



# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | Nº11 | NOVIEMBRE 2022

**VALGESTA.COM**

contacto@valgesta.com  
Alonso de Córdova 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

## ¿Necesitamos una nueva ley de cuotas para fomentar las energías renovables?

El 23 de noviembre de 2021, el Presidente Piñera envió a trámite legislativo un proyecto de ley (Boletín N° 14.755-08) cuyo objetivo es “acelerar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica mediante: a) El aumento de las metas de generación a gran escala; b) El establecimiento de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía, e; c) Incentivos a la generación distribuida.” Dando continuidad a dicha política pública, el actual Ministro de Energía, Diego Pardow, ha anunciado que el Gobierno le dará urgencia a la tramitación del proyecto, actualmente en discusión general en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

Dentro de la exposición de motivos del proyecto de ley, el propio mensaje señala que *“En efecto, las tecnologías de generación a partir de ERNC, como la energía solar fotovoltaica y eólica, se han tornado más competitivas que las tecnologías de generación convencionales, como las plantas a carbón, gas natural, hidroeléctricas. Esto, debido principalmente a importantes caídas en los costos de inversión, modularidad de los proyectos y menores tiempos de desarrollo.”* Añadiendo en los siguientes párrafos: *“La cantidad de proyectos en evaluación ambiental y en otras etapas de desarrollo, sugiere que, en los años venideros, se mantendrá este ritmo acelerado de incorporación de estas tecnologías a la matriz... Asistimos entonces a una masificación de tecnologías de generación de ERNC que no solo nos permite descarbonizar nuestra economía sino también aumentar nuestra autonomía energética.”*

Al respecto, es importante señalar que el desarrollo de una política pública requiere definir adecuadamente el problema que se quiere resolver, el impacto que se busca, las alternativas que se presentan para corregir las fallas del mercado, los costos de la intervención y las razones que justifican la decisión. Nos tocó participar activamente, como asesores de gobierno y parlamentarios por aquel entonces, de la discusión tanto de la ley N° 20.257 del año 2008 (primera ley de cuotas ERNC) como de la ley N° 20.968 del año 2013, la que estableció una meta de inyecciones provenientes de fuentes ERNC de 20% al año 2025.

Ambas intervenciones regulatorias tenían una justificación clara: la generación ERNC era competitiva, pero no se desarrollaba todo su potencial por existir una barrera de comercialización de estas tecnologías. En efecto, el mensaje de la ley 20.257 señalaba: *“Ahora se considera necesario emprender nuevas acciones para acelerar el ingreso de energías renovables no convencionales a nuestra matriz energética, y consolidarlas en el mercado eléctrico como una alternativa real y eficiente de generación... Esta necesidad se sustenta en la constatación de que algunas características de los proyectos y de parte importante de sus promotores, impiden asumir los riesgos asociados a la comercialización final de la energía de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales. Debido a ello, estos proyectos tienen menores posibilidades de suscribir contratos de largo plazo con clientes finales no sujetos a regulación de precios o empresas distribuidoras para la venta de su energía y, por consiguiente, no pueden optar a modelos de negocios que les otorguen certidumbre de ingresos durante plazos prolongados, condición fundamental para desarrollar proyectos que se caracterizan por la recuperación del capital invertido en el largo plazo.”*

De esta manera, las leyes de cuota 1 y 2 de impulso a las ERNC definieron con claridad la barrera de mercado existente, sus objetivos e imponiendo a los generadores comercializadores de electricidad la obligación de demostrar el cumplimiento de la cuota, con proyectos propios o de terceros. Dichas leyes impulsaron el mercado, junto con otros elementos como las modificaciones a la ley de las licitaciones de suministro de clientes regulados y la reducción de los costos de la tecnología. Hoy, sin duda, el mercado está maduro, se exige su participación por parte de los clientes libres y, a su vez, las compañías generadoras han cambiado sus estrategias de desarrollo priorizando estas fuentes. Tanto es así, que conforme las proyecciones de Valgesta Nueva Energía, si consideramos un proceso de cierre total de centrales a carbón al año 2030, se requerirán entre 8.000 a 10.000 MW entre proyectos solares y eólicos en esta década; y para la siguiente década entre 14.000 a 16.000 adicionales.

## ¿Necesitamos una nueva ley de cuotas para fomentar las energías renovables?

Por ello, surgen preguntas fundamentales: ¿se requiere imponer una cuota para que el desarrollo del sistema eléctrico de los próximos años sea renovable, considerando que tal como lo señala el Mensaje del proyecto de ley, *la cantidad de proyectos en evaluación ambiental y en otras etapas de desarrollo, sugiere que, en los años venideros, se mantendrá este ritmo acelerado de incorporación de estas tecnologías a la matriz...*? ¿No resulta esto una contradicción?

Tanto es así que, según distintas proyecciones, la meta de 40% de ERNC para el año 2030 será ampliamente superada. Conforme a las proyecciones que hemos realizado en VNE, para esa fecha estaríamos produciendo electricidad en torno a un 50% del total en base a estas fuentes.

Sin perjuicio de lo señalado, resulta de especial preocupación la segunda disposición que establece el proyecto de ley en esta materia, en tanto *“se establece una obligación de las empresas generadoras de electricidad de comercializar al menos en un 30% de ERNC al 2030 en cada bloque temporal dentro del día. De este modo, se evita que toda la generación renovable se genere sólo en algunas horas, sino que en todo momento del día contemos con energía renovable para abastecer a la demanda.”*

Su fundamento sería *“incorporar exigencias que motiven a los actores del sector a buscar soluciones para gestionar esta energía y permita suministrar la demanda en todo momento del día”*. Al respecto, cabe señalar que la variabilidad que presentan fuentes renovables como solares y eólicas, se han enfrentado en diversos mercados mediante señales económicas que permitan desarrollar respuestas “flexibles” para cubrir las rampas de subida y bajada que éstas generan o bien mercados de capacidad que permiten financiar tecnologías que responden de manera eficiente estos nuevos requerimientos, principalmente flexibilidad del sistema. La propia ley de fomento a los sistemas de almacenamiento, recientemente aprobada, va en esta línea.

