

REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Mayo 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.

## Licitación 2023/01: ¿quién representa a los clientes regulados?

El 19 de mayo de 2023 la Comisión Nacional de Energía (CNE) aprobó las bases preliminares de la Licitación de Suministro 2023/01, cuyas características generales se resumen en la Tabla 1. El proceso se iniciará formalmente a mediados de julio de 2023 con la publicación de las bases definitivas, y por ahora está programada la entrega de ofertas para el 12 de diciembre de 2023.

**Tabla 1:**  
**Características de la Licitación 2023/01 (bases preliminares)**

Bloque	Bloque zonal	Periodo de suministro	Regiones (referencial)	Energía por Bloque horario (GWh)			Total por zona
				A	B	C	
BS1	Zona 1	1 enero 2027 al 31 diciembre 2046	I-II-III	125	175	100	400
	Zona 2		IV-V-RM	200	285	155	640
	Zona 3		VI-VII-VIII-IX-X	235	340	185	760
BS2	Zona 1	1 enero 2028 al 31 diciembre 2047	I-II-III	250	350	200	800
	Zona 2		IV-V-RM	400	570	310	1280
	Zona 3		VI-VII-VIII-IX-X	470	680	370	1520
Total BS1				560	800	440	1800
Total BS2				1120	1600	880	3600
Total Licitación				1680	2400	1320	5400

La segmentación por zonas es una de las novedades de este proceso, dividiendo la obligación de suministro en 3 áreas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN): norte, centro y sur. Esta medida responde al compromiso de la CNE, como parte de la Mesa de Diálogo Público-Privada de Mercado de Corto Plazo realizada a fines de 2022, de evaluar la inclusión de señales de localización en las licitaciones para el suministro de clientes regulados. Si bien se entrega a los oferentes la posibilidad de acotar el riesgo nodal (diferencias de costos marginales de inyección y retiro), al poder ofertar en una zona geográfica específica donde, por ejemplo, se encuentren sus activos de generación, de todas formas, se mantiene la opción de ofertar en otras zonas asumiendo los riesgos asociados.

Aun cuando esta medida es interesante y permitiría a los oferentes evaluar estrategias que limiten el riesgo nodal, existen algunos aspectos que podrían acotar su efectividad: i) algunas zonas podrían tener excedentes importantes de generación comparadas con otras, como sería la zona norte respecto de la zona centro, donde hay menos proyectos de gran escala en desarrollo, o de la zona sur donde es más común encontrarse con obstáculos ambientales y sociales, además de eventuales congestiones de transmisión que afectarán a parte de esta zona hasta la entrada en operación completa del nuevo sistema de 500 kV desde Charrúa hacia el sur, lo que ocurriría no antes del año 2030; ii) el riesgo de contraparte no es el mismo para todas las zonas, pudiendo eventualmente algunas distribuidoras percibirse como más riesgosas que otras por parte de los generadores y/o de quienes posteriormente financien el desarrollo de eventuales nuevas centrales; y iii) el optar por definir las zonas en función de los puntos de compra (barras nacionales), podría hacer que el límite entre las áreas de suministro sea difuso, ya que dependerá de los factores de referenciación zonales que son determinados semestralmente por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). A modo de ejemplo, si Talca 015 (VII Región y propiedad de CGE)

tiene un ponderador de 30% a la subestación Alto Jahuel 220 (según los factores de referenciación determinados por el CEN para el segundo semestre de 2023) correspondiente a la Zona 2, 30% de los retiros se reconocerán en ese punto de compra, siendo que en términos geográficos (y de riesgo nodal), pareciera calificar mejor en la Zona 3. Es decir, en este caso particular, un generador que se adjudique en la Zona 2 deberá hacer una porción de sus retiros en Talca 015 al costo marginal horario de esa barra, pero pagándosele al precio del contrato vigente en Alto Jahuel 220. La definición de zonas podría tener mayor granularidad (por ejemplo, a nivel de comunas), además de evaluarse posibles ajustes al mecanismo de cálculo de los factores de referenciación zonales y los de modulación, para que exista coherencia entre los retiros del mercado spot y los pagos percibidos por los suministradores. Es de interés destacar que estos últimos dos aspectos no son definiciones que se realicen en las bases de licitación propiamente tal, por lo que cualquier mejora beneficiaría tanto a suministradores futuros como existentes. Se destaca además que estas medidas no abordan el eventual descalce hora a hora que se puede dar entre las inyecciones totales de una empresa adjudicada y los retiros que se le asignen por parte de las distribuidoras, lo que explica en parte la situación que algunas empresas generadoras están experimentando actualmente.

Otro aspecto de interés es que, a partir de este proceso, se permitiría que los suministradores traspasen directamente a los clientes regulados los costos sistémicos o llamados “pagos laterales”, donde se incluyen pagos por SSCC, compensaciones por precio estabilizado, sobre costos de energía y pagos por reserva hídrica. Como se mencionó en otras editoriales<sup>1</sup>, estos cargos han sufrido un alza importante en los últimos años. Durante los primeros 4 meses de 2023 estos costos promedian alrededor de 17 US\$/MWh en total, sin incluir el hecho de que algunos de ellos se asignan en función del bloque horario en el que se realizan los retiros. Si esta tendencia creciente de los costos se mantiene, **significaría un aumento en la tarifa regulada a largo plazo**, dado que no es evidente que estos costos puedan ser compensados por menores precios de energía.

