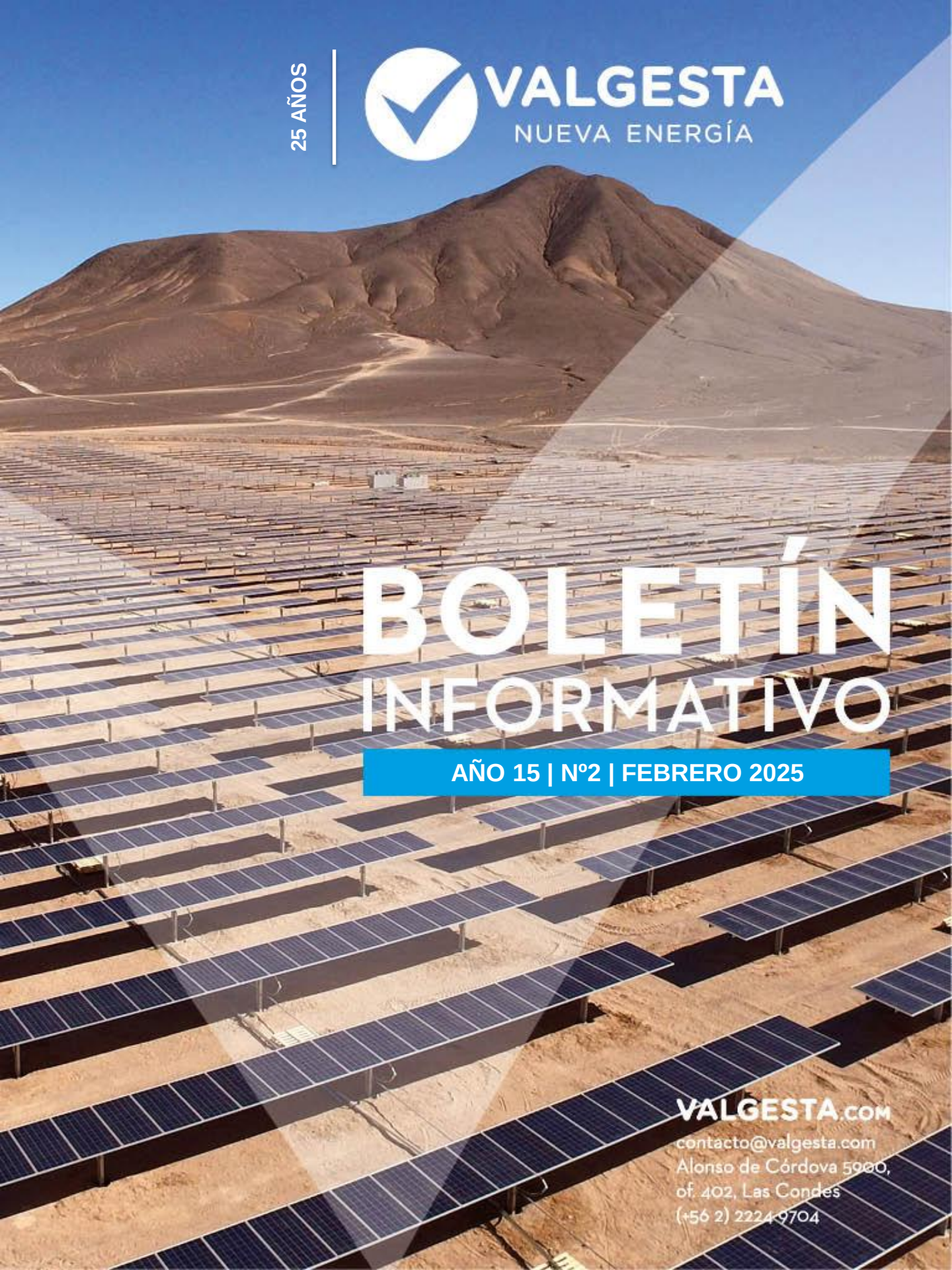
25 AÑOS

VALGESTA
NUEVA ENERGÍA



# BOLETÍN INFORMATIVO

**AÑO 15 | Nº2 | FEBRERO 2025**

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
Juan José Irigoin, Gerente de Estudios

# Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

Desde su fundación en febrero del año 2000, Valgesta Nueva Energía ha sido testigo y partícipe de la notable evolución del sector eléctrico chileno. Este recorrido de 25 años ha estado marcado por desafíos significativos tanto a nivel regulatorio como también de mercado, y ha puesto a prueba la capacidad de adaptación de los distintos agentes de nuestro mercado. Estas respuestas han permitido el desarrollo del sector de manera eficiente y hoy es posible afirmar que el camino hacia una transformación de la matriz energética más limpia, sostenible y a precios competitivos ha sido exitoso, pero que aún tienen desafíos pendientes que es necesario afrontar. En lo que sigue a continuación, hacemos un recorrido de estos 25 años del sector eléctrico chileno centrándonos en 10 hitos relevantes.

## ① Crisis del 98-99

A finales de la década de 1990, Chile enfrentó una de las peores sequías de su historia (1998-1999). En febrero de 2000, Chile se encontraba en una etapa de recuperación provocada por este fenómeno que afectó severamente la generación hidroeléctrica, en ese entonces predominante en la matriz energética del país. Esta situación evidenció la vulnerabilidad del sistema eléctrico chileno ante fenómenos climáticos adversos y la necesidad de diversificar las fuentes de generación.

Como consecuencia de esta crisis, se implementaron una serie de reformas regulatorias destinadas a fortalecer el sector eléctrico. En 1999, se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, eliminando la sequía como causal de fuerza mayor, lo que obligó a las empresas generadoras a asumir responsabilidades por los cortes de energía, incluso en situaciones de escasez hídrica. Esta reforma buscó incentivar una planificación más robusta y una mayor inversión en fuentes de energía alternativas.

## ② Auge del gas natural argentino

Producto de lo anterior, y también de esfuerzos del Gobierno que se realizaron en los años previos para la incorporación de nuevos combustibles, uno de los primeros cambios significativos en la matriz energética fue el ingreso del gas natural proveniente de Argentina. A partir de 1998, Chile comenzó a importar gas argentino, lo que llevó a una rápida expansión de centrales termoeléctricas a gas natural. Esta decisión permitió la construcción de centrales de ciclo combinado que utilizaban este combustible, reduciendo la dependencia de la hidroelectricidad y aportando estabilidad al sistema. Esto trajo como consecuencia una mayor diversificación de la matriz, pero también grandes problemas.

## ③ Crisis del gas natural argentino

Durante el año 2004, Chile experimentó por primera vez en su historia restricciones a las importaciones de gas natural argentino. Con el paso del tiempo, las restricciones se hicieron constantes e incrementales, el año 2006 fueron sobre el 50% y en algunos meses alcanzaron el 80% en la Región Metropolitana. La situación de agrava el año 2007 cuando los cortes llegan casi al 100%. En enero del 2008 se recibieron en promedio 1,2 millones de metros cúbicos día, mientras en igual mes del año 2007, los envíos habían alcanzado en promedio a 15,6 millones de metros cúbicos día.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

Este hecho evidenció nuevamente la vulnerabilidad de nuestro sector eléctrico al depender de fuentes externas, generando una nueva crisis y obligando con ello a Chile a buscar alternativas para contar con una matriz energética diversificada. Una de las decisiones más trascendentales de la época fue el desarrollo mediante una alianza público-privada, de los terminales de regasificación de GNL de Quintero y Mejillones, inaugurados en 2009 y 2010 respectivamente, lo que permitió acceder al mercado internacional de GNL.

### ④ Expansión del Carbón y el Gas Natural Licuado

La incipiente crisis del gas natural argentino junto con problemas estructurales en materia de transmisión e inversión de nueva infraestructura de generación obligó a implementar reformas legales. Para fortalecer el marco regulatorio y promover inversiones en transmisión y generación, se promulgaron las Leyes Corta I (Ley 19.940) en 2004 y Corta II (Ley 20.018) en 2005. La Ley Corta I se enfocó en regular el sistema de transmisión eléctrica, estableció un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introdujo el Panel de Expertos. Por su parte, la Ley Corta II introdujo modificaciones para fortalecer la seguridad del suministro y fomentar el desarrollo de futuras inversiones en generación, introduciendo las licitaciones de suministro para clientes regulados, como el mecanismo para obtener contratos de largo plazo que gatillaran nuevas inversiones. Esto trajo como consecuencia un menor uso del diésel, abundante en este momento producto de la crisis del gas argentino, y un auge de inversiones en centrales a carbón. Ahora se contaba con una matriz más segura y diversificada pero no necesariamente limpia.

### ⑤ Impulso renovable

Con el objeto de avanzar no solo hacia una matriz más segura y diversificada, sino también más limpia y sostenible, en los años siguientes se implementaron diversas reformas regulatorias y que promovieron la inversión en energías renovables no convencionales (ERNC). La Ley 20.257 de 2008 estableció la obligación de que un porcentaje de la energía comercializada proviniera de ERNC, con una meta inicial del 10% para 2024. Esta ley fue complementada en 2013 con la promulgación de la Ley 20.698, que incrementó la meta de participación de ERNC al 20% para el año 2025. Estas iniciativas impulsaron el desarrollo de proyectos eólicos, solares y de biomasa, transformando significativamente el panorama de generación eléctrica en Chile.

### ⑥ Apertura del mercado y mayor competencia

Desde las reformas del año 2004, los avances en la evolución del sector habían sido evidentes, pero aún quedaban desafíos pendientes. Uno de ellos era lograr mejores niveles de competencia en el mercado. En este contexto, en 2015 se implementó un nuevo esquema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, promoviendo la competencia y permitiendo la entrada de nuevos actores, incluyendo generadores de ERNC. Junto con ello, en 2016 se promulgó la Ley 20.936, que estableció un nuevo sistema de transmisión eléctrica y creó un coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (actual CEN), buscando mejorar la eficiencia y transparencia en la operación del sistema.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

Hasta ese momento la trayectoria del sector mostraba grandes mejoras, se había logrado contar con una matriz que avanzaba fuertemente hacia una diversificación con energías limpias, el mercado contaba con una mayor cantidad de actores que competían por lograr mejores precios y, por consecuencia, los precios de la energía se mostraban a la baja.

### ⑦ Interconexión SIC-SING

Un hito trascendental en la evolución del sector eléctrico chileno fue la interconexión de los dos principales sistemas eléctricos del país: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Esta unificación fue impulsada por la Ley N° 20.726, promulgada en 2014, que sentó las bases legales para la interconexión de ambos sistemas. Las obras de construcción comenzaron en agosto de 2015, con una inversión superior a los 700 millones de dólares, y culminaron en noviembre de 2017, cuando se concretó la interconexión, dando origen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este nuevo sistema se extiende por 3.100 km, desde Arica hasta Chiloé, abasteciendo de electricidad a más del 97% de la demanda nacional.

