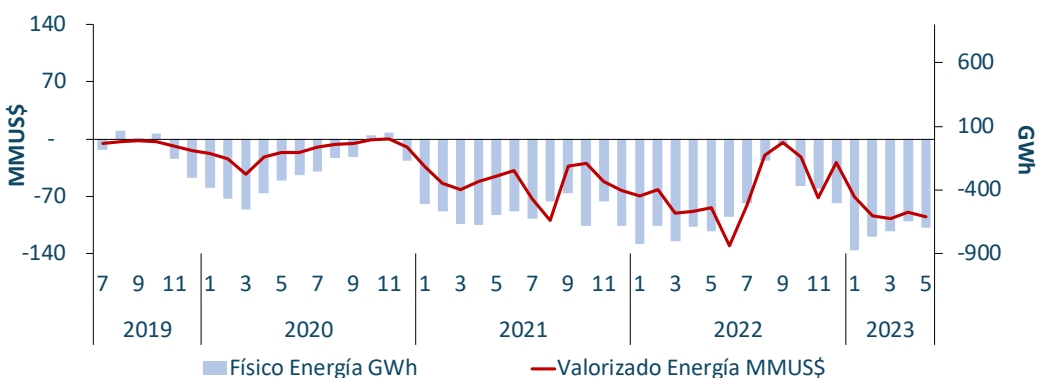
TECNOLOGÍA	May 2022	Abr 2023	May 2023
Diésel	36	2	22
Carbón	300	66	34
Gas Natural	285	678	311
GNL	313	176	452
Hidro	552	411	490
Solar	136	233	255
Eólico	155	131	167
Geotérmica	46	32	34
TOTAL	1.821	1.729	1.765

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
Embalse Ralco	98	164

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,9	98,5
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	66,2	79,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	230,5	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	264,4	168,7



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	May 2023
Total Generación (GWh)	1.765
Total Retiros (GWh)	2.461
Transf. Físicas (GWh)	-696
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-96

Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

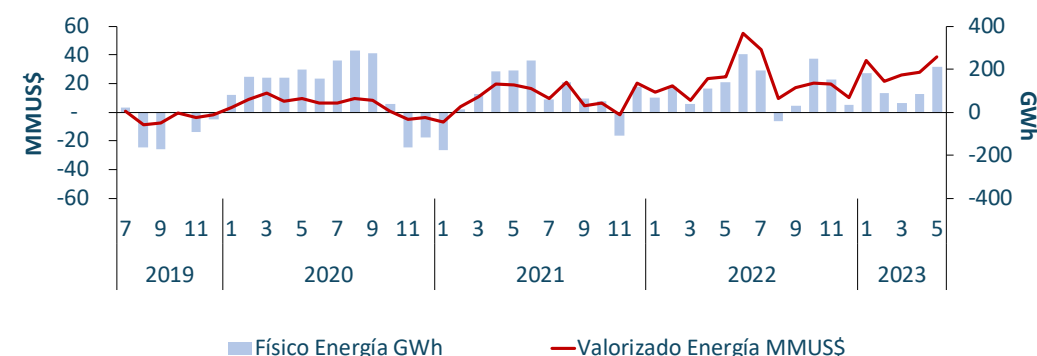
TECNOLOGÍA	May 2022	Abr 2023	May 2023
Diésel	30	14	18
Carbón	248	231	249
Gas Natural	83	292	115
GNL	442	205	462
Hidro	316	280	333
Solar	34	46	39
Eólico	0	0	0
Total	1.152	1.067	1.216

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
Embalse Colbún	99	150

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
Santa María	53,3	68,0
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,9	102,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	70,3	80,0
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	220,8	144,0



TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	May 2023
Total Generación (GWh)	1.216
Total Retiros (GWh)	1.006
Transf. Físicas (GWh)	210
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	39

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

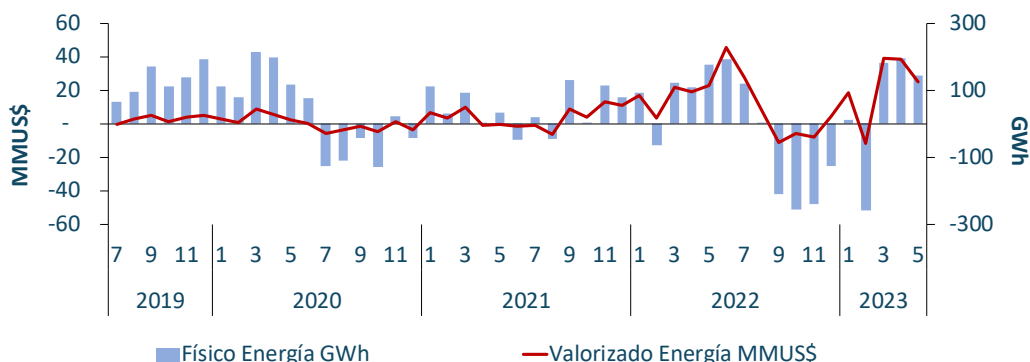
TECNOLOGÍA	May 2022	Abr 2023	May 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	959	795	790
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	75	49	40
Solar	18	12	13
Eólico	48	43	51
Total	1.100	899	894

