

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 13 | N°6 | JUNIO 2023

**VALGESTA.COM**

contacto@valgesta.com  
Alonso de Córdoba 5900,  
of. 402, Las Condes  
(+56 2) 2224 9704



## Agenda para un segundo tiempo de la transición energética: aspectos a debatir.

Por: Ramón Galaz Arancibia, Andrés Romero Celedón  
Socios y directores de Valgesta Nueva Energía

El pasado 6 de junio, el Ministerio de Energía publicó un documento sobre el “ESTADO DE AVANCE Y MEDIDAS ADICIONALES” de la AGENDA INICIAL PARA UN SEGUNDO TIEMPO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, la que contempla *“un conjunto de medidas clave para retomar la senda de acciones concretas urgentes para hacer frente a la crisis climática y promover grandes inversiones en energías renovables y limpias, en infraestructura habilitante, y en una operación moderna del sistema eléctrico”*.

En esta ocasión nos parece relevante comentar dos de las medidas anunciadas, esperando que el Ministerio de Energía abra la discusión respecto a ellas antes de avanzar legislativamente sobre la materia, en especial considerando que los detalles de éstas no han sido presentados por la autoridad.

### **Medida para el Mediano plazo: 2.000 MW en sistemas de almacenamiento**

Se contempla un proyecto de ley de “Transición Energética”, el que permitirá licitar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala que comenzarán su operación a fines de 2026. Según los antecedentes informales recabados, serían 2.000 MW con una inversión de dos mil millones de dólares, los que serían operados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Según la minuta presentada, la barrera que presentaría el desarrollo privado de estos sistemas *“se relaciona con las alternativas de financiamiento para concretar dichos proyectos”*.

Desde nuestras proyecciones, nos parece que el desarrollo del almacenamiento es necesario y va en el sentido correcto, ya que se espera que la producción eólica y solar supere a la demanda máxima del sistema en algunas horas de día, por lo que el fenómeno de vertimientos y desacoples de costos marginales se incrementará en los próximos años.

Ahora bien, nuestro mercado eléctrico se ha construido sobre la base del desarrollo privado de proyectos, conforme las señales de precio que se entregan, siendo los inversionistas los que asumen los riesgos propios del mercado. Este ha sido un modelo exitoso que ha permitido al país posicionarse en la región en lo que a mercado eléctrico se refiere.

Desde esta perspectiva y existiendo señales de precios que podrían incentivar el desarrollo privado de almacenamiento, cabe preguntarse por qué se requiere entonces una política pública que incentive su desarrollo. Como lo señalamos, el problema que señala la minuta del Ministerio sería de “financiamiento” de los proyectos. Según nuestro análisis, la barrera que enfrenta el desarrollo privado de almacenamiento es que las señales de precios que hoy entregan el mercado de energía y servicios complementarios para su desarrollo (demás está decir que urge que el Ministerio despeje la señal de precio de potencia lo antes posible), no son suficientes para asegurar la inversión en estas tecnologías.

Siendo esta la barrera, cabe preguntarse si es razonable implementar una medida de fomento como la mencionada y, al mismo tiempo, cuáles son los beneficios que obtendremos los clientes finales que justifican la intervención del Estado en un mercado competitivo.

## Agenda para un segundo tiempo de la transición energética: aspectos a debatir.

Desde esta perspectiva, en nuestra opinión el diseño del mecanismo que plantee el gobierno tiene que abrir la discusión sobre, al menos, los siguientes aspectos claves:

- a. La definición de la cantidad de MW de capacidad instalada en sistemas de almacenamiento y sus características que se deben incentivar, debiesen ser sustentados por un profundo análisis de costo eficiencia, que pueda asegurar que el requerimiento genera mayores beneficios que costos a los clientes finales.
- b. Para incentivar la competencia y diversificar el riesgo, se debiese dividir el requerimiento en tamaños que permita participar a diversos agentes y tecnologías. En este sentido, el tamaño no debiese superar 100 o 200 MW por requerimiento, ya que de lo contrario el riesgo tecnológico y operacional quedará radicado en uno o dos agentes, junto con la limitación que el tamaño podría suponer para un proceso competitivo a nivel internacional.
- c. Se debiesen considerar los problemas que podría generar para un mercado competitivo como el de generación de energía, la introducción de 2.000 MW de potencia en almacenamiento que serían controlados por el Coordinador Eléctrico Nacional. Un aspecto clave de esta discusión se refiere a las posibles distorsiones que podrían significar para la libre competencia, que cerca de un quinto de la potencia máxima demandada estaría determinada por una operación centralizada que decidirá la ubicación, tecnología, proveedor y tiempos de inyección y retiros del sistema. En este sentido, creemos que se debiese discutir con mayor profundidad el modelo de incentivos, riesgos, ejecución y explotación de los sistemas de almacenamiento. De esta manera, para mantener el esquema de mercado sobre el que está basado nuestro sistema eléctrico, todo o parte del requerimiento podría licitarse a un precio que considere alojado en el oferente el riesgo de los negocios futuros del sistema (arbitraje, potencia y SSCC), de tal manera que sea el oferente quién determine el “incentivo” que requiere para desarrollar el sistema de almacenamiento, lo que podría ser más eficiente que simplemente licitar un “VATT” en función del costo de inversión y financiamiento de los agentes.

### **Medida para el corto plazo: Reasignación de ingresos tarifarios**

Para el corto plazo, el documento señala que *“entre los próximos meses y el año 2026, se modificará la reasignación de ingresos tarifarios frente a acumulación extraordinaria de los mismos, con el objetivo de dar mayores certezas durante la transición de la aplicación de la Ley 20.936 o Ley de Transmisión de 2016, en su adaptación hacia los objetivos establecidos en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos frente a distintas condiciones que impacten negativamente en los suministradores de manera extraordinaria, por razones de espacialidad y balance entre inyección y retiro.”*

La idea que ha planteado el Gobierno de reasignación de los Ingresos Tarifarios (IT), entendiendo estos como la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en un tramo de los sistemas de transmisión, ya se encuentra recogida en la actual ley general de servicios eléctricos, específicamente en aquellos casos cuando se atrasa un proyecto de transmisión eléctrica en su puesta en operación y esto genera desacoples relevantes de costos marginales entre distintas zonas. El principio es que los IT que se generan de manera “extraordinaria”, puedan paliar en parte los perjuicios que sufren los generadores que tienen contratos de suministro eléctrico, producto de los problemas del sistema de transmisión.

