



# BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 12 | N°5 | MAYO 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

## Cuentas eléctricas: una barrera estructural para lograr la equidad energética

La pobreza energética se define como la falta de acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad, para cubrir las necesidades fundamentales y básicas que permitan sostener el desarrollo humano y económico del hogar. De acuerdo con los resultados de la investigación “Acceso equitativo a energía de calidad en Chile. Hacia un indicador territorializado y tridimensional de pobreza energética”, desarrollado por la Red de Pobreza Energética de la Universidad de Chile (mayo 2019), cerca de 1.160.426 de hogares de los centros urbanos chilenos tienen un gasto excesivo en energía o realiza un gasto energético menor, poniendo como prioridad otras necesidades.

En cuanto al servicio eléctrico, el pago por “la cuenta de la luz” afecta particularmente a las familias más vulnerables. El marco legal vigente en el sector eléctrico establece que el único instrumento legal que apunta a lograr una mayor equidad en el pago de las cuentas de electricidad de la población corresponde a la ley 20.938, o ley de Equidad Tarifaria, la cual otorga un reconocimiento a las comunas que generan energía y también apunta a disminuir la dispersión en las tarifas eléctricas residenciales que existía en las diferentes comunas del país. Sin embargo, ésta no hace distinción entre consumidores vulnerables y no vulnerables, dejando pendiente una inequidad entre las familias chilenas al momento de cubrir sus gastos para contar con energía eléctrica.

En efecto, el gasto electricidad de una familia promedio en Chile, equivalente a 180 kWh/mes, según datos de VNE, alcanza a los \$23.180 mensuales (pesos chilenos de marzo 2022), mientras que el ingreso promedio de un hogar, entendiendo éste como el ingreso autónomo<sup>(1)</sup>, según la Encuesta Casen en Pandemia 2020, sería de \$ 916.367 mensuales, en pesos de noviembre de 2020.

Sin embargo, si se considera el ingreso autónomo promedio del hogar por decil los resultados indican que, en pesos chilenos a noviembre 2020, para el primer decil sería de \$ 13.564 mensuales, mientras que \$ 197.373 por mes para el decil II y de \$343.462 para el decil III. Es decir y tomando como referencia estos datos y deflactando el monto de la cuenta promedio por IPC a noviembre de 2020 (\$21.214), para el 10% de las familias más pobres de nuestro país es imposible pagar la cuenta de la luz, mientras que aquellas familias que se encuentran en los deciles II y III sólo la cuenta de la luz representa un 10.75% y un 6.78% de sus ingresos totales, porcentaje por sobre el 10% recomendado por diversos expertos internacionales como umbral para el gasto total (electricidad y gas) en energía<sup>(2)</sup>. En consecuencia, para el 30% de los hogares más vulnerables de nuestro país la carga de la cuenta eléctrica es imposible o muy difícil de llevar.

El problema es presente, pero se complejiza aún más a futuro cuando se proyectan los precios de la electricidad en los próximos años, ya que existen una serie de “amenazas” que implicarán alza de las cuentas eléctricas:

### Amenazas de corto Plazo (2022)

- **Alzas por Ley PEC:** Como respuesta al estallido social de octubre de 2019 y producto de sucesivas alzas en el precio de la energía, se promulgó a fines de 2019 la Ley N° 21.185 o Ley PEC, la cual creó un mecanismo transitorio de congelamiento de las tarifas eléctricas. Este mecanismo acumula deudas a los generadores que tienen contratos con distribuidoras, que deberán ser devueltos por los clientes a partir de 2024, teniendo un límite máximo de acumulación de la deuda de MMUSD 1.350. Este límite se alcanza en este primer semestre, por lo que las cuentas podrán subir más de 40% en el segundo semestre. Sin embargo, el Gobierno ha anunciado un nuevo mecanismo de congelamiento parcial de tarifas, el que también acumularía deuda, esta vez para el Coordinador Eléctrico Nacional, lo que totalizaría MMUSD 1.600 adicionales. De esta manera, tendremos que pagar 2.950 millones dólares (cerca de 1% del PIB), entre los años 2024 y 2032, producto del congelamiento tarifario de estos años.

---

(1) Ingreso autónomo: corresponde a la suma de todos los pagos que reciben todos los miembros del hogar, excluido el servicio doméstico puertas adentro, provenientes tanto del trabajo como de la propiedad de los activos. Estos incluyen sueldos y salarios, monetarios y en especies, ganancias provenientes del trabajo independiente, la auto-provisión de bienes producidos por el hogar, rentas, intereses, dividendos y retiro de utilidades, jubilaciones, pensiones o montepíos, y transferencias corrientes.

(2) Boardman, B. (2010). Fixing Fuel Poverty. Challenges and Solutions. London: Earthscan.

## Cuentas eléctricas: una barrera estructural para lograr la equidad energética

### Amenazas de Mediano y Largo Plazo (3 a 10 años)

- **Mayor requerimiento en sistemas de transmisión para la nueva capacidad de generación (impacto de mediano y largo plazo):** La mayor penetración de energías renovables, principalmente solar y eólica, requiere de una mayor capacidad de transmisión que debe aún desarrollarse, lo que se traduce en mayor inversión que en algún momento se traspasará a tarifas año a año. Se estima que esto se traducirá en aumentos de la cuenta eléctrica a partir de 2023 y 2024, teniendo su mayor impacto a partir del año 2028, pudiendo llegar a alzas de hasta un 10% en 2030.
- **Plan de cierre acelerado de las plantas a carbón (impacto de largo plazo):** Este plan de cierre implica que la energía que proveen actualmente las plantas a carbón va a tener que ser reemplazada por energía proveniente de otras tecnologías, principalmente renovables y gas natural. Dado que el modelo de mercado del sector eléctrico establece que el precio de transacción entre las empresas es el costo marginal y este se define como el costo variable que presenta la última tecnología en aportar energía, en este caso el gas natural, el costo marginal de largo plazo estará marcado por esta tecnología, la que presenta un costo más alto que el carbón. En consecuencia, se espera un alza en los costos marginales del sistema y con ello, en el largo plazo, que este mayor costo se traspase a los contratos. Lo anterior no tiene efectos en el corto plazo para los clientes regulados, pero podría en el largo plazo (2028 en adelante).
- **Medidas de adaptación al Cambio Climático (impacto de mediano y largo plazo):** El Cambio Climático traerá como consecuencia eventos que encarecerán la operación del sistema eléctrico chileno. Mayores y más frecuentes periodos de sequía (como el que vivimos en la actualidad), incendios forestales, aludes, entre otros, obligarán a contar con una infraestructura en generación, transmisión y distribución que se traducirá en mayores inversiones, que finalmente impactarán la cuenta de electricidad. Estas inversiones deberán concretarse en los próximos años por lo que su impacto se verá a partir de 2025 o antes de eso.