De acuerdo con las declaraciones del Ministro de Energía, Diego Pardow, "...incorporar los pagos laterales a los consumidores permite avanzar hacia una mayor flexibilidad en la operación del sistema..."<sup>2</sup>. Sin embargo, no existe evidencia que respalde una relación directa entre ambos conceptos. Aunque se podría argumentar que esta medida ampliaría el conjunto de interesados en participar en la licitación 2023/01, el traspaso directo de costos solo es efectivo en la medida en que ambas partes tengan influencia sobre la evolución de estos costos. Lo único claro de esta medida es que **los resultados de esta licitación mostrarán precios aparentemente más bajos que no podrán ser comparados con los procesos anteriores**, ya que los clientes igualmente incurrirán en estos costos que antes eran internalizados por los suministradores en sus ofertas. Los generadores pueden contribuir a reducir los pagos laterales al desarrollar y proponer mejoras tecnológicas y de infraestructura<sup>3</sup>. Dejarlos indiferentes ante los posibles cambios en los cargos sistémicos en el futuro **eliminará cualquier incentivo para que**

<sup>1</sup> Licitaciones de suministro: ¿debe ser el precio de la energía el único objetivo?, Systep agosto 2022

<sup>2</sup> CNE emite bases de licitación, 22 de mayo del 2023

<sup>3</sup> Optimización de parámetros operacionales como mínimos técnicos u

otros que restrinjan la flexibilidad de las unidades generadoras, estrategia para asegurar el insumo primario necesario para generación, participación en subastas de SSCC, entre otros

**este grupo contribuya a su reducción.** Los clientes regulados no tienen control sobre los aspectos mencionados anteriormente, y aunque la autoridad podría influir a través del perfeccionamiento del marco regulatorio, hasta ahora el Ministerio de Energía o la CNE no han presentado ninguna estimación que demuestre que estos cambios conduzcan a tarifas más bajas para los clientes regulados. Esto sigue siendo una promesa que se realizó en 2014<sup>4</sup> pero que no se ha materializado, **y no parece que la reducción de costos totales se vaya a lograr en los próximos años.** Por su parte, esto tampoco es una solución para aquellos suministradores que actualmente se podrían encontrar en dificultades financieras, para quienes la situación seguirá siendo exactamente la misma. Pareciera ser que la CNE evaluó esta medida a la luz de las presiones de la coyuntura de corto plazo que está experimentando el sistema, pero de mantenerse este mecanismo en las bases definitivas, solo tendrá un efecto a partir de 2027 (y únicamente para quienes resulten adjudicados en este proceso). También se podría argumentar la necesidad de incrementar la competencia dado que en la Licitación 2022/01 una parte importante de la energía no fue adjudicada. Sin embargo, no se debe perder de vista que, si el precio de reserva hubiese estado alineado a las expectativas de mercado, existirían ofertas suficientes para adjudicar la totalidad de la energía.

El alza de los costos sistémicos y su impacto en los suministradores podría ser abordado de diferentes maneras. Una opción sería mantener a los generadores como responsables de pagar estos costos, pero estableciendo que las ofertas incluyan componentes individualizados y vinculantes para energía, potencia y cargos sistémicos, junto con sus respectivos precios de reserva y mecanismos de indexación. Esto obligaría a los oferentes a realizar un análisis más detallado y realista al elaborar sus ofertas, y los motivaría a reducir los costos sistémicos, ya que cualquier reducción en el valor ofertado les generaría mayores ingresos, mientras que enfrentar costos más altos los asumirían directamente. Además, esta medida requeriría que la autoridad realice un análisis detallado de cada componente para determinar un precio de reserva que permita cubrir razonablemente cada concepto, incluyendo la visión de la CNE respecto de la evolución de dichos cargos a futuro.

Otro cambio relevante en el proceso de licitación es el incentivo para la inclusión de Medios de Almacenamiento y de Generación con Energías Renovables No Variables (ERNV) como respaldo de las ofertas. Para evaluar estas ofertas, se aplicará un descuento en los bloques horarios A y C, que corresponden a los bloques nocturnos. El descuento definido por la Comisión para la comparación de ofertas corresponde a 0,15 US\$/MWh por cada GWh de energía generable por estos medios, con un límite de 15 US\$/MWh para cada bloque horario. Si la energía generable por Medios de Almacenamiento y ERNV es menor que el total de energía ofertada en los Bloques A o C, se aplicará un factor al descuento correspondiente al cociente entre la energía generable por dichos medios y el total de energía ofertada en el bloque respectivo.

El argumento de la autoridad para implementar esta medida es promover una matriz energética más limpia y flexible, pero nuevamente no se entregan antecedentes o estudios que justifiquen su inclusión. Este descuento permite que se adjudiquen ofertas más costosas, ya que es utilizado solo para efectos de evaluación, pero el precio del contrato será el originalmente indicado por el oferente. En este sentido, **no resulta comprensible que los clientes regulados, y no la totalidad de los usuarios, sean los responsables de subsidiar el ingreso de centrales que permitan gestionar la energía inyectada en distintos periodos del día,** particularmente si es un atributo que beneficiará al sistema en su conjunto. Además, si bien hoy resulta

necesario incentivar el almacenamiento, ¿es en el cliente final donde deben estar puestas las señales para su desarrollo?

Tampoco existe un diagnóstico de las necesidades de flexibilidad del SEN, y por lo tanto el volumen y características de los sistemas de almacenamiento que permitan lograr ese objetivo. Las bases preliminares no distinguen entre un sistema de almacenamiento de 1 hora y 80 MW de capacidad instalada, de uno de 5 horas y 16 MW de capacidad instalada, los que tienen características disímiles y permiten abordar problemas de distinta naturaleza, pero ambos verían un descuento idéntico de 12 US\$/MWh. Así como no es admisible que sean solo los clientes regulados quienes concurren a subvencionar estas tecnologías, tampoco es razonable que se trate como equivalente a cualquier activo que tenga características de “almacenamiento”, y que se quiera subsidiar la gestión de energía sin al menos identificar las necesidades reales que tendrá el sistema, y por ende las características mínimas que es deseable promover.

Como hemos mencionado otras ocasiones<sup>5</sup>, es importante no perder de vista el objetivo principal que tienen las licitaciones de suministro eléctrico, que es asegurar una cantidad de energía al precio más competitivo posible, considerando las expectativas de mercado a futuro. Para asegurar la flexibilidad necesaria que habilite la descarbonización de la matriz de generación y una mayor penetración de generación renovable variable existen otros mecanismos e instrumentos actualmente considerados en la normativa vigente<sup>6</sup>. Adicionalmente pueden realizarse modificaciones regulatorias que habiliten nuevos vectores de ingresos para este tipo de activos, como el Proyecto de Ley que Impulsa la Participación de las Energías Renovables en la Matriz Energética nacional (Boletín 14755-08), dado que las cuotas horarias de generación ERNC que se definen en algunos bloques probablemente solo podrían cumplirse con el desarrollo de sistemas de almacenamiento.

