

# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº10 | OCTUBRE 2022

**VALGESTA.COM**

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

Por: Ramón Galaz, Director Ejecutivo Valgesta Nueva Energía  
Andrés Romero, Director Valgesta Nueva Energía, Secretario Ejecutivo CNE 2014-2018

## María Elena y Cabo Leones II: Necesidad de actuar sin sobre reaccionar

Para una parte del mercado eléctrico, no fue sorpresa la reciente notificación por parte de las empresas generadoras María Elena y Cabo Leones II, de no poder continuar sirviendo el contrato de suministro para clientes regulados obtenido mediante la licitación “2015-01”. En efecto, tal como lo señalamos en nuestro Boletín de noviembre de 2021: “Como lo hemos señalado en pasadas editoriales, **el escenario que se presenta para el corto plazo (2022 y los siguientes años) es complejo**. Debemos asumir como hipótesis para planificar que los años serán secos, por lo que el aporte hidroeléctrico será cada día más escaso; nos encontramos ante el cierre progresivo de centrales a carbón, lo que implica que en ciertas horas, días e incluso semanas, donde el aporte renovable solar y eólico no alcanza a sustituir esta energía dada su variabilidad; contamos con un sistema de transmisión que durante toda la década presentará congestiones, desacoplándose la zona norte con el centro sur del país (donde se concentra el consumo de electricidad), lo que también ocurre en la zona sur desde el sur de Valdivia hasta Chiloé, por lo menos hasta fines de 2023; y finalmente, la importación de GNL se ha hecho más riesgosa dada la norma emitida por la CNE, junto con existir condiciones comerciales en Asia que podrían significar que parte de los barcos comprometidos para el mercado chileno, se pueden desviar hacia ese mercado por los valores a que está llegando el combustible.” **A partir de febrero, a dicho escenario debemos sumar la guerra en Ucrania**, que tiene y tendrá un impacto directo en la disponibilidad y precios del GNL en el mercado mundial en los próximos años.

**Esta conjunción de hechos está configurando un estado de “emergencia permanente” en el mercado eléctrico, el cual queda graficado en el termómetro que marca el estado del sistema: los costos marginales.** En efecto, el mercado de corto plazo, cuyo precio es el costo marginal horario al cual se valorizan las transacciones de electricidad, refleja las condiciones de escasez y costos de insumos para la producción eléctrica en nuestro país. Cuando las empresas generadoras proyectan sus ofertas para contratos de largo plazo, en especial para servir la demanda regulada, la proyección de costos marginales y especialmente las condiciones de desacoples de estos precios en el sistema (diferencia de precios spot en distintas barras del sistema, producto de congestiones en el sistema de transmisión), son elementos claves, entre otros, en el análisis y evaluación de riesgo de las compañías.

En el caso de ofertas basadas en uno o dos proyectos de generación, **la diferencia entre el costo marginal de inyección de sus centrales al sistema, versus los costos de retiro en todas las barras de consumo, desde Arica a Chiloé, se transforma en un riesgo muy complejo de manejar**, especialmente en aquellos casos que los costos marginales de retiro estén muy por sobre los proyectados en condiciones de normalidad, y sus inyecciones sean valorizadas a bajos precios (incluso a costo marginal cero en algunas horas), producto de que el sistema eléctrico en la zona de emplazamiento del proyecto se saturó por la inyección de energía de diversos proyectos. Si a esta diferencia, se suma que el precio ofertado en el contrato no permite recuperar al menos los costos asociados a “los años malos o de desbalance” y, a su vez, la empresa no cuenta con espaldas financieras, la consecuencia es la imposibilidad de cubrir sus obligaciones con los distintos agentes del sistema.

Junto con ello, otros dos elementos que tienen su origen en los mismos fenómenos que hemos reseñado, empeoran el desempeño financiero de los proyectos renovables con contratos regulados: **el crecimiento sostenido en los niveles de vertimiento de energía solar y eólica** (este año el vertimiento de renovables ya lleva cerca de 800 GWh, proyectándose más del doble de vertimiento que en 2021) **y el aumento de “costos sistémicos”** (pagos por servicios complementarios; sobrecostos por mínimos técnicos que se remuneran a centrales térmicas; reserva hídrica establecida en el decreto de racionamiento, entre otros), valores que no se pueden traspasar a los clientes regulados y han subido más de cinco veces en los últimos dos años.

## María Elena y Cabo Leones II: Necesidad de actuar sin sobre reaccionar

De acuerdo con un análisis interno realizado por Valgesta en mayo de 2022, al menos tres empresas se encontraban en una complicada situación financiera, dos de las cuales ya han notificado al Coordinador la imposibilidad de seguir sirviendo el contrato regulado. Adicionalmente, el mismo análisis indica que otras tres empresas se encontrarían al borde de entrar en zona “roja”. Cada uno de estos casos tiene su particularidad, aunque generalmente es una mezcla de ellas: en algunos casos tiene mayor impacto el desacople de costos marginales, en otros el vertimiento de energía, en otros el atraso en la entrada en operación comercial de los proyectos correspondientes.

**De concretarse todos estos casos, se podría poner término anticipado a contratos regulados correspondientes a entre 7% a 8% del total contratado para dicho segmento, demanda que sería absorbida por el resto de los contratos ya que el nivel de sobre contratación en 2022 alcanza cerca de un 40% según datos de la CNE. De esta manera es importante señalar que, a pesar del problema descrito, la demanda regulada estaría cubierta con contratos por lo menos hasta el año 2025.**

¿De quién es la responsabilidad de este escenario? **Desde el punto de vista del negocio, en un mercado privado y competitivo, son los inversionistas quienes asumen los riesgos de pérdidas y ganancias y, por lo mismo, son los llamados a dimensionar adecuadamente los riesgos asociados al mercado, especialmente por tratarse de inversiones de largo plazo (la variabilidad de las condiciones de mercado han sido históricas y son inherentes a nuestro sistema).** En este sentido, es posible que una parte de los nuevos agentes al mercado, que apostaron por estrategias más agresivas de competencia, hayan subestimado los riesgos asociados a los contratos regulados, principalmente los desacoples de costos marginales, el nivel de vertimiento del sistema, el riesgo de demanda efectiva por parte de las distribuidoras y los pagos laterales del sistema, entre otros.