De esta manera, tanto las amenazas de corto, como de mediano y largo plazo permiten concluir que, al menos en los próximos 10 años, esto es hacia 2032, las cuentas eléctricas no van a bajar (al contrario, debiesen subir), lo que aumentará aún más el problema ya descrito generando con ello pobreza e inequidad energética.

Hasta hoy, el Estado no cuenta con instrumentos para atenuar estos efectos, sin embargo, es necesario reflexionar si es el momento de que ello ocurra. Estimamos que junto con el establecimiento de una solución razonable que suavice el alza proyectada de la cuenta en el corto plazo, el Estado de Chile debiese contar con un instrumento permanente que apoye a las familias vulnerables (30% más pobre), con un subsidio a la cuenta eléctrica equivalente al subsidio actual de agua potable. Su costo se estima en 100 MUSD anuales y podrá beneficiar a 800 mil familias chilenas. Esto se traducirá en que la cuenta de la electricidad bajará en promedio entre un 30% y 35% en estos casos.

Creemos que un subsidio bien diseñado, acotado a un consumo máximo para evitar el mal uso de la energía, focalizado en quienes lo requieren (focalización que ya existe por el subsidio al AP), el que incluso podría progresivamente transformarse de un subsidio a la cuenta, en un subsidio a la instalación de sistemas de generación residencial individual o colectiva, que reduzca el valor de la cuenta final y sea parte de la transición energética hacia un sistema más limpio, es una política pública que debe discutirse hoy, más allá de las soluciones coyunturales que implican el congelamiento de la tarifa.

**Generación eléctrica: energía solar y eólica alcanzan participación de 28% este año**

Sigue aumentando la participación de las centrales solares y eólicas en la generación bruta del sistema eléctrico local, llegando en conjunto a 28,8% en el primer cuatrimestre del año, de los cuales 18% es aportado por las primeras unidades y 10,8% por las segundas, de acuerdo con los datos del reporte de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (Acera A.G.).

El incremento de la energía solar es de 42,3% entre los primeros cuatro meses de 2021 y 2022, en tanto que la eólica es de 49,1%. Ambas fuentes energéticas son el grueso de la generación bruta ERNC, la cual llegó a 33,6% a abril, donde las centrales de biomasa marcaron 2,2% y las mini hidro (2%). Ello significó un aumento de 38,3% respecto a abril de 2021.

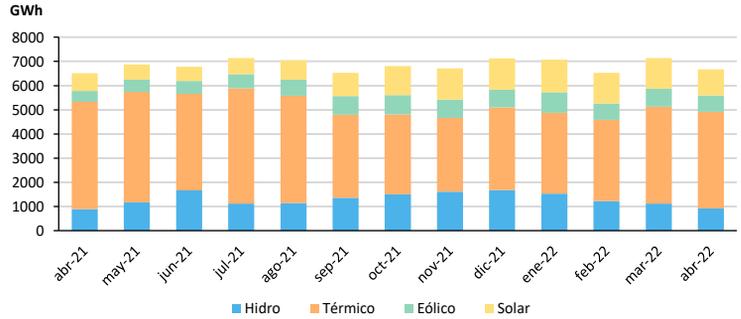
Por su lado, la generación hidroeléctrica convencional tiene una participación acumulada de 15,6%, correspondiente a centrales de embalse (7,9%) y de pasada (7,7%), lo cual representa un alza de 1,7% respecto al año anterior.

La suma de este aporte, junto al ERNC, arroja un total de 49,2%, versus el 50,8% que tiene la generación térmica, donde el carbón es la principal fuente (27,8%), seguida de gas natural (20%) y petróleo diésel (1,9%). Con todo, la generación bruta cayó 11,25 en comparación al año pasado.

Fuente: Revista Electricidad (13/05/2022)

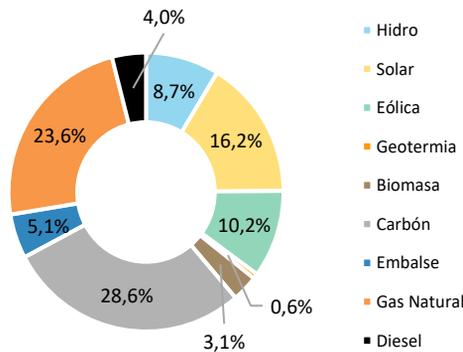
**ESTADÍSTICAS ABRIL 2022**

**Generación SEN últimos 12 meses**



Fuente: Coordinador Eléctrico

**COMPOSICIÓN DESPACHO ABRIL 2022**

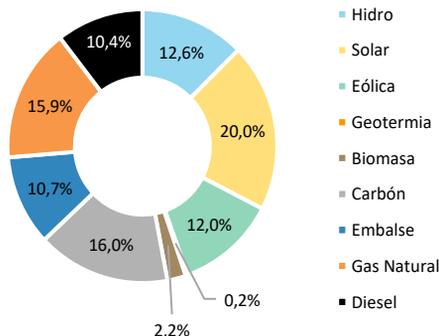


**Despacho de generación (GWh)**

Térmica	3.989
Hidráulica	921
Eólica	679
Solar	1.081
<b>Total</b>	<b>6.670</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