Los cambios incorporados por la CNE en las bases preliminares de la Licitación 2023/01 parecen no estar alineados con los esfuerzos realizados en los últimos años para controlar el aumento de las tarifas para los clientes regulados a corto plazo. Si se mantienen en las futuras licitaciones los criterios de traspaso de cargos sistémicos y la posible adjudicación de ofertas con precios más altos debido a subsidios para las energías gestionables, será difícil limitar las tarifas a largo plazo.

Es evidente que finalmente el cliente paga todo, pero las señales e incentivos deben estar puestas en quienes realmente pueden administrar el riesgo e impulsar las soluciones, y no se puede pretender resolver todos los problemas del sector a través las licitaciones para el suministro de clientes regulados.

Se lleva prácticamente 10 años anticipando una eventual disminución de tarifas para clientes regulados por la entrada de proyectos renovables adjudicados a “bajos precios”, pero al parecer tendremos que seguir esperando. La CNE y el Ministerio de Energía son los llamados a vigilar las tarifas y dar las señales de eficiencia a los diferentes actores del mercado, sin embargo, procesos como estas bases de licitación parecen no ir en esta línea. Tal vez es momento de pensar en nuevos participantes del mercado eléctrico, como defensores del consumidor, que puedan asegurar la protección de los usuarios finales, incluidos los clientes regulados.

<sup>4</sup> Lo anterior en el contexto de la adjudicación de la licitación 2013/03 2do llamado

<sup>5</sup> [Licitaciones para clientes regulados: ¿señal de corto o largo plazo? SysteP, septiembre 2022.](#)

<sup>6</sup> Licitaciones de infraestructura de SSSC, definición de un servicio de flexibilidad que pueda ser subastado o asignado directamente, implementación de esquema de Control Rápido de Frecuencia

# 1.

# ANÁLISIS DE OPERACIÓN

## GENERACIÓN

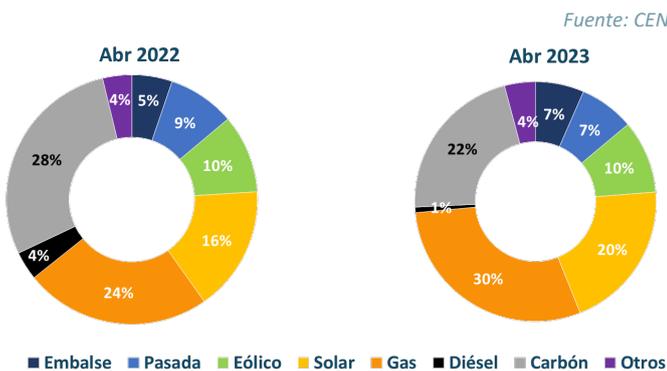
En el mes de abril, la generación total del SEN fue de 6.646 GWh/mes, con una variación de -8,4% respecto a marzo de 2023 (7.252 GWh/mes) y con una variación de -0,4% a la de abril de 2022 (6.674 GWh/mes) (Ver Figura 1).

La participación de la generación eólica, diésel, carbón se redujo en un 3%, 80%, 24% respectivamente en relación con abril de 2022. En contraste, la participación de la generación hidráulica, solar, gas aumentaron en un 25%, 24%, 23% respectivamente en relación con abril de 2022 (ver Figura 1).

Durante el mes de abril estuvieron en mantenimiento mayor las centrales de carbón: Norgener, Mejillones-CTM1, Guacolda 2, Guacolda 5 (30, 24, 20, 5 días respectivamente); hidráulicas: Pangué, Colbún, La Higuera, Antuco, Rucue, Abanico, Alfalfal 2, Rapel, Angostura (24, 22, 15, 13, 12, 11, 7, 5, 1 días respectivamente); gas: Nehuenco II, Tocopilla-U16, Mejillones-CTM3, Nehuenco 9B Gas Arg, Nehuenco 9B GNL, San Isidro I Gas Arg, Tocopilla-U16 Gas Arg. (8, 7, 5, 5, 5, 3, 2 días respectivamente); diésel: Los Vientos Diésel, Nehuenco II, Tocopilla-U16, Nehuenco 9B Diésel (29, 8, 7, 5 días respectivamente); CSP: Cerro Dominador (4 días).

Con respecto a la generación bruta del mes de abril, la potencia máxima generada fue de 10.832 MW el día 10, y la mínima fue de 7.498 MW el día 9. La Figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de abril, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana y festivos.