Una solución como la que se propone no ha sido debidamente estudiada (¿existirá algún informe técnico del Ministerio de Energía sobre la materia?), lo que podría generar ineficiencias que lamentablemente se terminan traspasando a los consumidores y generando con ello mayores costos en el largo plazo.

De esta manera, más que metas y soluciones sin el debido análisis, para lograr una transición energética segura y eficiente, en la que podamos poner término a las centrales a carbón al año 2030 y desarrollar el enorme potencial renovable que tenemos como país, se requiere definir de manera precisa las “condiciones habilitantes” de este proceso, de tal manera que podamos identificar las barreras que existen para su desarrollo y las alternativas que existen para su remoción, de tal manera de no poner en riesgo el proceso. Hoy el objetivo como sistema eléctrico va mucho más allá de una matriz más renovable. Debemos avanzar hacia una matriz limpia y segura a costo eficiente.

Estamos ciertos que si destinamos el esfuerzo técnico y político de los próximos meses a esta tarea, a discutir entre todos los actores los cambios que requiere el mercado de corto plazo (¿por qué no avanzar hacia un mercado de ofertas donde el almacenamiento pueda gestionar sus riesgos, las renovables oferten el precio que corresponda y no sea necesario contar con una norma de despacho de centrales en base a GNL?), el mercado de potencia (¿tiene sentido seguir discutiendo en torno a una propuesta de cambio reglamentario cuyo diagnóstico ha cambiado por completo en los últimos dos años?) y flexibilidad (¿podremos pasar de una “estrategia de flexibilidad” a medidas concretas para avanzar hacia un sistema eléctrico flexible?), podremos avanzar aceleradamente a un sistema eléctrico más limpio, seguro y que beneficia a los consumidores.

## NOTICIAS

### Reporte de CNE señala que capacidad instalada ERNC alcanzó a 11.053 MW en septiembre

Según el último reporte mensual ERNC elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), correspondiente al mes de octubre y que da cuenta de las cifras registradas en septiembre, la capacidad instalada neta de energía renovable no convencional (ERNC) en el país asciende a 11.053 MW, equivalente a un 36,4% de la matriz eléctrica. De acuerdo con el informe, el 99,6% de esa potencia está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por tipo de tecnología, la lista es liderada por la solar fotovoltaica, con 5.935 MW, seguida por la eólica, con 3.849 MW. Más atrás, figuran la generación mini hidro, 620 MW; biomasa, 490 MW; geotermia, 51 MW, y solar CSP, 108 MW.

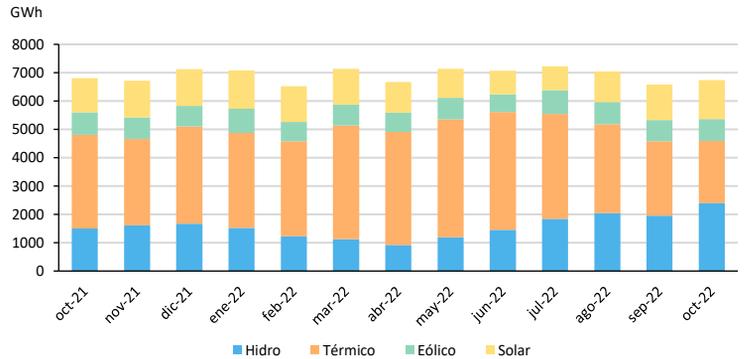
Septiembre, además, finalizó con 399 proyectos de ERNC declarados en construcción, sumando un total de 4.725 MW de potencia, y se aprobaron ambientalmente seis iniciativas (dos solares, tres eólicas y una mixta) por un total de 270 MW de capacidad instalada, equivalente a US\$399,6 millones de inversión.

Sumado a lo anterior, durante el noveno mes del año ingresaron seis proyectos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) -cinco solares y uno eólico-, que en su conjunto suman 150 MW y que representan una inversión de US\$170 millones.

Fuente: Diario Electricidad (04/11/2022)

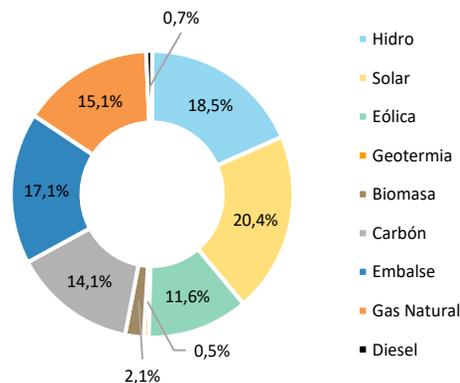
## ESTADÍSTICAS OCTUBRE 2022

### Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

## COMPOSICIÓN DESPACHO OCTUBRE 2022

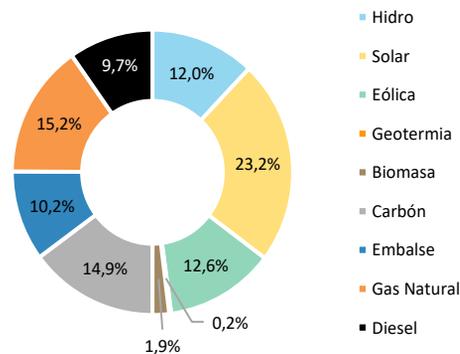


### Despacho de generación (GWh)

Térmica	2.189
Hidráulica	2.399
Eólica	780
Solar	1.379
<b>Total</b>	<b>6.749</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

