

25 AÑOS



VALGESTA

NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | N°7 | JULIO 2025

VALGESTA.COM

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

Cuidar y fortalecer la institucionalidad del sector eléctrico

El informe “OECD Economic Surveys: Chile 2025” entrega un diagnóstico contundente respecto de las limitaciones estructurales que enfrenta la economía chilena para recuperar su senda de crecimiento sostenido. Dentro de las principales brechas identificadas, destacan la baja productividad, la incertidumbre regulatoria, la insuficiencia en capacidades técnicas del Estado y la lentitud en los procesos administrativos para la inversión. Estas deficiencias tienen una expresión concreta en el desempeño reciente del sector eléctrico, que ha evidenciado crecientes tensiones operacionales, institucionales y normativas.

En los últimos dos años, el sistema eléctrico chileno ha enfrentado una sucesión de eventos críticos que han puesto a prueba su resiliencia técnica e institucional. En este contexto, uno de los puntos críticos ha sido la falta de articulación efectiva entre el Coordinador Eléctrico Nacional y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La fragmentación institucional, unida a vacíos normativos en la asignación de responsabilidades ante contingencias complejas, ha redundado en respuestas desalineadas, con efectos negativos sobre la seguridad de suministro y la confianza pública en el sistema y, sobre todo, en cómo está funcionando la institucionalidad del sector. Esta situación es coherente con la advertencia de la OCDE sobre la necesidad urgente de clarificar los mandatos institucionales y reforzar las capacidades de supervisión técnica y fiscalización en sectores estratégicos.

A su vez, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha acumulado retrasos significativos en la actualización de las tarifas de transmisión y distribución eléctrica. Este rezago regulatorio, que compromete los principios de señalización eficiente y sostenibilidad financiera del sector, se presenta en un momento en que la inversión privada en infraestructura energética requiere, con sentido de urgencia, certeza y estabilidad normativa para materializarse.

Frente a este escenario, resulta imperativo generar consenso entre los distintos agentes del mercado, y en especial desde la autoridad, respecto de cómo debemos avanzar para robustecer el marco de gobernanza del sector eléctrico, con una clarificación precisa de atribuciones, una actualización normativa que responda al nuevo paradigma tecnológico y lograr una mejora sustantiva en la capacidad de respuesta del Estado.

La convergencia hacia una matriz energética resiliente, sostenible y costo-efectiva dependerá, en gran medida, de la capacidad institucional del país para reducir incertidumbre regulatoria, cerrar brechas de coordinación y ejecutar reformas con sentido de urgencia técnica. El informe de la OCDE es claro en la entrega del diagnóstico. Ahora corresponde transformar ese diagnóstico en una hoja de ruta concreta para el sector eléctrico chileno.

NOTICIAS

Proyecto BESS Tocopilla de Engie registra relevante avance

Como parte de su plan de transformación, Engie Chile busca reconvertir antiguos sitios de generación fósil en espacios destinados a nuevas tecnologías. Un ejemplo de esta estrategia es el Complejo Térmico de Tocopilla (CTT), donde avanza la construcción del sistema de almacenamiento de energía con baterías BESS Tocopilla, que ya alcanza un 60% de avance.

El proyecto ya instaló el 50% de las baterías sobre sus fundaciones y comenzó a conectar los equipos, marcando un paso clave en la implementación de esta iniciativa de 660 MWh de capacidad y 116 MW de potencia instalada.

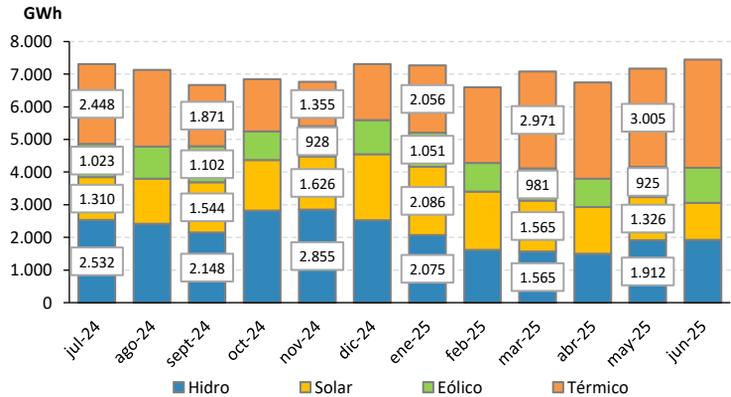
BESS Tocopilla incluirá 240 contenedores de baterías de iones de litio y almacenará, en promedio, 211 GWh de energía al año, suficiente para abastecer cerca de 89.900 hogares. Esta solución tecnológica también permitirá reducir las emisiones de CO₂, al evitar la liberación de 51.231 toneladas de CO₂eq anuales al reemplazar generación térmica a carbón en horas punta.

Carlos Regolf, Head of Projects Renewables and Batteries de Engie Chile, afirmó que “nos llena de orgullo transformar un sitio que antes operaba con centrales térmicas en un proyecto de almacenamiento de energía que impulsa la descarbonización y refuerza la seguridad del sistema eléctrico. BESS Tocopilla refleja claramente nuestro compromiso con la sostenibilidad y con el desarrollo económico y social de la comuna, en colaboración con todos los actores involucrados”.