**CAPACIDAD INSTALADA SEN ABRIL 2022**

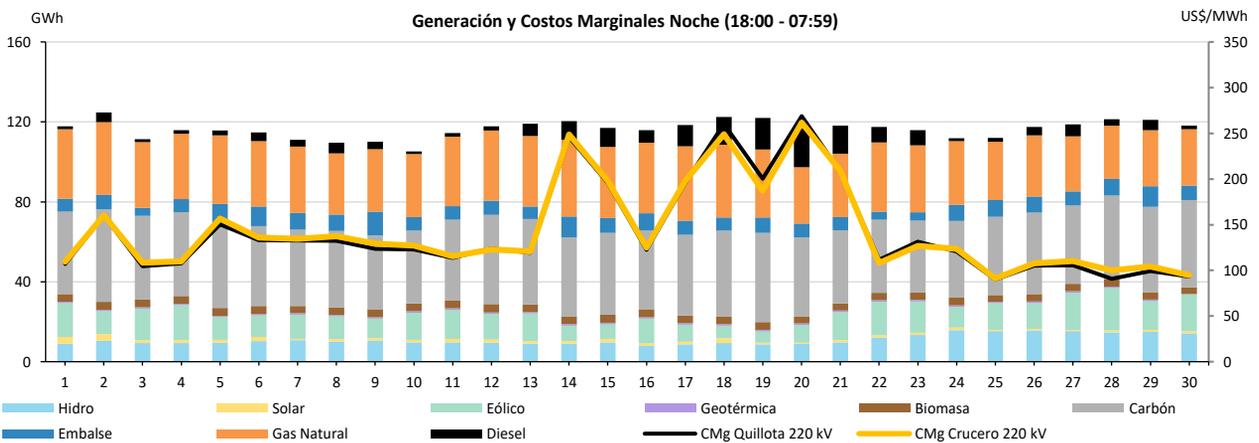
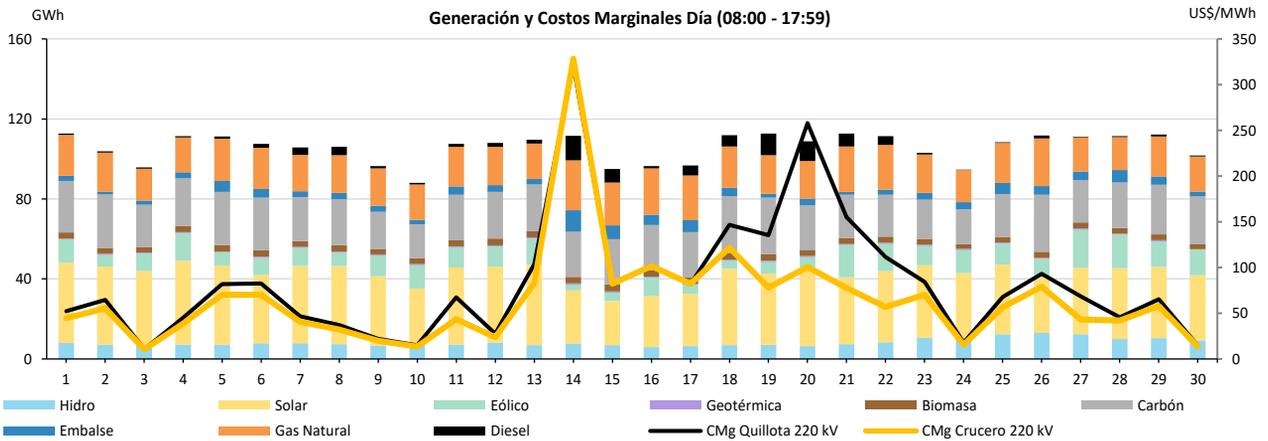


**Capacidad instalada SEN (MW)**

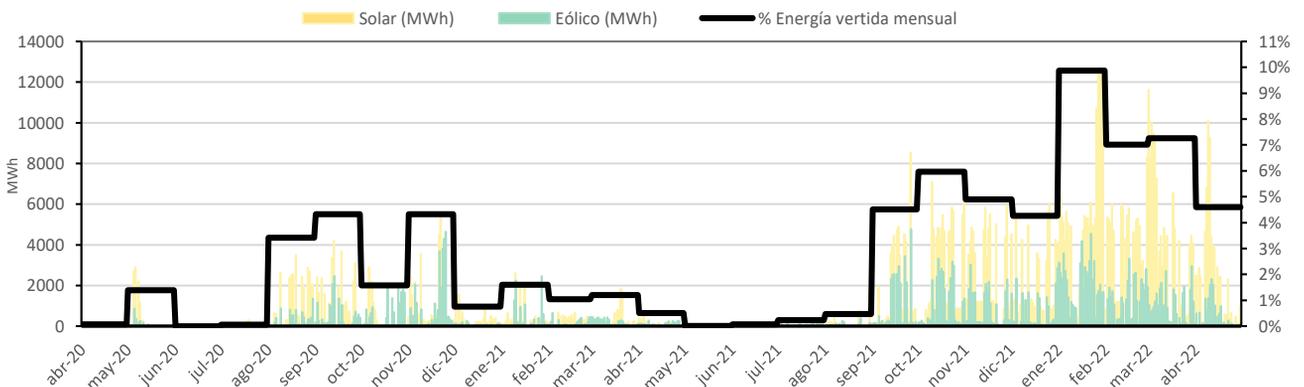
Hidro	7.390
Térmico	14.108
Eólica	3.804
Solar	6.328
Geotermia	78
<b>Total</b>	<b>31.709</b>