## Agenda para un segundo tiempo de la transición energética: aspectos a debatir.

En este sentido, nos parece correcto que aquella parte de los IT asociada a las pérdidas eléctricas esperadas reduzcan el costo de la transmisión como beneficio a los clientes finales, y la parte excepcional se haga cargo de los perjuicios o afectación que genera un sistema de transmisión que está en proceso de desarrollo. Los clientes finales deben pagar el costo de la infraestructura de transmisión mediante el cargo único, no existiendo razones técnicas que justifiquen la apropiación de ingresos tarifarios sobre lo normal, ya que la afectación que esto produce no genera un impacto en éstos. Por ello este principio fue recogido en el art. 114 bis de la Ley general de servicios eléctricos y entendemos que la modificación que se presentará corresponderá a una interpretación extensiva de dicha norma.

Sin perjuicio de lo señalado, aún no se conoce el detalle de la propuesta del Gobierno, por lo que para evaluar esta medida se debe tener especial atención en la determinación de los agentes afectados por estos “riesgos de desacople sistémico” y el monto que le será transferido. En este sentido, creemos que el Ministerio de Energía debe abrir la discusión en al menos los siguientes aspectos:

- a. La reasignación debiese beneficiar exclusivamente a empresas generadoras con contratos que hayan tenido afectación. En este sentido, se propone analizar: i) En el caso de los contratos libres, si existen cláusulas contractuales que resuelven este problema no debiesen considerarse dentro de los beneficiados con la medida; b) En el caso de los contratos regulados, aquellos que se encuentren amparados por un pool de generación, la afectación debiese considerar el balance completo de la empresa correspondiente. Por el contrario, aquellos contratos que se hayan suscrito identificando los proyectos que soportan los retiros, el balance debiese considerar las inyecciones y retiros pertinentes.
- b. La afectación debiese estar correlacionada directamente con la operación real del sistema, y por lo mismo, debiese estar anclada a los balances de energía en el mercado spot.
- c. El monto del traspaso no debe superar la afectación real que se le ha producido a la empresa.

Finalmente y dado el impacto que ambas medidas tendrá en los clientes finales, nos parece necesario que el Ministerio de Energía abra la discusión respecto de estos y otros aspectos que los distintos agentes puedan plantear, antes de avanzar legislativamente sobre la materia, de tal manera de poder presentarle al Parlamento medidas sólidas, sustentadas con el análisis y discusión que corresponde, que pueda presentar adecuadamente el diagnóstico, los objetivos y los impactos que se esperan, información que hasta el momento no se ha entregado.



## NOTICIAS

### CNE emite bases preliminares de licitación de suministro para clientes regulados correspondiente a 2023

La Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante la Resolución Exenta N° 205, emitió las bases preliminares de la licitación pública nacional e internacional para el suministro de energía y potencia eléctrica 2023/01, que subastará un total de 5.400 GWh, divididos en 2 bloques de suministro, de 1.800 GWh y 3.600 GWh, destinados a abastecer las necesidades de energía de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a partir de los años 2027 y 2028 respectivamente.

Según lo establece la Ley de Licitaciones (N° 20.805), las bases preliminares de la licitación podrán ser observadas por las empresas distribuidoras, para que luego la CNE publique las bases definitivas del proceso de 2023 y se realice el llamado público a licitación.

De acuerdo con el cronograma definido en las bases preliminares, la presentación de ofertas por parte de las empresas generadoras está prevista para diciembre de 2023, pudiendo participar tanto compañías nacionales como internacionales.

Según destacaron desde el propio organismo, la CNE realizará esta licitación de suministro eléctrico en línea con los objetivos de política pública en términos de descarbonización, reducción de emisiones en el sector eléctrico, impulso a las energías renovables no convencionales y potenciamiento de la participación de sistemas de almacenamiento.

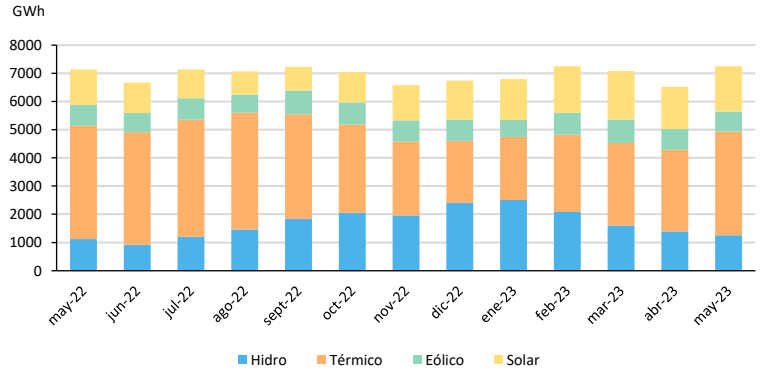
Las bases preliminares de licitación contemplan algunos cambios, tales como la segmentación de la licitación en 3 bloques zonales, un aumento de la duración del contrato de suministro a 20 años, la posibilidad de traspasar los costos sistémicos del mercado de corto plazo y, además, incorpora un incentivo directo a medios de almacenamiento y de generación con energías renovables no variables.

El ministro de Energía, Diego Pardow, destacó que estas modificaciones en las bases de licitación son un nuevo avance de la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética. "Cada una de las tres innovaciones incorporadas aquí responden específicamente a los tres pilares de la agenda. Por un lado, la división en tres zonas geográficas permite atender la disminución de riesgos para los operadores, toda vez que permite a aquellas empresas generadoras que solo tengan activos en una zona geográfica del país puedan realizar ofertas para esa zona, evitando así tener que internalizar los riesgos de desacople a futuro", expresó.

Fuente: Revista Electricidad (22/05/2023)

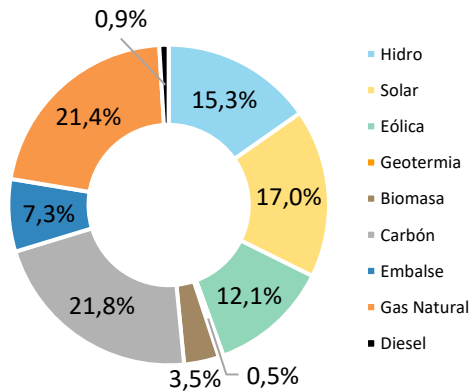
## ESTADÍSTICAS MAYO 2023

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEN MAYO 2023

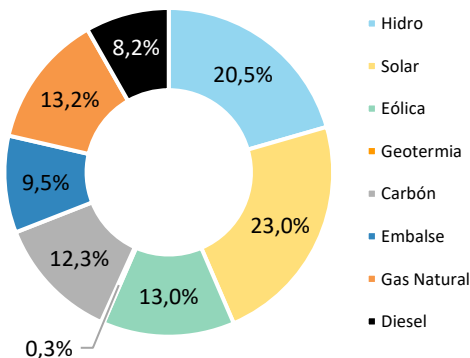


### Despacho de generación (GWh)

Hidráulica	1.592
Térmica	3.365
Eólica	855
Solar	1.200
Geotermia	34
<b>Total</b>	<b>7.046</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN MAYO 2023