### ⑧ Descarbonización

En enero de 2018, las empresas generadoras AES Gener, Colbún, Enel y Engie suscribieron un acuerdo voluntario con el Gobierno, comprometiéndose a no desarrollar nuevos proyectos de generación eléctrica a carbón. Como parte de este compromiso, se estableció una mesa de trabajo con el objetivo de definir un cronograma gradual de cierre de centrales a carbón en el país. Tras un año y medio de trabajo, en junio de 2019, se formalizó un compromiso que estableció el retiro programado de ocho centrales a carbón, equivalentes a 1.001 MW, para 2024. Posteriormente, fueron las mismas empresas las que decidieron adelantar e incluir, en esta primera etapa, el retiro de cinco centrales adicionales, con lo que se alcanzó un total de 1.679 MW de capacidad retirada a diciembre de 2024.

### ⑨ Alta penetración de generación variable

Desde el año 2021 Chile ha experimentado un notable incremento en la generación de energía eólica y solar. En 2024, estas fuentes representaron el 35% de la generación eléctrica total, superando por primera vez al carbón y al gas natural en conjunto.

Si bien este avance se considera como positivo desde una perspectiva ambiental, la naturaleza variable de estas energías ha planteado desafíos operacionales significativos. La volatilidad inherente de la generación eólica y solar ha llevado a niveles de vertimiento de energía no deseados, lo que implica ineficiencias y mayores costos para los distintos agentes del sistema eléctrico.

Para abordar estos desafíos, se están considerando soluciones como el refuerzo de la infraestructura de transmisión y la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, que permitan una gestión más eficiente de la energía generada y una mayor estabilidad en el suministro.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

### ⑩ Nuevas crisis y mecanismos de congelamiento de tarifas

Sin embargo, a partir de 2018, nuevamente el sector eléctrico chileno debió enfrentar desafíos significativos derivados del estallido social de octubre de 2019 y la pandemia de COVID 19 en 2020, así como de cambios regulatorios forzados por estas contingencias. En efecto, para mitigar el impacto económico en la población, se implementó un congelamiento de las tarifas eléctricas en noviembre de 2019, medida que se extendió casi por cinco años, promulgándose las leyes N° 21.185, de Precio Estabilizado al Consumidor (PEC - 2019) y la Ley N° 21.472, de Mecanismo de Protección al Consumidor (MPC - 2022) que introdujeron intervenciones en los contratos eléctricos a través de fijación de precios por vía administrativa. Estas medidas, aunque buscaban proteger a los consumidores, generó incertidumbre en el sector debido a la percepción de inestabilidad regulatoria y falta de certeza jurídica. Como consecuencia, de manera posterior se ha observado una disminución en la participación de actores en las licitaciones para clientes regulados, afectando la competencia y provocando un alza en los precios de la energía.

Este congelamiento resultó finalmente en una deuda acumulada que superó los 6.000 millones de dólares y que trajo como consecuencia una deuda con los generadores que bordeaba el 2% del PIB nacional. Como parte de la solución, en abril de 2024, se aprobó la Ley N° 21.667 de Estabilización de Tarifas Eléctricas que, junto con hacerse cargo del pago de esta enorme deuda, estableció incrementos tarifarios escalonados y subsidios específicos para los hogares más vulnerables, con el objetivo de normalizar las tarifas y saldar la deuda acumulada.

Finalmente, y con el objeto de entregar una solución a las alzas en las cuentas, en 2024 se presentó un proyecto de ley para ampliar el subsidio eléctrico. Nuevamente se interviene el mercado y se genera incertidumbre respecto de lo que se viene para el futuro, si bien aún está en discusión este proyecto, Valgesta Nueva Energía ha expresado críticas significativas al respecto.

## LOS 10 HITOS Y SU IMPACTO EN LAS ESTADÍSTICAS

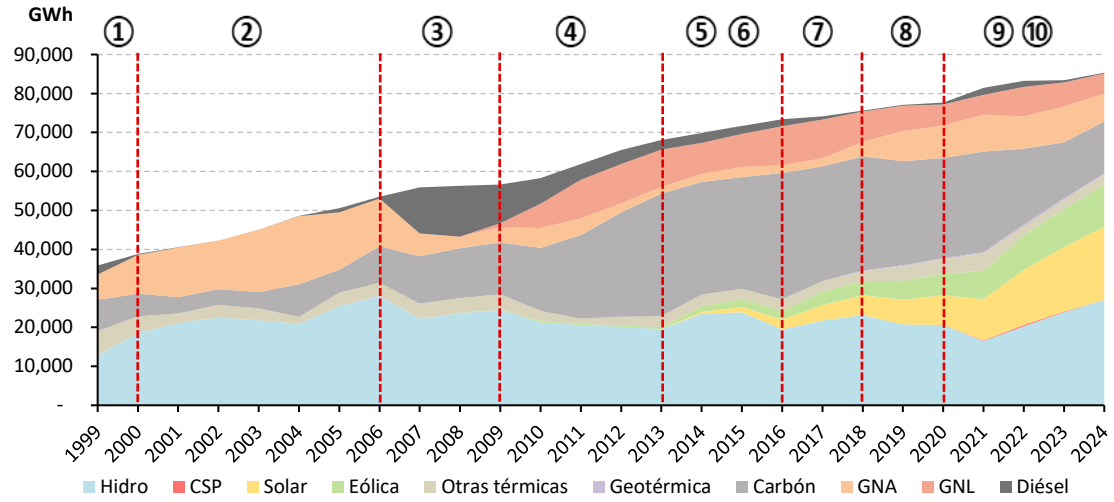
Con el objeto de ofrecer una visión de cómo cada uno de los hitos descritos anteriormente ha impactado en términos operacionales, de competencia y económicos, a continuación, se presentan gráficamente los cambios observados que explican la evolución del sector en relación con su matriz de generación, los costos marginales, el precio de los contratos de clientes regulados y el precio medio de mercado.

### Evolución de la matriz de generación

En los últimos 25 años, la generación total de electricidad ha mostrado un crecimiento sostenido, con períodos de estabilización y leves disminuciones en algunos años. En este período, la producción pasó de 35.858 GWh en 1999 a 85.332 GWh en 2024, lo que representa un incremento del 138%.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

*Figura 1. Generación por Tecnología 1999 - 2024*




***Nota:*** *En círculos se muestran los números asociados a cada hito relevante descrito en la sección anterior.*

*Fuente: Elaborado en base a información de la CNE*

A lo largo del período analizado, la generación hidroeléctrica ha mantenido una participación significativa, con un promedio del 35%. Sin embargo, ha mostrado fluctuaciones debido a la variabilidad del recurso, con un mínimo del 20% y un máximo del 53%. En algunos períodos, se observa una clara reducción en su aporte como consecuencia de sequías prolongadas.

La generación a base de carbón ha desempeñado un papel relevante en la matriz, con una participación promedio del 28%. No obstante, en los últimos años ha experimentado una disminución significativa debido a los compromisos asumidos por las propias empresas (Hito 8), pasando del 39% en 2018 al 16% en 2024.

El gas natural ha sido un componente clave en la generación eléctrica. Entre 1999 y 2006 (Hito 2), se observa un uso significativo del gas natural argentino (GNA), mientras que entre 2010 y 2018 (Hito 4), el gas natural licuado (GNL) cobró relevancia, evidenciando su importancia en la matriz, con una participación promedio del 19%.

Por su parte, la generación a base de diésel ha tenido una presencia marginal en la mayoría de los años (4% en promedio). Sin embargo, su papel ha sido fundamental en períodos de crisis, como durante la crisis del gas argentino (Hito 3), cuando su participación aumentó a un 21% en promedio entre 2007 y 2009.

Desde 2014, la energía solar y eólica han crecido de manera sostenida, aumentando su participación del 3% al 35% en 2024. Este cambio refleja una transición hacia fuentes más limpias, impulsada por una regulación favorable a las energías renovables no convencionales (ERNC) (Hito 5) y la entrada de nuevos actores en el mercado (Hito 6).

En conclusión, la matriz de generación ha evolucionado hacia una mayor diversificación, con un incremento sostenido en la participación de energías renovables y una reducción progresiva del uso de carbón y diésel, mientras el gas natural mantiene una presencia relevante.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

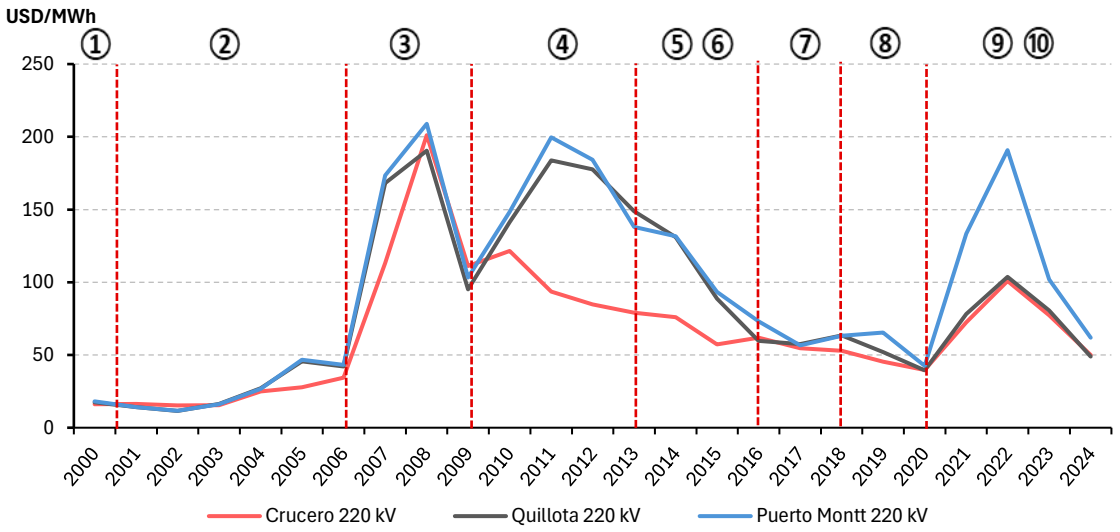
### Evolución de los costos marginales

Hasta el año 2006 (Hito 2), previo a la crisis del gas natural argentino, los costos marginales del sistema se mantuvieron relativamente bajos y estables. Sin embargo, entre 2007 y 2008 (Hito 3), se observa un fuerte incremento debido a la alta participación de diésel en la generación eléctrica.