Fuente: Coordinador Eléctrico

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



## Vertimientos de generación ERNC abril 2020 – abril 2022



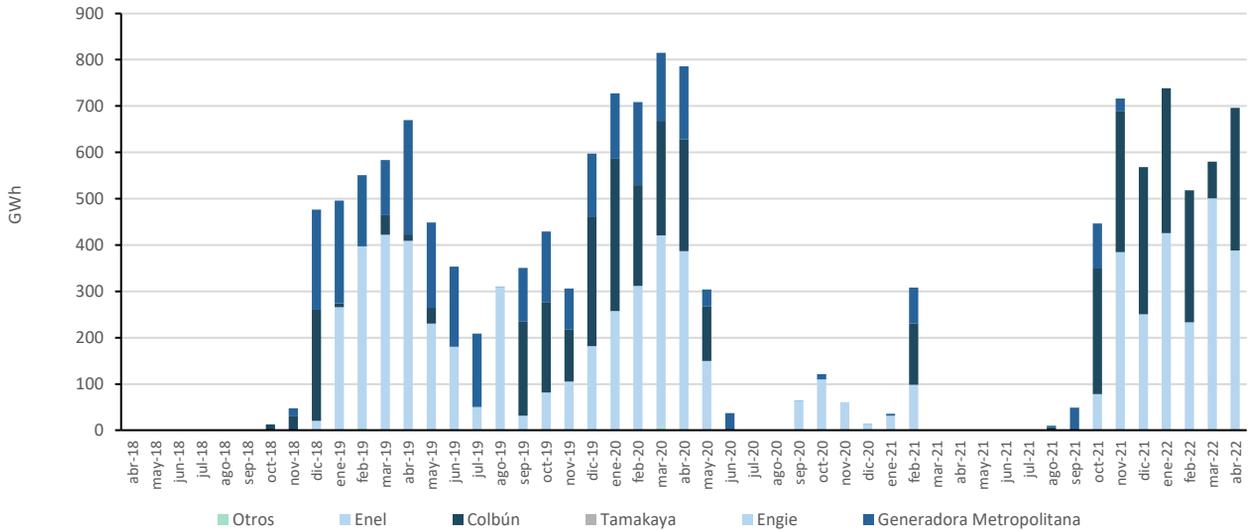
Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde abril de 2020 a abril\* de 2022, y el porcentaje mensual al que corresponden dichas reducciones con respecto a la generación solar y eólica.

Dichas reducciones son dispuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta a la presencia de congestiones en el sistema de transmisión.

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

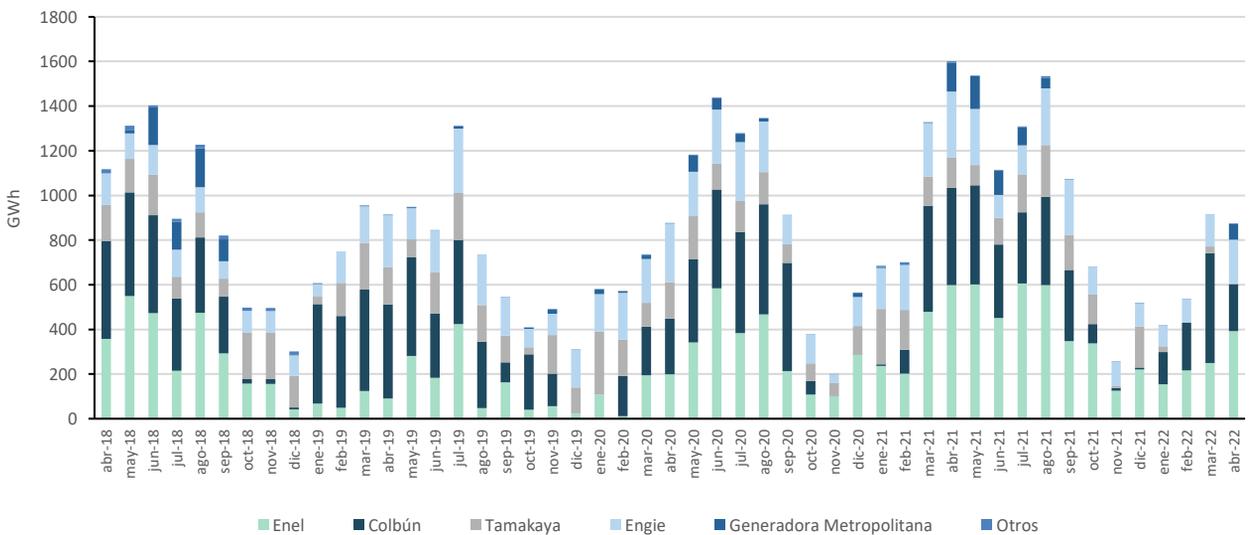
## Generación histórica gas natural argentino



En abril de 2022 se generaron 700 GWh en base a Gas Natural argentino, de los cuales un 44,3% es atribuible a la empresa Enel, un 35,2% a Colbún, y un 0,4% a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En abril de 2022, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de 875,9 GWh, lo que representó el 23,6% de la generación total del SEN. De estas inyecciones, un 44,8% se atribuye a Enel, un 24,0% se atribuye a Colbún, un 22,3% a Engie, un 8,0% a Generadora Metropolitana, un 0,4% a Tamakaya y el 0,4% restante a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

Precio Nudo Quillota 220 kV	49,0
Precio Nudo Crucero 220 kV	49,7
PMM SEN	79,4

Fuente: CNE

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

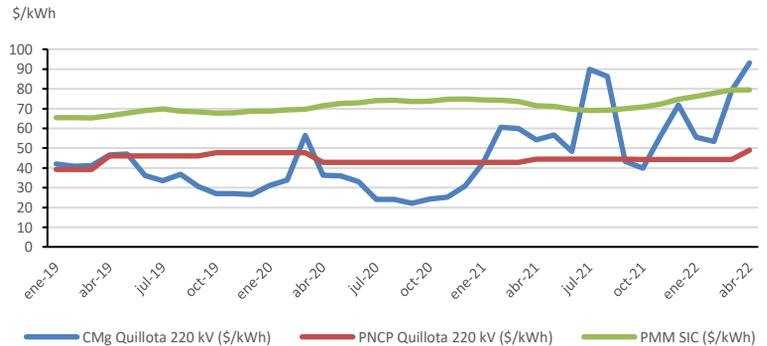
Crucero 220 kV	86,9
Cardones 220 kV	79,3
Pan de Azúcar 220 kV	90,3
Quillota 220 kV	93,2
Charrúa 220 kV	101,5
Puerto Montt 220 kV	185,5