Fuente: Revista Electricidad (01/07/2025)

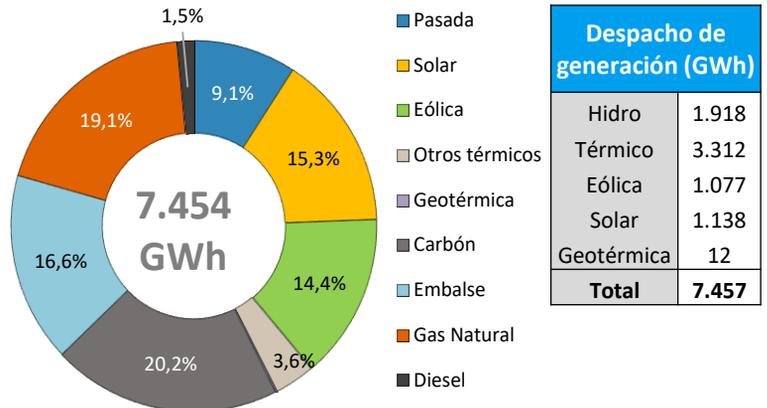
ESTADÍSTICAS JUNIO 2025

Generación SEN últimos 12 meses



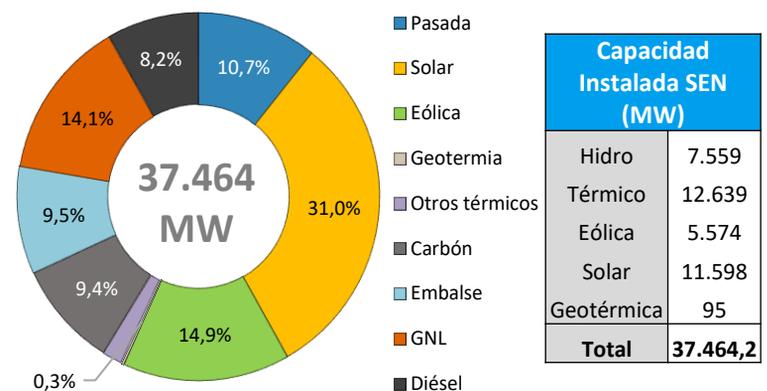
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN JUNIO 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

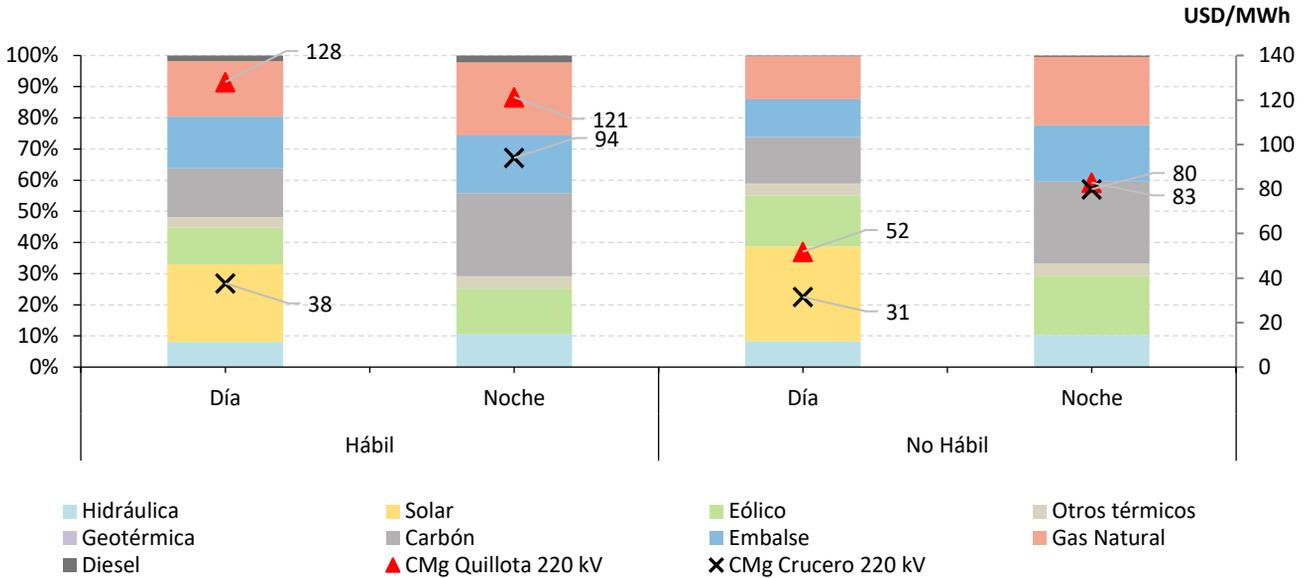
CAPACIDAD INSTALADA SEN MAYO¹ 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