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
N. Ventanas y Campiche	86,8	167,5
Angamos (prom. 1 y 2)	64,0	103,2
Norgener (prom. 1 y 2)	101,3	153,3

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	May 2023
Total Generación (GWh)	894
Total Retiros (GWh)	749
Transf. Físicas (GWh)	145
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	25



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

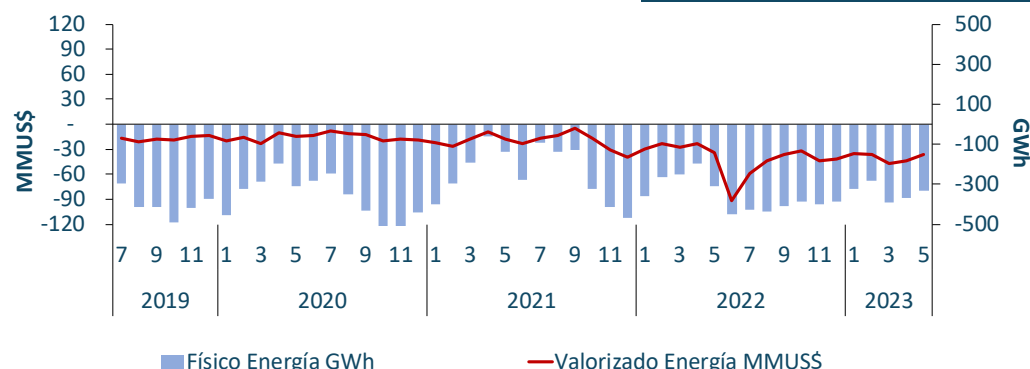
TECNOLOGÍA	May 2022	Abr 2023	May 2023
Diésel	1	5	0
Carbón	306	52	115
Gas Natural	142	126	207
GNL	0	0	0
Hidro	10	4	7
Solar	32	79	75
Eólico	35	29	33
Total	526	293	437

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
Andina Carbón	99,0	174,4
Mejillones Carbón	119,6	181,3
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	81,0	71,8

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	May 2023
Total Generación (GWh)	437
Total Retiros (GWh)	771
Transf. Físicas (GWh)	-334
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-36



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

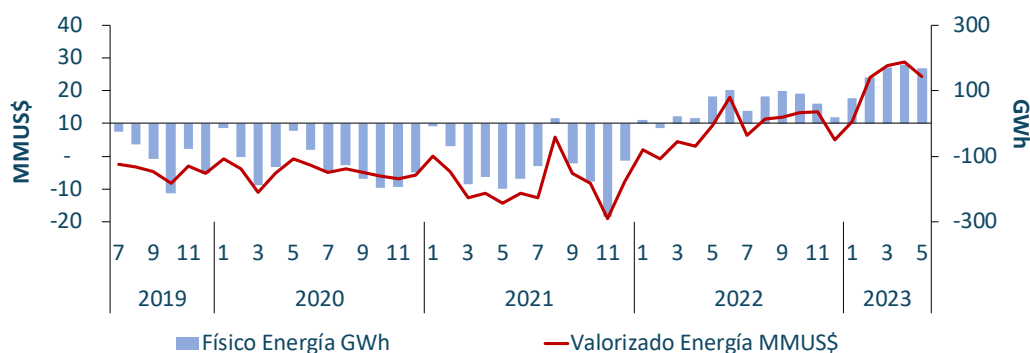
TECNOLOGÍA	May 2022	Abr 2023	May 2023
Diésel	5	1	8
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	88	196	179
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	93	197	187

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	May 2022	May 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	108,7	108,0
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	210,5	128,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	May 2023
Total Generación (GWh)	187
Total Retiros (GWh)	18
Transf. Físicas (GWh)	169
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	24



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 mayo de 2023, es de 110 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 mayo de 2023 por generador, en barra de oferta