**Sin perjuicio de lo señalado, ciertamente el Gobierno no puede quedarse al margen del funcionamiento del mercado, ya que si bien estimamos que la posibilidad de nuevos términos anticipados de contrato son situaciones acotadas que no ponen en riesgo el suministro de los clientes regulados, no es deseable que se profundice esta situación en caso de mantenerse por mucho tiempo la actual contingencia.**

**En efecto, la prioridad de corto plazo y en especial para este período de Gobierno, es garantizar la seguridad de suministro y reducir al máximo los riesgos inherentes al mercado, principalmente vertimientos y el alza en los costos marginales.** Este año no se llegó a situaciones críticas producto de un mejor año hidrológico y las medidas adoptadas por el decreto de racionamiento. No obstante, el año muestra altos costos marginales explicados principalmente por los precios internacionales del GNL y carbón. En caso de que en los próximos meses el suministro de GNL sea menor al comprometido (riesgo asociado a la crisis energética por la que atraviesa Europa) y tengamos un año seco en 2023, la seguridad de suministro podría verse afectada. A su vez, los altos costos marginales y el aumento de los otros costos podrían “contagiar” a otras empresas pequeñas de energías renovables, que tienen contratos regulados con distribuidoras, lo que como señalamos, podría generar un escenario no deseado para el sistema.

**En este sentido, nos parece correcta la decisión adoptada por el Ministro de Energía Diego Pardow, de mandar a la CNE para desarrollar una mesa público – privada que permita discutir medidas que alivien la situación, en especial revertir el contrasentido que se produce cuando en algunos nodos estamos “botando” energía limpia en un escenario con altos costos marginales en otros nodos del sistema y eventuales problemas de seguridad de suministro.**

## María Elena y Cabo Leones II: Necesidad de actuar sin sobre reaccionar

Usualmente, estas contingencias animan el desarrollo de todo tipo de ideas y propuestas que muchas veces no van en la dirección correcta. **Estimamos que la autoridad no debe sobre reaccionar frente a esta situación ya que, por el momento, la situación es acotada tal como ya lo hemos indicado. En especial creemos que las decisiones que se adopten deben respetar los principios económicos y regulatorios** en los que se funda nuestro mercado, especialmente porque si proyectamos el resto de la década, **el proceso de transición energética presenta desafíos para lograr que su concreción sea realizada de manera segura, eficiente y mantenga el soporte de la ciudadanía.**

La ecuación es compleja de resolver, ya que durante los próximos años vamos a tener menos energía en base a hidroelectricidad (efecto de cambio climático) y carbón, junto con un creciente aporte de energías renovables variables y congestiones en el sistema de transmisión que no desaparecerán antes de nueve o diez años.

Desde esta perspectiva, **sería muy relevante para los consumidores y todos los agentes del mercado, que se pueda discutir en esta mesa un Plan de transición energética segura y eficiente 2023-2026**, el que contemple medidas tales como: a) **Acelerar la gestión y entrega de permisos**, especialmente de nueva infraestructura de generación y transmisión, incorporando en esta última procesos ad hoc para soluciones transitorias; b) **Ajustes a la operación del sistema eléctrico (incluyendo cambios regulatorios)** y la incorporación de tecnologías y almacenamiento para mejorar la capacidad de transmisión; c) **Mejorar y transparentar el procedimiento de asignación de vertimientos que refleje de manera precisa nivel de congestiones en el sistema;** d) **Determinar los requerimientos de la cadena logística y capacidad de almacenamiento del gas y diésel**, de preparación por contingencias derivadas de la guerra en Ucrania y el próximo invierno en caso de ser seco; e) **Identificar obras nuevas y de ampliación de corto plazo para el sistema de transmisión**, incorporando soluciones transitorias que puedan financiarse con la reducción de costos marginales que implicarían; f) **Incorporar capacidad de generación y almacenamiento descentralizado a nivel de distribución;** g) se requiere hacer un diagnóstico acabado de los costos sistémicos, la causa de los niveles actuales, las proyecciones y dónde debiese alojarse el pago de éstos; h) avanzar hacia una mayor granularidad en el cálculo del costo marginal (ej.: cada 15 minutos); i) realizar mejoras a la metodología del cálculo de los factores de modulación puesto que éstos no están siendo capaces de reflejar las condiciones actuales del sistema; j) **Explorar la posibilidad de concretar en el mediano plazo un swap eléctrico/gasífero con Brasil, Uruguay, Argentina y Chile**, dados los excedentes de electricidad a bajo costo que tiene hoy Brasil y Uruguay, de tal manera que éstos se podrían inyectar a Argentina, y el menor gas utilizado para generar electricidad se envía a Chile (reduce costos marginales y mejora la seguridad); **k) y finalmente y muy relevante, una Agenda de eficiencia energética en todos los niveles.**

En conclusión, parte importante de las causas de los actuales problemas, radican en los altos niveles de costos marginales (sequía, precio de combustibles, congestiones, entre otros), en la manera de operar el sistema producto de las energías renovables variables y la falta de adecuación del parque térmico ante estas nuevas condiciones. La respuesta podría estar, además de las medidas antes señaladas, en un nuevo mercado de flexibilidad, que de una respuesta eficiente a los desafíos que enfrentamos hoy y que se profundizarán en los próximos años.

## NOTICIAS

### CNE: Capacidad instalada neta ERNC asciende a 10.398 MW

La Comisión Nacional de Energía (CNE) en su Reporte Mensual ERNC, destaca que el mes de agosto de 2022 finalizó con 342 proyectos de Energía Renovable No Convencional (ERNC) declarados en construcción, según la resolución N° 686 / 2022 de la CNE. En ella, se especifica que la entrada a operación de los proyectos se prevé entre diciembre de 2020 y junio de 2025.

Además, se señala que la capacidad instalada neta ERNC asciende a 35% (10.398 MW), con casi un 99,6% conectado al Sistema Eléctrico Nacional.

Junto con ello, se señala que la inyección de centrales ERNC a la matriz durante el mes de agosto de 2022 fue de 2.238 GWh, lo cual corresponde a un 31,8% de la generación total.

En lo que respecta al cumplimiento de ley, la exigencia impuesta sobre los retiros equivalió a 827 GWh y la energía reconocida fue de 2.114 GWh.

El análisis por tecnologías indica una inyección de 821 GWh a partir de parques solares, 839 GWh con energía eólica, 269 GWh de centrales mini hidráulica de pasada, 125 GWh a partir de biomasa, 36 GWh con energía geotérmica y 25 GWh de concentración solar de potencia.