¹Última actualización del CEN al mes de Mayo 2025

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

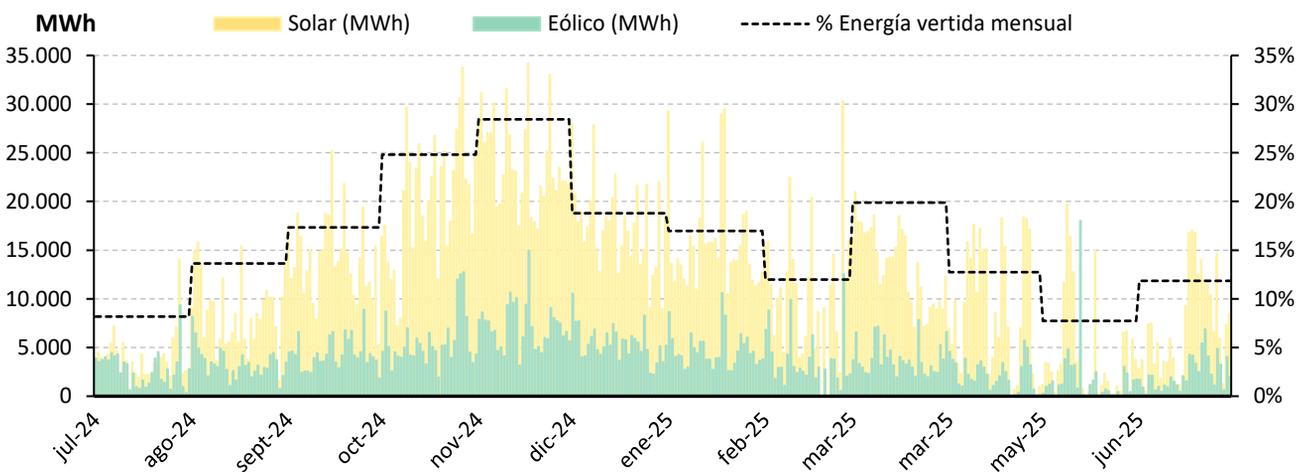


El gráfico anterior muestra el promedio de la participación de generación por tecnología para día hábil y no hábil (los días considerados no hábiles incluyen sábados, domingos y festivos), haciendo la separación entre horas de día y noche (horas de día desde las 8:00 hasta las 18:59 hrs.). Adicionalmente, se muestra el promedio del costo marginal para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

Los costos marginales en horas nocturnas tienden a ser más altos debido a la menor disponibilidad de generación renovable, lo cual obliga a utilizar tecnologías más costosas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, Jul. 2024 – Jun. 2025

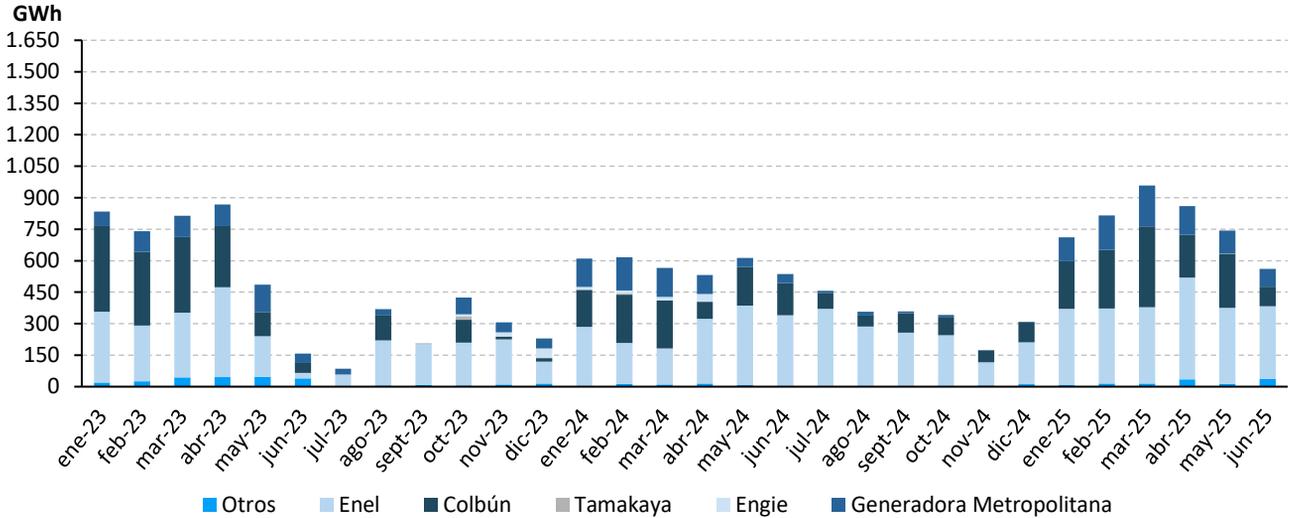


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde julio 2024 hasta junio² 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) del último mes corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

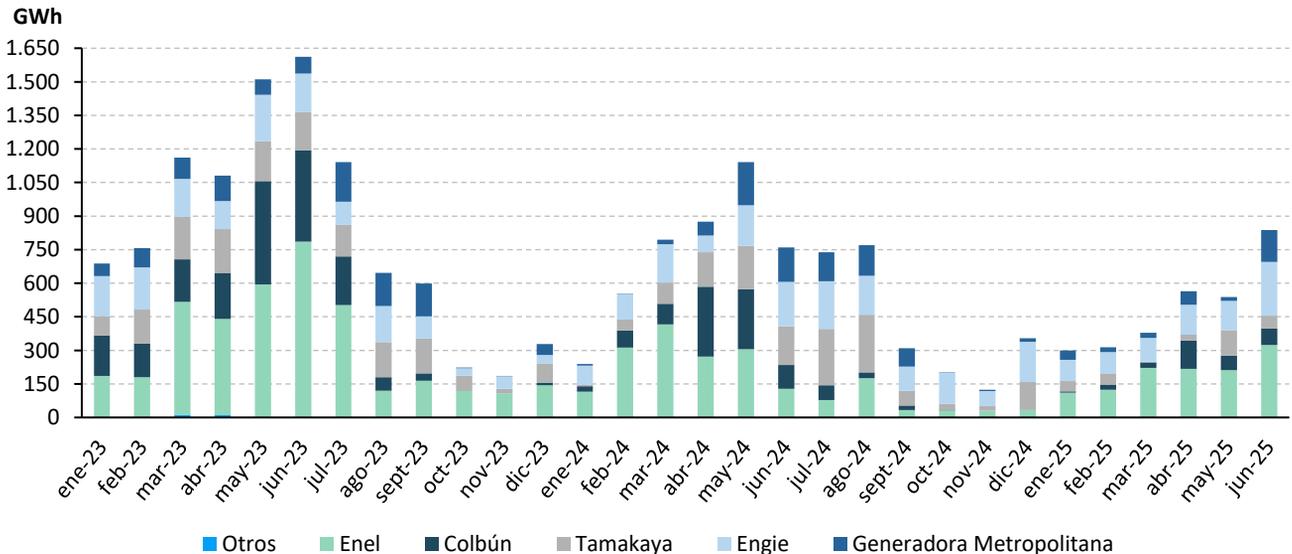
Generación histórica Gas Natural Argentino