Fuente: Coordinador Eléctrico

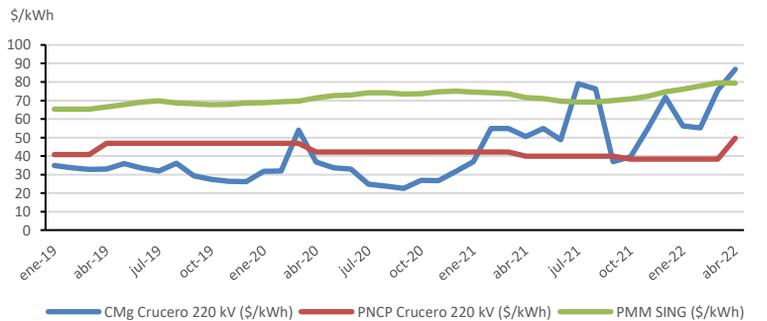
\* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado SEN-SIC y SEN-SING corresponden al PMM del SEN.

**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**

**Sistema eléctrico: centrales solares y eólicas ya se acercan a las 400 unidades interconectadas**

Un total de 385 centrales de Energías Renovables Variables se encuentran en operaciones en el Sistema Eléctrico Nacional, de las cuales 335 son solares fotovoltaicas y 50 son parques eólicos, de acuerdo con los datos de la plataforma Infotécnica, del Coordinador Eléctrico Nacional.

La capacidad instalada de la energía solar llega a 5.203 MW, mientras que la eólica asciende a 3.772 MW. Entre ambas tecnologías ya superan a lo instalado por las centrales hidroeléctricas, que suman 7.231 MW.

La región que cuenta con la mayor potencia instalada de centrales solares es Antofagasta con 1.793 MW, repartidos entre 24 unidades generadoras, seguida de Atacama, que tiene 1.411 MW, en 27 centrales de este tipo. Luego viene la Región de Tarapacá, con 440 MW en centrales, además de la Región Metropolitana, con 433 MW y 55 centrales.

En materia eólica, la capital regional también es Atacama, que cuenta con 942 MW instalados, correspondientes a cinco parques eólicos, seguidos de Antofagasta, con 813 MW, provenientes de 6 parques eólicos; Coquimbo (694 MW y 11 centrales).

En la zona sur del sistema eléctrico, La Araucanía es la que tiene la mayor potencia instalada (657 MW), con seis parques eólicos, mientras que Biobío cuenta con un total de 367 MW, distribuidos en 14 centrales.

Fuente: Revista Electricidad (09/05/2022)

### Balance ERNC marzo 2022

<b>Total retiros afectos a obligación (GWh)</b>	<b>6.206</b>
Obligación ERNC (GWh)	819,0
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	13,2%
Inyección ERNC (GWh)	2.270
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	36,6%

Fuente: Coordinador Eléctrico

## NOTICIAS

**ERNC: CNE anota 210 centrales en construcción al primer trimestre del año**

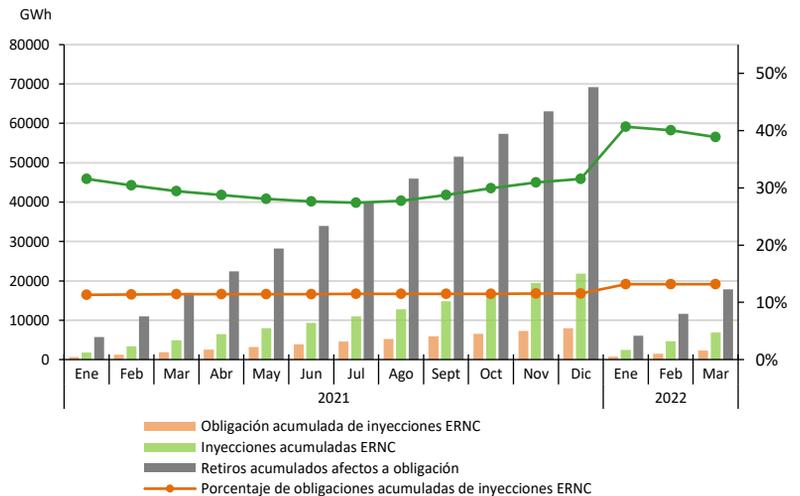
La Comisión Nacional de Energía (CNE) registró 201 proyectos de generación ERNC en construcción a marzo de este año, los cuales totalizan una capacidad instalada de 4.372 MW, siendo encabezados por la tecnología solar fotovoltaica (3.678 MW) y que entrarían en operaciones hasta mayo de 2025.

El reporte sectorial del organismo también anota 9.937 MW de potencia instalada en proyectos que se encuentran en operaciones, mientras que aquellos que cuentan con aprobación ambiental acumulan otros 48.725 MW. En calificación en el SEIA hay otros 8.596 MW.