**Figura 1:**  
**Energía mensual generada en el SEN**

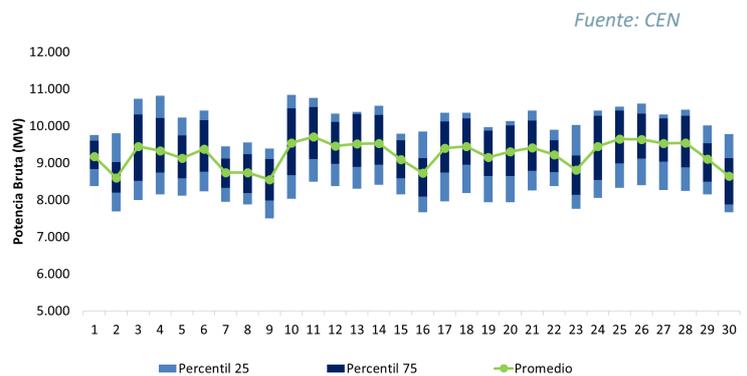


**6.674**  
GWh/mes

Generación  
total del mes

**6.646**  
GWh/mes

**Figura 2:**  
**Generación bruta del SEN**



**10.832 MW**  
máxima

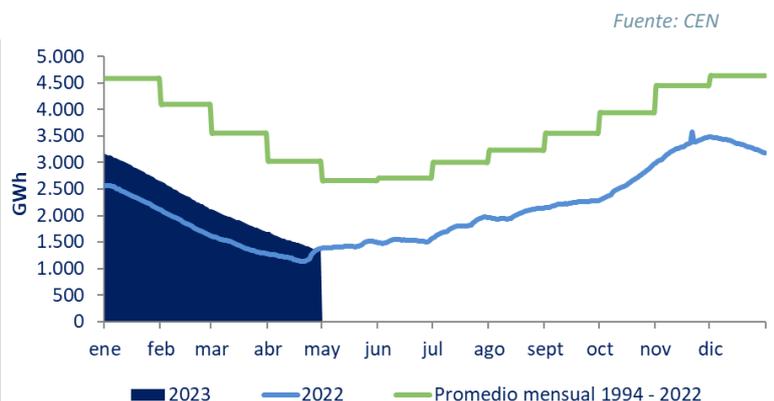
Potencia  
Mes

**7.498 MW**  
mínima

## HIDROLOGÍA

En abril la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior, aunque se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 50% del promedio mensual entre los años 1994 y 2022 (ver Figura 3). En lo que va del año hidrológico 2022/2023 (Abril 2023), el nivel de excedencia observado es igual a 99,0%, es decir, se ubica en el 1,0% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

**Figura 3:**  
**Energía almacenada en principales embalses**



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

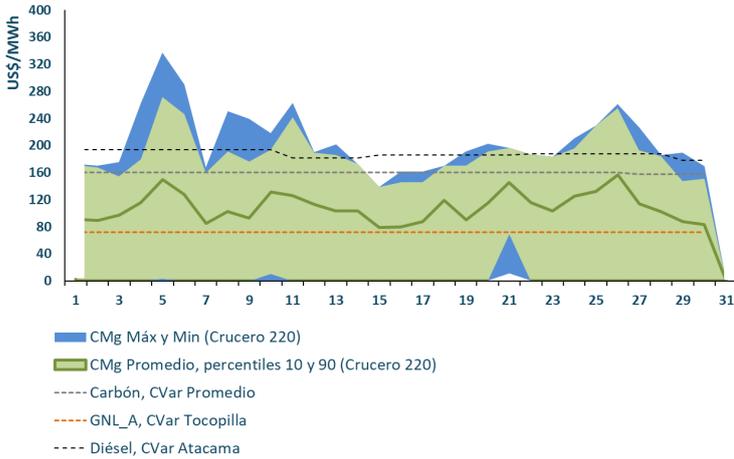
# COSTOS MARGINALES

En abril de 2023 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 108,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 2,4% con respecto a marzo de 2023 (106,2 US\$/MWh), y una variación de 8,6% respecto a abril de 2022 (100,2 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel, y en demanda baja principalmente por el gas y el carbón (ver Figura 4).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220, en abril de 2023 fue de 133,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -0,9% con respecto a marzo de 2023 (134,9 US\$/MWh), y una variación de 2,9% respecto a abril de 2022 (129,9 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 5).

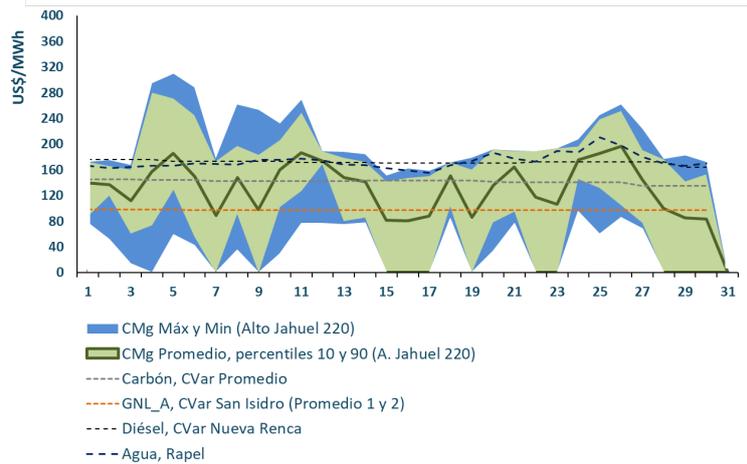
**Figura 4:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Crucero 220 kV

Fuente: CEN



**Figura 5:**  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de abril para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

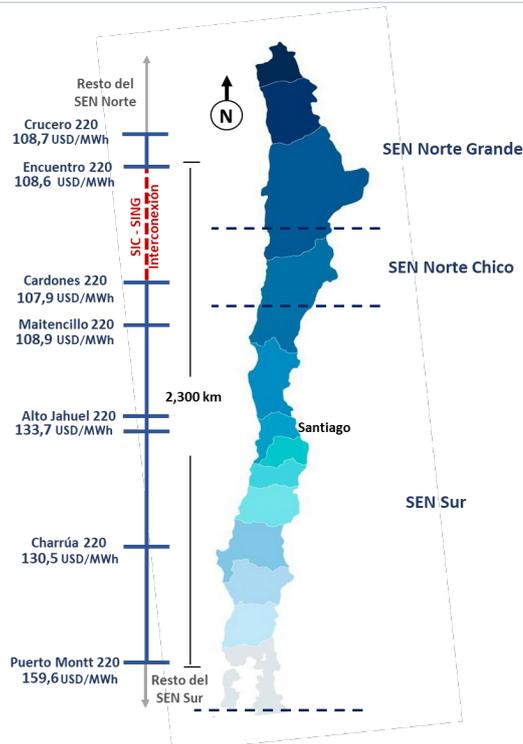


Durante el mes de abril se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y el centro – sur del sistema (ver Figura 6). El total de desacoples del SEN fue de 696 horas.

Los tramos con más horas de desacople fueron: Lastarria 220 - Ciruelos 220 (148,3 horas), Polpaico 500 - N.p.azucar 500 (129,1 horas), D.almagro 220 - D.almagro 110 (107 horas), Quillota 110 - S.pedro 110 (50 horas), con un desacople promedio de: 119,55 US\$/MWh, 119,88 US\$/MWh, 30,18 US\$/MWh, 72,69 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1).