En junio de 2025 se generaron **561,3 GWh** en base a Gas Natural Argentino, lo que representa una **disminución del 24,6%** en comparación con el mes anterior. Las principales empresas generadoras que participaron en esta producción fueron: Enel, con un 61,5% del total; Colbún, con un 16,8%; Generadora Metropolitana, con un 15,1%; y el 6,6% restante corresponde a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En junio de 2025, la generación de las centrales a GNL asociadas a los terminales de Quintero y Mejillones alcanzó los **838,1 GWh**, lo que representó el 14,1% de la generación total del SEN. En comparación con el mes anterior, esto implicó un **aumento del 55,5%**. Del total inyectado, un 38,4% correspondió a Enel, un 28,6% a Engie, un 17,1% a Generadora Metropolitana, un 8,8% a Colbún, un 6,9% a Tamakaya y el 0,2% restante fue aportado por otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Precios de Nudo de Corto Plazo (US\$/MWh)

PNCP Quillota 220 kV	58,6
PNCP Crucero 220 kV	66,2

Precio Medio de Mercado SEN (US\$/kWh) y Dólar Junio 2025

PMM SEN	107,1
Precio Dólar	938

Fuente: CNE y Banco Central

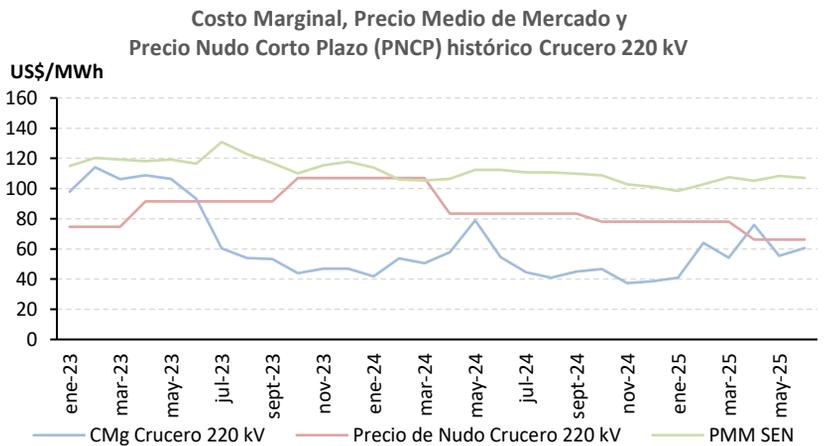
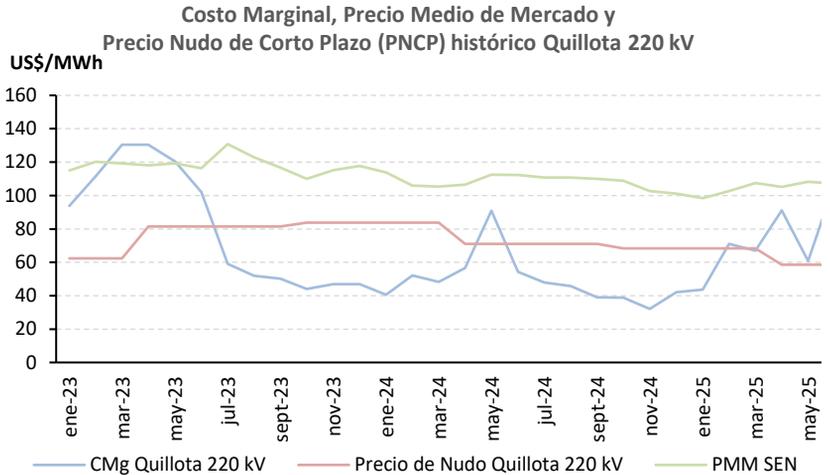
Costos marginales promedio Junio 2025 (US\$/MWh)

Crucero 220 kV	60,5
Cardones 220 kV	59,1
Pan de Azúcar 220 kV	59,8
Quillota 220 kV	107,3
Charrúa 220 kV	104,8
Puerto Montt 220 kV	101,8

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

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

ESTADÍSTICAS DE PRECIOS DE ENERGÍA



Fuente: CNE y Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

SEA da a conocer listado de proyectos sujetos a Declaración de Impacto Ambiental presentados en junio

En el marco del fortalecimiento de la participación ciudadana, y con el objetivo de asegurar una evaluación ambiental técnica y de excelencia, el Servicio de Evaluación Ambiental invitó a revisar la lista de proyectos o actividades sujetos a Declaración de Impacto Ambiental que se han presentado a las Comisiones de Evaluación de las regiones o ante la Dirección Ejecutiva durante el mes de junio de 2025, y que se publicó en el Diario Oficial.

En materia energética, entre los proyectos se encuentran la Planta Fotovoltaica Perico, en la comuna de Punitaqui; Modificación de Línea de Transmisión Eléctrica Proyecto Quinquimo Solar, en la comuna de Papudo; Parque Fotovoltaico Limachino III, en la comuna de Limache; el Sistema de Almacenamiento de Energía Remanso, en Rancagua; la Planta Fotovoltaica Parral, en la comuna del mismo nombre; el Proyecto Fotovoltaico El Roble Norte, en la comuna de Puerto Varas; Ampliación Vida Útil Central Térmica Tehuelche, Sector Salto Chico, en la comuna de Coyhaique; y el Parque Fotovoltaico Gabriela Solar, en la comuna de Maipú.

Fuente Revista Electricidad (01/07/2025)

Balance ERNC Abril 2025

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.701
Obligación ERNC (GWh)	1.227
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	18,3%
Inyección ERNC (GWh)	2.670
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	39,8%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

Proyecto FV emplazado en regiones del Biobío y Ñuble ingresa al SEA

El proyecto “Parque Fotovoltaico Sidon Solar” ingresó recientemente al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). La iniciativa contempla una inversión de US\$100 millones y se desarrollará en las comunas de Cabrero (Región del Biobío) y Pemuco (Región de Ñuble).