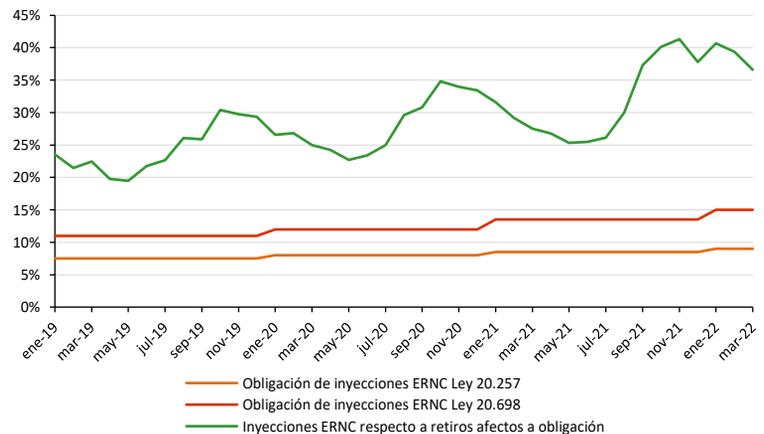
Fuente: Revista Electricidad (13/04/2022)

## BALANCE ERNC A MARZO 2022

**Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde enero 2021 a marzo 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 marzo 2022, corresponden a **17.836 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC de enero 2022 a marzo 2022 correspondió a **2.351 GWh**, lo que corresponde a un **13,2%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

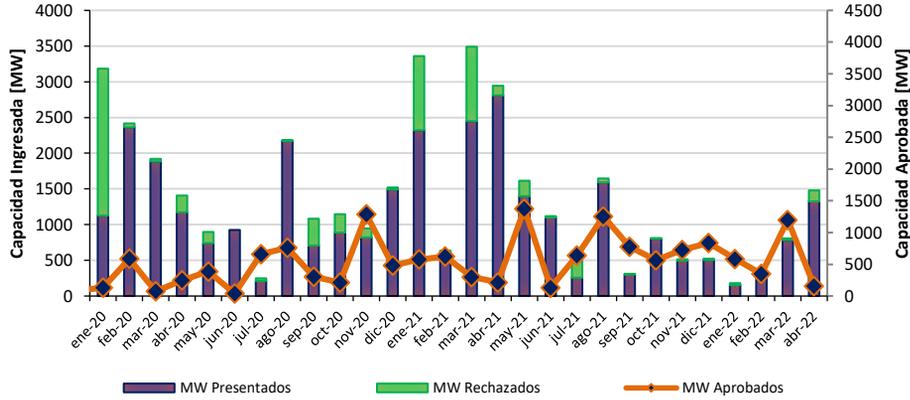
Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC de enero 2022 a marzo 2022, fueron de **6.927 GWh**, lo que corresponde a un **38,8%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

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 abril 2022

### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (e-SEIA), en abril de 2022 ingresaron un total de 1638 MW de potencia. Se registraron 159 MW aprobados.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA (e-SEIA)

### Principales Proyectos Aprobados en el SEIA en abril 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Rosal	MVC SOLAR 12 SpA	9	Solar	23/08/2021
Parque Fotovoltaico San Ramón	San Ramón Solar SpA	9	Solar	20/05/2021
Parque Fotovoltaico Titan Solar	DPP HOLDING CHILE SPA	9	Solar	19/05/2021
Parque Fotovoltaico Doña Alicia	Parque Solar Patagua SpA	9	Solar	19/05/2021
Parque Fotovoltaico Doña Elvira	MVC SOLAR 56 SpA	9	Solar	23/04/2021
Planta Fotovoltaica Bonasort	GR Lauca SpA	9	Solar	21/04/2021
Planta Fotovoltaica Agrovisión	MVC SOLAR 11 SPA	9	Solar	21/04/2021
Proyecto Solar Fotovoltaico Don Humberto	PSF DON HUMBERTO SPA	90	Solar	21/04/2021

### Principales Proyectos en Calificación en el SEIA en abril 2022

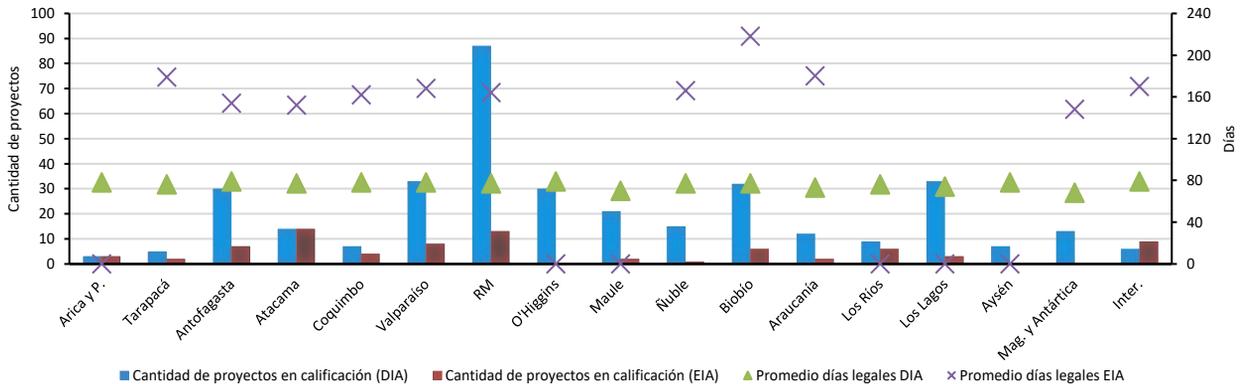
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico El Almendro	Bioenergías Forestales SpA	144	Eólica	29/04/2022
Planta Fotovoltaica El Almendral 9 MW	GR Temo SpA	9	Solar	21/04/2022
Parque Fotovoltaico Santa Marta	Santa Marta SpA	9	Solar	21/04/2022
Planta Fotovoltaica Don Guido 9 MW	GR Tepu SpA	9	Solar	21/04/2022
NUEVA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA LAS GUINDILLAS	SUR SOLAR SpA	9	Solar	21/04/2022
Proyecto Solar Fotovoltaico Don Darío	PSF DON DARÍO SPA	210	Solar	21/04/2022
Sol de Caone	Itahue Energy SPA	420	Solar	21/04/2022
Planta Solar El Trigal	Planta Solar El Trigal SpA	9	Solar	19/04/2022
Parque Eolico Wayra	Parque Eolico Wayra SpA	416	Eólica	04/04/2022

### Principales Proyectos no Aprobados en el SEIA en abril 2022

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico El Peñon	El Peñon SpA	9	Solar	23/03/2022
Parque Fotovoltaico Papudo - Quinquimo	MVC SOLAR 46 Spa	11	Solar	23/06/2021

## 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 abril de 2021 hasta abril de 2022.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

## NOTICIAS

### Generadoras de Chile identifica 350 MW en futuros proyectos de almacenamiento

Un total de 350 MW de capacidad en futuros proyectos de almacenamiento de energía dentro del Sistema Eléctrico Nacional identifica Generadoras de Chile, de los cuales 50 MW corresponden a sistemas autónomos y otros 300 MW pertenecen a iniciativas híbridas, que se incluyen en obras de generación renovable, que ya cuentan con aprobación ambiental.

