



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | N°4 | ABRIL 2025

VALGESTA.com

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

Propuestas de modificación al DS N°125 - Prorratas de generación

1. Introducción

En el contexto del proceso de modificación del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS N°125/2017), y frente a los desafíos que plantea la alta penetración de energías renovables variables, la incorporación de nuevas tecnologías y la aparición de nuevos tipos de consumo, el Ministerio de Energía (MEN) ha elaborado una propuesta orientada a mejorar y modernizar la operación del SEN. La presente editorial se centra en el “Eje 1: Coordinación de la operación” de dicha propuesta, con especial énfasis en los ajustes metodológicos a las prorratas de generación aplicables a centrales con igual costo variable.

2. Diagnóstico del MEN sobre las prorratas de generación

Actualmente, cuando múltiples unidades presentan el mismo costo variable y no existe capacidad suficiente para despacharlas completamente¹ el Coordinador aplica una prorrata basada en la potencia máxima de cada unidad, excluyendo a aquellas que operan bajo régimen de autodespacho.

Según lo señalado por el MEN, esta metodología presenta dos principales limitaciones:

- Cálculo teórico sin considerar la disponibilidad real: Al basarse en la potencia máxima, la prorrata no refleja la disponibilidad efectiva de las unidades en tiempo real, lo que dificulta una asignación precisa del despacho y obliga al Coordinador a realizar múltiples iteraciones hasta alcanzar un resultado operativo consistente.
- Exclusión de unidades con autodespacho: Las centrales que operan bajo este régimen no participan en la prorrata, lo que genera una desalineación metodológica entre distintos tipos de tecnologías y limita la eficiencia y equidad en la coordinación del despacho.

3. Propuesta de modificación del MEN a las prorratas de generación

La propuesta del MEN incorpora modificaciones metodológicas destinadas a subsanar las limitaciones identificadas, estructuradas en torno a dos temas principales: modificación del criterio de asignación del despacho, e incorporación de las centrales con autodespacho en la lógica de prorrata.

3.1. Cambio del criterio de potencia máxima a potencia disponible

La propuesta plantea sustituir el criterio actual de prorrata basado en la potencia máxima por uno que se fundamente en la potencia disponible de cada unidad, a través de las siguientes etapas:

¹ Por restricciones en transmisión o sobreoferta de energía.

Propuestas de modificación al DS N°125 - Prorratas de generación

Etapas Transitorias:

Se mantiene la lógica proporcional de la prorrata, pero el cálculo se basará en la potencia disponible de las centrales. Este ajuste permite una mayor alineación con las condiciones reales de operación del sistema, mejorando la representatividad del despacho.

Régimen Permanente:

La determinación del punto de operación de las unidades se integrará en **herramientas de despacho económico automático**, las cuales considerarán variables adicionales como restricciones de seguridad, afectaciones por congestión y otras condiciones técnicas relevantes. Esta automatización permitirá una asignación más precisa y eficiente de los recursos del sistema.

3.2. Inclusión de unidades con autodespacho en la prorrata

Con el objetivo de avanzar hacia un tratamiento metodológicamente armónico entre distintas tecnologías de generación, el MEN propone incorporar las unidades en régimen de autodespacho en la lógica de prorrata, bajo los siguientes términos:

- Las centrales con autodespacho participarán **únicamente en situaciones donde exista prorrata a costo variable cero**.
- El Coordinador determinará el **monto total de reducción requerido** a nivel de distribución, en función de la potencia disponible/total conjunta de las instalaciones.
- Las **empresas distribuidoras** recibirán esta instrucción y serán responsables de **calcular y aplicar los puntos de operación**, de acuerdo con los criterios establecidos en el DS N°88. Para ello, deberán implementarse los **sistemas de monitoreo y comunicación** definidos en la normativa técnica correspondiente.
- Esta medida contemplará un periodo de implementación transitorio, en concordancia con la regulación vigente, que permita una transición gradual y coordinada hacia el nuevo esquema operativo.

4. Implicancias regulatorias y técnicas

Según lo señalado por el MEN, la modificación de la metodología de prorratas contribuiría a mejorar la eficiencia operativa y a reducir las distorsiones en el uso del sistema. En particular, la inclusión de centrales en régimen de autodespacho en escenarios de costo variable cero favorecería una mayor equidad entre participantes, mientras que la incorporación de la potencia disponible como criterio central aportaría un mayor realismo técnico al proceso de asignación.