**Figura 6:**  
Costo marginal promedio de abril en barras representativas del Sistema

Fuente: CEN



**Tabla 2:**  
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
LASTARRIA 220 - CIRUELOS 220	148,3	119,6
POLPAICO 500 - N.P.AZUCAR 500	129,1	119,9
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	107,0	30,2
QUILLOTA 110 - S.PEDRO 110	50,0	72,7
D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	41,1	48,1
CHARRUA 154 - L.ANGELES 154	37,9	139,1
CHARRUA 220 - SANTACLARA 220	33,5	110,5
CRUCERO 220 - M.ELENA 220	32,9	20,0
CALAMA 220 - CALAMA 110	27,5	13,7
CAUTIN 220 - TAP RIOTOLTEN 220	16,2	100,6

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 abril 2023, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 2,31% 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 3.203,5 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.847,3 MW son solares (con 180 MW asociados a sistemas de almacenamiento), 681,8 MW eólicos, 142 MW biomasa, 150 MW de embalse y 202,5 MW térmicos. Además, se considera el retiro de Ventanas 2 de 208,6 MW para junio de 2023.

En los gráficos de la Figura 7, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Sysstep, 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.

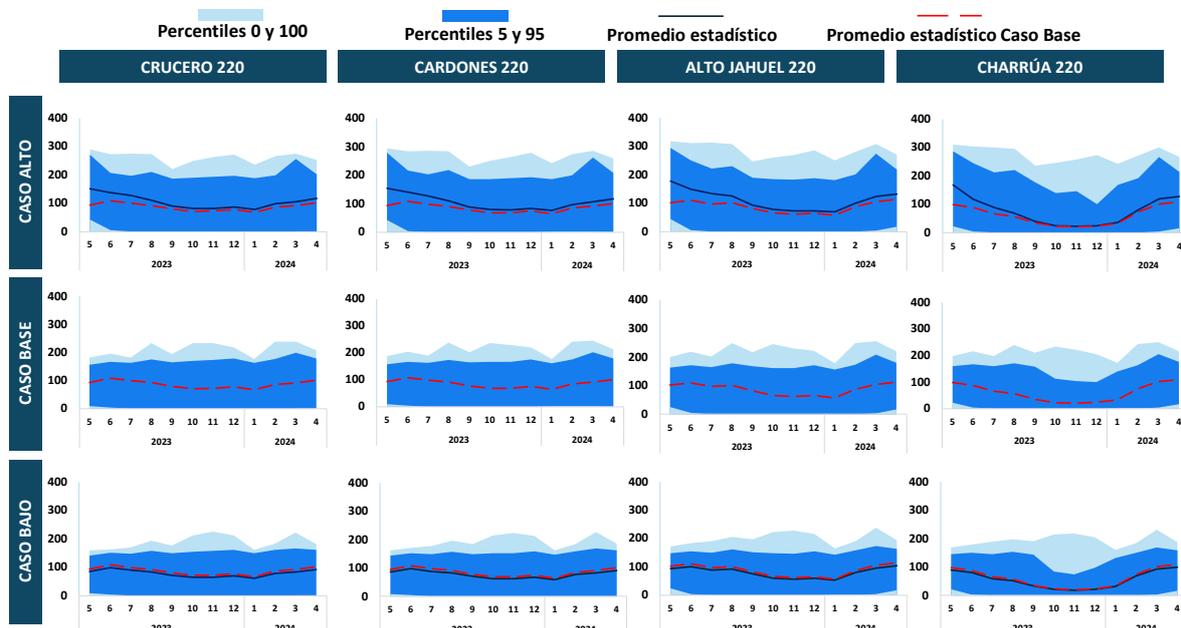
La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras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

**Tabla 3:**  
**Supuestos considerados en las simulaciones**

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Crecimiento demanda		2.31%	2.31%	2.31%
<b>Precios Combustibles</b>				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones 1 y 2	376	418	460
	Angamos	259	288	317
	Guacolda (promedio)	265	294	323
	Andina	400	444	489
	Hornitos	400	444	489
	Norgener	337	375	412
DIESEL US\$ / Bbl (Quintero)	Quintero	105	116	128
	Mejillones	107	119	131
GNL US\$ / MM Btu	San Isidro 1	11	13	14
	Nehuenco 1	11	12	-
	Mejillones CTM3	13	14	-
	U16	13	14	16
	Kelar (1)	13	14	-
GN US\$ / MM Btu	San Isidro 2	10	11	-
	U16 (2)	4	5	-
	Nehuenco 2	10	11	-
	Nueva Renca	10	11	-

(1) Con disponibilidad para mayo 2023  
(2) 10 US\$/MMBtu Oct-Abr

**Figura 7:**  
**Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)**



Fuente: Sysstep

# 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 abril, Enel disminuyó su generación en base a carbón, GNL, hidro, solar y geotérmica, mientras que aumentó su generación en base a diésel, Gas Natural y eólica con respecto al mes anterior. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a carbón, gas natural, hidro y solar, mientras que disminuyó su generación a diésel, GNL y solar. AES Andes aumentó su

generación hidro y eólico mientras que disminuyó su generación a carbón, GNL y solar. Engie aumentó su producción de diésel y solar mientras que disminuyó su generación de carbón, gas natural, hidro y eólico. Por último, Tamakaya disminuyó su producción diésel y aumentó su producción de GNL.

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

### Empresa: ENEL CHILE

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2022	Mar 2023	Abr 2023
Diésel	7	0	2
Carbón	176	71	66
Gas Natural	588	521	678
GNL	160	292	176
Hidro	397	597	411
Solar	129	252	233
Eólico	141	130	131
Getérmica	39	34	32
<b>TOTAL</b>	<b>1.638</b>	<b>1.899</b>	<b>1.729</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