El gremio también destaca que en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2021 de la CNE se recomienda incluir sistemas de almacenamiento por 500 MW con 15 minutos de duración en las subestaciones Parinas y Seccionadora Lo Aguirre, «lo que permitiría casi duplicar la capacidad de transmisión de este corredor que hoy opera con hasta 500 MVA».

«Considerando lo anterior y el gran potencial que tiene Chile en términos de disponibilidad de recursos renovables, creemos que es necesario continuar impulsando el desarrollo oportuno de infraestructura habilitante, como el almacenamiento, para cumplir con la meta de carbono neutralidad a 2050 de manera segura, resiliente y costo efectiva. Para ello es imprescindible trabajar en las brechas regulatorias y de diseño de mercado de manera que se entreguen señales adecuadas para la inversión y posterior operación en los distintos tipos de mercados del sistema eléctrico», señala el boletín del gremio.

«Un punto de partida para perfeccionar la actual regulación sectorial es la habilitación legal para la participación de sistemas autónomos de almacenamiento en los balances de energía y potencia, en línea con lo que se propone en el proyecto de ley aprobado por la Cámara de Diputados y en discusión en el Senado», se agrega.

Según el análisis de la asociación, «la incorporación de los sistemas de almacenamiento dentro de las infraestructuras licitadas y planificadas de forma centralizada permite que estos posean flujos de ingresos regulados debido a servicios de transmisión. Por esta razón se ve necesario mejorar la planificación y modelación del sistema, de manera que permitan la adecuada comparación entre costos y beneficios de las distintas tecnologías disponibles».



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

De acuerdo al Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2022, se proyecta una capacidad instalada adicional al año 2032 de 10.796 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 en torno a 655 MW para el año 2032.

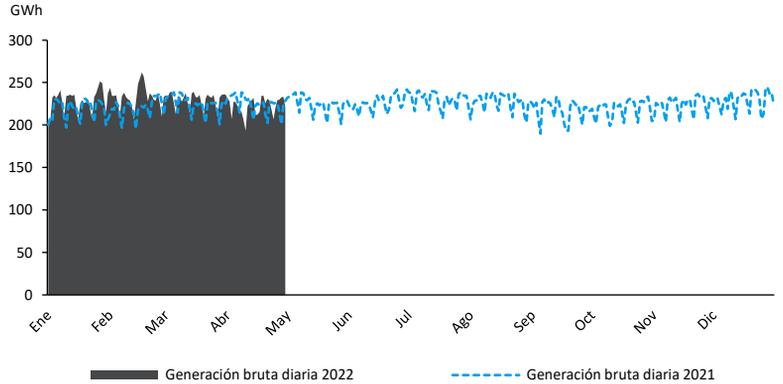
Con respecto a centrales térmicas, se proyecta la instalación de 527 MW entre instalaciones Diésel y GNL antes de 2024, y no más desde ese año en adelante.

Para el año 2032, se estiman 5.492 MW de capacidad adicional en instalaciones solares.

Por otro lado, para las centrales eólicas se proyecta una capacidad adicional de 3.477 MW al año 2032.

Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

2018	10.776
2019	10.746
2020	10.900
2021	11.227

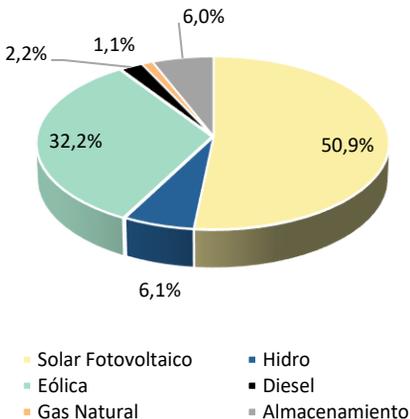
Fuente: Coordinador Eléctrico

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

	<b>Abril 2022</b>	<b>Rec.</b>
Eólica	3.805	3.477
Geotermia	78	0
Hidro	7.391	655
Solar	6.328	5.492
Térmico	14.108	527
Almacenamiento	0	645
<b>Total</b>	<b>31.709</b>	<b>10.796</b>

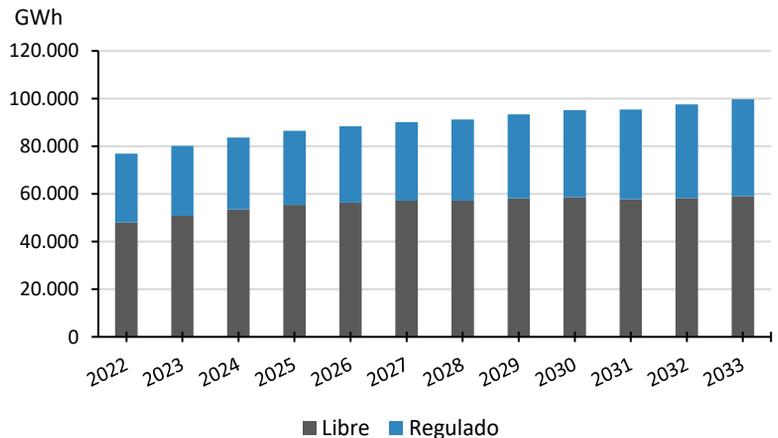
Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE

**Demanda proyectada del SEN (GWh)**



Fuente: ITD Primer Semestre 2022, CNE



## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Sol de Lila (Solar)	163	Jun-22
Campos del Sol (Solar)	382	Jul-22

Central	Capacidad (MW)	Entrada en operación estimada
Domeyko (Solar)	204	Jun-22
Diego de Almagro Sur (Solar)	230	Jun-22



### Descarbonización: esta es la nueva fecha de cese de operaciones para Bocamina II

A través de un hecho esencial, Enel Generación Chile informó que la Comisión Nacional de Energía (CNE) ordenó el retiro final, desconexión y cese de operaciones de la unidad generadora Bocamina II, a partir del 30 de septiembre de 2022, con lo cual se posterga esta decisión que estaba prevista para el 31 de mayo.