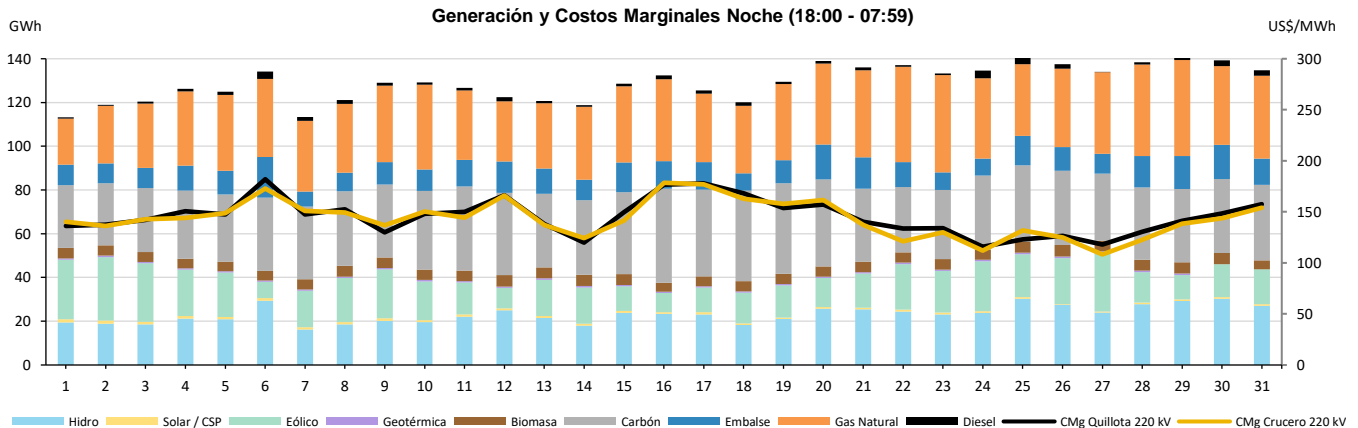
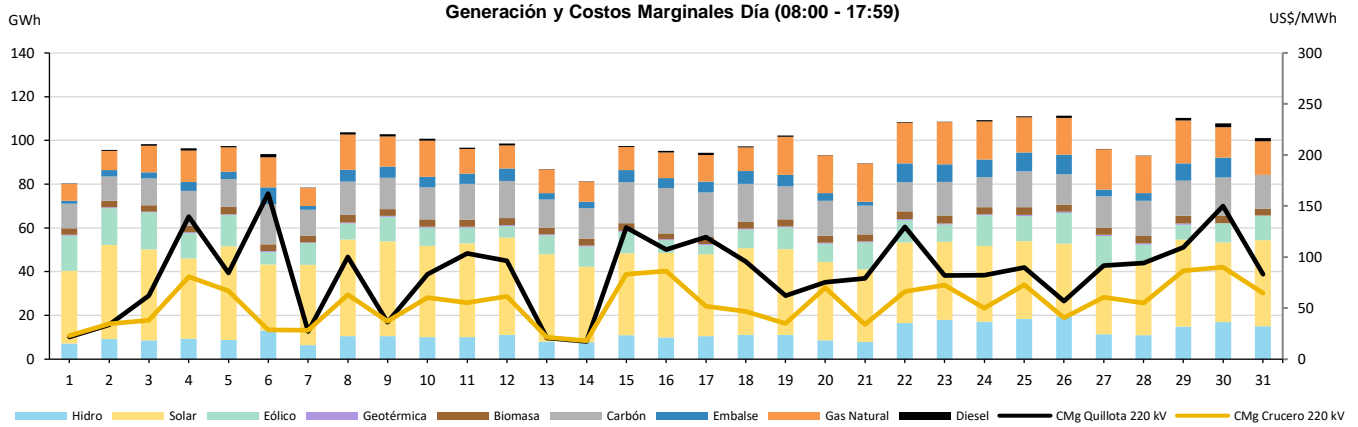


### Capacidad instalada SEN (MW)

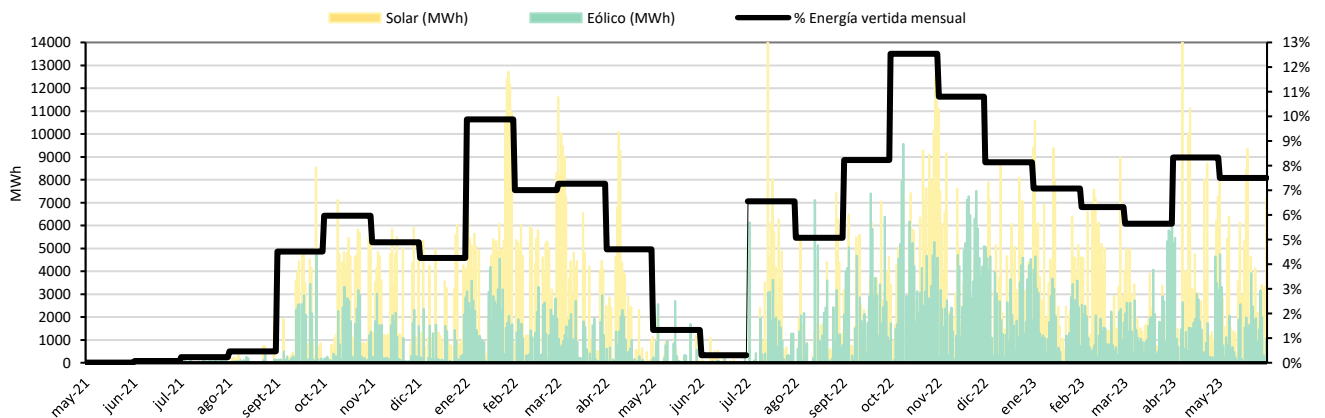
Hidráulica	10.616
Térmica	11.888
Eólica	4.577
Solar	8.114
Geotérmica	95
<b>Total</b>	<b>35.290</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, mayo 2023



## Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, mayo 2021 - mayo 2023

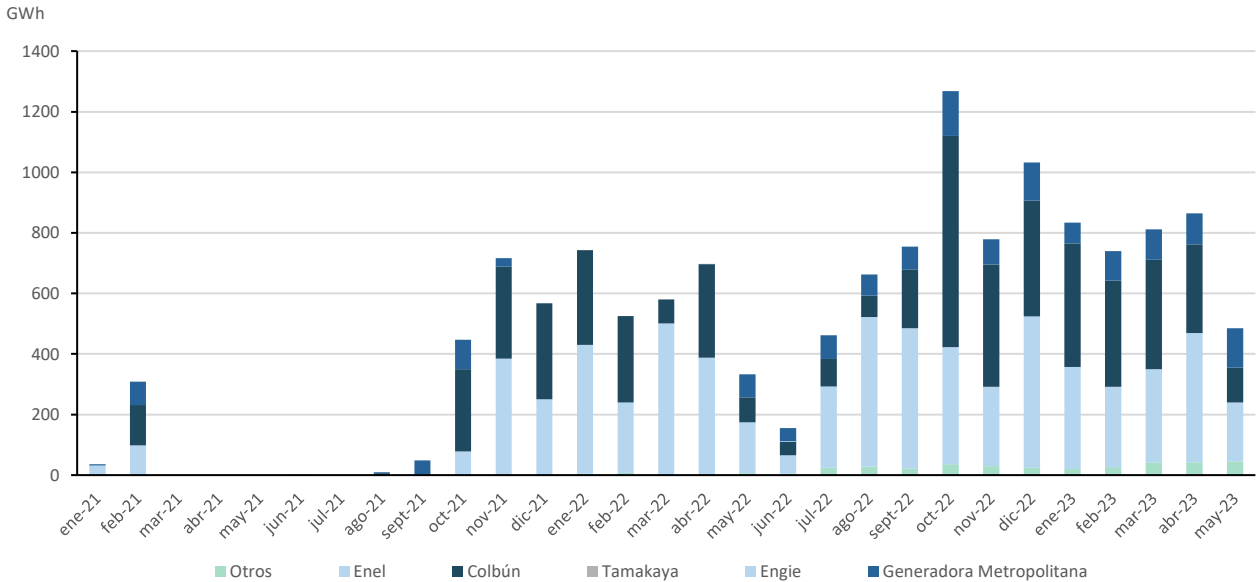


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde mayo de 2021 a mayo\* de 2023, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica. Estas son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de gestiones en el sistema de transmisión.

\*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de mayo 2023 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

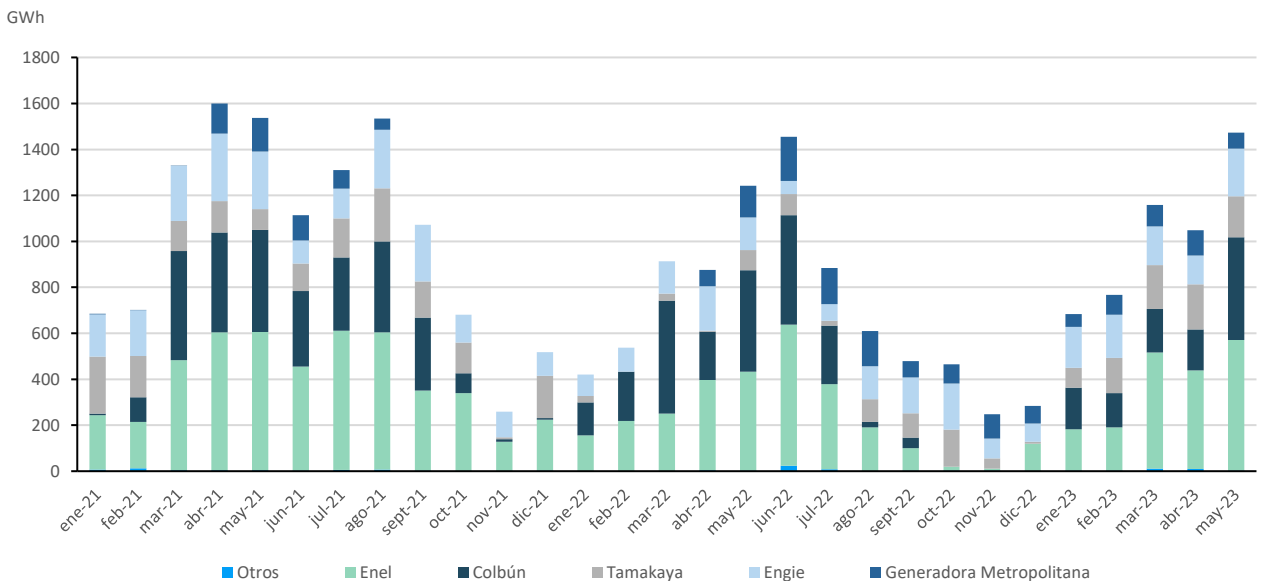
## Generación histórica Gas Natural Argentino



En mayo de 2023 se generaron 484,6 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 23,7% es atribuible a la empresa Colbún, un 40,1% a Enel, un 26,8% a Generadora Metropolitana y un 9,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En mayo de 2023, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 1472,7 GWh, lo que representó el 14,2% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 38,6% se atribuye a Enel, un 12,1% a Tamakaya, un 30,3% a Colbún, un 14,1% a Engie, un 4,7% a Generadora Metropolitana y el 0,2% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

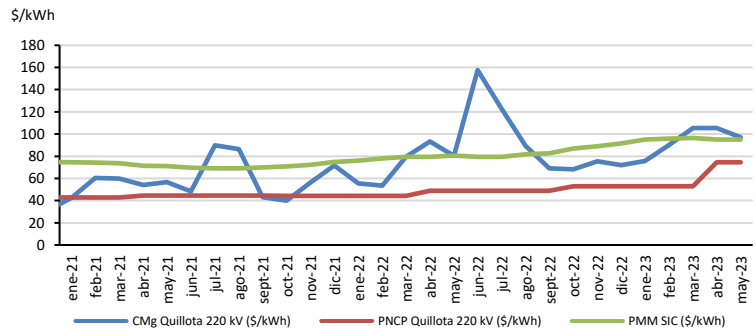
## ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA

### Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM mayo 2023 (\$/kWh)

Precio Nudo Quillota 220 kV	74,7
Precio Nudo Crucero 220 kV	83,8
PMM SEN	95,1

Fuente: CNE

### Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP) histórico Quillota 220 kV\*

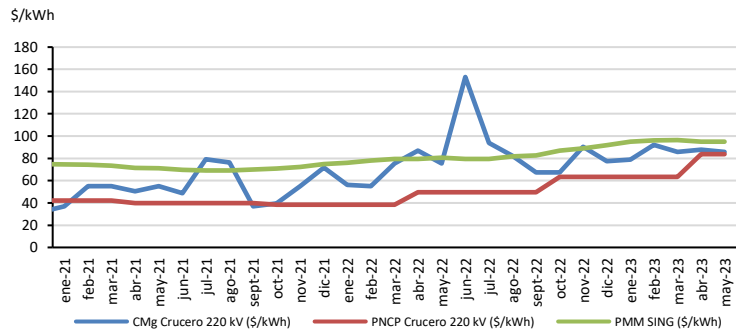


### Costos marginales promedio mayo 2023 (\$/kWh)

Crucero 220 kV	106,3
Cardones 220 kV	107,2
Pan de Azúcar 220 kV	110,0
Quillota 220 kV	120,3
Charrúa 220 kV	122,5
Puerto Montt 220 kV	138,4

Fuente: Coordinador Eléctrico

### Costo Marginal, Precio Medio de Mercado y Precio Nudo Corto Plazo (PNCP) histórico Crucero 220 kV\*



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

## NOTICIAS

### CNE licita estudio orientado al perfeccionamiento del mercado eléctrico mayorista

En el marco de las propuestas de la Mesa Público-Privada de Mercado de Corto Plazo, la Comisión Nacional de Energía (CNE) se encuentra en proceso de licitación del estudio "Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas".