El plan considera construir y operar una planta solar fotovoltaica con una capacidad instalada de 162,55 MW (150 MW de potencia neta a inyectar), mediante 224.208 paneles de 725 W cada uno. El sistema enviará la energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de una línea de transmisión de 220 kV que recorrerá 5,7 kilómetros hasta la subestación Entre Ríos.

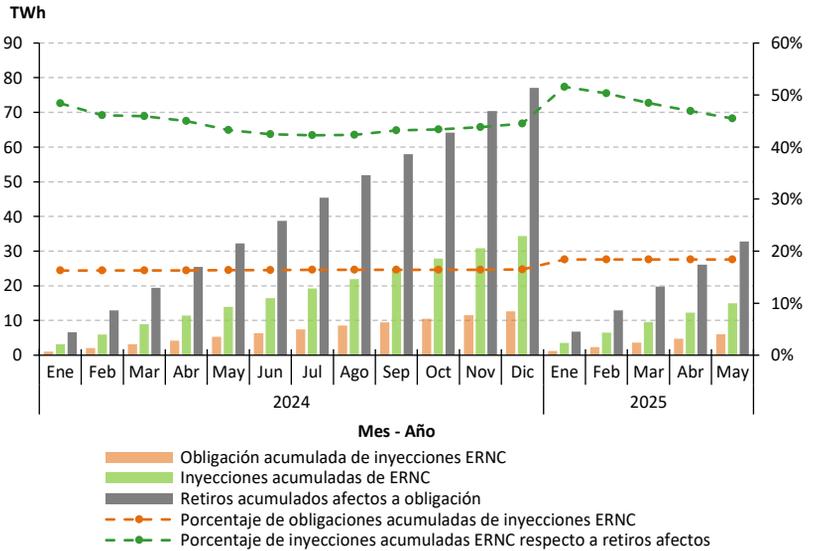
Sidon Solar se instalará sobre una superficie de 248 hectáreas e incluirá una subestación elevadora propia. Utilizará energía solar como fuente de Energía Renovable No Convencional (ERNC), lo que contribuirá al proceso de descarbonización y a la diversificación de la matriz energética nacional.

Finalmente se informó que la empresa estima iniciar la ejecución del proyecto en octubre de 2027 y prevé una vida útil de 33 años.

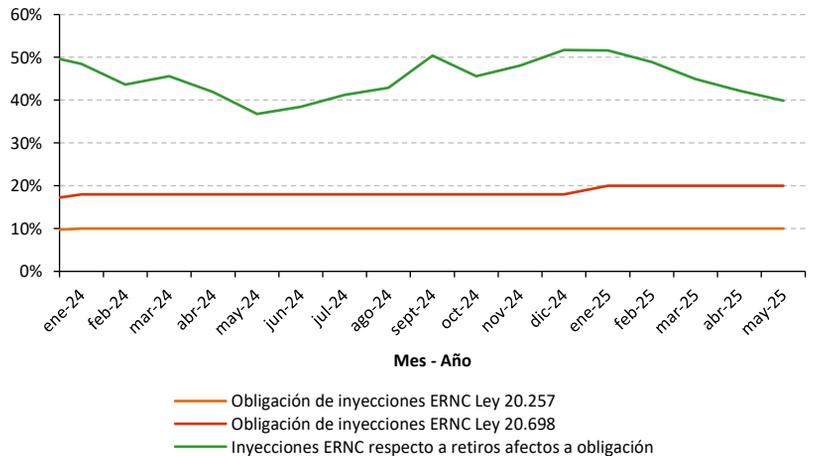
Fuente: Revista Electricidad (25/06/2025)

BALANCE ERNC ABRIL 2025

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2024 hasta Mayo 2025



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 Mayo 2025, corresponden a **32.787 GWh**.

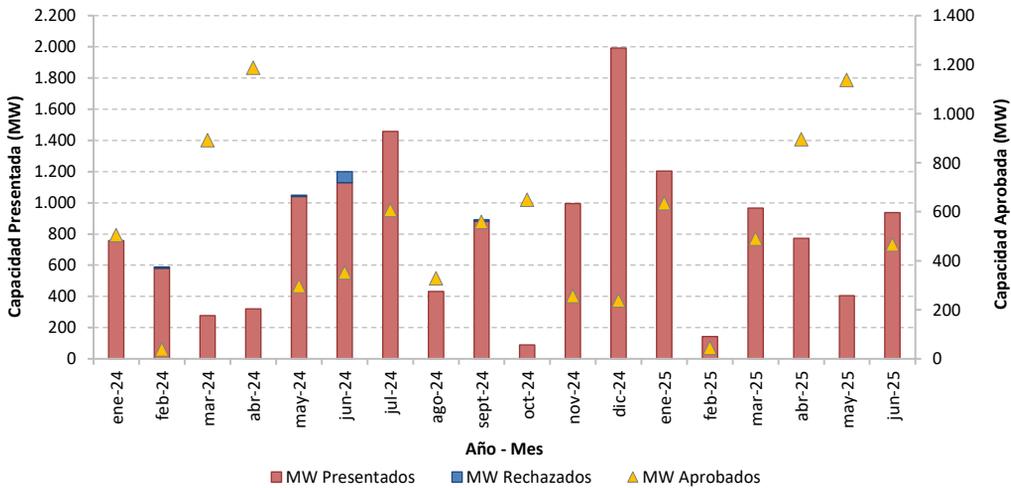
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Mayo 2025 correspondió a **6.021 GWh**, lo que corresponde a un **18,3%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Mayo 2025, fueron de **14.916 GWh**, lo que corresponde a un **39,8%** 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 registrarse 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 Junio 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 mayo de 2025 ingresaron un total de **1403 MW** de potencia. Se registraron **466 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