Fuente: CNE

Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA CONTRATADA AÑO 2023 GWh
ENDESA	133	11.191
E-CL	152	7.605
ENEL GENERACIÓN	64	5.937
AES GENER	68	4.029
El Campesino	136	4.028
COLBÚN	118	3.650
ACCIONA	96	1.112
Abengoa	144	957
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	59	861
Aela Generación S.A.	92	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	49	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	49	640
PANGUIPULLI	145	567
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	54	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	53	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	50	441
San Juan SpA.	128	423
WPD MALLECO (Malleco)	63	398
HUEMUL ENERGÍA (Ckani)	53	375
Pelumpén S.A.	102	341
PUELCHÉ SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	37	281
SONNEDIX COX	66	265
Ibereolica Cabo Leones I S.A.	112	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	99	1.682
Precio Medio de Licitación	110	47.948

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

Tabla 6:

Precio medio de licitación indexado a mayo de 2023 por distribuidora, en barra de oferta

Fuente: CNE

Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA CONTRATADA AÑO 2023 GWh
Enel Distribución	97	17.900
CGE Distribución	123	14.446
Chilquinta	110	3.847
SAESA	115	5.083
Precio Medio Muestra	109	41.277

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 5/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

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

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de abril 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.929 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 862 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante abril fue igual a 2.310 GWh, es decir, se superó en un 168% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 58% (1341 GWh) seguido por el aporte eólico con un 29% (664 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 7% (157 GWh) y finalmente la hidráulico, que representó un 5% (120 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (27 GWh).

Durante mayo de 2023 se registró 152,7 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -2% con respecto a abril de 2023 (156,4 GWh) y un aumento del 543% con respecto a mayo del 2022 (23,7 GWh), ver Figura 10.

Figura 9:
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

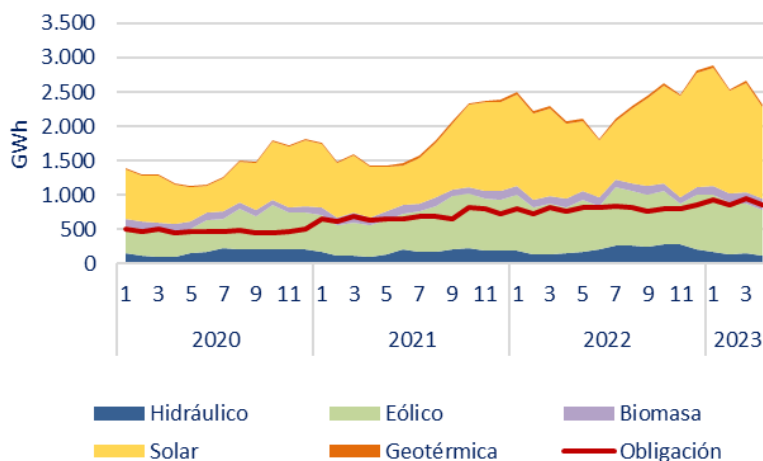
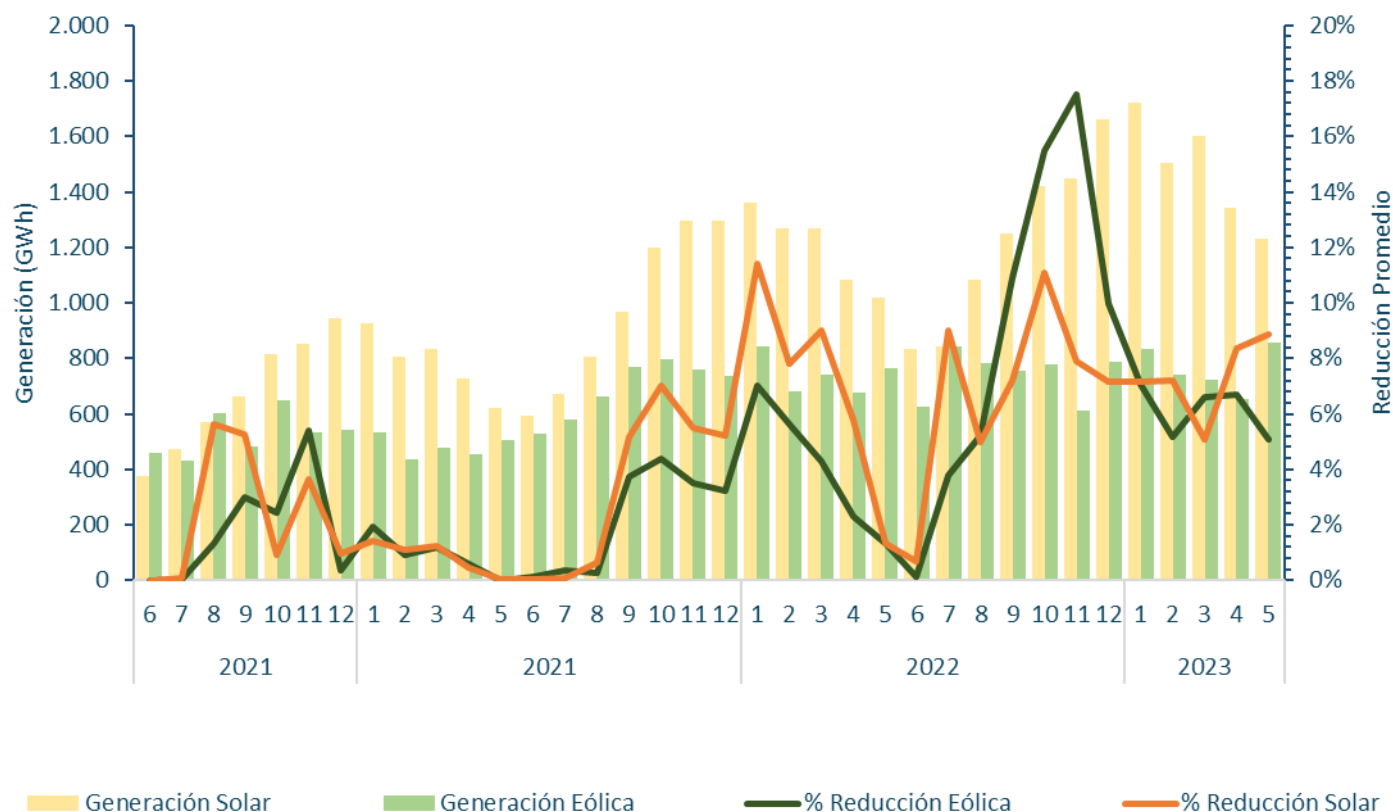