Esta iniciativa es parte de las propuestas publicadas a inicios de este año por el organismo regulador para seguir analizando medidas relacionadas con el mercado de corto plazo. Además, otorga continuidad al trabajo realizado en la CNE durante 2021 en que se realizó el estudio "Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes", profundizando y complementando los análisis y simulaciones de dicho trabajo, particularmente en lo que se refiere a la transición a un mercado de ofertas.

El principal objetivo del estudio en licitación corresponde a la elaboración detallada de un mecanismo de perfeccionamiento del mercado actual para múltiples productos energéticos, que al mismo tiempo sea un insumo para la transición energética.

El secretario ejecutivo de la CNE, Marco Antonio Mancilla, explicó que se busca entre otros objetivos, que el estudio "articule, de manera robusta y coherente, una respuesta a los siguientes aspectos principales: en primer lugar, efectuar un análisis crítico del mercado actual de Servicios Complementarios y desarrollar propuestas de mejoras al mismo, entregando señales adecuadas a los agentes en un contexto de transición energética".

La autoridad sectorial también mencionó los propósitos de "extender el análisis al mercado de la energía, mediante simulaciones detalladas de perfeccionamientos del mercado que vayan en línea con el establecimiento de un eventual futuro mercado de ofertas, y desarrollar una metodología con la cual sea posible identificar aquellas tecnologías que podría ser eficiente que comiencen a participar en un mercado de ofertas tanto de precio, como de cantidad". Asimismo, destacó que se pretende "levantar todos los cuerpos regulatorios que necesitarían modificarse para implementar los perfeccionamientos previamente propuestos".

Finalmente señaló que "estos estudios serán oportunamente puestos a disposición de la Autoridad para que junto con los demás análisis en curso sirvan de insumo para la definición de las políticas públicas que estime pertinentes para este sector".



### Balance ERNC abril 2023

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>5.928</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>862</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>14,6%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.292</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>38,7%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### NOTICIAS

**CNE: Proyectos ERNC en operación superaron los 10.000 MW de potencia instalada en el país**

Los proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que se encuentran en operaciones en el Sistema Eléctrico Nacional superaron otro umbral de desarrollo, llegando a 10.007 MW de potencia instalada, siendo liderados indiscutiblemente por la tecnología solar fotovoltaica.

Así lo muestra el último reporte mensual de ERNC publicado por la CNE, donde se detalla que, de este universo, las plantas solares fotovoltaicas registran 5.086 MW instalados, equivalente a una participación de 50,8%, seguida de los parques eólicos con 37,2% (3.720 MW) y centrales minis hidro (614 MW), mientras que el resto se distribuye entre la geotérmica, biomasa y termosolar de concentración.

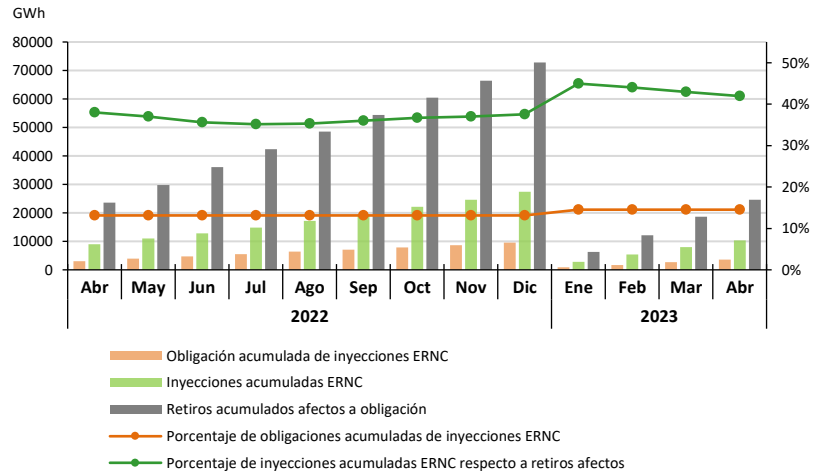
El documento además muestra que existen un total de 24 MW de potencia instalada en proyectos que está en periodo de pruebas para interconectarse al sistema, en tanto que las iniciativas en construcción acumulan 4.615 MW de capacidad que se incorporará a futuro en la matriz, de los cuales las centrales solares tienen 3.862 MW.

La cifra más alta corresponde a la de proyectos ERNC que ya cuenta con su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada, los cuales totalizan 48.343 MW que tienen el potencial de integrarse al Sistema Eléctrico Nacional. En tanto, en calificación ambiental, se anotan otros 8.557 MW.

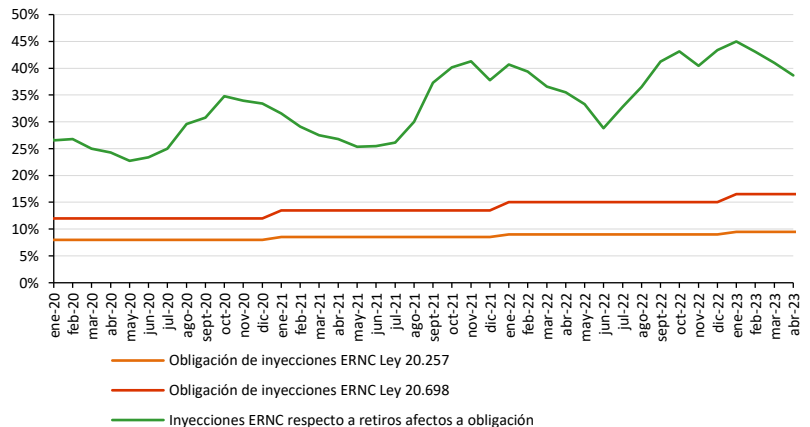
Fuente: Revista Electricidad (08/06/2023)