Principales proyectos en proceso de calificación en el SEIA en Junio 2025

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Eólico Rinconada	Energía Eólica Rinconada SpA	258	Eólico	24-08-2021
Energía Esmeralda	Energía Esmeralda SpA	9	Solar	24-07-2023
Planta Solar Fotovoltaica Canastero	PSF Canastero Spa	90	Solar	21-12-2023
Parque Solar Fotovoltaico Acuyo	Fontus SCL III SpA	82	Solar + BESS	25-01-2024
Parque Solar Sol del Cobre	Sol del Cobre SG SpA	9	Solar + BESS	03-04-2024
Energética Solar El Membrillo	ENERGÉTICA SOLAR EL MEMBRILLO SPA	9	Solar + BESS	14-05-2024
Parque Fotovoltaico Los Lagos	Energía Renovable Perla SpA	9	Solar	27-05-2024

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Junio 2025

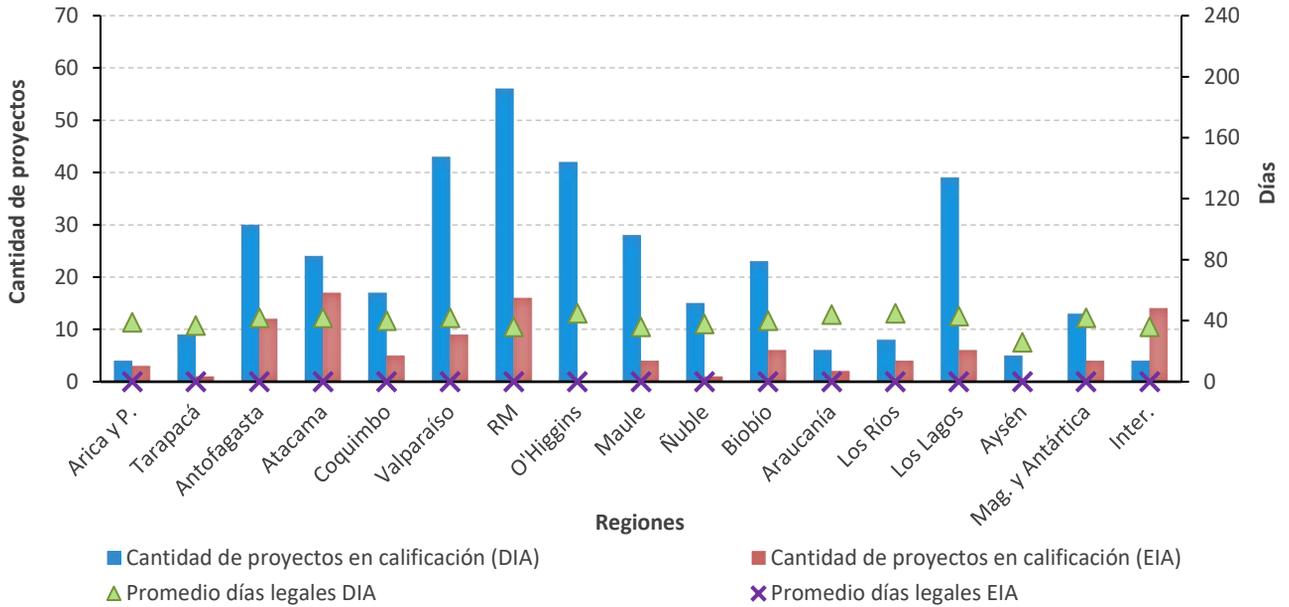
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta fotovoltaica Parral	CLD Generación 7 SPA	9	Solar + BESS	06-06-2025
Parque Fotovoltaico El Roble Norte	Energía Renovable Opalo SpA	9.0	Solar	06-06-2025
Planta Fotovoltaica Perico	CLD GENERACION 3 SPA	9	Solar + BESS	09-06-2025
Parque Fotovoltaico Limachino III	PFV Limachino III SpA	9	Solar + BESS	12-06-2025
Parque Fotovoltaico Radal Solar	Energía Renovable SPA	200	Solar + BESS	25-06-2025
Parque Solar Portezuelo	Portezuelo SpA	121	Solar + BESS	25-06-2025
Parque Eólico Alto Los Muermos	Alto Los Muermos	430	Eólica	26-06-2025
Parque Fotovoltaico Sidon Solar	Sidon Solar SpA	150	Solar	27-06-2025

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 2024 y junio 2025.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Generadoras de Chile impulsa discusión técnica sobre reforma del mercado de servicios complementarios

El pasado jueves 26 de junio, Generadoras de Chile convocó a sus empresas asociadas a un taller técnico del Comité Regulatorio, con el propósito de avanzar hacia una visión compartida y técnicamente sólida respecto de los desafíos y oportunidades que plantea la reforma del mercado de servicios complementarios (SSCC) en el país.

En la jornada —realizada en el Hotel Icon de Santiago— se analizaron las limitaciones estructurales del diseño actual, se revisaron experiencias internacionales relevantes y se identificaron condiciones habilitantes para construir un mercado más competitivo, funcional y alineado con la transformación del sistema eléctrico chileno.

“Como gremio, creemos que es fundamental que la reforma al mercado de servicios complementarios se funde en un diagnóstico técnico claro, que permita incorporar nuevas tecnologías, fortalecer la seguridad del sistema y entregar señales económicas coherentes con las necesidades futuras de la matriz”, señaló Camilo Charme, Director Ejecutivo de Generadoras de Chile, en la apertura del encuentro.