De acuerdo con lo indicado por la compañía generadora, la fecha ordenada por el organismo regulador «podría ser reevaluada en atención a la disponibilidad de recursos energéticos que presente el Sistema Eléctrico Nacional».

«Respecto a la prórroga del retiro la central Bocamina II desde fines de mayo a fines de septiembre de 2022 no es posible determinar a esta fecha el efecto financiero del mayor plazo de operación, el cual dependerá, entre otros, del precio futuro del costo marginal, del aporte de energía renovable al sistema, del precio de los contratos vigentes, la demanda de energía y potencia, la mantención y despacho por el Coordinador Eléctrico Nacional de otras unidades del sistema, el tipo de cambio y el precio de combustibles», indicó el gerente general de la empresa, James Lee Stancampiano.

La unidad II de Bocamina tiene una capacidad instalada de 350 MW, con un factor de carga de 90% y una generación promedio anual de 2.772,2 GWh (estimada en 2012).

Fuente: Revista Electricidad (04/05/2022)

### Este es el aumento que muestran los combustibles para generación eléctrica entre marzo de 2021 y 2022

Continúan aumentando los precios de los combustibles que se utilizan para la generación eléctrica. A marzo de este año es el carbón el que más ha aumentado su valor, en 108,4% respecto a marzo de 2021, llegando a US\$182,9 por tonelada, mientras que el gas natural lo ha hecho en 67,8% (US\$11,7 por MMBTU), según indica el reporte mensual del Coordinador Eléctrico Nacional.

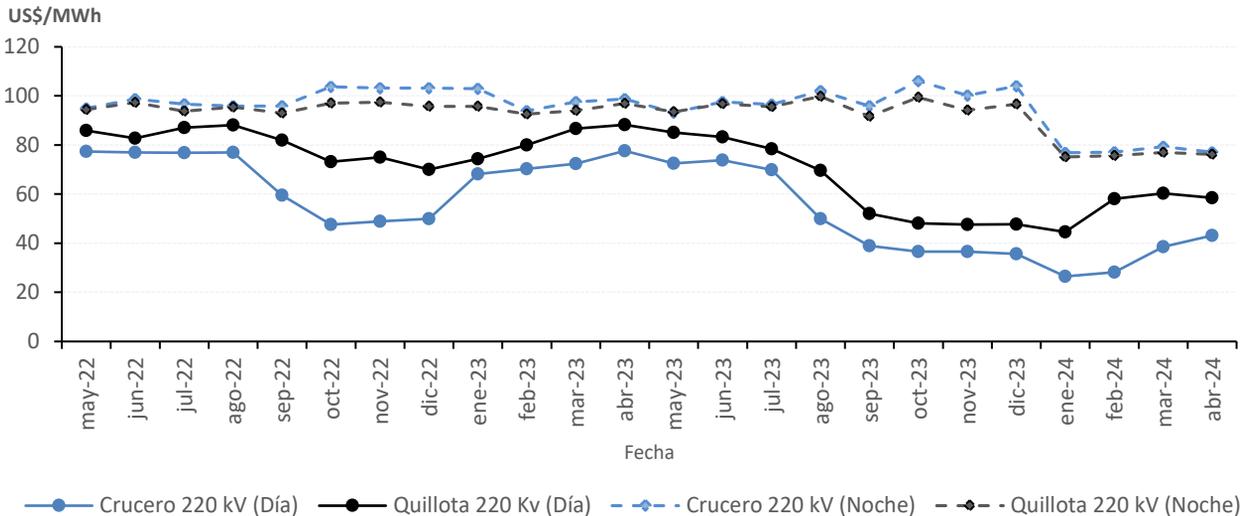
El documento también anota un alza de 12,8% para el gas natural argentino, equivalente a US\$5,6/MMBTU, en tanto que el diésel lleva un incremento de 62,6% (US\$980 por metro cúbico).

Fuente: Revista Electricidad (19/04/22)

## 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).



Para el año 2022 se proyectan costos marginales promedio de 84,8 US\$/MWh, esto se debe principalmente que los precios de combustibles se mantienen altos con respecto al año pasado. Adicionalmente, el decreto preventivo publicado por el Ministerio de Energía esta criterizando un mejor uso del recurso hídrico que utilizan las principales centrales.

En estos precios se proyectan una diferencia entre el día y la noche, por la disponibilidad del recurso solar y congestiones de transmisión, es decir, transportar energía del norte al centro del país, donde se encuentra la mayor concentración de demanda.

Para el año 2023 se observa una disminución de la proyección debido a la incorporación de nuevos proyectos renovables.

El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante el día para la barra Crucero 220 kV es 56,4 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 71,6 US\$/MWh. El costo marginal promedio proyectado para los próximos dos años durante la noche en la barra Crucero 220 kV es 95,5 US\$/MWh y en la barra Quillota 220 kV es 92,3 US\$/MWh.

Sin embargo, estos precios de proyección están condicionados al aporte hídrico, esto quiere decir que si llueve en invierno, los costos tenderían a disminuir

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.**



#### 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)



**VALGESTA**  
NUEVA ENERGÍA



**VALGESTA.COM**

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