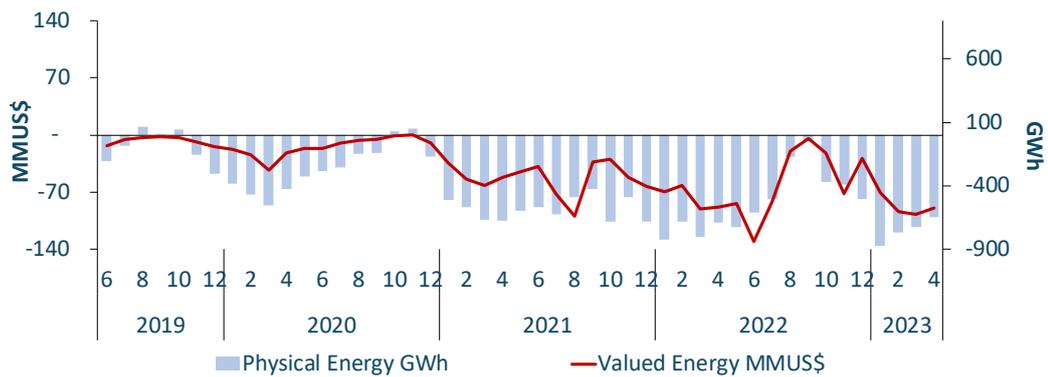
CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
Embalse Ralco	122	173

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	114,8	98,5
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	53,3	75,0
Taltal Diésel (Prom. I y II)	50,9	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	244,0	188,1

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2023
Total Generación (GWh)	1.729
Total Retiros (GWh)	2.374
Transf. Físicas (GWh)	-645
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-90



### Empresa: COLBÚN

#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Abr 2022	Mar 2023	Abr 2023
Diésel	70	13	14
Carbón	212	239	231
Gas Natural	308	361	292
GNL	211	190	205
Hidro	208	251	280
Solar	47	55	46
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.056</b>	<b>1.109</b>	<b>1.067</b>

#### VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

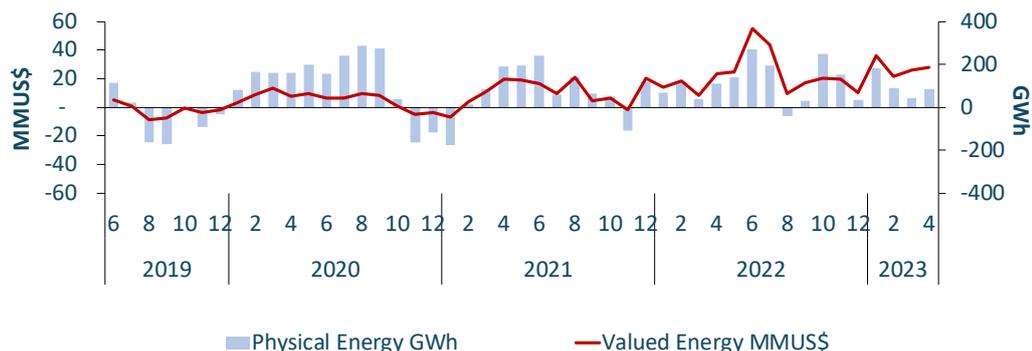
CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
Embalse Colbún	113	159

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
Santa María	53,0	86,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	101,9	102,7
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	38,9	78,4
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	201,6	158,4

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Abr 2023
Total Generación (GWh)	1.067
Total Retiros (GWh)	983
Transf. Físicas (GWh)	85
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	28



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

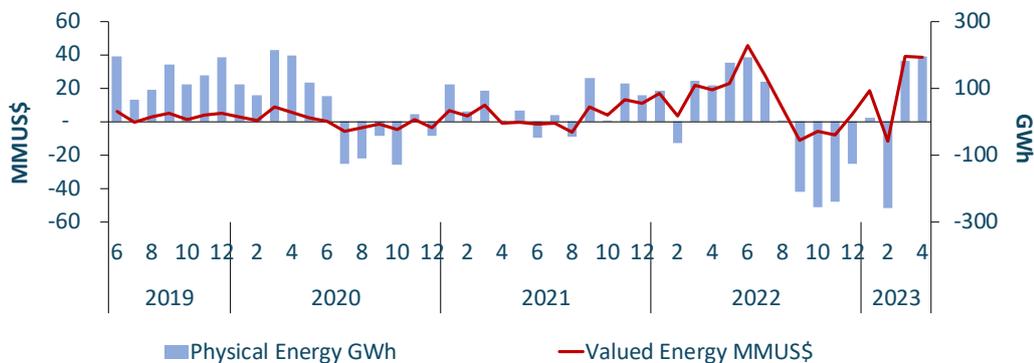
TECNOLOGÍA	Abr 2022	Mar 2023	Abr 2023
Diésel	0	0	0
Carbón	860	778	795
Gas Natural	0	0	0
GNL	33	0	0
Hidro	93	99	49
Solar	17	14	12
Eólico	49	51	43
<b>Total</b>	<b>1.051</b>	<b>942</b>	<b>899</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
N. Ventanas y Campiche	76,8	170,2
Angamos (prom. 1 y 2)	59,6	128,3
Norgener (prom. 1 y 2)	86,8	162,4

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	Abr 2023
Total Generación (GWh)	899
Total Retiros (GWh)	703
Transf. Físicas (GWh)	196
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	39



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

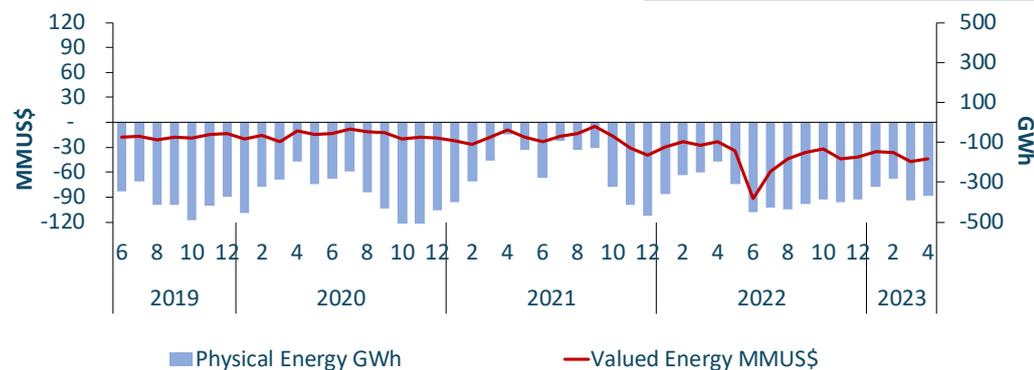
TECNOLOGÍA	Abr 2022	Mar 2023	Abr 2023
Diésel	1	6	5
Carbón	296	20	52
Gas Natural	195	169	126
GNL	0	0	0
Hidro	8	5	4
Solar	30	93	79
Eólico	32	31	29
<b>Total</b>	<b>561</b>	<b>323</b>	<b>293</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
Andina Carbón	95,3	175,2
Mejillones Carbón	98,9	181,3
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	61,4	71,8