### BALANCE ERNC ABRIL 2023

**Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde abril 2022 hasta abril 2023**



### Porcentaje de inyecciones ERNC respecto de retiros afectos a obligación



Fuente: Coordinador Eléctrico

### Acreditaciones ERNC

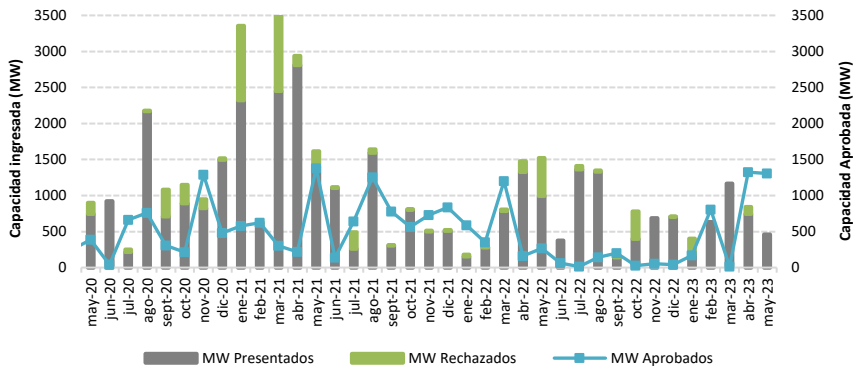
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) desde enero hasta abril 2023, corresponden a **24.608 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC desde enero hasta abril 2023 correspondió a **3.583 GWh**, lo que corresponde a un **14,6%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC desde enero hasta abril 2023, fueron de **10.323 GWh**, lo que corresponde a un **43,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.



## Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta mayo 2023



### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en mayo de 2023 ingresaron un total de **1.867 MW** de potencia. Se registraron **1.306 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

## Principales proyectos aprobados en el SEIA en mayo 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Fotovoltaico Las Violetas	ORION POWER SpA	4	Solar + BESS	20-10-2022
Planta Fotovoltaica Limachino	PFV LIMACHINO SPA	6	Solar	22-07-2022
Parque Fotovoltaico Solar Laja	Impulso Solar NCI SpA	8	Solar	21-07-2022
Proyecto Parque Fotovoltaico Zeus Solar	CVE Proyecto Diecinueve SpA	9	Solar	22-06-2022
Cierre Central Termoeléctrica Tarapacá y su Vertedero de Cenizas	Enel Generación Chile S.A	-	Solar	23-05-2022
PARQUE FOTOVOLTAICO ANDINO OCCIDENTE II	PARQUE FOTOVOLTAICO ANDINO OCC II SPA	150	Solar	23-05-2022
Parque Fotovoltaico Socompa Solar	SOCOMPA SOLAR SPA	250	Solar	23-05-2022
Planta Fotovoltaica El Almendral 9 MW	GR Temo SpA	9	Solar	21-04-2022
Parque Solar Fotovoltaico Los Maitenes	ORION POWER SpA	5	Solar + BESS	24-01-2022
Hidrosolar Nalcas Bajo	HIDRONALCAS SPA	3,1	Solar + bombeo	23-12-2021
Parque Terra Energía Renovable	Energía Eólica Paposo SpA	862	Híbrido	18-08-2020

## Principales proyectos en calificación en el SEIA en mayo 2023

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Solar Burgos	BLUE SOLAR VEINTE SPA	9	Solar + BESS	24-05-2023
Parque Solar Mautz	BLUE SOLAR DIECISEIS SPA	9	Solar	24-05-2023
Hortensia Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Ocho SpA.	9	Solar	23-05-2023
Solar Ray 1	Solar Ray 1 SpA	44	Solar	23-05-2023
Parque Fotovoltaico Bulnes	Sayen Fotovoltaica SPA	9	Solar	23-05-2023
PFV Juan Gonzalo Solar	SOLAR TI CINCUENTA Y TRES SPA	9	Solar	22-05-2023
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CHIMANGO	Parque Solar Fotovoltaico Chimango SpA	187	Solar	19-05-2023
Ampliación Parque Eólico San Juan	SAN JUAN S.A	185	Eólico	30-05-2023

## Principales proyectos rechazados en el SEIA en mayo 2023

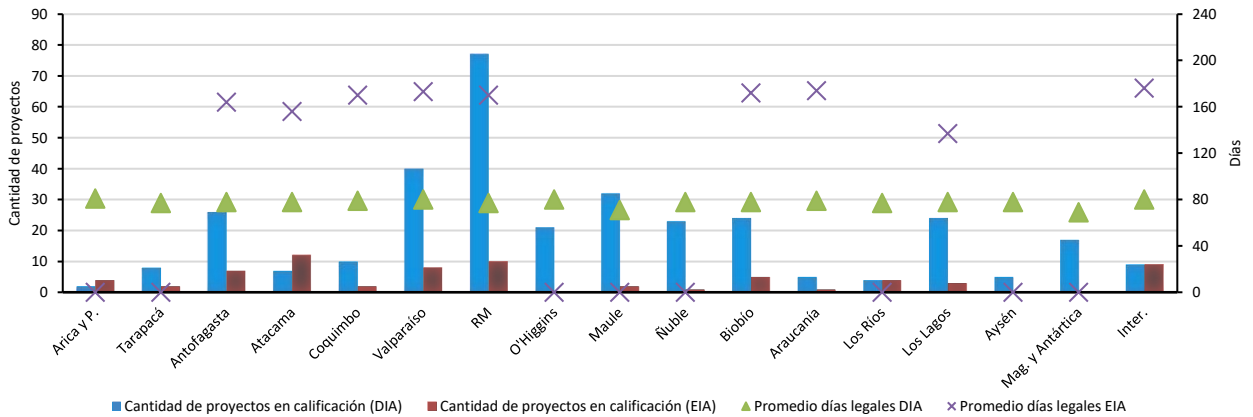
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Central Solar Fotovoltaica El Sauce	Genermin SPA	100	Solar	24-05-2022

Fuente: SEIA (e-SEIA)



## Indicadores de plazo de evaluación (Días Legales)

A continuación, se presentan los plazos promedios para la evaluación ambiental de proyectos ingresados como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y Declaración de Impacto Ambiental (DIA) al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) de cada región. Lo anterior considerando, como situación basal, el tiempo empleado en las evaluaciones de proyectos calificados (aprobados y rechazados) durante el periodo comprendido entre mayo 2022 hasta mayo de 2023.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Eliminación de la tarifa de invierno

El Presidente de la República, Gabriel Boric, entregó este jueves su segunda Cuenta Pública al país, ocasión donde realizó importantes anuncios en materias de energía, sostenibilidad, electromovilidad y medio ambiente. Desde el Congreso Nacional y con la asistencia de autoridades de gobierno y de instituciones del Estado, además de legisladores, el mandatario repasó la gestión desarrollada por su administración durante el último año.