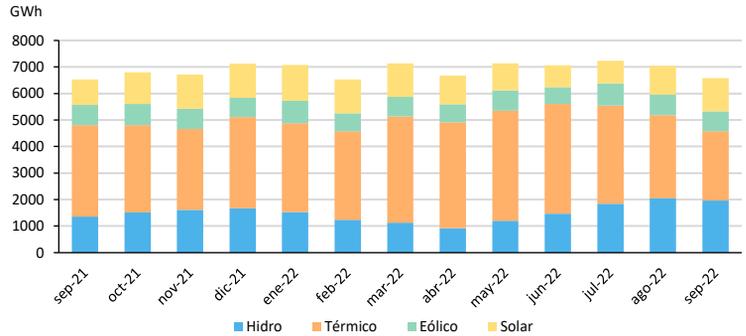
Finalmente, durante el mes de agosto, el Servicio de Evaluación Ambiental acogió a evaluación 9 iniciativas de proyectos ERNC, correspondientes a un total de 1.483 MW que equivalen a US\$1.591,7 millones de inversión.

En tanto, otorgó 7 Resoluciones de Calificación Ambiental favorables, correspondientes a un total de 193 MW, que equivalen a US\$309,3 millones de inversión.

Fuente: Diario Electricidad (23/09/2022)

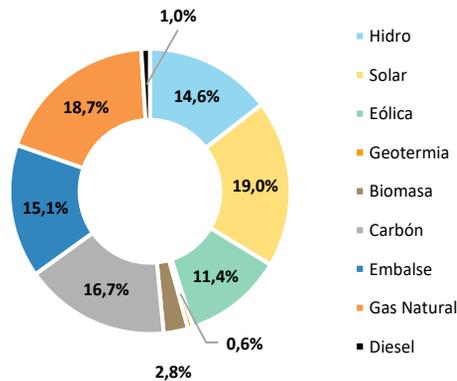
## ESTADÍSTICAS SEPTIEMBRE 2022

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO SEPTIEMBRE 2022

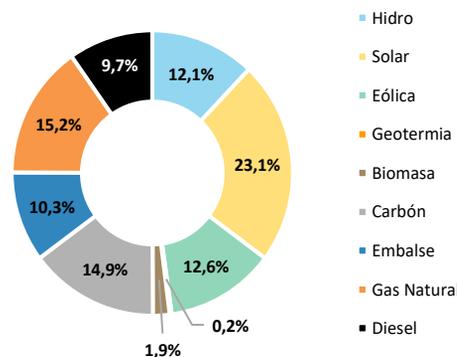


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.620
Hidráulica	1.957
Eólica	753
Solar	1.251
<b>Total</b>	<b>6.581</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN SEPTIEMBRE 2022

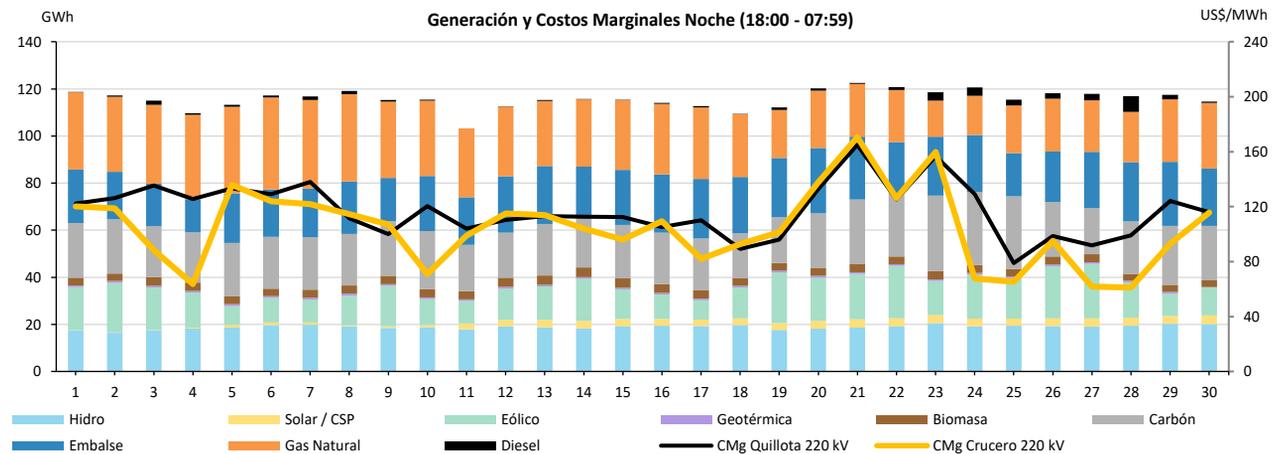
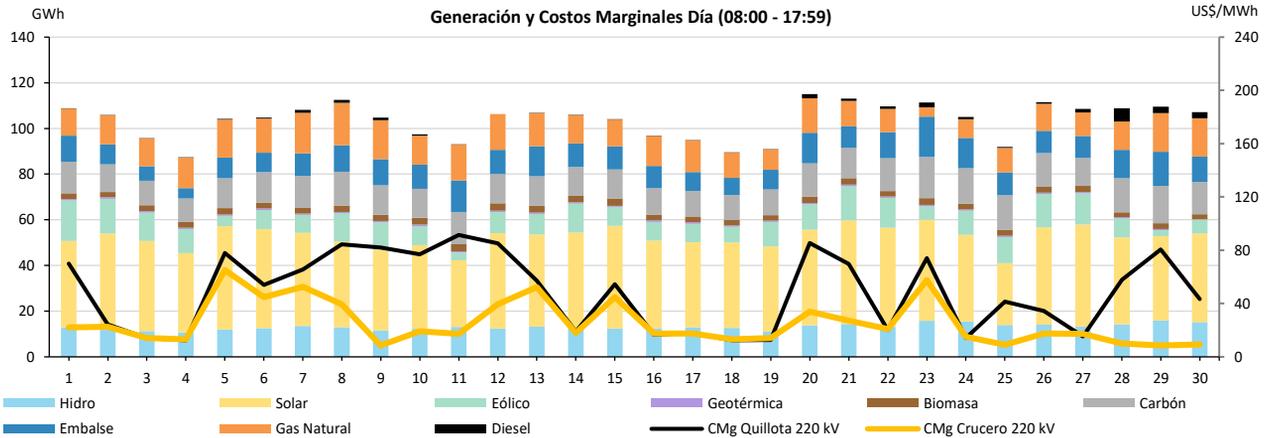