Posteriormente, entre 2015 y 2018 (Hitos 5 y 6), los costos marginales registran una marcada reducción, impulsada por la diversificación de la matriz eléctrica. Este período se caracteriza por una mayor incorporación de gas natural licuado (GNL), una alternativa más económica en comparación con el diésel, así como por el crecimiento de las energías renovables, como la solar y la eólica, cuyos costos variables de operación son significativamente más bajos que los de la generación térmica.

Finalmente, entre 2021 y 2023 (Hito 10), se evidencia un repunte en los costos marginales, asociado a las crisis energéticas globales y a cambios en la oferta de generación.

*Figura 2. Costos Marginales Históricos 2000 - 2024*




***Nota:*** *En círculos se muestran los números asociados a cada hito relevante descrito en la sección anterior.*

*Fuente: Elaborado en base a información del CEN*

En conclusión, la evolución de los costos marginales ha estado estrechamente vinculada a la disponibilidad y el costo de los combustibles utilizados en la generación eléctrica. Aunque la diversificación de la matriz energética y la incorporación de energías renovables han contribuido a su reducción, factores externos, como restricciones en el suministro de gas o crisis energéticas globales, han provocado aumentos puntuales en los costos.

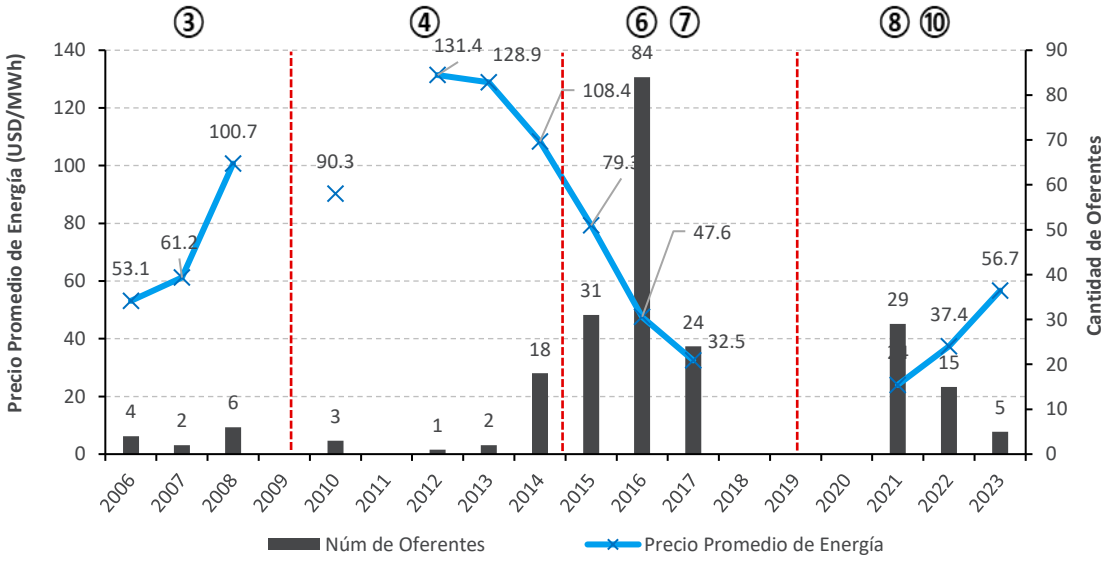
### Evolución del precio de los contratos de clientes regulados

Las licitaciones de suministro regulado han permitido asegurar la inversión de nueva capacidad de generación para el sistema, inicialmente térmica (carbón y gas natural) y actualmente renovable.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

Hasta 2014, el nivel de competencia en el mercado era bajo y las condiciones de precio estaban marcadas por las secuelas de la crisis del gas natural argentino y el costo de desarrollo de centrales térmicas, lo que se tradujo en un aumento sostenido del precio de los contratos de energía. A partir de 2015, con la apertura del mercado (Hito 6) y baja en el costo de desarrollo ERNC, la cantidad de oferentes aumentó y los precios cayeron de manera significativa, llegando a un precio promedio de adjudicación de 32,5 USD/MWh en 2017. Luego, entre 2022 y 2023, años de crisis y mecanismos de congelamiento de tarifas (Hito 10), la cantidad de oferentes disminuyó de manera relevante respecto a 2021, lo que fue acompañado con un incremento en los precios, alcanzando un precio promedio de adjudicación de 56,7 USD/MWh en 2023.

*Figura 3. Licitaciones de Suministro Regulado 2006 – 2023*




***Nota:*** *En círculos se muestran los números asociados a cada hito relevante descrito en la sección anterior.*

*Fuente: Elaborado en base a información de la CNE*

En resumen, el precio de los contratos de clientes regulados tuvo un alza sostenida hasta 2012, seguida de una fuerte caída hasta 2017 debido a la diversificación de la matriz eléctrica y el aumento de la competencia. Sin embargo, en las últimas dos licitaciones, marcadas por las crisis energéticas globales y las incertezas de los mecanismos de estabilización, el número de oferentes se redujo considerablemente y los precios mostraron una tendencia al alza nuevamente.

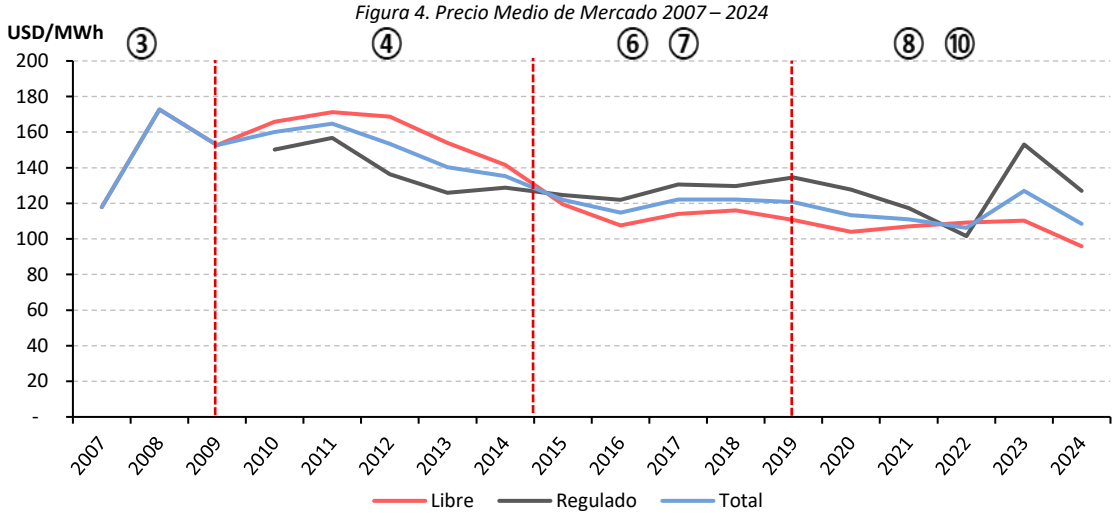
Evolución del precio medio de mercado

Las figuras anteriores muestran cómo los hitos presentados en la primera parte se reflejan en la operación del sistema, lo que a su vez influye en los costos marginales y, finalmente, en el precio de los contratos regulados. Sin embargo, la pregunta más relevante, que se responderá mediante el precio medio de mercado[1], es: ¿cómo impacta todo esto al cliente final?

[1] Es determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

*Figura 4. Precio Medio de Mercado 2007 – 2024*




***Nota:*** *En círculos se muestran los números asociados a cada hito relevante descrito en la sección anterior.*

*Fuente: Elaborado en base a información de la CNE*

Al analizar el precio medio de mercado, tanto libre como regulado, en dólares de diciembre de 2024, se observa una tendencia a la baja, llegando a los 109 USD/MWh en 2024.

Hasta 2014, los precios libres eran superiores a los regulados; sin embargo, esta situación se revirtió en 2015 y se acentuó en los años siguientes, posiblemente debido a la inercia de los contratos regulados.

En cuanto a los precios libres, estos alcanzaron su punto más alto en 2011, año en el que también se registraron costos marginales elevados. Posteriormente, descendieron de manera sostenida hasta 2016 y, desde entonces, se han mantenido estables en un rango de 100 a 120 USD/MWh.

Los precios de los clientes regulados han seguido un comportamiento similar, aunque con una caída más breve, ya que se estabilizaron a partir de 2013. Desde entonces y hasta 2020, se han mantenido en un rango de 120 a 140 USD/MWh.

Todo lo anterior indica que, al excluir el efecto de la inflación y del tipo de cambio, el sector eléctrico ha logrado adaptarse las crisis de los últimos 25 años mediante una matriz de generación más diversificada, limpia y sostenible, contribuyendo así a la reducción del precio de la energía.

## Valgesta Nueva Energía presente en los últimos 25 años de evolución del sector eléctrico chileno

### Conclusión

Desde su creación en el año 2000, Valgesta Nueva Energía ha sido testigo y protagonista de la transformación del sector eléctrico chileno. Hemos participado activamente en la evolución del mercado eléctrico chileno, en apoyar su desarrollo y contribuir a la implementación de buenas políticas públicas. Esperamos continuar en esta senda por muchos años más, seguir contando con la confianza de nuestros clientes y, sobre todo, con el apoyo y soporte de nuestro equipo profesional.

Los desafíos enfrentados, las reformas implementadas y la creciente participación de energías renovables han configurado un sistema más robusto, diversificado y sostenible, preparado para enfrentar las demandas energéticas del futuro. Sin embargo, aún quedan muchos desafíos pendientes que es necesario enfrentar y estamos trabajando para ello.

## NOTICIAS

### CNE: Reporte mensual destaca avance en capacidad instalada y en inyección de generación de energía renovable

*El organismo publicó el documento correspondiente a enero con información actualizada a diciembre de 2024.*

El sector de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile muestra un leve crecimiento (0,1%), ello según el último informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE), donde se desprende que, al cierre de diciembre de 2024, el país contando con 271 proyectos ERNC en construcción, tiene una **capacidad instalada neta que ya representa el 47,5% del total nacional**, versus la registrada en noviembre del mismo año en donde la capacidad instalada fue de 47,4%.

La generación de energía renovable también mostró un avance, con una **inyección de 3.451 GWh** al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), representando el 47,0% del total generado en diciembre, a diferencia del mes anterior en donde fue de 2.960 GWh, equivalente a un 43,5% de la generación total.

En términos de distribución por fuente, los **parques solares lideraron con 2.189 GWh**, seguidos por la energía eólica **(999 GWh)**, mini hidráulica de pasada **(221 GWh)**, biomasa **(121 GWh)** y geotermia **(12 GWh)**.