Zanjando un tema que ha estado en el tapete durante las últimas semanas, el jefe de Estado anunció la eliminación de la tarifa de invierno. “Hemos puesto especial atención a las y los parlamentarios que nos han manifestado la necesidad de frenar las alzas de las cuentas de la luz durante los meses de invierno. Así, hemos decidido eliminar por vía administrativa la tarifa de invierno lo antes posible. Para ello, el ministerio de Energía está trabajando con las empresas privadas para que este beneficio pueda materializarse en las cuentas de los clientes a la brevedad”, afirmó.

Otro de los puntos del discurso del Presidente Boric fue el desarrollo de la industria del litio. “Nuestro objetivo es ser el principal productor de este mineral en el mundo”, indicó el mandatario.

Las energías renovables y la descarbonización también ocuparon un lugar destacado en la segunda Cuenta Pública del jefe de Estado. “Chile es uno de los principales productores de energías renovables del mundo y hoy el desafío es poder almacenar toda esa energía solar y eólica. Este es un paso fundamental para lograr la carbono-neutralidad antes de 2050”, indicó el mandatario.

Con ese propósito, anunció que durante este año el gobierno ingresará un proyecto de ley para licitar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, que comenzarían su operación a fines de 2026. “Este proyecto será el más grande de América Latina, tendrá una inversión de 2 mil millones de dólares y estará en el desierto de Atacama”.

Por último, el Presidente Boric anunció que “durante 2024 comenzará a funcionar el esperado electrocorredor que conectará Coquimbo y La Serena, a lo que se sumará la incorporación de autobuses eléctricos en Antofagasta, Colina y Til Til”, indicando que “para 2025, proyectamos implementar un nuevo sistema de transporte público en todo el Gran Valparaíso, lo que significa un gran paso en la materialización de nuestro compromiso de dotar de transporte regulado al 60% de la población del país”.

Fuente: Revista de Electricidad (01/06/23)



**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2023**

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2023, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2033 de **15.966 MW**. Esta proyección incluye centrales en construcción y recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En relación con centrales hidroeléctricas se proyecta una potencia adicional instalada de **766 MW** para el año 2033.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de **84 MW** entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

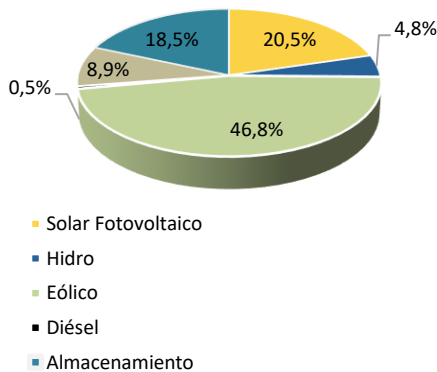
Para el año 2033, se estiman **3.269 MW** de capacidad adicional en instalaciones solares y **1.415 MW** de solar + almacenamiento.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de **7.474 MW** al año 2033.

Finalmente, se estiman **2.957 MW** de capacidad de almacenamiento.

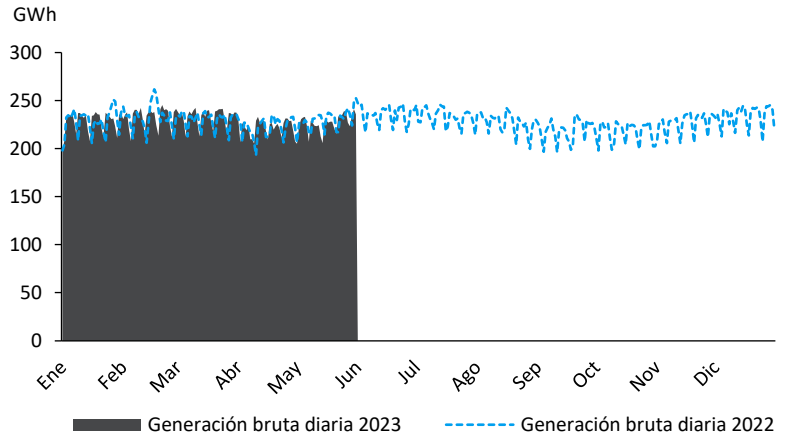
Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2033**



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2022 a mayo 2023**



Fuente: Coordinador Eléctrico

**Demanda máxima horaria del SEN (MWh)**

2018	10.776
2019	10.513
2020	10.709
2021	11.172
2022	10.960

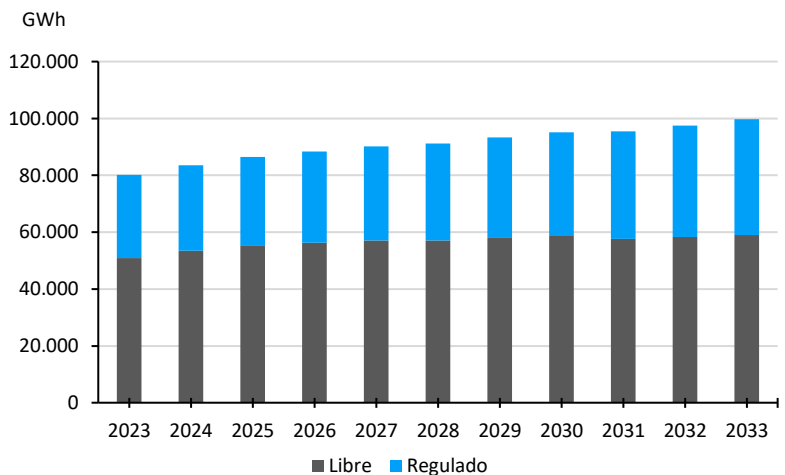
Fuente: Coordinador Eléctrico

**Capacidad mayo 2023 y recomendada a instalar al año 2033 (MW)**

	May 2023	Rec. 2033
Eólica	4.577	7.474
Geotermia	94	0
Hidro	7.248	766
Solar	8.114	3.269
Térmico	13.769	84
Solar FV + Almacenamiento	0	1.415
Almacenamiento	0	2.957
<b>Total</b>	<b>33.802</b>	<b>15.966</b>

Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Primer Semestre 2023, CNE



### CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Atacama (Eólica)	165	Jul-23	Elena (Solar)	540	Jul-23
Meseta de los Andes (Solar)	160	Jul-23	Andes Solar II B	180	Ago-23



### NOTICIAS

#### Gobierno anuncia un perfeccionamiento en la forma de reasignación de los ingresos tarifarios para las renovables

En el marco de una reunión que contó con la asistencia de representantes diplomáticos de la Unión Europea en Chile, junto con gremios y asociaciones del sector eléctrico, así como de grandes consumidores, el gobierno presentó una serie de medidas para apoyar la transición energética y que, a la vez, irán en beneficio de las empresas renovables. El encuentro fue encabezado por el canciller, Alberto Van Klaveren; los ministros de Hacienda, Mario Marcel, y de Energía, Diego Pardow, y la subsecretaria de Relaciones Económicas Internacionales, Claudia Sanhueza.