Figura 10:
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-227 CNE (31-05-2023) “Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción”, se espera la entrada de 3.350 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 51% corresponde a tecnología solar (1.718 MW), un 34% a tecnología eólica (1.129 MW), un 4% de tecnología hidráulica (150 MW), un 4% de tecnología solar con BESS (147 MW) y un 6% de tecnología BESS (206 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)
Las Salinas -Etapa 1	may-23	Solar	58,6
Las Salinas -Etapa 3	jun-23	Solar	122,8
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	jun-23	Solar	67,5
Andes IV	jun-23	Solar + BESS	130,0
Las Salinas -Etapa 2	jul-23	Solar	34,8
Parque FV Willka	jul-23	Solar	98,0
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólica	47,0
Ampliación Parque Tchamma	ago-23	Eólica	17,5
BESS Coya	ago-23	BESS	139,0
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar	75,0
BESS Parque Eólico La Cabaña - Etapa 2	sept-23	BESS	32,0
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar	380,0
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólica	81,7
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar	93,5
Punta de Talca	nov-23	Eólica	80,0
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
Los Cóndores	dic-23	Hidráulica	150,0
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar	100,0
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar	40,0
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
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar	200,3
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar	144,7
BESS San Andrés	feb-24	BESS	35,0
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar	73,0
Capacidad próximos 12 meses			3.350,1

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a mayo de 2023, totalizan 12.379 MW con una inversión de MMUS\$ 14.582, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 75.041 MW con una inversión de MMUS\$ 131.735 (ver Tabla 8).

Durante el mes de mayo, 8 proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 341,4 MW, de los cuales destacan el parque solar fotovoltaico Chimango de 187,5 MW ubicado en la comuna de Hualañé y la ampliación en 64,8 MW del parque eólico San Juan ubicado en la comuna de Freirina. En este mes se aprobaron 14 proyectos de los cuales 12 son solares, 1 es híbrido y 1 es mixto. Finalmente, 3 proyectos fueron desistidos o no calificados en el periodo.

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	3.992	5.371	14.684	25.426
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.277	5.811	37.115	62.135
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)	619	1.365	4	20
Almacenamiento	0	0	59	185
Total	12.379	14.582	75.041	131.735

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

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°15T de 2022 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 exentos N°185 y N°229, ambos de 2021. ([ver más](#)).
- Gobierno presenta medidas de corto y mediano plazo para la transición energética ([ver más](#)).



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Se publica resolución exenta N°257 de 2023 que aprueba Informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°258 de 2023 que aprueba Informe Consolidado de Respuestas correspondiente al Procedimiento Normativo de elaboración del capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del decreto N°11 de 2017 ([ver más](#)).
- Se publica resolución exenta N°259 de 2023 que aprueba capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional; y aprueba modificaciones al Anexo Técnico Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadores de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, aprobada mediante resolución N°786 exenta de 2019 ([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