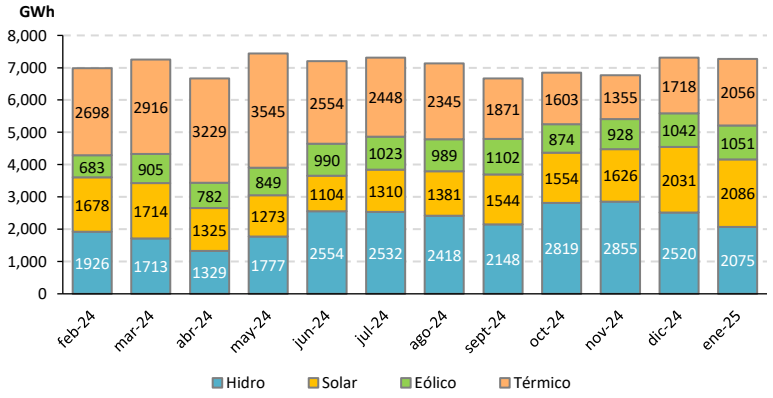
***Ley ERNC***

Cabe destacar que el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó 12 nuevos proyectos de energías renovables, con una capacidad combinada de 2.356 MW y una inversión estimada de US$3.520,6 millones. Asimismo, otorgó Resoluciones de Calificación Ambiental favorables a siete iniciativas, sumando 163 MW y US$179 millones en inversión.

*Fuente: Revista Electricidad (04/02/2025)*

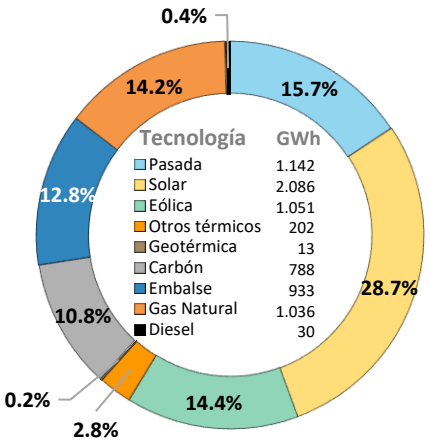
## ESTADÍSTICAS ENERO 2025

**Generación SEN últimos 12 meses**




*Fuente: Coordinador Eléctrico*

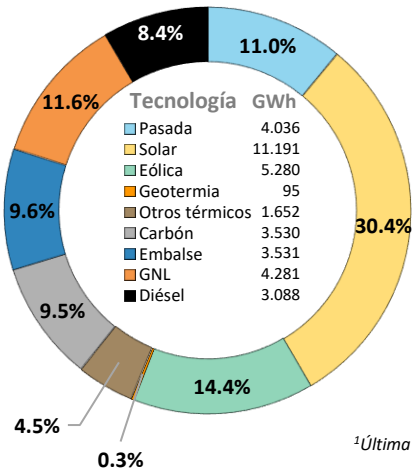
## COMPOSICIÓN DESPACHO SEN ENERO 2025




| Despacho de generación (GWh) | |
|---|---|
| Hidro | 2.075 |
| Térmico | 2.056 |
| Eólica | 1.051 |
| Solar | 2.086 |
| Geotérmica | 13 |
| **Total** | **7.281** |

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

## CAPACIDAD INSTALADA SEN DICIEMBRE[1] 2024

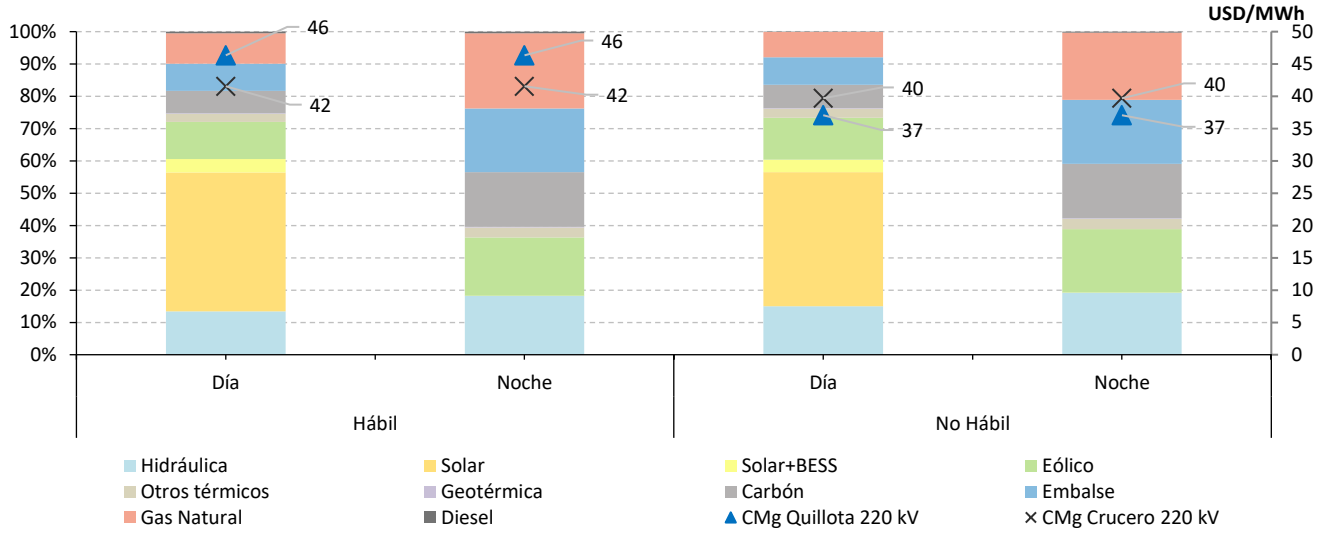



| Capacidad Instalada SEN (MW) | |
|---|---|
| Hidro | 7.566 |
| Térmico | 12.646 |
| Eólica | 5.280 |
| Solar | 11.191 |
| Geotérmica | 95 |
| **Total** | **36.778** |

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

*[1]Última actualización del CEN de Diciembre 2024*

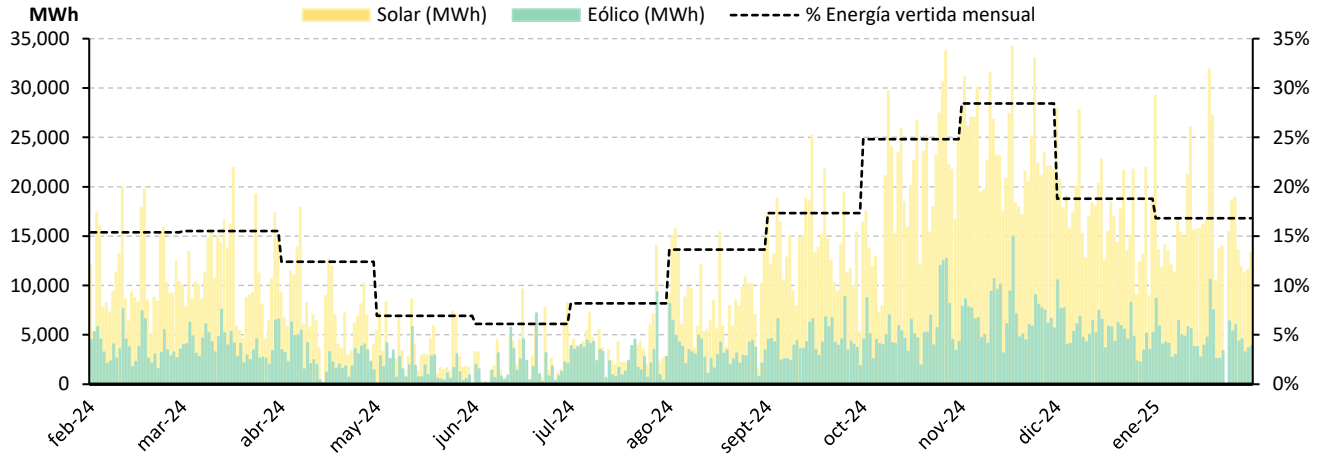
## Generación por tecnología y costos marginales en Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, Enero 2025




*Fuente: Coordinador Eléctrico*

En el gráfico anterior se puede observar el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados como "no hábiles" incluyen sábado, domingo y festivos), haciendo la separación entre bloques horarios con aporte solar y no solar (bloque de día desde las 8:00 hasta las 21:59 hrs.). En periodos nocturnos se consideró las centrales híbridas (Solar + BESS) que se encuentran en operación (**Andes Solar II-B, Andes Solar IV, Coya, Diego de Almagro Sur, Don Humberto, El Manzano, Salvador, San Andrés, Uribe Solar**). A su vez, se incluyen las BESS que se encuentran en prueba, por haber inyectado en horas sin aporte solar (**Andes Solar II-A**), lo cual permite tener aporte de energía solar durante la noche. Adicionalmente, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

## Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, Feb. 2024 – Ene. 2025

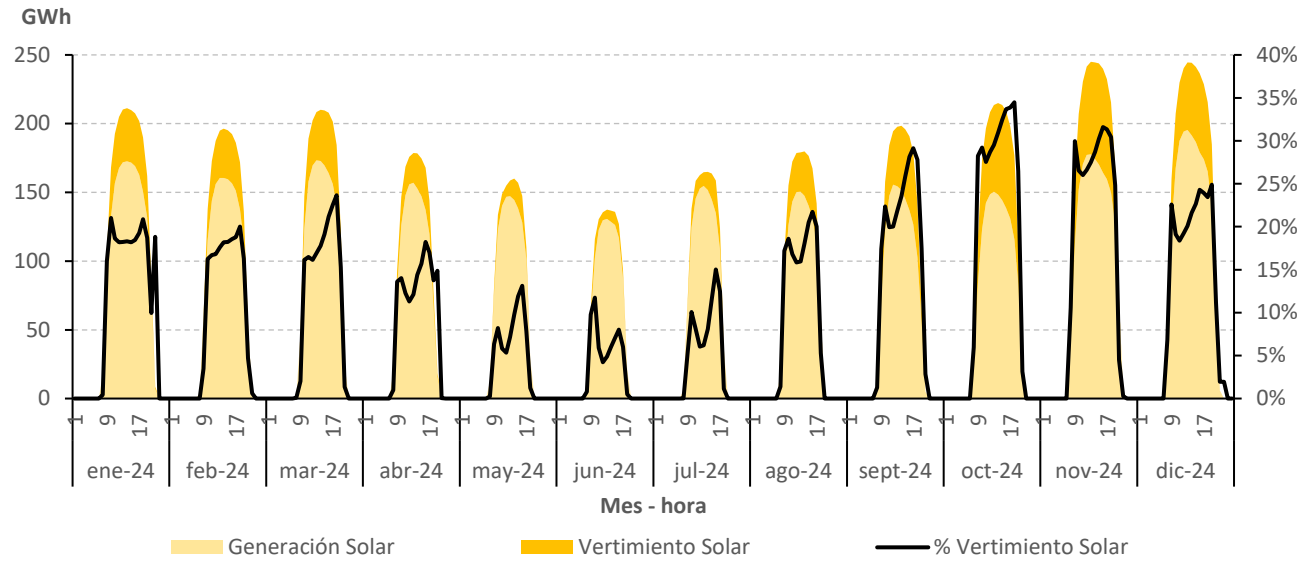



*Fuente: Coordinador Eléctrico*

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde febrero 2024 hasta enero[2] 2025, 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.