## CAPACIDAD INSTALADA SEN OCTUBRE 2022

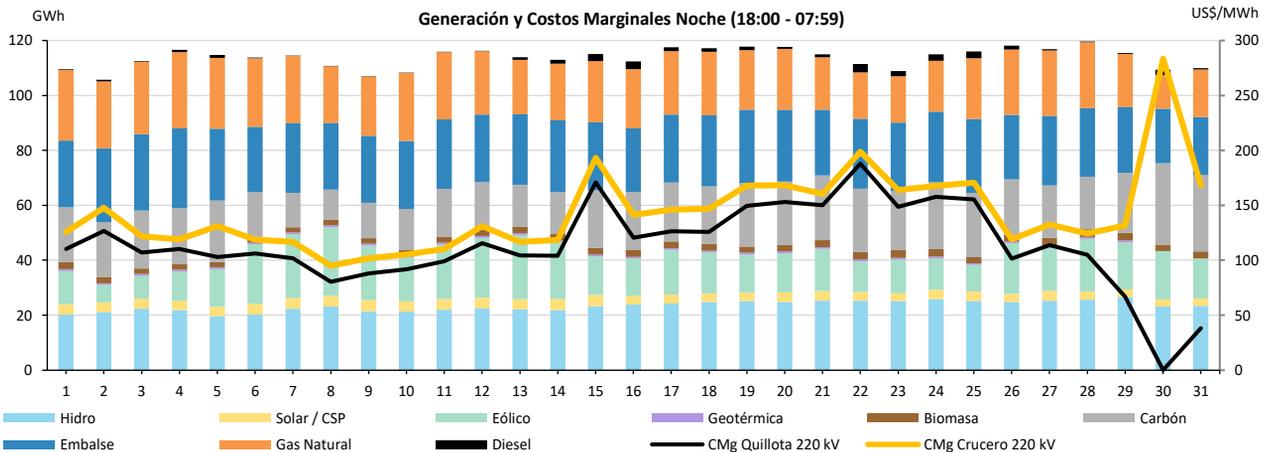
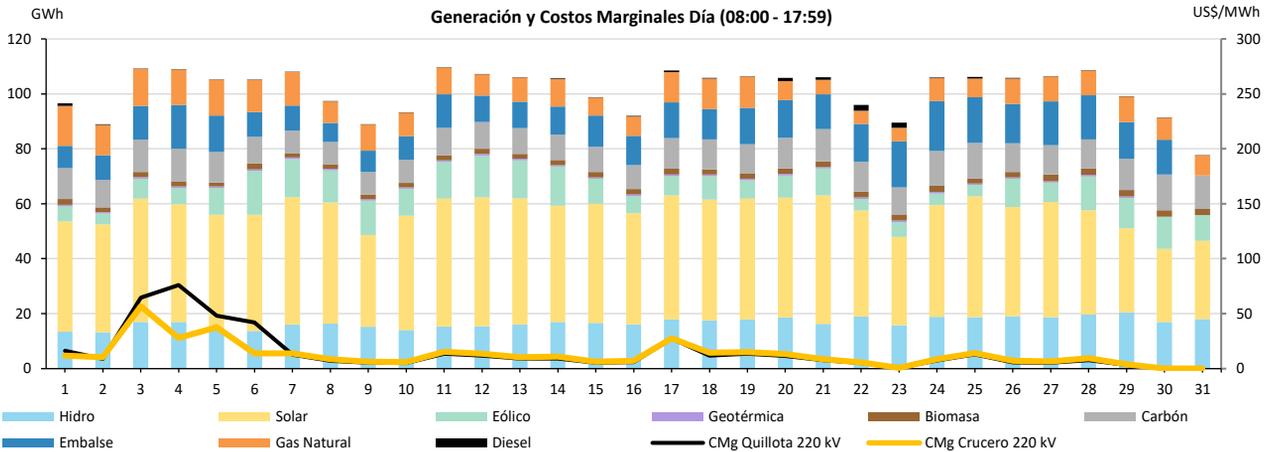


### Capacidad instalada SEN (MW)

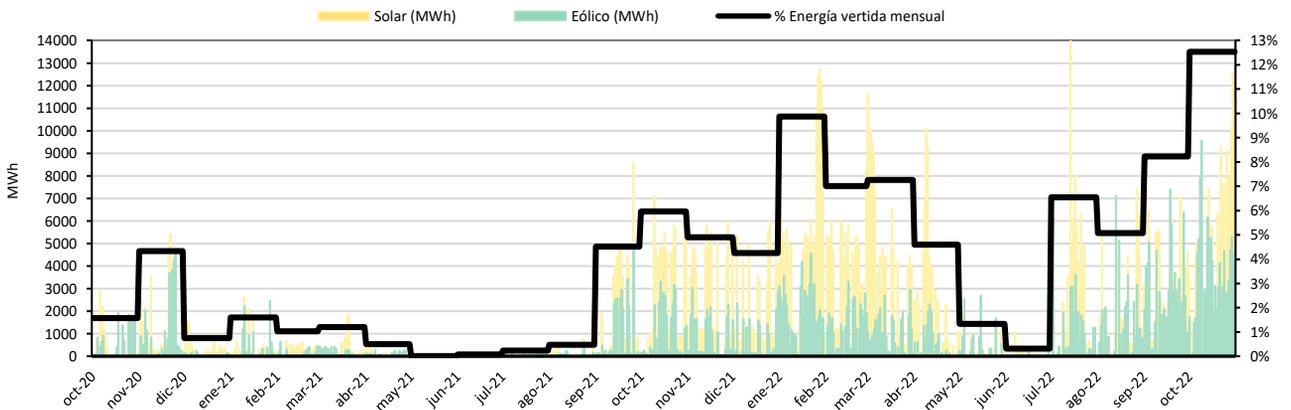
Hidro	7.394
Térmico	13.821
Eólica	4.172
Solar	7.708
Geotermia	78
<b>Total</b>	<b>33.172</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



## Reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real, octubre 2020 - octubre 2022

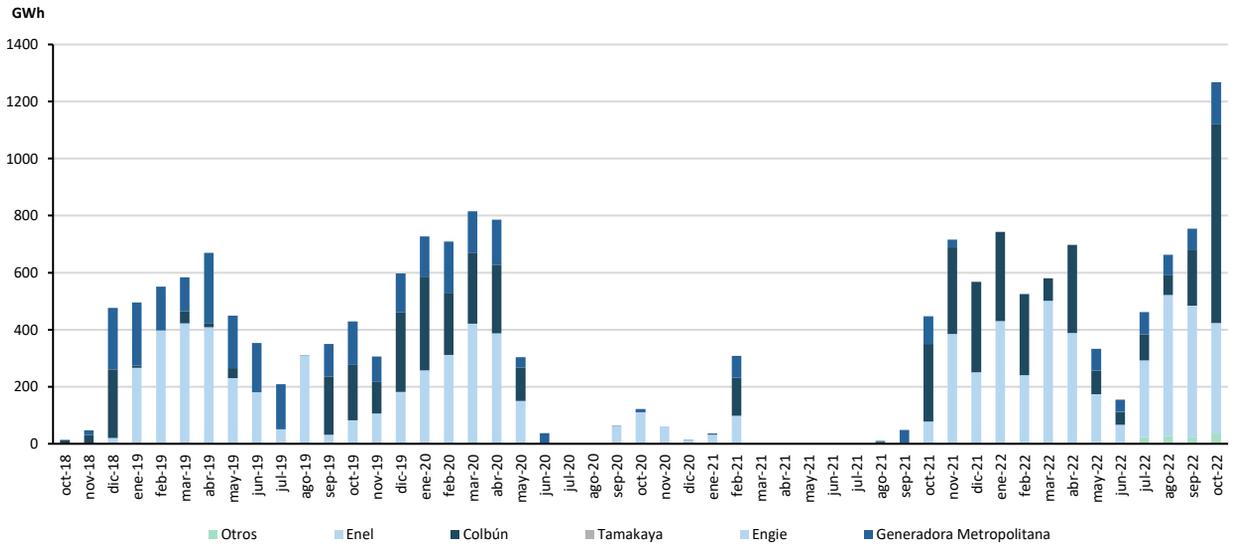


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde octubre de 2020 a octubre\* 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.

\*La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de octubre 2022 corresponde a la exhibida en los Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC) del Coordinador Eléctrico Nacional.

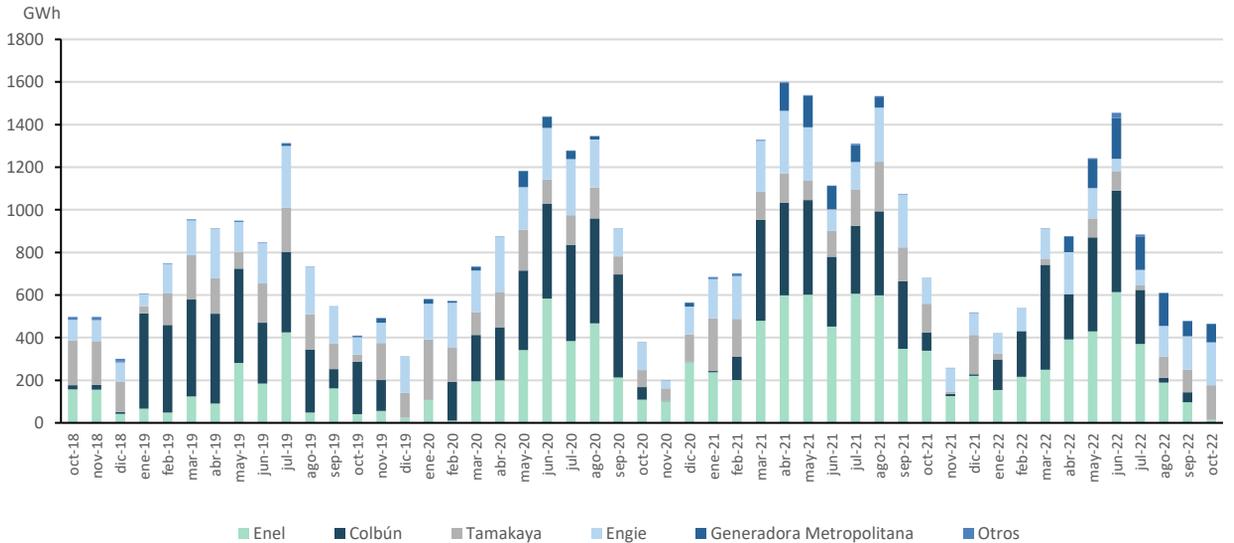
## Generación histórica gas natural argentino



En octubre de 2022 se generaron 1268,4 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 55,0% es atribuible a la empresa Colbún, un 30,5% a Enel, un 11,7 a Generadora Metropolitana y un 2,8% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En octubre de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 465,2 GWh, lo que representó el 15,1% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 43,4% se atribuye a Engie, un 34,7% a Tamakaya, un 17,9% a Generadora Metropolitana, un 3,3% a Enel y el 0,7% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	52,9
Precio Nudo Crucero 220 kV	63,3
PMM SEN	86,9

Fuente: CNE

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

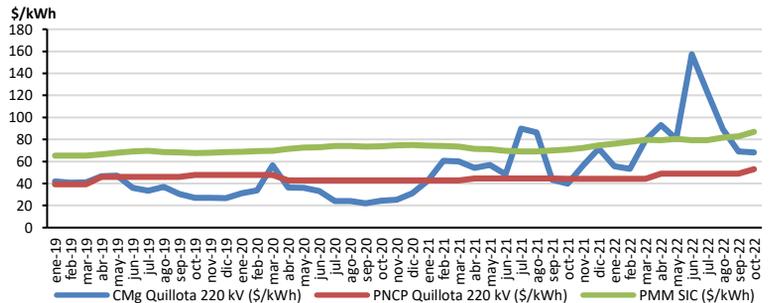
Crucero 220 kV	67,3
Cardones 220 kV	63,3
Pan de Azúcar 220 kV	61,9
Quillota 220 kV	68,2
Charrúa 220 kV	49,0
Puerto Montt 220 kV	61,8