### Capacidad instalada SEN (MW)

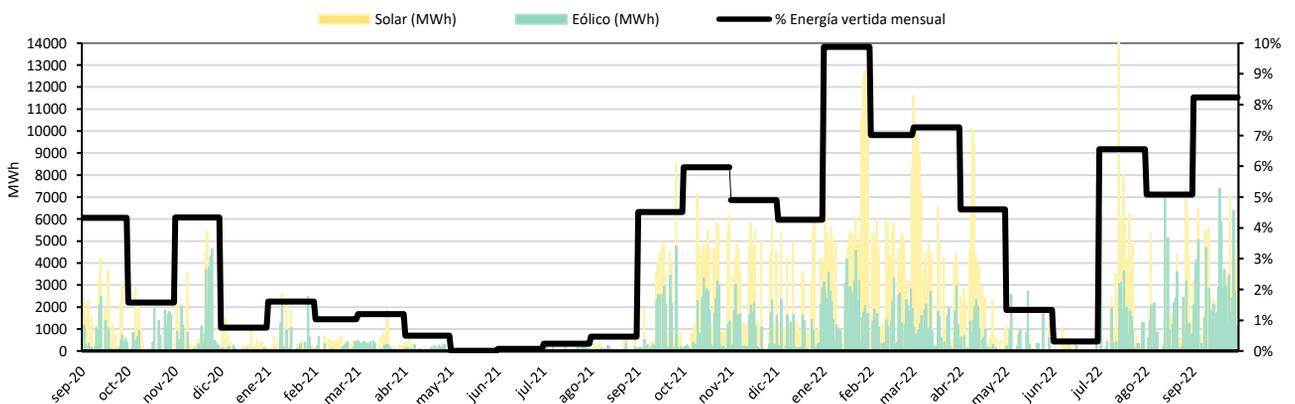
Hidro	7.394
Térmico	13.821
Eólica	4.172
Solar	7.666
Geotermia	78
<b>Total</b>	<b>33.130</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, septiembre 2022



## Vertimientos de generación ERNC, septiembre 2020 – septiembre 2022

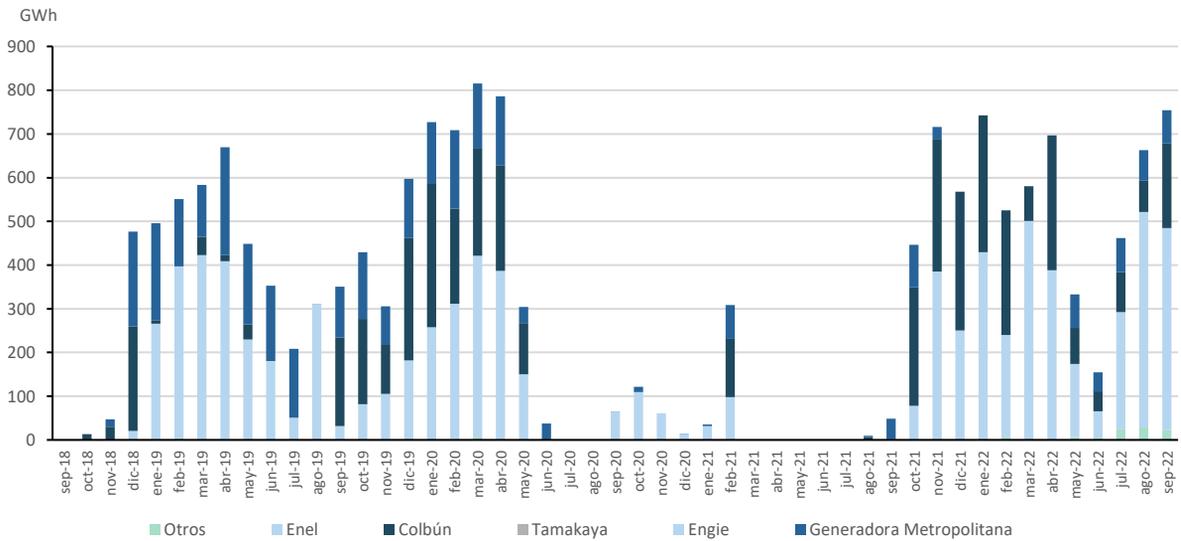


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde septiembre de 2020 a septiembre\* de 2022, 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 congestiones en el sistema de transmisión.

\*Los vertimientos de septiembre 2022 corresponden a los exhibidos en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

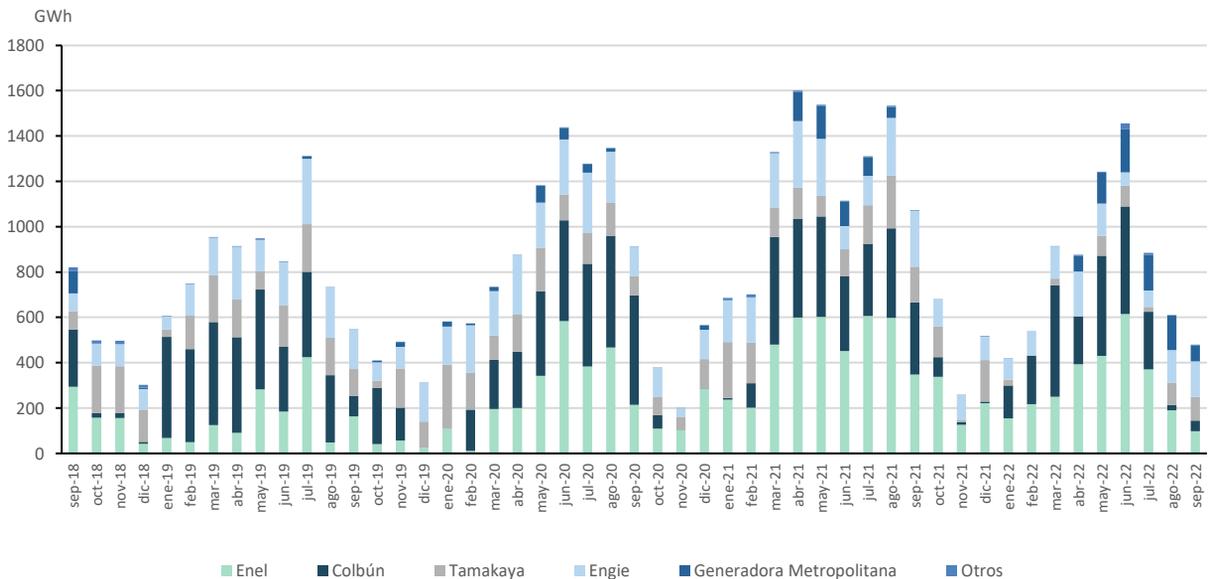
## Generación histórica gas natural argentino