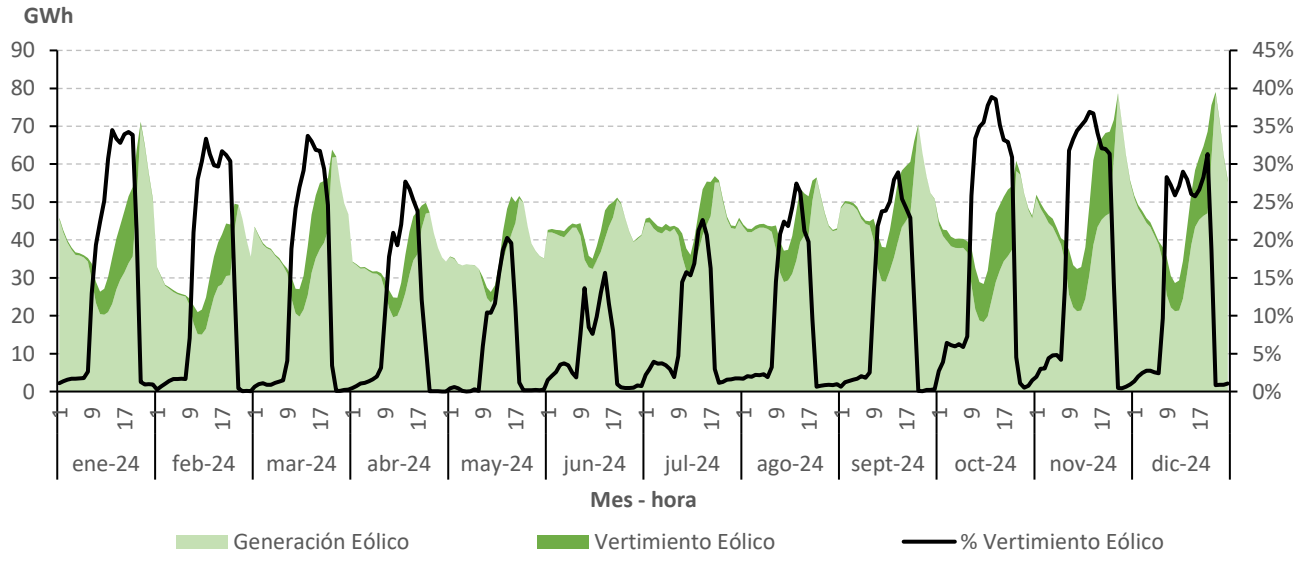
[2] La reducción ERNC durante la Operación en Tiempo Real (OTR) de enero 2025 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

## Reducción de energía Fotovoltaica mensual horaria, Enero 2024 – Diciembre[3] 2024




*Fuente: Coordinador Eléctrico*

## Reducción de energía Eólica mensual horaria, Enero 2024 – Diciembre 2024



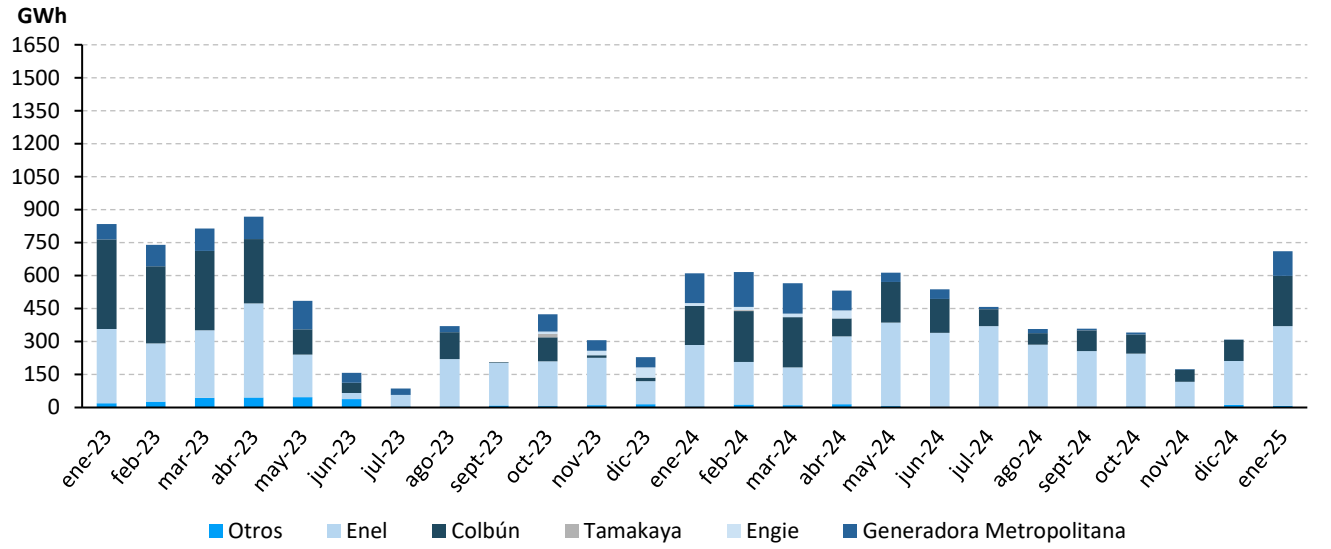

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

Los gráficos presentan la evolución de la reducción de energía y la generación horaria de las centrales solares y eólicas en el período comprendido entre enero y diciembre del año 2024, con valores actualizados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Además, se detalla el porcentaje de vertimiento de cada tecnología respecto a su generación total.

Se aprecia que, durante los meses estivales, el porcentaje de vertimiento aumenta significativamente tanto para la generación solar como para la eólica. Este comportamiento coincide con los meses de mayor aporte de generación renovable al sistema, consolidando el 2024 como un período récord en términos de reducción de energía renovable.

*[3] Últimos datos definitivos publicados por el Coordinador a Diciembre 2024.*

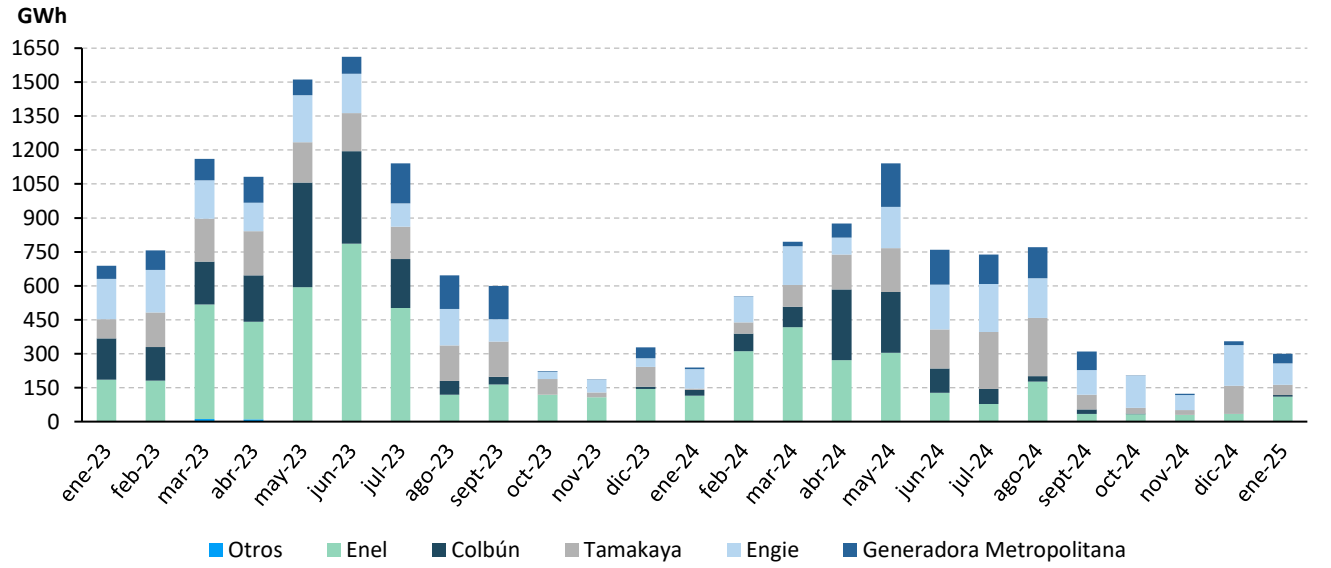
## Generación histórica Gas Natural Argentino




En Enero de 2025 se generaron **710,6 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **51,2%** se atribuye a **Enel**, un 32,0% a Colbún, 15,8% a Generadora Metropolitana, y el 1,0% restante es atribuible a otras empresas.