Fuente: Coordinador Eléctrico

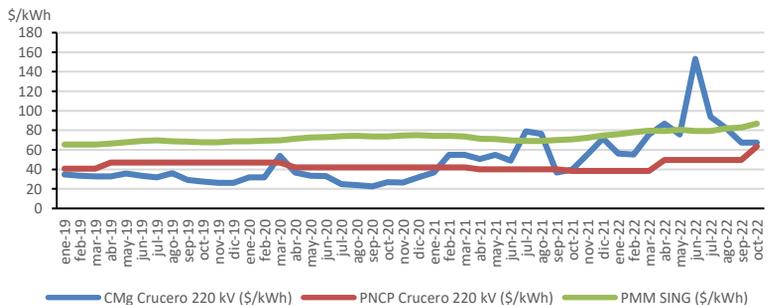
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**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**

**CNE publica informe final de licitaciones de suministro 2022**

El documento prevé licitar un volumen de 5.200 GWh en componente base, correspondientes a 1.700 GWh con inicio de suministro en el año 2027 y 3.500 GWh con inicio en el año 2028.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico correspondiente al año 2022, en el que determina la proyección de demanda eléctrica de los clientes regulados del Sistema Eléctrico Nacional para el período 2022-2042, el nivel de contratación de las empresas distribuidoras y la proyección de necesidades de suministro y de licitaciones resultantes para los próximos años.

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras, el Ministerio de Energía, y del análisis de la CNE, se proyecta la demanda esperada por parte de los Clientes Regulados. De acuerdo al informe, la demanda de estos clientes crecerá durante los próximos 10 años a una tasa media del 2.09% anual.

La CNE debe elaborar anualmente este Informe, en el marco de la preparación de antecedentes para iniciar los procesos licitatorios que correspondan. Para dichos efectos, la CNE debe diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación, cuyo objeto es que las empresas distribuidoras dispongan de contratos de suministro para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios.

En particular, y dados los antecedentes del recién emitido Informe Final de Licitaciones, para el año 2023 se prevé licitar necesidades de suministro estimadas en un total de 5.200 GWh en componente base, correspondientes a 1.700 GWh con inicio de suministro en el año 2027 y 3.500 GWh con inicio en el año 2028.

Fuente: Revista Electricidad (27/10/2022)

### Balance ERNC septiembre 2022

Total retiros afectos a obligación (GWh)	<b>5.840</b>
Obligación ERNC (GWh)	<b>766</b>
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>13,1%</b>
Inyección ERNC (GWh)	<b>2.407</b>
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	<b>41,2%</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

### NOTICIAS

Por primera vez en Chile la energía solar y eólica superan al carbón en la generación de electricidad

En los últimos 12 meses, un 29% de la generación eléctrica nacional provino de la energía solar y eólica, superando de esta manera por primera vez en la historia al carbón.

Así lo dio a conocer el ministro de Energía, Diego Pardow, quien informó que a través de datos recopilados por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía (CNE), se logró establecer que por primera vez estas energías renovables, superaron al carbón.

La información da cuenta que, del 62.429,8 GWh de la generación anual en nuestro país, 20.014 GWh fueron producidos por energías renovables, lo cual representa un 29% de la generación anual, en tanto un 27% fue producido por carbón.

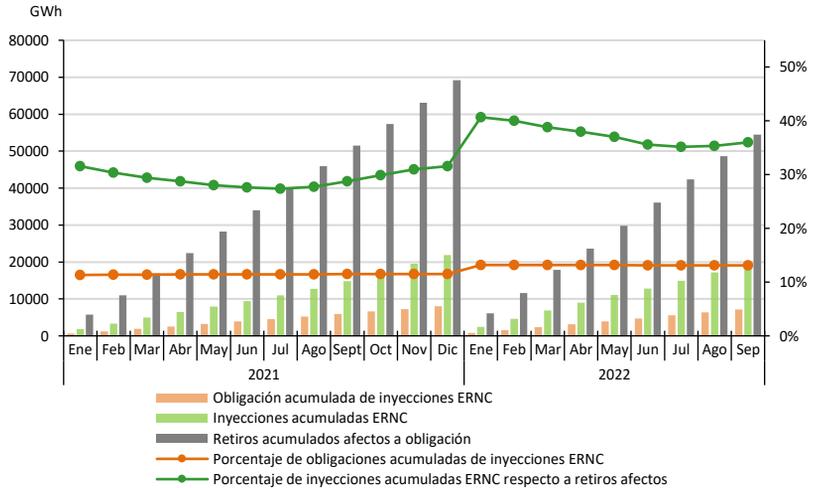
El secretario de Estado destacó la importancia de la continuidad de las políticas de Estado, que en el largo plazo aportan a descarbonizar la matriz energética. “Esta es una gran noticia que muestra el éxito de políticas públicas de hace ya más de una década en nuestro país y que forman parte de una política de Estado”, manifestó la autoridad.

Respecto de la importancia de este hecho, el ministro recalcó que es un hito clave “porque muestra precisamente el éxito que han tenido estas políticas destinadas a fomentar la inversión en energía renovables. Este es un tipo de inversión que toma varios años y por lo tanto esas decisiones tomadas hace cinco o diez años, hoy están viendo sus frutos”.