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	Abr 2023
Total Generación (GWh)	293
Total Retiros (GWh)	660
Transf. Físicas (GWh)	-367
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-44



**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

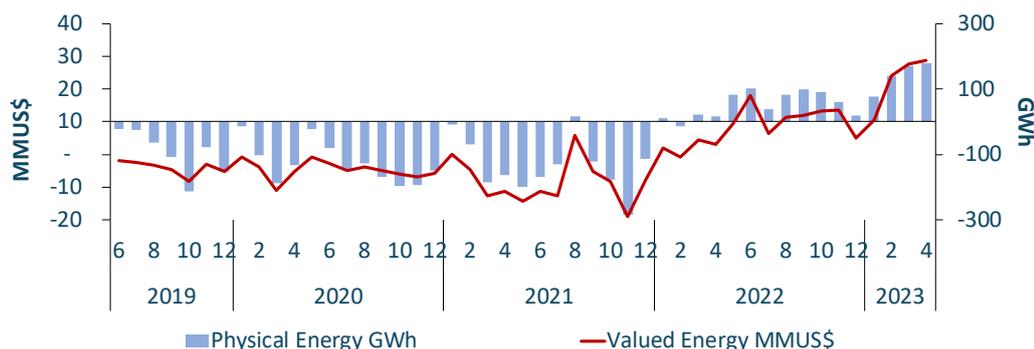
TECNOLOGÍA	Abr 2022	Mar 2023	Abr 2023
Diésel	23	0	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	4	190	196
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>190</b>	<b>197</b>

**COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)**

CENTRAL	Abr 2022	Abr 2023
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	129,7	99,7
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	192,0	143,5

**TRANSFERENCIA DE ENERGÍA**

ÍTEM	Abr 2023
Total Generación (GWh)	0
Total Retiros (GWh)	0
Transf. Físicas (GWh)	0
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



## 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 abril de 2023, es de 119 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 accede 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.

**Tabla 4:**  
**Precio medio de licitación indexado a abril de 2023 por generador, en barra de oferta**

Fuente: CNE  
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2023 GWh
ENDESA	142	11.191
E-CL	160	7.605
ENEL GENERACIÓN	64	5.937
AES GENER	135	4.029
El Campesino	146	4.028
COLBÚN	118	3.650
ACCIONA	96	1.112
Abengoa	144	957
IBERÉOLICA 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)	52	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
PUELICHE SUR EÓLICA	55	287
MARIA ELENA SOLAR	36	281
SONNEDIX COX	66	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	112	196
WPD MALLECO (Malleco II)	62	192
Otros	99	1.682
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>119</b>	<b>47.948</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2023, ponderado por energía contratada del año 2023

**Tabla 5:**  
**Precio medio de licitación indexado a abril 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	106	17.900
CGE Distribución	136	14.446
Chilquinta	119	3.847
SAESA	118	5.083
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>119</b>	<b>41.277</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 4/2023, 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 marzo 2023, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.488 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 947 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante marzo fue igual a 2.658 GWh, es decir, se superó en un 181% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 60% (1596 GWh) seguido por el aporte eólico con un 27% (727 GWh), luego los aportes de tipo biomasa con un 6% (161 GWh) y finalmente la hidráulico, que representó un 5% (146 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (29 GWh).

Durante abril de 2023 se registró 156,4 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja un aumento del 21% con respecto a marzo de 2023 (128,8 GWh) y un aumento del 100% con respecto a abril del 2022 (78,1 GWh), ver Figura 9.