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

## Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones




En Enero de 2025, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **299,3 GWh**, lo que representó el **11,7% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **50,7%** es atribuible a la empresa **Engie,** un 35,3% a Tamakaya, un 9,3% a Enel, un 4,5% a Generadora Metropolitana, y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

## Precios de Nudo de Corto Plazo y PMM Enero 2025 (US$/kWh)

| | |
|---|---|
| Precio Nudo **Quillota 220 kV** | 68,4 |
| Precio Nudo **Crucero 220 kV** | 78,1 |
| PMM SEN | 98,4 |
| Precio Dólar | 1.000,8 |

*Fuente: CNE*

## Costos marginales promedio Enero 2025 (US$/kWh)

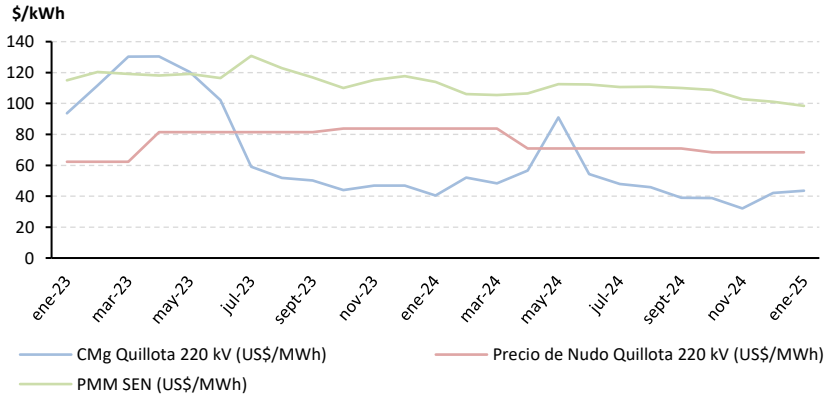
| | |
|---|---|
| Crucero 220 kV | 41,0 |
| Cardones 220 kV | 40,6 |
| Pan de Azúcar 220 kV | 39,8 |
| Quillota 220 kV | 43,6 |
| Charrúa 220 kV | 40,5 |
| Puerto Montt 220 kV | 127,9 |

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

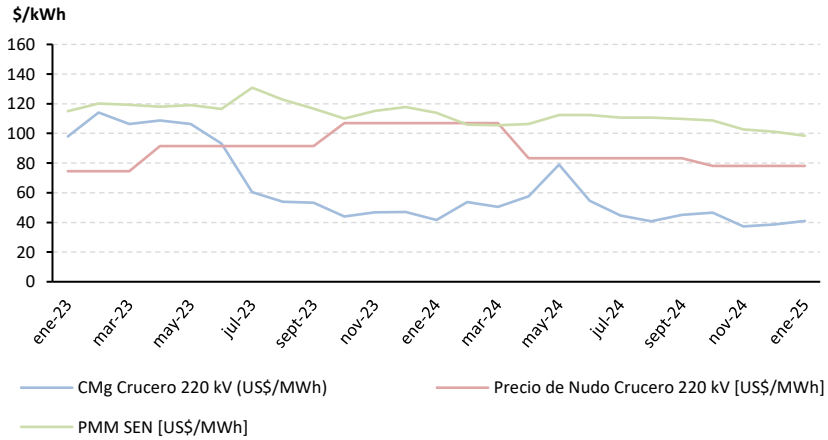
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

# 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

## Energía solar instalada en el Sistema Eléctrico Nacional abre el año con más de 11.100 MW de capacidad

*Reporte mensual del Coordinador Eléctrico Nacional entregó las cifras de cada fuente energética a fines de 2024.*

La capacidad instalada de las centrales solares fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Nacional llegó a **11.190 MW durante 2024**, superando otro umbral en el parque generador, lo que **representa un 30,4% de las fuentes energéticas** presentes entre Arica y Chiloé.

Así lo indica el Reporte Mensual del Coordinador Eléctrico Nacional, donde también se destaca que las tres principales regiones que aportan energía solar en la generación bruta son Antofagasta, Atacama y la Metropolitana.

Sobre los proyectos de generación en etapa de pruebas para su interconexión, el documento señala que la energía solar representa el 27,1% de los 995 MW que se encuentran en esta situación.

Según los datos de la plataforma Infotécnica del Coordinador, actualmente se registran 649 centrales solares en operaciones, siendo las regiones de Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins y Maule las que concentran el mayor número de unidades, especialmente Pequeños Medios de Generación Distribuida.

La mayor capacidad instalada de esta tecnología se encuentra en Antofagasta, con 4.062 MW, seguida de Atacama, con 2.541 MW.

*Fuente: Electro Minería (11/02/2025)*

## Balance ERNC Diciembre 2024

| | |
|---|---|
| Total retiros afectos a obligación (GWh) | **6.699** |
| Obligación ERNC (GWh) | **1.112** |
| % Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación | **16,6%** |
| Inyección ERNC (GWh) | **3.464** |
| % Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación | **51,7%** |

*Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional*

## NOTICIAS

### Net Billing: CNE proyecta que generación residencial aumente de 1.626 GWh a 2.469 GWh entre 2025 y 2026

La generación residencial, especialmente mediante energía solar, aumentará de 1.626 GWh a 2.469 GWh entre 2025 y 2026, según las proyecciones señaladas en el Informe Final de Licitaciones de Suministro, elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras.

«Para el año 2025 y 2026 se ajustó promediando la información real y lo contenido en la información del Ministerio para llegar al 2027 a la información PELP. Para el cálculo se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año», indica el documento.

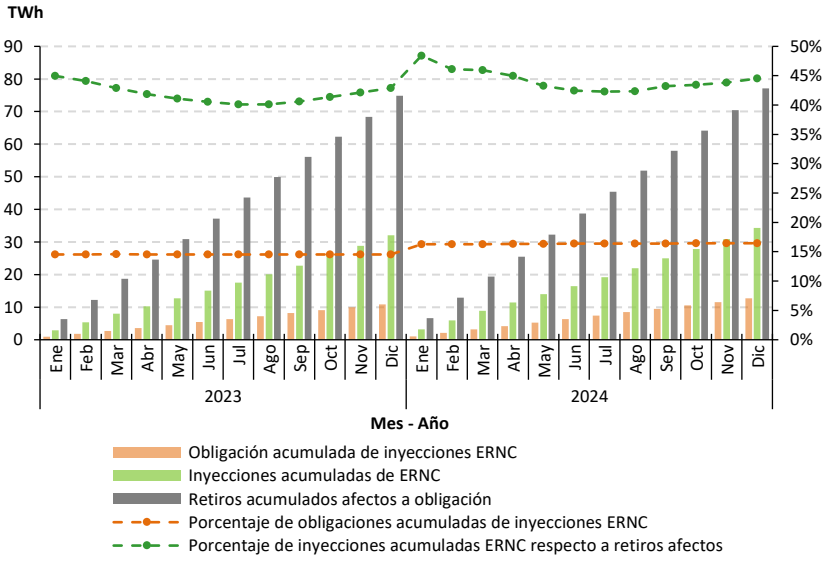
De acuerdo con el informe la estimación para el año pasado era que las instalaciones de Net Billing generasen un total de 646 GWh, lo que subiría a los 1.626 GWh para este ejercicio, llegando a 2.469 GWh en 2026, para duplicarse a 5.718 GWh a 2030.

Los mayores volúmenes de energía proyectados los tiene CGE, con 707 GWh en 2025; 1.041 GWh (2026) y 2.414 GWh (2030). Después sigue Enel Distribución, con 557 GWh en 2025; 899 GWh (2026), y 2.240 GWh (2030).

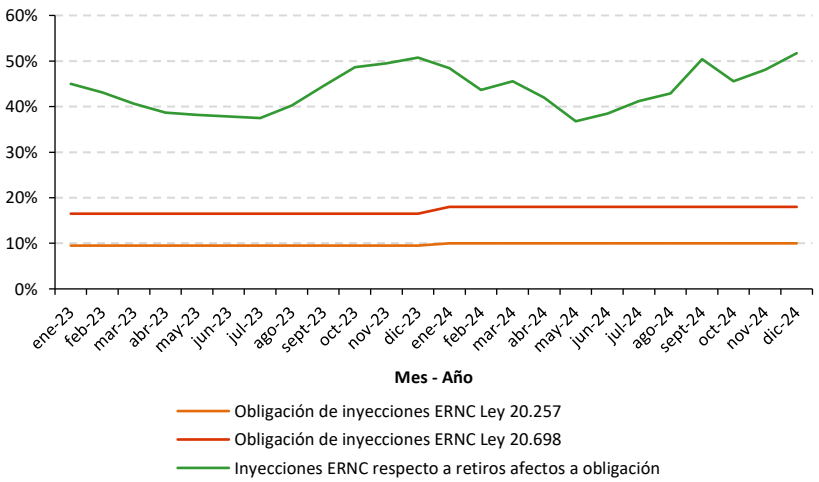
*Fuente: Electrominería (12/02/2025)*

## BALANCE ERNC DICIEMBRE 2024

**Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2023 hasta Diciembre 2024**




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




## Acreditaciones ERNC

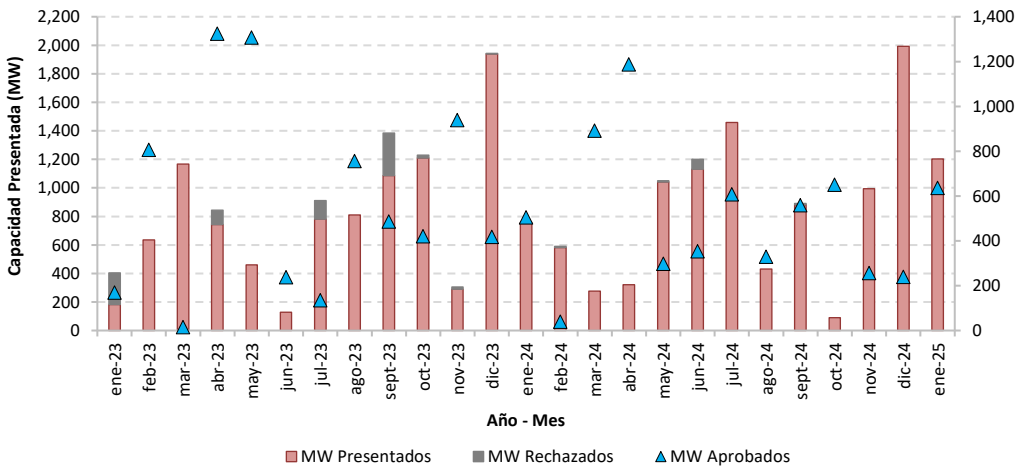
En los balances mensuales efectuados por el Coordinador Eléctrico Nacional, los retiros acumulados afectos de acreditación ERNC (Ley 20.257 y Ley 20.698) en el mes de Diciembre 2024, corresponden a **77.091 GWh**.

La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Diciembre 2024 correspondió a **12.684 GWh**, lo que corresponde a un **16,5%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Diciembre 2024, fueron de **34.322 GWh**, lo que corresponde a un **44,5%** 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 2023 la obligación es de un 9,5%, y un 16,5% para los contratos que se rigen por la Ley 20.257 y la Ley 20.698 respectivamente.*

## Proyectos de generación en evaluación, aprobados y rechazados en el SEIA hasta Enero 2025




### Estado de Proyectos

A partir de los datos estadísticos registrados en la plataforma electrónica del SEIA (Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental), en el mes de Enero de 2025 ingresaron un total de **1.838 MW** de potencia. Se registraron **634,9 MW** aprobados.

*Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA*

## Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en Enero 2025

| Proyecto | Titular | Potencia (MW) | Tecnología | Fecha de Ingreso |
|---|---|---|---|---|
| Parque Eólico Andino Suiza | Cóndor Los Lagos SpA | 115 | Eólica + BESS | 06-01-2025 |
| Parque Eólico Cerro Los Loros | Enel Green Power Chile S.A. | 79 | Eólica + BESS | 16-01-2025 |
| Parque Fotovoltaico con capacidad de almacenamiento Gaviota Solar | Gaviota Solar SpA | 18 | Solar + BESS | 23-01-2025 |
| Parque Fotovoltaico El Prado | Fotovoltaica Galleguillos SpA | 11 | Solar + BESS | 24-01-2025 |
| Parque Fotovoltaico Cotinga | Cotinga Spa | 9 | Solar + BESS | 24-01-2025 |
| Parque Fotovoltaico Lagunillas | PFV Limarí Solar SpA | 720 | Solar + BESS | 30-01-2025 |
| Parque Solar con Almacenamiento La Estancilla | PARSOSY MAGEC SPA | 250 | Solar + BESS | 31-01-2025 |

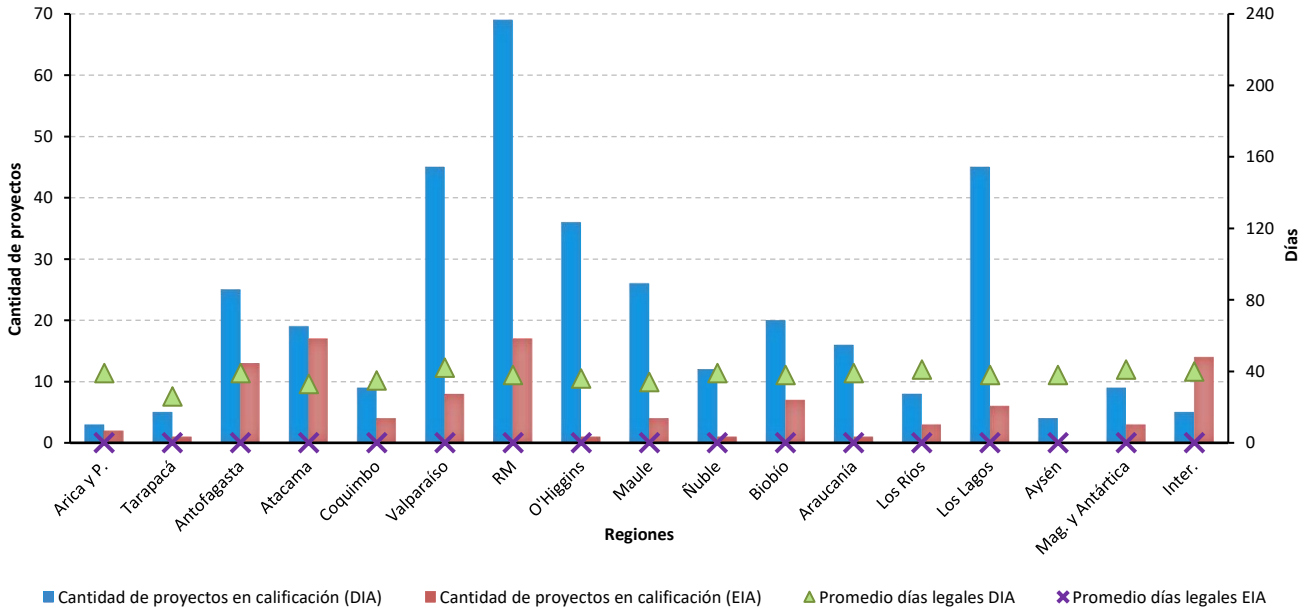
## Principales proyectos aprobados por el SEIA en Enero 2025

| Proyecto | Titular | Potencia (MW) | Tecnología | Fecha de Ingreso |
|---|---|---|---|---|
| Parque Fotovoltaico Algarrobal | GR Pacama SpA | 200 | Solar | 26-10-2021 |
| Parque Fotovoltaico El Almud | ENERGIA RENOVABLE CIRCON SPA | 7 | Solar + BESS | 23-11-2023 |
| Proyecto Fotovoltaico con Almacenamiento Tamarindo | TAMARINDO SOLAR SPA | 9 | Solar + BESS | 22-02-2024 |
| Parque Fotovoltaico Caipulli | Energia Renovable Diamante SpA | 9 | Solar | 22-02-2024 |
| Parque Fotovoltaico Graneros | PARQUE SOLAR BADAJOZ SPA | 7 | Solar + BESS | 28-03-2024 |
| Planta Fotovoltaica Vernazza | Vernazza SpA | 152,9 | Solar + BESS | 03-05-2024 |
| Parque Fotovoltaico Zaldivar | ZAPALERI SPA | 250 | Solar | 13-05-2024 |

*Fuente: 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 enero y diciembre de 2024. *(última actualización del SEIA a diciembre 2024)*




*Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA*

## NOTICIAS

### SEA admite a tramitación segundo proyecto fotovoltaico de RWE en Chile

El segundo proyecto de la alemana RWE Renewables, el **Parque Fotovoltaico Pita Solar**, continúa su avance, tras admitirse hoy a tramitación por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), su Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

El proyecto fotovoltaico fue ingresado a evaluación ambiental la primera semana de febrero, con planes de instalarse en la comuna de Pozo Almonte, en la Región de Tarapacá, con una línea de transmisión de 13,3 kilómetros. Cuenta con una capacidad instalada de 184,9 MWac, además de un sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS) de 185 MW por 5 horas.

Pita Solar contó con un levantamiento de información por más de un año, donde se realizaron cuatro campañas y estudios de nidificación y micro ruteo de flora. Además, durante el 2023 comenzó el relacionamiento comunitario. Antes del ingreso a evaluación ambiental, se realizaron cuatro Participaciones Ciudadanas Tempranas, tanto con el municipio como con agrupaciones indígenas y la comunidad cercana al proyecto.

De ser aprobado, el proyecto que se estima con una vida útil de 35 años. Contempla una inversión de aproximadamente US$320 millones, con una construcción que podría demorar 18 meses, período en el que proyectan generar cerca de 260 empleos, con un peak de 450.

Este segundo proyecto de la empresa en el país se sumaría a su Parque Fotovoltaico Los Durmientes, ubicado en la Región de Antofagasta, el que actualmente está en evaluación ambiental, y que contempla una capacidad de 243,6 MWac más almacenamiento.

*Fuente: La Tercera (13/02/2025)*

## Plan de obras de generación SEN, ITD de PNCP, Primer Semestre de 2025

Según el Informe Técnico Definitivo del Primer Semestre de 2025, se proyecta una capacidad instalada adicional de **20.128 MW** para el año 2034. Esta estimación abarca tanto las centrales en construcción como las recomendadas por la CNE, sin considerar la capacidad actual.

En cuanto a las centrales hidroeléctricas, se prevé una potencia adicional instalada de **1.026 MW** para el año 2034.

En el caso de las centrales térmicas, se proyecta la instalación de **11 MW** entre instalaciones Biomasa, GNL y Diésel antes de 2034, sin contemplar ninguna adicional posteriormente a ese año.

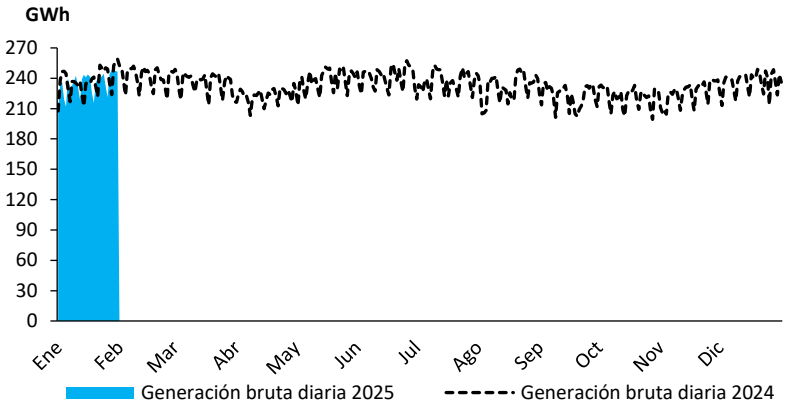
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

Por otra parte, se anticipa una capacidad adicional de **7.120 MW** para las centrales eólicas hasta el año 2034.

Por último, se calcula una capacidad de almacenamiento de **8.585 MW**.

*Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE*

### Evolución de la generación bruta diaria del SEN (GWh) desde Enero 2024 hasta Enero 2025




*Fuente: Coordinador Eléctrico*

### Demanda máxima horaria del SEN (MW)

| | |
|---|---|
| **2019** | **10.793** |
| **2020** | **10.907** |
| **2021** | **11.303** |
| **2022** | **11.906** |
| **2023** | **11.549** |

*Fuente: Coordinador Eléctrico*

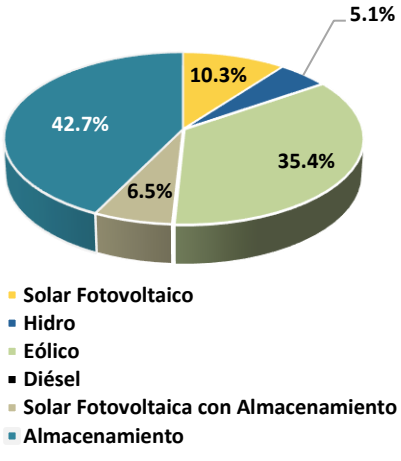
### Capacidad Diciembre* 2024 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

| | Dic. 2024 | Rec. 2034 |
|---|---|---|
| Eólica | 5.280 | 7.120 |
| Geotermia | 95 | 0 |
| Hidro | 7.566 | 1.026 |
| Solar | 11.191 | 2.082 |
| Térmico | 12.646 | 11 |
| Solar FV + BESS | 0 | 1.303 |
| Almacenamiento | 0 | 8.585 |
| **Total** | **36.778** | **20.128** |

*Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE*

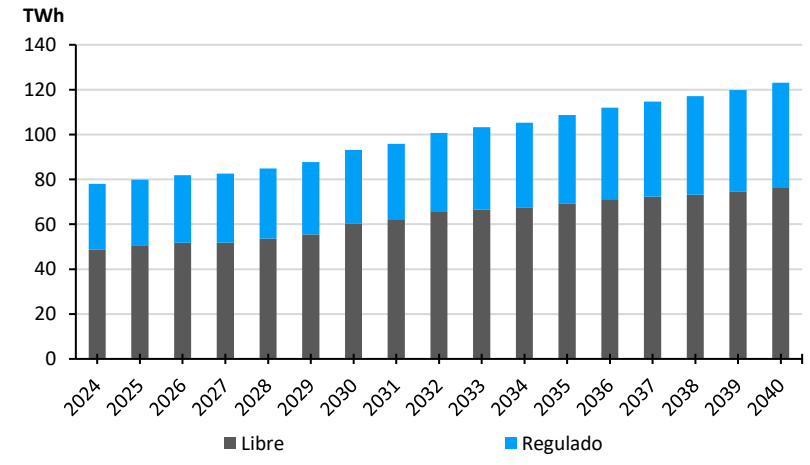
**Última actualización del CEN de Diciembre 2025*

### Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034




*Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE*

### Demanda proyectada del SEN (TWh)




*Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE*

## CENTRALES EN ETAPA DE PUESTA EN SERVICIO

| Central | Capacidad (MW) | Entrada en operación estimada | Central | Capacidad (MW) | Entrada en operación estimada |
|---|---|---|---|---|---|
| Punta de Talca (Solar) | 80 | Mar-25 | Las Salinas – Etapa 4 (Solar) | 94 | Mar-25 |
| Kallpa (Ex Lomas de Taltal) (Eólico) | 342 | Abr-25 | Desierto de Atacama (Solar) | 270 | May-25 |

## NOTICIAS

### De diésel a energía renovable: Así funciona nuevo sistema de baterías en Tocopilla

El sistema de almacenamiento BESS Tamaya -por sus siglas en inglés correspondientes a Battery Energy Storage System- de Engie Chile obtuvo la autorización por parte del Coordinador Eléctrico Nacional para entrar oficialmente en operación.