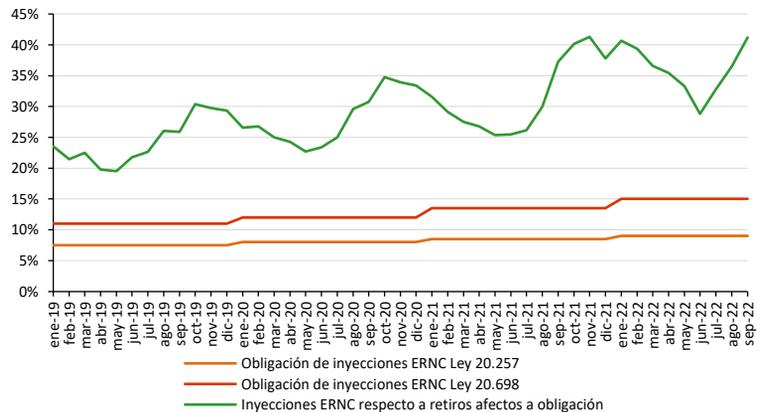
Fuente: Revista Electricidad (28/10/2022)

### BALANCE ERNC A SEPTIEMBRE 2022

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



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



Fuente: Coordinador Eléctrico

### Acreditaciones ERNC

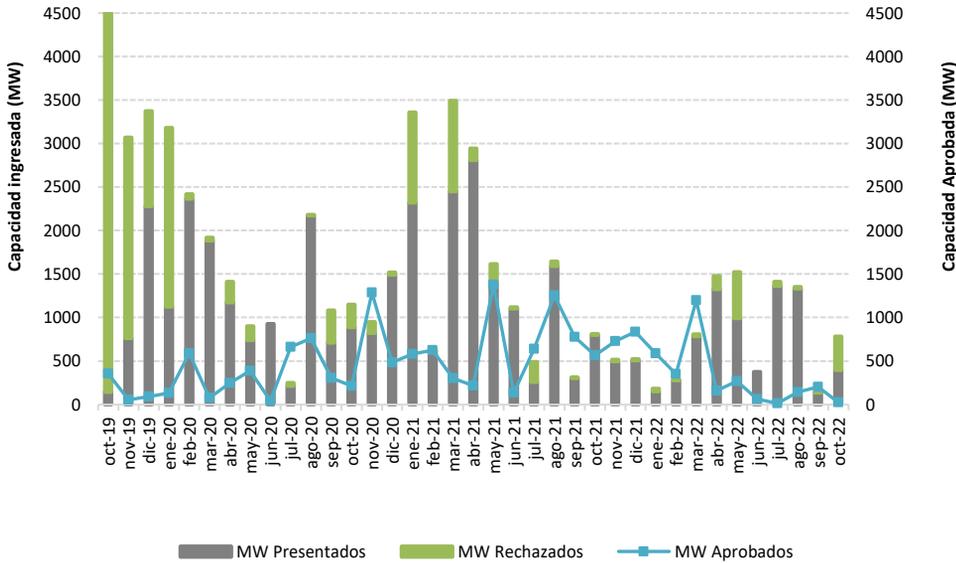
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (ley 20.257 y ley 20.698) de enero 2022 a septiembre 2022, corresponden a **54.436 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a septiembre 2022 correspondió a **7.147 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 septiembre 2022, fueron de **19.588 GWh**, lo que corresponde a un **36,0%** 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 octubre 2022



### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en octubre de 2022 ingresaron un total de 806,4 MW de potencia. Se registraron 26,1 MW aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

### Principales proyectos aprobados en el SEIA en octubre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Chicha Solar	SOLAR TI VEINTIDOS SPA	9	Solar	21/02/2022
Planta Solar Las Torres	Planta Solar Las Torres SpA.	9	Solar	18/02/2022
Parque Solar El Guindal	Cox Energy PMGD SpA	8,15	Solar	22/11/2021

### Principales proyectos en calificación en el SEIA en octubre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Fotovoltaica Alghero Solar	Alghero Solar SpA	8	Solar	25/10/2022
PARQUE SOLAR COLINA	VIA AURORA VR46 SPA	80	Solar	21/10/2022
Parque Fotovoltaico El Peñón	EL PENÓN SpA	9	Solar	21/10/2022
PFV Romeral Solar	Romeral Solar SpA	8	Solar	21/10/2022
Parque Fotovoltaico El Pitotoy	PFV EL PITOTOY SPA	9	Solar	21/10/2022
Parque Solar Fotovoltaico Las Violetas	ORION POWER S.A.	9	Solar	20/10/2022
Santa Graciela Solar	Doña Graciela Solar SPA	80	Solar	20/10/2022
Parque Eólico Pemuco	Engie Energía Chile S.A.	194	Eólico	19/10/2022

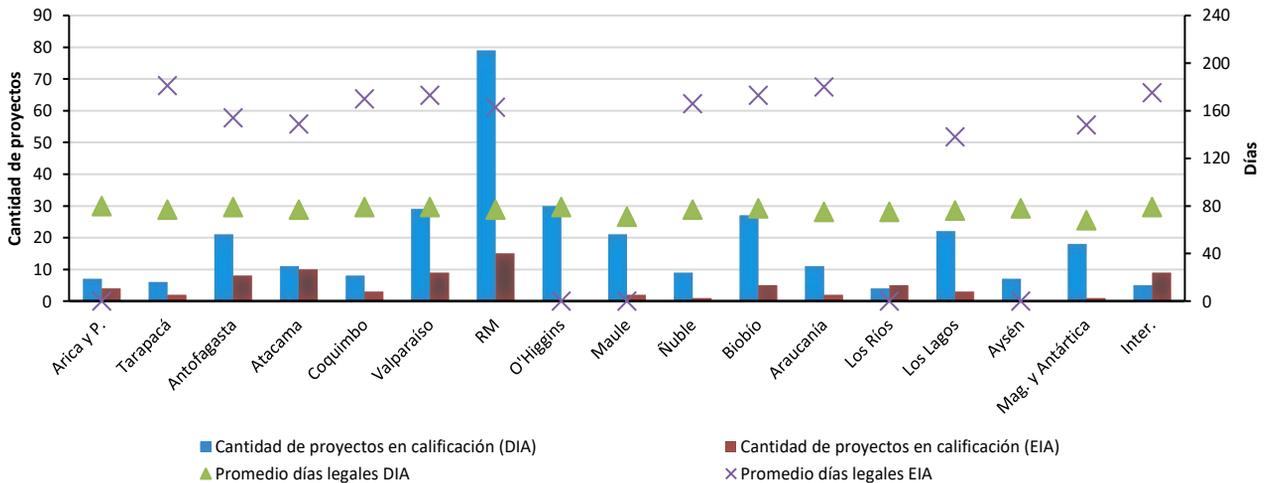
### Principales proyectos no aprobados en el SEIA en octubre 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Quinquimo Solar	QUINQUIMO SOLAR SPA	65	Solar	25/10/2022
Parque Fotovoltaico Oxum del Tamarugal	GENERADORA Y DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA OXUM SPA	318,2	Solar	24/08/2022