En dicha instancia, el ministro Pardow realizó la presentación de avances y medidas adicionales de la Agenda Inicial de Segundo Tiempo para la Transición Energética. Entre las medidas presentadas se destacó el pronto envío al Congreso del proyecto de ley de Transición Energética, que incluye acciones de corto y mediano plazo.

Según lo informado por las autoridades, esta propuesta incorporará dos medidas sumamente relevantes para el sector: una modificación en la forma de reasignación de los ingresos tarifarios y la licitación de un sistema de almacenamiento de energía de gran tamaño en el norte del país. Esto último fue uno de los anuncios realizados por el Presidente Gabriel Boric en su reciente Cuenta Pública.

“El sector energético es clave para alcanzar la carbono-neutralidad en nuestro país. Y este proyecto de ley, presentado hoy a embajadores, gremios y organismos multilaterales, da cuenta de ese objetivo. Por eso, como gobierno hoy quisimos explicar y dar detalles del proyecto de ley de manera de entregar certezas a las inversiones actuales y futuras para el proceso de descarbonización energética, promoviendo acciones urgentes y precisas para impulsar este segundo tiempo de la transición energética”, afirmó el ministro Diego Pardow.

#### Compensación Tipo B

En el encuentro, además, se dieron a conocer otros avances de la Agenda inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética, que lleva adelante el Ministerio de Energía, como el ajuste del sistema de compensación del impuesto a las emisiones, que implicó la eliminación de la denominada “Compensación Tipo B” al que estaban afectas las empresas de energía renovable.

Asimismo, se concretó la modernización de las licitaciones de suministro de clientes regulados, cuyas bases preliminares fueron emitidas durante el mes de mayo; la revisión y ajuste de los mínimos técnicos de centrales térmicas, coherente con la actualización de la norma de emisiones; junto con la apertura, por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de un periodo de *Open Season* para el desarrollo de obras urgentes para el sistema de transmisión, el que fue ampliado, debido al interés manifestado por los actores participantes.

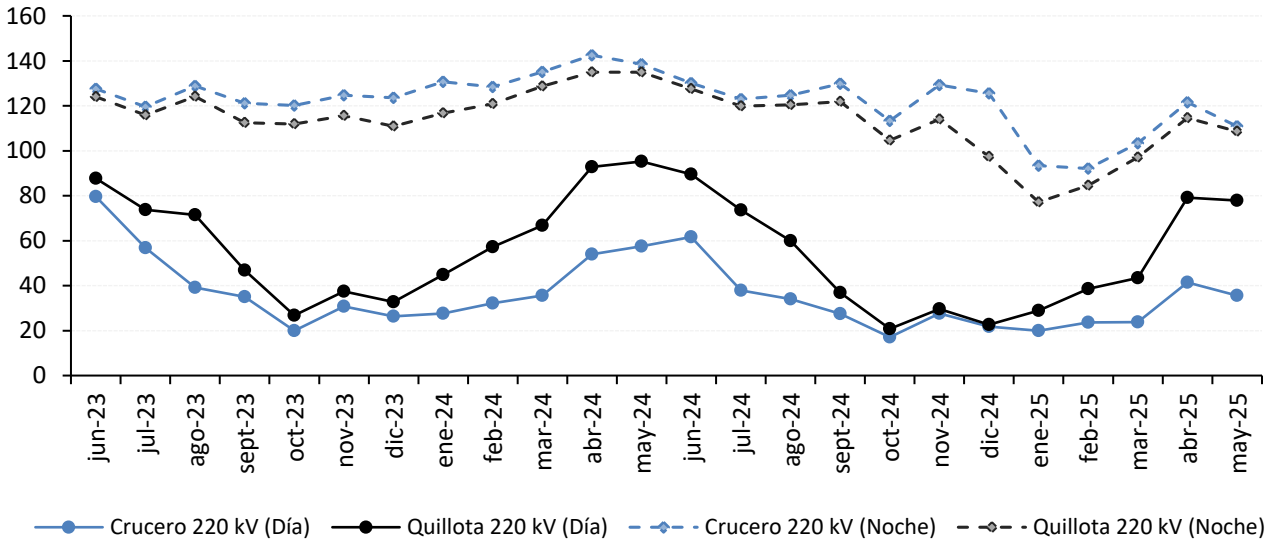


## PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

### Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de costos marginales promedio mensual para las barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, en los periodos con presencia solar (bloque solar) y en ausencia de esta (bloque noche).

US\$/MWh



#### ÁREAS DE TRABAJO

- Estudio Mercado Eléctrico
- Diseño e Ingeniería Proyectos de Energía
- Análisis Económicos y Financieros
- Análisis Ambiental Estratégico

[www.valgesta.com](http://www.valgesta.com)

En la figura anterior puede observarse para el año 2023 una proyección de costos marginales de 47,5 USD/MWh durante las horas del día y de 120,1 USD/MWh durante la noche.

En los años mostrados, los costos marginales proyectados durante el día para la barra Crucero 220 kV se muestran desajustados con respecto a la barra Quillota 220 kV, debido principalmente a la ocurrencia de congestiones de transmisión en el sistema de 500 kV. Ello se asocia a la alta disponibilidad de energía eólica y solar FV en la zona norte, cuya transferencia a la zona central se ve en ocasiones limitada.

El costo marginal promedio proyectado desde enero 2024 hasta mayo 2025 durante el día en la barra Crucero 220 kV es 34,1 US\$/MWh, y en la barra Quillota 220 kV es 56,4 US\$/MWh. Esta diferencia se debe a congestiones en el sistema de transmisión ocasionadas por la estacionalidad del recurso solar.

El costo marginal promedio proyectado desde enero 2024 hasta mayo 2025 para la noche en la barra Crucero 220 kV es 121,9 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 113,2 US\$/MWh.

Cabe mencionar que, dada la incertidumbre de las variables significativas del sistema, tales como condiciones hidrológicas, materialización de proyectos, entre otras, estas proyecciones podrían cambiar.

**La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos, por lo que no constituye asesoría en estas materias.**



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA



**VALGESTA.COM**

contacto@valgesta.com  
Alonso de Córdova 5900,  
of. 402, Las Condes  
(+56 2) 2224 9704