En septiembre de 2022 se generaron 754,4 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 61,3% es atribuible a la empresa Enel, un 25,8% a Colbún, un 10,0 a Generadora Metropolitana y un 2,9% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En septiembre de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 479,2 GWh, lo que representó el 18,7% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 32,7% se atribuye a Engie, un 22,1% a Tamakaya, un 20,4% a Enel, un 14,8% a Generadora Metropolitana, un 9,6% a Colbún y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

**Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM septiembre (\$/kWh)**

Precio Nudo Quillota 220 kV	49,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	49,7
PMM SEN	82,8

Fuente: CNE

**Costos marginales promedio septiembre (\$/kWh)**

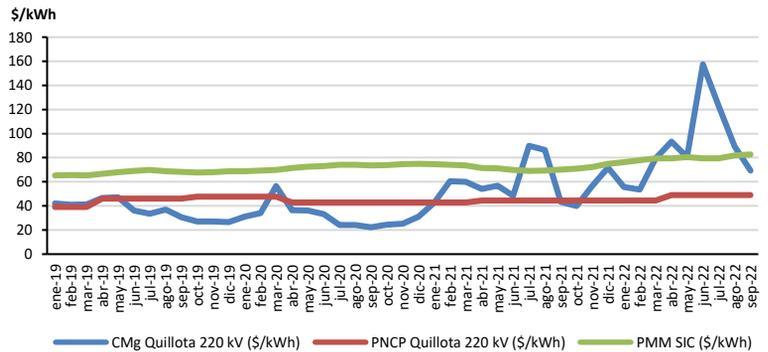
Crucero 220 kV	67,4
Cardones 220 kV	66,4
Pan de Azúcar 220 kV	65,6
Quillota 220 kV	69,2
Charrúa 220 kV	65,9
Puerto Montt 220 kV	160,1

Fuente: Coordinador Eléctrico

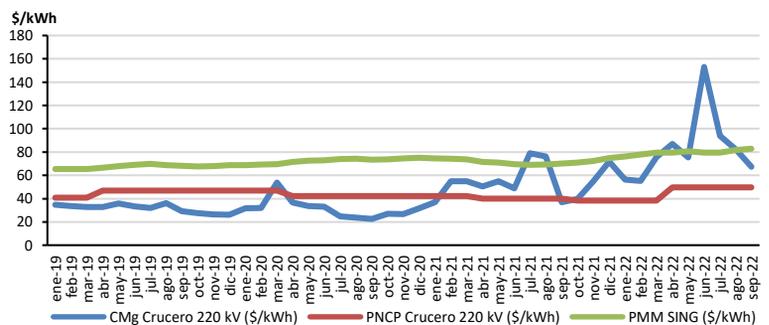
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA**

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



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



Fuente: CNE / Coordinador Eléctrico

**NOTICIAS**

**Preocupación en el sector: Crean mesa de trabajo para analizar causas de insolvencias de firmas de energía renovable**

Más 40 participantes, entre públicos y privados, realizaron la primera mesa de trabajo liderada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el objetivo de analizar las causas del quiebre en las cadenas de pago de ciertas compañías de energía renovable. Esto se da luego de que Ibereólica Cabo Los Leones II SA se sumara a la empresa María Elena Solar, y se transforma en la segunda firma de energía renovable en caer en insolvencia.

Marco Antonio Mancilla, Secretario Ejecutivo de la CNE, precisó que el objetivo de la mesa "es analizar las causas particulares y sistémicas que estarían influyendo en esta situación para decidir los pasos a seguir en el corto, mediano y largo plazo, razón por la cual en este primer encuentro se escuchó y recogió la visión que tienen los diversos actores del Sistema Eléctrico Nacional, respecto del quiebre en la cadena de pagos, con el propósito de tener mayores elementos de juicio para la toma de decisiones".

Ana Lía Rojas, Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA), una de las integrantes de la mesa de trabajo, indicó que "se abordó más allá de la responsabilidad individual de las empresas que han solicitado suspender sus contratos de suministro, existen otras causas no atribuibles a las empresas, sino que más bien son de origen sistémico, que afectan al segmento de generación y de transmisión en su conjunto". Por ejemplo, desacoples de costos marginales en el mercado mayorista, recortes de inyección o vertimientos, largas exposiciones a costos marginales cero, tiempos y complejidades para la obtención de los permisos ambientales y relación con el territorio de proyectos para la transición energética".

"Y por lo tanto, bajo este escenario de suspensión de los contratos, se advierten riesgos para el proceso de descarbonización, pues se conjugan varias condiciones exógenas y otras endógenas del sistema", añadió Rojas.

Fuente: Emol (13/10/2022)

### Balance ERNC agosto 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>6.207</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>814</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>13,1%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.264</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>36,5%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### NOTICIAS

**Comisión de Energía del Senado aprueba proyecto de almacenamiento considerado clave para la descarbonización de la matriz eléctrica**

La comisión de Minería y Energía del Senado aprobó por unanimidad el proyecto de ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. La iniciativa, que cuenta con la máxima urgencia legislativa por parte del Ejecutivo -discusión inmediata- busca habilitar una mayor participación de energías renovables en la matriz eléctrica mediante la promoción de las tecnologías de almacenamiento.

Tras el visto bueno de la instancia parlamentaria, este será visto por la comisión de Hacienda del Senado, para luego pasar a votación en la Sala.

El ministro de Energía, Diego Pardow, planteó en la comisión que aunque el proyecto “no resuelve todos los problemas que tiene la industria, es un paso adelante bien importante”.

La discusión de la iniciativa contó con la participación de distintos expertos y representantes de gremios del sector energético, quienes enfatizaron en el aporte que permitirá el proyecto de almacenamiento para avanzar en la descarbonización de la matriz.

El presidente ejecutivo de Generadoras de Chile, Claudio Seebach, valoró el visto bueno de la instancia parlamentaria, además de remarcar “el amplio consenso” en torno a la iniciativa, que permite “desplazar los combustibles fósiles por creciente incorporación de electricidad de fuentes renovables”.