El primer bloque de exposiciones estuvo a cargo de Jorge Moreno, cofundador de Inodú, quien presentó un análisis de los atributos técnicos requeridos por el sistema eléctrico y los desafíos de confiabilidad que enfrenta Chile en contextos de alta penetración renovable.

“En muchos casos, el sistema no está fallando por azar, sino por diseño. La definición técnica y regulatoria de los SSCC debe responder a la función que esperamos del sistema, no solo a su forma de valorización”, advirtió Moreno, tras repasar eventos críticos como el blackout del 25F y los desafíos de integración funcional.

“El diseño actual debe evolucionar hacia mecanismos más competitivos y tecnológicamente neutros, con reglas claras, especificaciones funcionales y mayor integración de tecnologías como almacenamiento y respuesta rápida”, explicó Negrete, destacando el potencial de avanzar hacia un modelo pay-as-clear.

Fuente: Revista Electricidad (03/07/2025)



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.

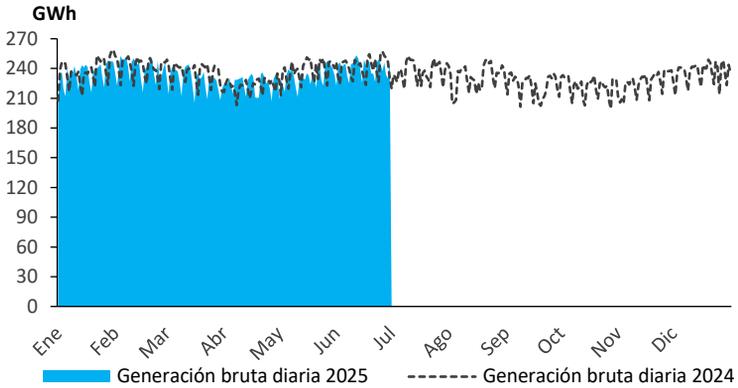
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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 Junio 2025



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Demanda máxima horaria del SEN (MW)

2020	10.907
2021	11.303
2022	11.906
2023	11.549
2024	12.191

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

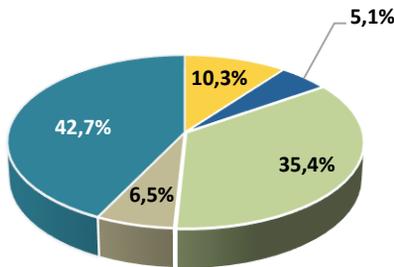
Capacidad instalada Mayo* 2025 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	May. 2025	Rec. 2034
Eólica	5.574	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.559	1.026
Solar	11.598	2.082
Térmico	12.639	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	37.464,2	20.128

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

*Última actualización del CEN de Mayo 2025

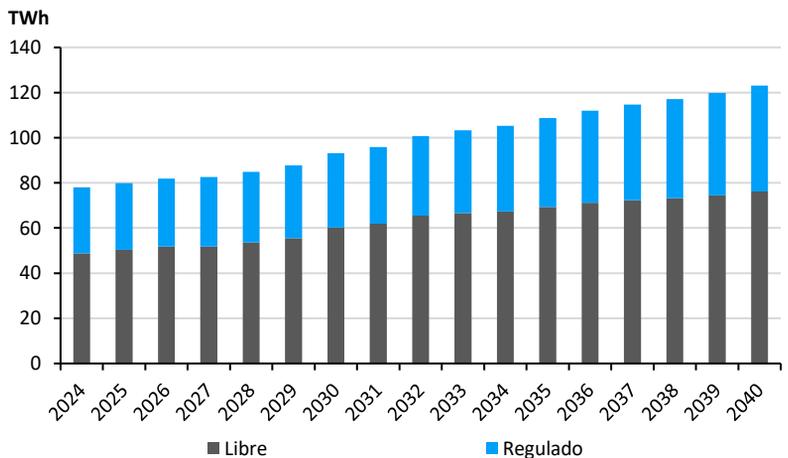
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



- Solar Fotovoltaico
- Hidro
- Eólico
- Diésel
- Solar Fotovoltaico con Almacenamiento
- Almacenamiento

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
Gabriela (Solar)	220	Ago-25	Horizonte – Etapa 3 (Eólica)	200	Sep-25
Víctor Jara (Solar)	200	Dic-25	PE Antofagasta (Eólico)	364	Oct-25



NOTICIAS

Coordinador adjudica obras para expandir Sistema Eléctrico Nacional

Los proyectos incluyen mejoras en subestaciones de Calama, Ancud y Pichirropulli.

El Coordinador Eléctrico Nacional comunicó que adjudicó el desarrollo de una serie de proyectos para fortalecer el sistema transmisión, proceso que había comenzado en noviembre de 2024.

La licitación incluía 11 proyectos, para los cuales llegaron 15 ofertas técnicas. Tras la apertura de ofertas económicas, se adjudicaron cuatro obras, equivalente a una inversión referencial de US\$49,5 millones, según quedó consignado en el Acta de Adjudicación publicada en el sitio del Coordinador.

Este grupo de obras corresponden a ampliaciones de sistemas de transmisión Nacional y Zonal, de iniciativas donde se aplicó el Art. 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, que permite relicitar estas obras.