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 octubre de 2021 hasta octubre de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Promulgan ley que promueve el almacenamiento de energía y la electromovilidad

Esta norma, que fue ingresada a tramitación legislativa en diciembre de 2021 por la administración de Sebastián Piñera, promueve la participación de energías renovables en la matriz eléctrica, permitiendo su acopio y evitando el vertimiento de la producción generada.

En la ocasión, el ministro Diego Pardow destacó la importancia de trabajar en políticas energéticas de largo plazo que trasciendan a los gobiernos de turno, afirmando que el sector está enfrentando una nueva etapa. “El primer tiempo de las políticas públicas para el fomento de energías renovables culmina con el hito que representa el hecho de que la capacidad de generación con energías variables supere al carbón, en el agregado”, señaló el secretario de Estado.

En esa línea, agregó que “ahora se inicia un segundo tiempo, que posibilitará el desarrollo de energías renovables flexibles. ¿Qué significa esto? Incentivar el uso tecnologías limpias que permitan al sistema responder durante los peak de demanda, de manera de dejar de depender de los combustibles fósiles. Esa es la única manera que permitirá descarbonizar nuestra matriz energética”.

#### Pago por inyectar energía

Entre los principales ejes de la ley, está el hecho de que habilitará que a los proyectos de almacenamiento puro, es decir, aquellos sistemas que no estén asociados a centrales de generación, se les pague por inyectar energía al sistema eléctrico y por estar disponibles en los momentos de mayor demanda.

Otro de los puntos de la norma es que permitirá la aceleración del retiro de centrales a carbón, entregando mayor seguridad al sistema eléctrico y, de esta forma, avanzando en el proceso de descarbonización.

La iniciativa legal también considera el impulso de la electromovilidad mediante estímulos para migrar a este tipo de tecnología. Por ejemplo, se rebajará por 8 años el costo de los permisos de circulación de los vehículos eléctricos, para equiparlos con los de los automóviles de combustión interna, que son cerca de un 65% más baratos. En efecto, durante los primeros dos años de vigencia de la ley habrá una exención total, que irá disminuyendo gradualmente hasta el octavo año.

Fuente: Revista Electricidad (09/11/22)



**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.

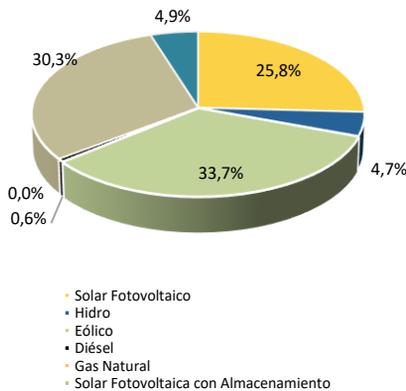
Para el año 2032, se estiman 3.890 MW de capacidad adicional en instalaciones solares y 4.575 MW de solar + bess.

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.