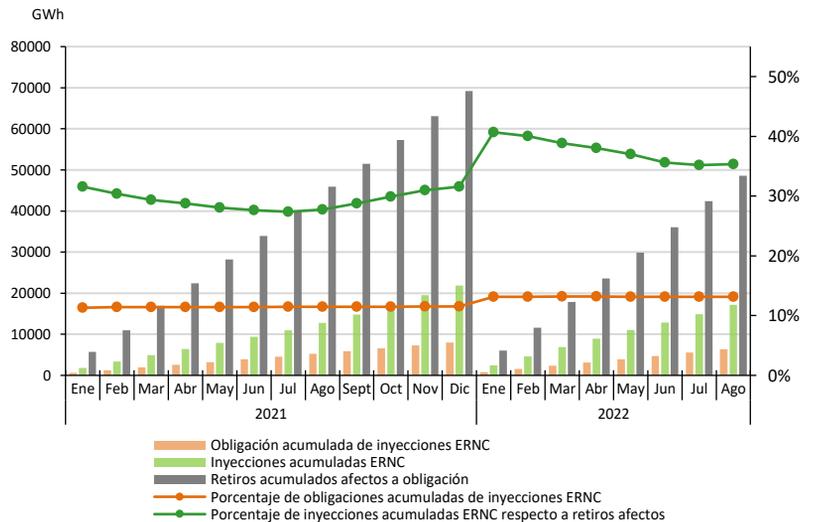
“El almacenamiento permite gestionar la variabilidad del sol y viento, habilitando la integración masiva de energías renovables fotovoltaica y eólica, posibilitando el retiro responsable del carbón. Además, permite reducir congestiones que generan vertimiento de energía renovable, y optimizar las inversiones en la red de transmisión. Contribuye también, al desarrollo de industrias estratégicas como la minería del litio, el hidrógeno verde y la desalinización”, indicó

Para Seebach, el proyecto “es parte de las condiciones habilitantes para concretar la inversión en energías renovables y almacenamiento necesarias para la descarbonización de Chile”.

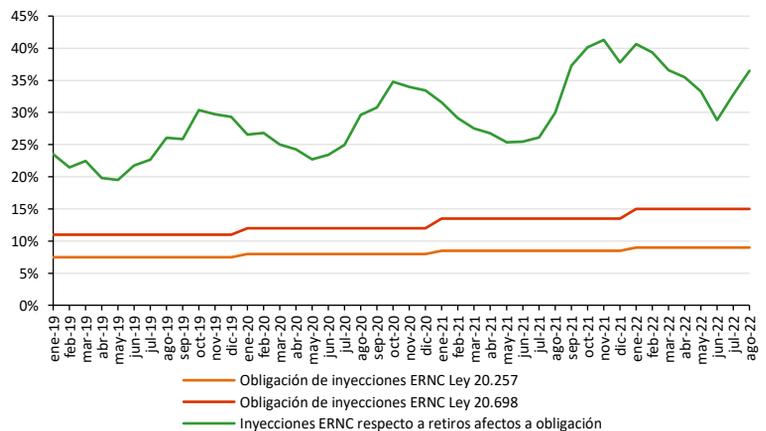
Fuente: La Tercera (05/10/2022)

### BALANCE ERNC A AGOSTO 2022

**Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2021 a agosto 2022**



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



Fuente: Coordinador Eléctrico

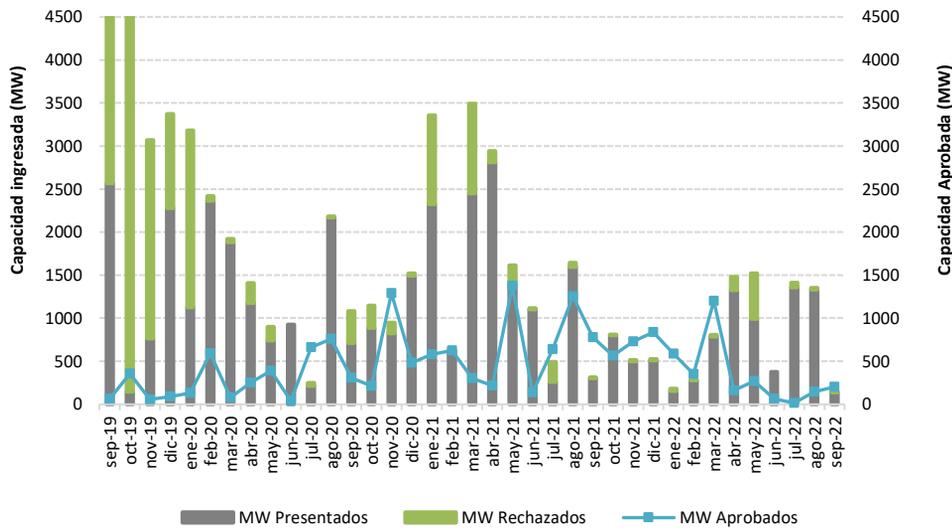
### Acreditaciones ERNC

En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2022 a agosto 2022, corresponden a **48.596 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a agosto 2022 correspondió a **6.381 GWh**, lo que corresponde a un **13,1%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a agosto 2022, fueron de **17.181 GWh**, lo que corresponde a un **35,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Observación: Según la ley, el 5% de la obligación anual de energía ERNC se mantiene vigente para los contratos pactados después de 31 de agosto de 2007 y antes del 1 de julio de 2013 (Ley 20.257). Con posterioridad al 1 de julio del 2013, los nuevos contratos deben regirse a la Ley 20.698. Ésta señala que para el año 2014, un 6% de la energía anual retirada por estos contratos debe provenir de fuentes ERNC. Para el año 2022 la obligación es de un 9,0%, y un 15,0% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.

**Proyectos de generación en evaluación, rechazados y aprobados en el SEIA hasta septiembre 2022**

**Estado de Proyectos**

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en septiembre de 2022 ingresaron un total de 349,2 MW de potencia. Se registraron 201 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

**Principales proyectos aprobados en el SEIA en septiembre 2022**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Valentina Solar	CVE PROYECTO CUARENTA SPA	9	Solar	21/01/2022
Proyecto Parque Eólico Morros	Andes Mainstream SpA	192	Eólico	20/09/2021

**Principales proyectos en calificación en el SEIA en septiembre 2022**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Dañicalqui	Eolica Dañicalqui SpA	95	Eólico	23/09/2022
Parque Solar Polpaico	BLUE SOLAR DIECISIETE SPA	6	Solar	21/09/2022
Dúcula Solar	Ducula SpA	9	Solar	21/09/2022
Planta Solar Fotovoltaica Michay	Generadora Michay SpA.	9	Solar	21/09/2022
Parque Fotovoltaico Los Maquis Solar	Los Maquis Solar SpA	11	Solar	21/09/2022
Planta Solar Fotovoltaica Montecinos	Generadora Semilla SpA.	9	Solar	21/09/2022