La instalación, emplazada en Tocopilla, región de Antofagasta, que comenzó su construcción en agosto de 2023, forma parte del plan de transformación de la compañía, que busca reemplazar antiguas unidades de generación a combustibles fósiles por soluciones renovables. Ahora, en el mismo sitio donde operaba una central diésel, se encuentra BESS Tamaya (68 MW/418 MWh) junto a la Planta Solar Tamaya (114 MWac), permitiendo almacenar la energía generada durante el día para inyectarla al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las horas de mayor demanda.

Con 152 contenedores de baterías de litio, el sistema permitirá reducir en 42.187 toneladas las emisiones anuales de $CO_2$, equivalentes a retirar de circulación 14.500 vehículos de combustión. Además, podrá suministrar energía limpia a 50.800 hogares durante las cinco horas de mayor demanda del SEN, así lo afirma públicamente de la compañía.

En esta línea, sostienen además que la reconversión de esta instalación es parte de una estrategia más amplia de la empresa, que incluye otros proyectos de almacenamiento como BESS Coya (139 MW/638 MWh), en operación desde marzo de 2024, y BESS Tocopilla (116 MW/660 MWh), actualmente en construcción en el lugar donde operaban antiguas unidades a carbón del Complejo Térmico de Tocopilla y BESS Capricornio (48 MW/264 MWh).

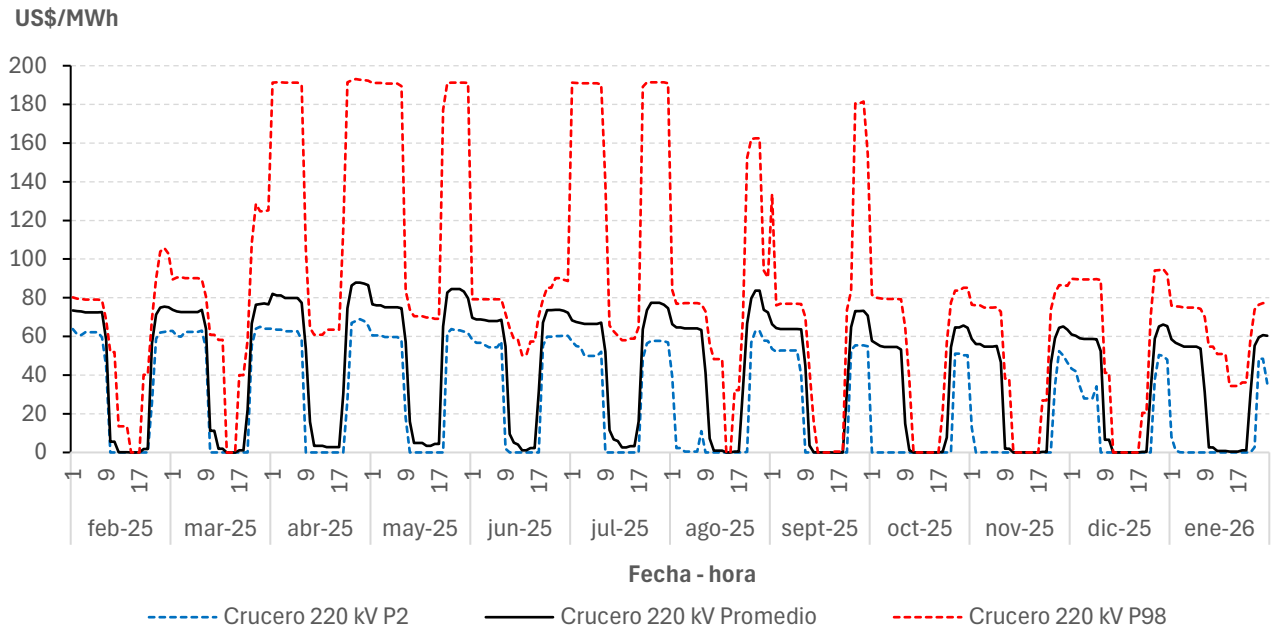
Cuando todos estos proyectos entren en operación, Engie Chile sumará una capacidad instalada de 2 GWh en almacenamiento de energía.

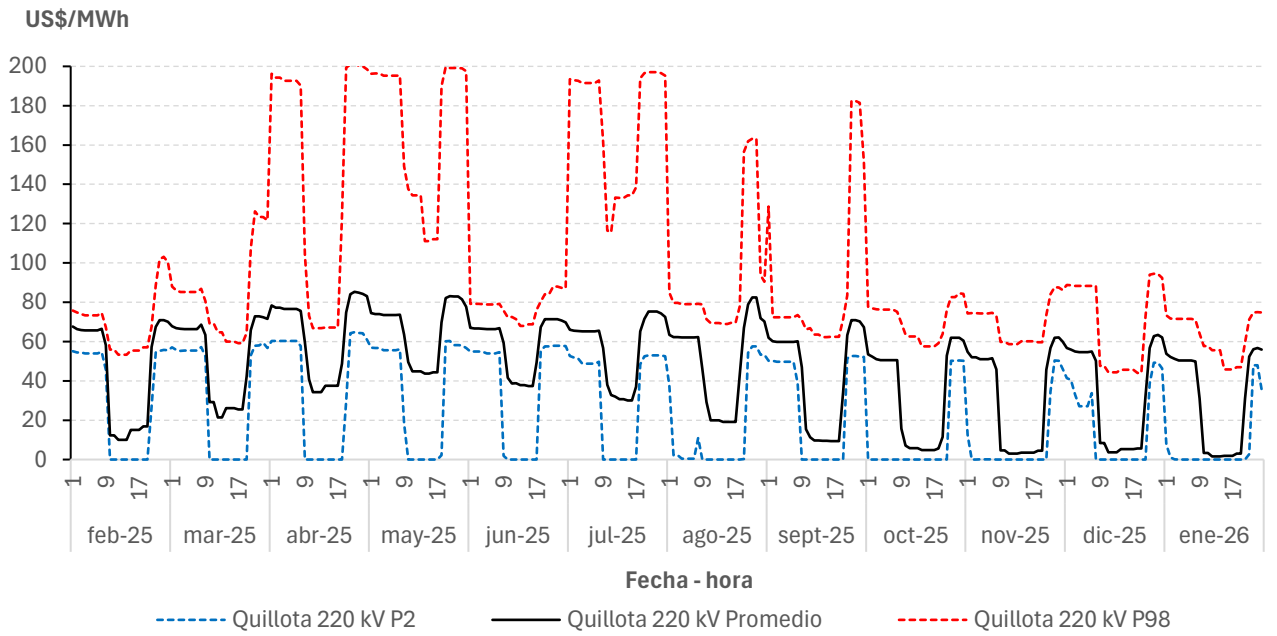
*Fuente: Revista de Electricidad (04/02/2025)*

# PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

## Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

En la siguiente gráfica se muestra una proyección de costos marginales para los Percentil 2, Percentil 98 y Promedio horario mensual para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.




*Fuente: Valgesta Energía*

# PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

## Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

Los gráficos observados en la página anterior tienen el objetivo de representar la incertidumbre hídrica y variabilidad de la generación de Energías Renovables Variables (ERV). Para ello, se presentan 3 condiciones: la condición del **Percentil 98**, la cual corresponde a una ocurrencia de aportes hídrico y ERV bajos; la condición **Promedio** que hace referencia a aportes hídrico y ERV medios; y la condición del **Percentil 2**, concerniente a aportes hidrológicos y ERV altos. A su vez, se presentan las proyecciones de cada una de las condiciones mencionadas dentro de las 24 horas del día para cada mes del año 2025, con el fin de capturar los distintos precios en cada hora.

Adicionalmente, se puede evidenciar que, considerando todas las posibles condiciones, para los próximos meses del presente año se proyectan precios que fluctúan entre 24,8 y 100,7 US$/MWh para Quillota 220 kV, y entre 26,3 y 85,4 US$/MWh para Crucero 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para el año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **42,6 US$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **47,8 US$/MWh**.

**ÁREAS DE TRABAJO**

- Estudio de Tarifas y costos para Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución.
- Diseño e Ingeniería de Proyectos de Energía.
- Análisis Económicos y Financieros.
- Análisis y desarrollo de nuevas regulaciones.

**www.valgesta.com**

Los precios proyectados de los percentiles están condicionados al aporte hídrico y generación ERV. Es decir, durante si hay una menor cantidad de lluvia, los costos marginales tenderían a aumentar. De igual forma, si la generación ERV es baja, se tendrá baja disponibilidad de un recurso cuyo costo variable es bajo (prácticamente nulo) y su reemplazo por despacho de tecnologías de mayor costo variable (principalmente térmicas) tenderían a aumentar los costos marginales.

***La proyección entregada en este boletín fue desarrollada por Valgesta Nueva Energía solamente para fines informativos e ilustrativos. El ejercicio se hace sobre la base de diversos supuestos, por lo que si éstos varían algunos de los resultados presentados podrían variar.***

25 AÑOS

VALGESTA

NUEVA ENERGÍA

VALGESTA.COM

valgesta@valgesta.com
Alonso de Córdova 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922