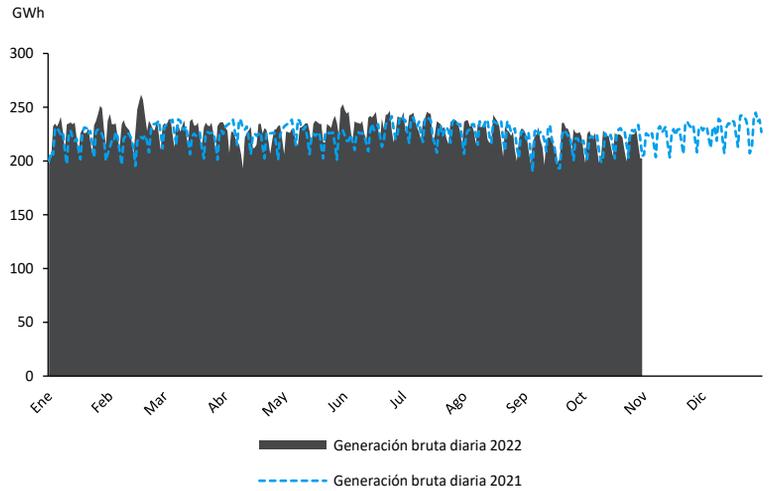
Fuente: ITD Segundo Semestre 2022, CNE

**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 octubre 2022**



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

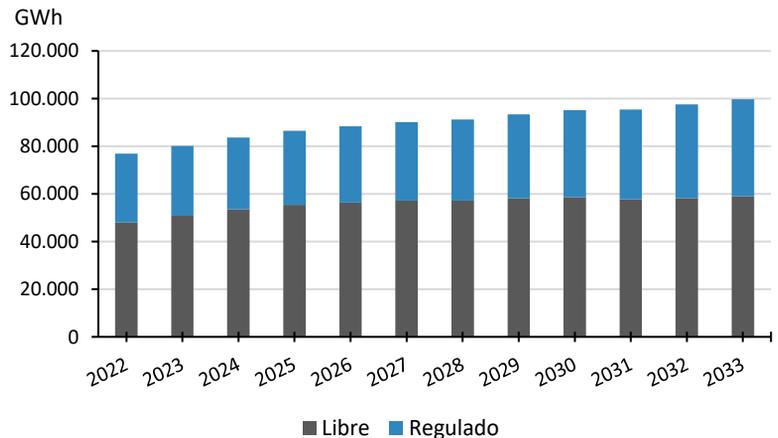
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	Oct 2022	Rec. 2032
Eólica	4.172	5.086
Geotermia	78	0
Hidro	7.394	706
Solar	7.708	3.890
Térmico	13.821	90
Solar FV + Bess	0	4.575
Almacenamiento	0	747
<b>Total</b>	<b>33.172</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	Dic-22	Puelche Sur (Eólico)	153	Dic-22
Campos del Sol 1 (Solar)	381	Dic-22	Coya (Eólico)	48	Ene-22



**NOTICIAS**

**Estudio señala que guerra en Ucrania no afectaría seguridad del SEN en el corto plazo**

Así lo plantea un reporte elaborado por Valgesta Nueva Energía y presentado en el marco de un encuentro organizado por la consultora para analizar los eventuales impactos del conflicto bélico en el sistema eléctrico de nuestro país.

Con la participación de autoridades, líderes gremiales y expertos del sector energético, se realizó este miércoles un foro-desayuno para abordar la guerra en Ucrania, sus perspectivas y sus eventuales impactos para el mercado eléctrico de Chile, organizado por Valgesta Nueva Energía.

A la actividad, efectuada el miércoles 26 de octubre en el hotel Best Western Premier Marina Las Condes, asistió el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Marco Antonio Mancilla, y el Vicepresidente del Coordinador Eléctrico, Felipe Cabezas, junto con la Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.), Ana Lía Rojas; su par de la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulado (Acenor), Javier Bustos, y los socios directores de Valgesta y anfitriones del encuentro, Andrés Romero y Ramón Galaz.

En el foro-desayuno intervinieron Jaime Baeza, socio y Director de Andes Risk Group; y Diego Rivera, experto mexicano en temas de energía, quienes vía telemática analizaron el conflicto bélico desde la perspectiva geopolítica y económica, respectivamente.

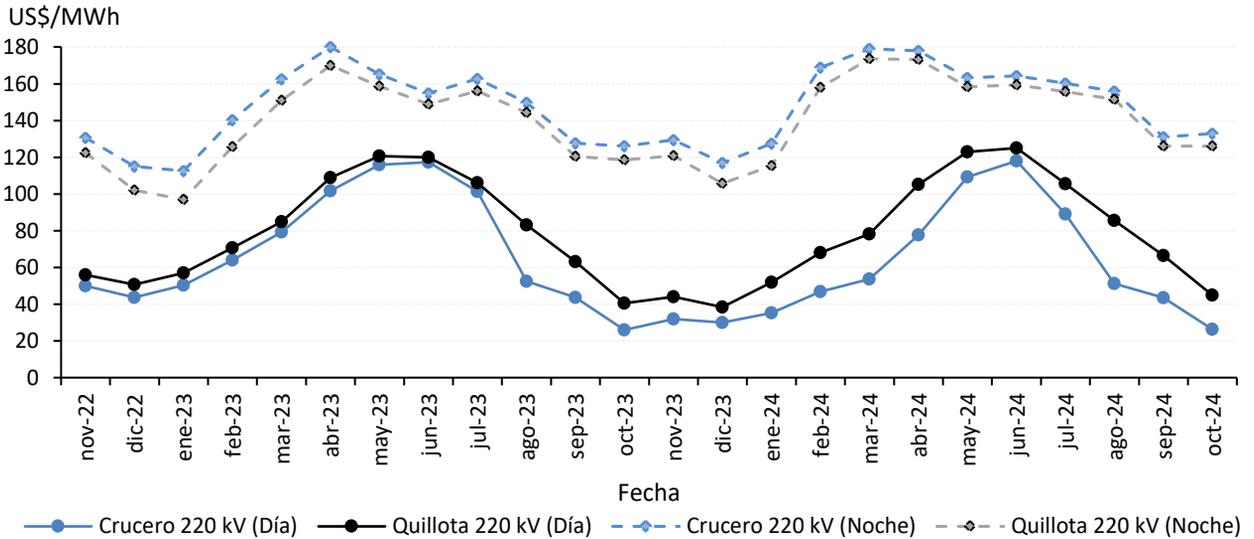
Por su parte, Ramón Galaz presentó un estudio desarrollado por Valgesta Nueva Energía sobre los eventuales impactos que tendría la guerra en Ucrania sobre el mercado eléctrico de Chile. De acuerdo con el reporte, el conflicto no pondría en riesgo la seguridad del sistema, al menos, en el corto plazo. Asimismo, los consultores concluyeron que, de afectarse las importaciones de gas, la fuente que se utilizaría para su reemplazo sería el carbón, lo cual –indicaron– podría afectar las aspiraciones del país de concretar una descarbonización acelerada.

Al foro-desayuno asistieron, además, ejecutivos y representantes de la entidad organizadora, del sector energético y la banca.

## 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)

Durante los próximos tres meses se proyecta un descenso en la proyección de costos marginales en horas de la noche, esto se debe al recurso hídrico disponible debido al periodo de deshielo, sin embargo los costos marginales promedio proyectados seguirían estando sobre 110 US\$/MWh.

Durante el primer semestre del año 2023 tanto en las horas diurnas como vespertinas se observa un aumento de precios, lo que es causado por el término del periodo de deshielo, y a la disminución de energías renovables, por ello se estima un aumento en el uso de combustibles fósiles para la generación de energía.

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.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día en la barra Crucero 220 kV es 65,0 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 79,1 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 147,3 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 139,1 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