Figura 8:  
Generación ERNC histórica reconocida

Fuente: CEN

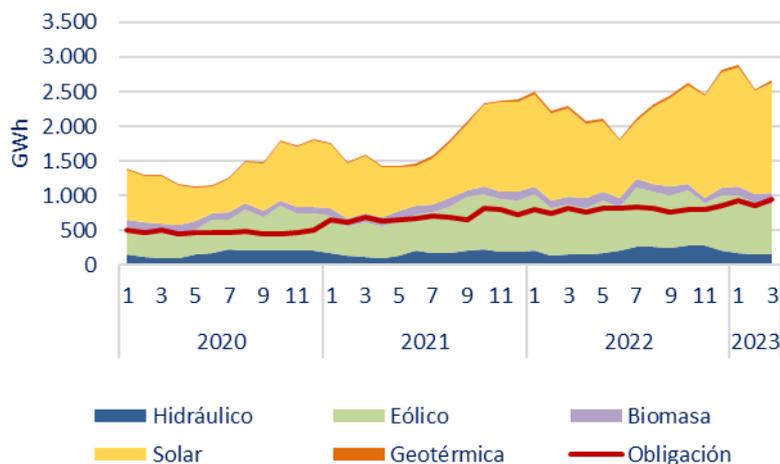
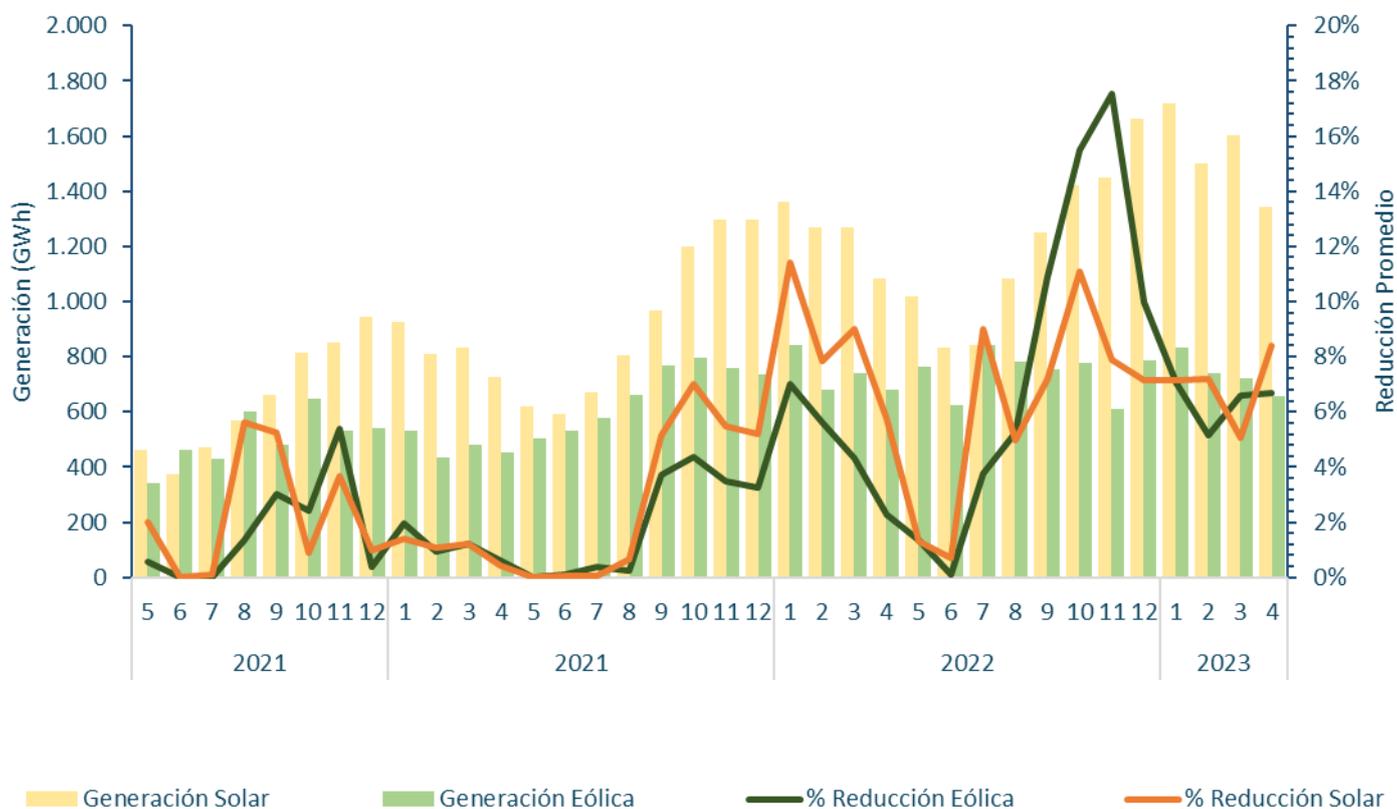


Figura 9:  
Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE-172 CNE (28-04-2023) “Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción”, se espera la entrada de 3.423 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 51% corresponde a tecnología solar (1.732 MW), un 34% a tecnología eólica (1155,9 MW), un 4% de tecnología hidráulica (150 MW), un 4% de tecnología solar con BESS (147 MW), un 2% de tecnología geotérmica (67 MW) y un 5% de tecnología BESS (171 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 6:**  
**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)
Central de Respaldo Maitencillo	abr-23	Térmica	66,9
Parque Eólico Manantiales	abr-23	Eólica	27,1
Parque Fotovoltaico El Manzano	abr-23	Solar	87,0
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
<b>Capacidad próximos 12 meses</b>			<b>3.423,1</b>

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas System*, sección Infraestructura del SEN.

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a abril de 2023, totalizan 13.902 MW con una inversión de MMUS\$ 15.856 mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 73.639 MW con una inversión de MMUS\$ 130.446 (ver Tabla 6).

Durante el mes de abril, dos proyectos obtuvieron su RCA favorable, ambos proyectos solares con una potencia de 163 MW y 9 MW. Por otro lado, diez proyectos entraron en calificación aportando con una capacidad de 549,8 MW, de los cuales destacan el Parque Eólico Loncualhue de 316,8 MW ubicado en las comunas de Cauquenes-Quirihue y el proyecto híbrido Parque Solar Fotovoltaico Chirigues de una potencia de 100 MW en la comuna de Vallenar. En este mes, nuevamente se destaca la entrada centrales híbridas siendo el 70% de los proyectos presentados en abril. Finalmente, un proyecto fue desistido o no calificado en el periodo.

Tabla 6:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	3.928	5.171	14.684	25.426
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	5.749	6.295	36.579	61.616
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)	2.259	1.824	289	440
Híbrido (Solar + Bess)	873	1.605	0	0
Almacenamiento	0	0	59	185
<b>Total</b>	<b>13.902</b>	<b>15.856</b>	<b>73.639</b>	<b>130.446</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver *Estadísticas Systepl*, sección Infraestructura.

**MINISTERIO DE ENERGÍA**

- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°12 de 2022, que aprueba Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial Decreto N°11 de 2022, que aprueba reglamento que fija el procedimiento para la elaboración y evaluación del Plan Nacional de Eficiencia Energética ([ver más](#)).

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

- Se publica Resolución Exenta N°171 de 2023, que complementa resolución N°77 exenta, de 2023, 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 publica Resolución Exenta N°174 de 2023, que aprueba Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022 ([ver más](#)).
- Se publica Resolución Exenta N°205 de 2023, que aprueba Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01.
- Se publica Resolución Exenta N°221 de 2023, que aprueba Bases Técnicas Definitivas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la Distribución Eléctrica” ([ver más](#)).
- Se publica Resolución N°1 de 2023, que rectifica decreto N°16T, de 2022, que fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica Informe Técnico Preliminar de Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional del Semestre 1 2023 ([ver más](#)).

**PANEL DE EXPERTOS**

- Se encuentran disponibles en Discrepancias en Curso Comunicado y Pauta de las Discrepancias presentadas contra ITF Plan de Expansión 2022 ([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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**  
Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Bryan Bizarro A.**  
Ingeniero de Estudios

[bbizarro@systep.cl](mailto:bbizarro@systep.cl)