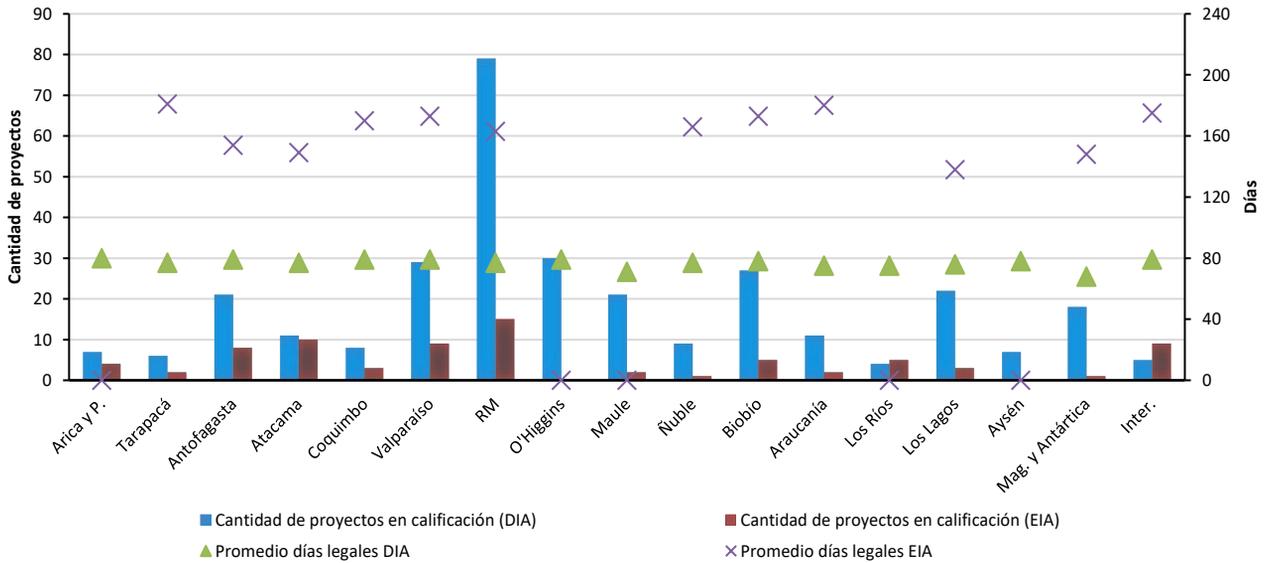
**Principales proyectos no aprobados en el SEIA en septiembre 2022**

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Portezuelo PMG	PFV PORTEZUELO SPA	9	Solar	22/11/2021



### 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 septiembre de 2021 hasta septiembre de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Cierre de Bocamina II: Enel desconectó su última unidad generadora a carbón

La empresa Enel confirmó el cierre de Bocamina II en la comuna de Coronel, región del Biobío, tras desconectar la Unidad 2 de la central. De esta forma, la compañía pone fin a su última unidad generadora a carbón.

"A través de este hito y cumpliendo con lo comprometido en Acuerdo Nacional de Descarbonización de 2019, Enel Chile avanza en el objetivo de descarbonizar su matriz de generación e impulsar el desarrollo de una amplia cartera de proyectos renovables, que considera centrales eólicas, geotérmicas, solares, hidráulicas y unidades de baterías", explicaron desde la compañía.

"Nos propusimos liderar la transición energética en el país y hoy damos un paso más en este camino, convirtiéndonos en la primera empresa del sector energético nacional en dejar de utilizar carbón en sus operaciones de generación", aseguró Fabrizio Barderi, gerente general de Enel.

Con respecto a los trabajadores, la empresa explicó que "cada uno de los 56 colaboradores directos de Enel que, hasta hoy, cumplían labores en la operación de la Unidad 2 de Central Bocamina accedieron a otras oportunidades laborales al interior de la Compañía u optaron por programas de reinserción en otros proyectos profesionales".

Fuente: T13.CL (30/09/22)



**Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Segundo Semestre de 2022**

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Segundo Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 15.096 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 706 MW para el año 2032.

Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 90 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y posterior a ese año no se considera ninguna más.

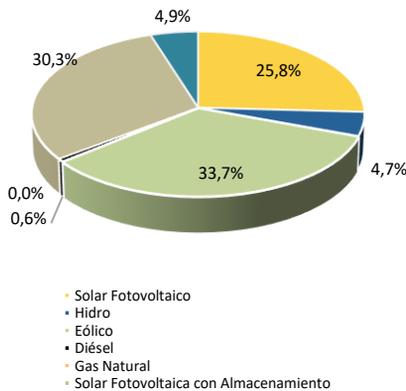
Para el año 2032, se estiman 3.890 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 5.086 MW al año 2032.

Finalmente, se estiman 747 MW de capacidad de almacenamiento.

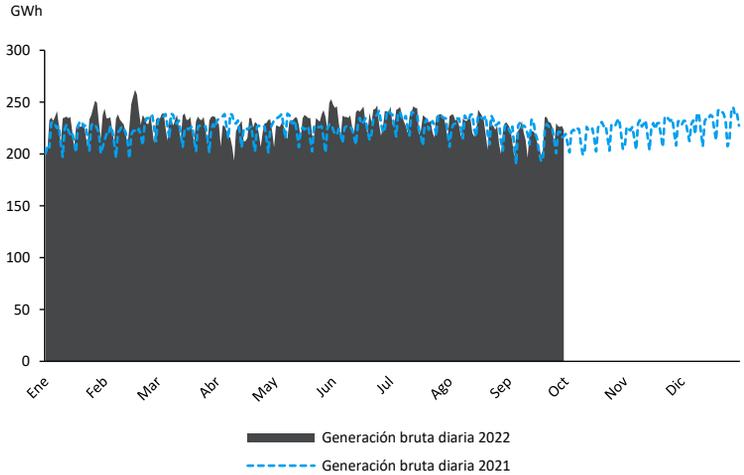
Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

**Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2032**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

**Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde enero 2021 a septiembre 2022**



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

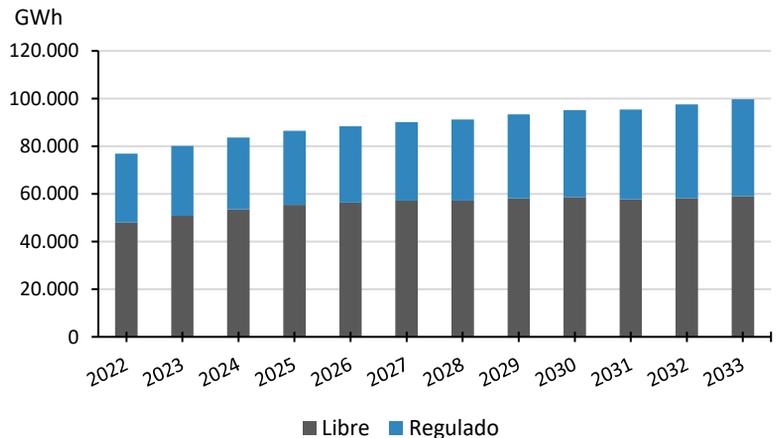
Fuente: Coordinador Eléctrico

**Capacidad septiembre 2022 y recomendada a instalar al año 2032 (MW)**

	Sept 2022	Rec. 2032
Eólica	4.172	5.086
Geotermia	78	0
Hidro	7.394	706
Solar	7.666	3.890
Térmico	13.821	90
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
<b>Total</b>	<b>33.130</b>	<b>15.096</b>

Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE



## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada	Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	186	Nov-22	Puelche Sur (Eólico)	153	Nov-22
Campos del Sol 1 (Solar)	381	Nov-22	Coya (Eólico)	48	Dic-22



## NOTICIAS

### Empresa de energía renovable declara que no podrá cumplir obligaciones asociadas a contratos de suministro

En un hecho inédito en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la empresa María Elena Solar S.A., filial de la firma española Solarpack, se declaró imposibilitada de cumplir con sus contratos de suministro.

A través de una comunicación enviada al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la compañía señala que por razones “totalmente fuera de nuestro control y de ninguna forma atribuibles o imputables a María Elena, ésta y su Proyecto Granja Solar se encuentran en la imposibilidad económica de continuar cumpliendo en tiempo y forma su obligación de pago de los montos que emanan de los Balances de Transferencias Económicas”.

“Hasta el mes de junio de 2022 María Elena Solar S.A. había cumplido íntegramente su obligación de pago de los Balances confeccionados mensualmente por el Coordinador, salvo puntuales excepciones por temas administrativos, protegiendo y respetando siempre y en todo momento la integridad de la cadena de pagos”, indica la compañía en el documento remitido al CEN. Agrega que, “sin embargo, por razones totalmente ajenas a la voluntad y fuera del control de María Elena Solar S.A. no le será posible seguir cumpliendo con las obligaciones de pago derivadas de los Balances de los meses de julio y agosto de 2022 así como tampoco de los futuros Balances que confeccione el Coordinador con posterioridad a esta fecha”.

Cabe mencionar que los contratos de suministro de la firma se extienden hasta el 31 de diciembre de 2041.

Asimismo, la empresa señala que notifica al Coordinador de la situación que atraviesa, “con la intención de que el Coordinador tome las medidas que correspondan a fin de evitar poner en riesgo la cadena de pagos del SEN y exponer a riesgos financieros a los generadores excedentarios y acreedores de María Elena Solar S.A.”.

#### Gremios y consultores reaccionan

La noticia ha impactado a distintos estamentos del sector energético. Claudio Seebach, presidente ejecutivo de Generadoras de Chile, señaló que “estamos monitoreando estrechamente la situación, la que debe resolverse dentro del marco de procedimientos y legislación vigente, cuyo objetivo es proteger la adecuada operación y sustentabilidad financiera del mercado eléctrico”. Añadió que “resulta relevante conocer a la brevedad posible las decisiones y acciones que el Coordinador Eléctrico Nacional y la CNE tomarán para el resguardo de la cadena de pagos”.

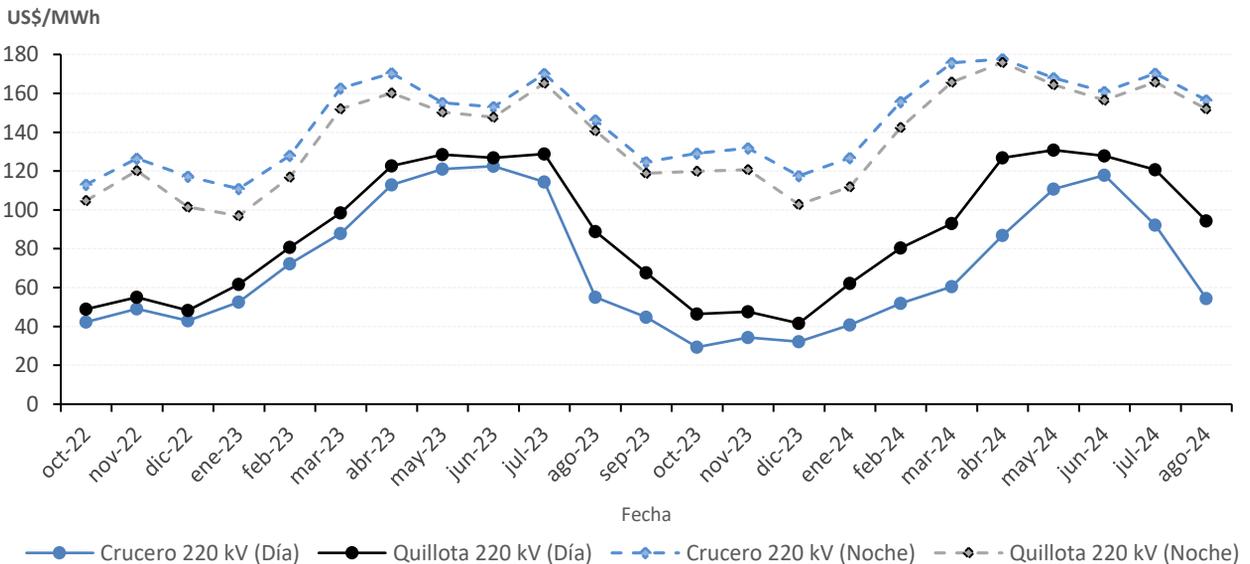
Por su parte, Ana Lía Rojas, directora ejecutiva de ACERA, indicó que esta situación “preocupa a la industria renovable, sobre todo, para poder actuar propositivamente con la CNE y el Ministerio de Energía que reciben este escenario que tiene años de déficits de señales, para permitir adecuadamente la inserción de renovables y de transmisión en el sistema”.

En tanto, Ramón Galaz, socio de Valgesta Nueva Energía, destacó la importancia de determinar ahora si es que hay otras empresas que hayan dado luces de encontrarse en una similar. “Lo que no puede ocurrir es que se ponga en riesgo la cadena de pago en el sistema eléctrico”, destacó el consultor.

## 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).



#### 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)

Hasta fin de año, se esperan precios sobre los 120 US\$/MWh en el horario nocturno. Para los primeros meses de 2023 se prevé un aumento de la participación del gas y el diésel en ciertos periodos, principalmente nocturnos, por lo que se observarían precios cercanos a los 170 US\$/MWh, cabe destacar que estos valores están relacionados con los actuales precios del combustible.

En ambos 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 para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 69,8 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 87,4 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 para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 145,7 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 137,2 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