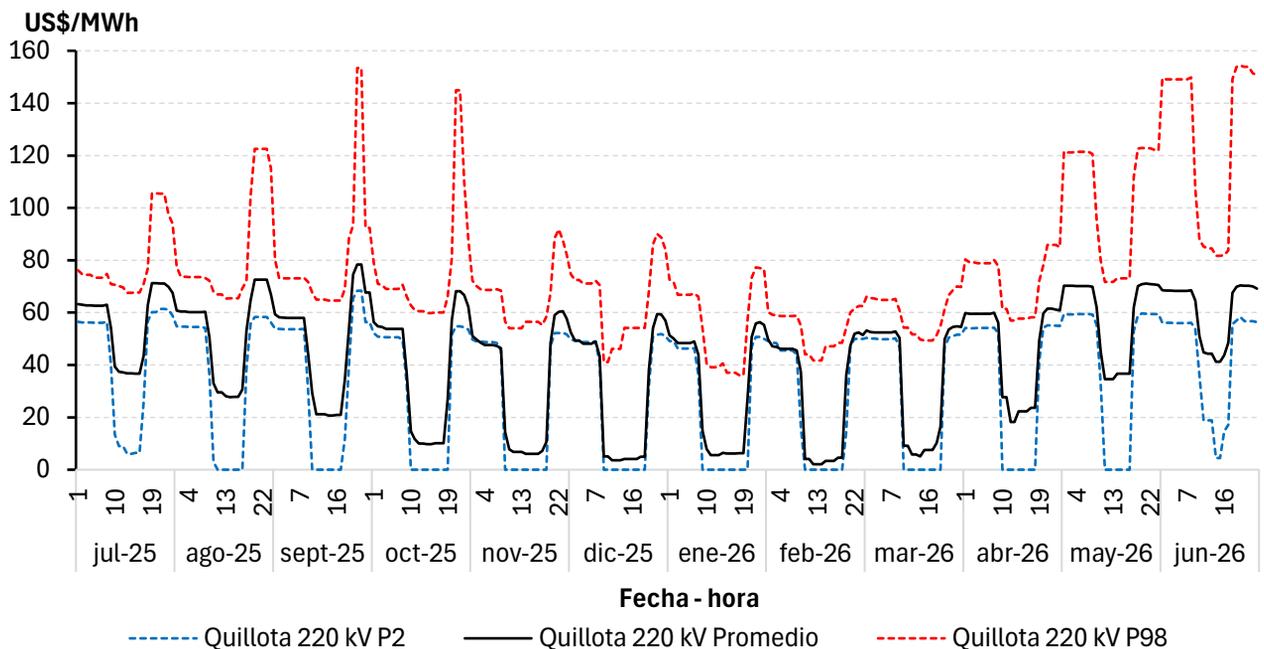
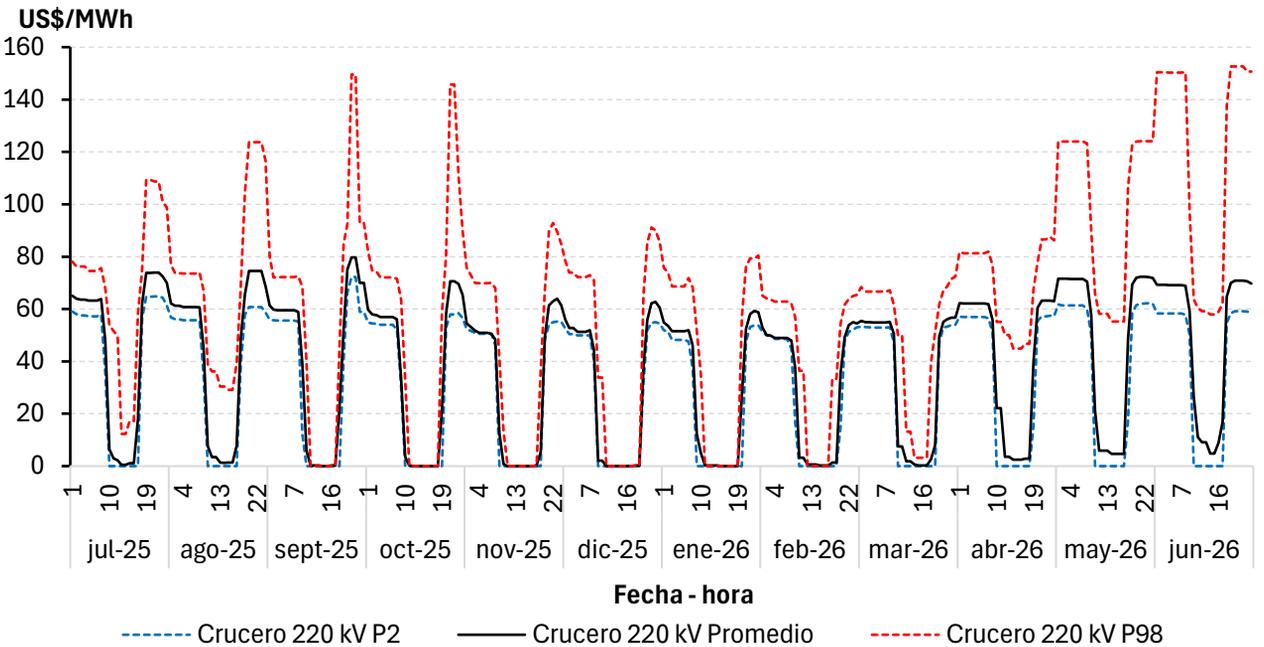
Las cuatro obras adjudicadas son el Reactor en S/E Nueva Pichirropulli; Ampliación en S/E Ancud (NTR ATMT); Ampliación en S/E Calama 110 kV; y Ampliación en S/E Calama 220 kV.

Fuente: Revista Electricidad (15/07/2025)

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.



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 los 12 meses del periodo proyectado, con el fin de capturar los distintos precios en cada hora.

Adicionalmente, se puede evidenciar que, **considerando todas las posibles condiciones**, para los próximos 12 meses se proyectan precios que fluctúan entre 32,3 y 63,6 US\$/MWh para Crucero 220 kV, y entre 32,4 y 76,7 US\$/MWh para Quillota 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos meses del año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **37,8 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **42,6 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 Córdoba 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922