Propuestas de modificación al DS N°125 - Prorratas de generación

5. Definición de casos

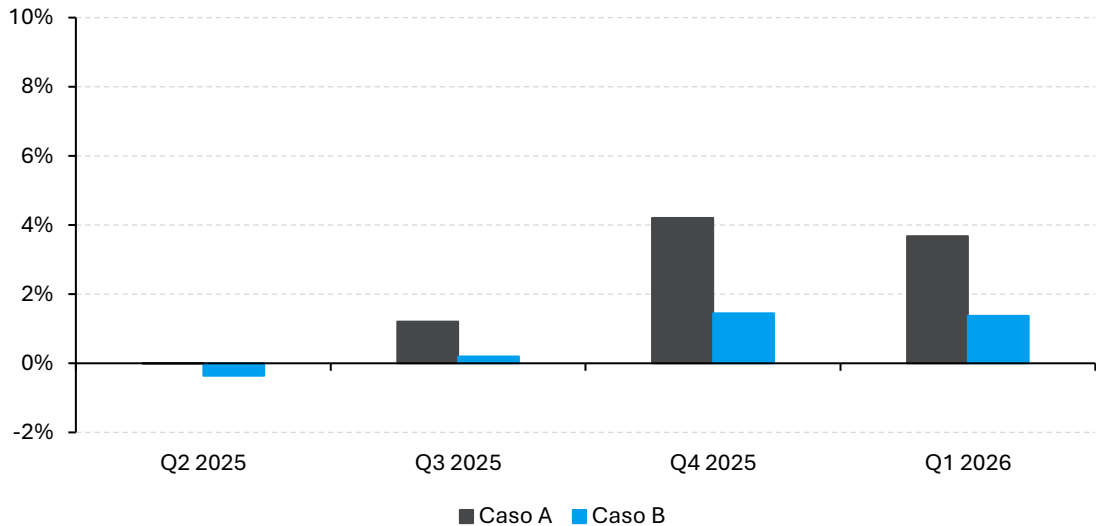
Con el objetivo de analizar los impactos que generarían los cambios propuestos por el MEN en la operación económica de largo plazo del sistema eléctrico, se definieron tres escenarios de estudio:

- **Caso Base:** Corresponde al escenario de referencia que considera la regulación vigente, manteniendo tanto el criterio de asignación de vertimientos basado en potencia máxima, como la exclusión de las unidades en régimen de autodespacho en la prorrata.
- **Caso A:** Incorpora el cambio metodológico en la asignación de vertimientos, reemplazando la potencia máxima por la potencia disponible como criterio de cálculo.
- **Caso B:** Extiende el Caso A e incluye, además, la participación de las unidades con autodespacho en la prorrata de vertimientos, en los términos definidos por la propuesta del MEN.

6. Resultados

Las siguientes figuras presentan la diferencia, respecto al Caso Base, en el porcentaje de vertimiento² proyectado para los Casos A y B durante los próximos cuatro trimestres.

Figura 6-1. Diferencia neta del vertimiento eólico respecto al Caso Base

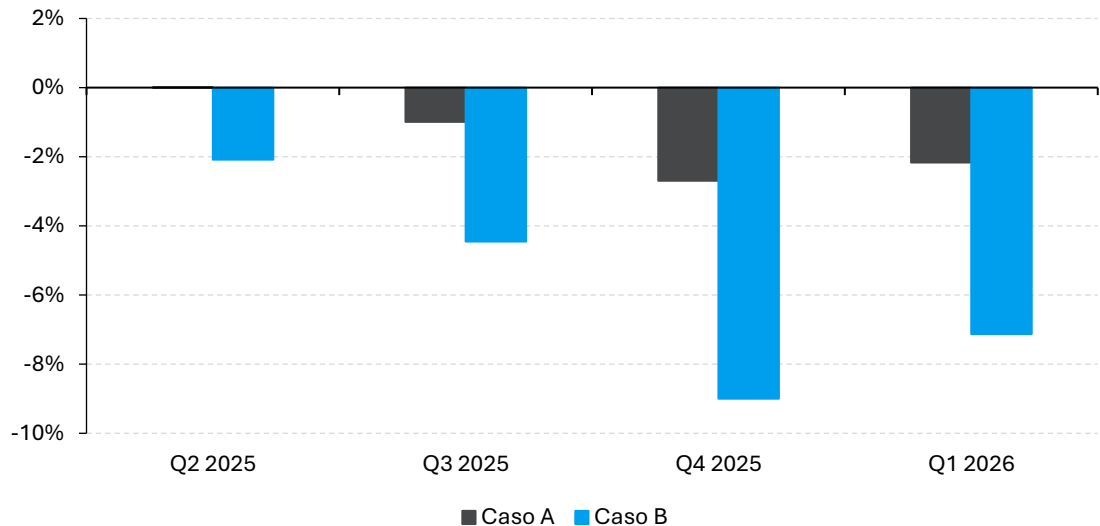


Fuente: Valgesta Nueva Energía

² Se considera el porcentaje de vertimiento como la razón entre la energía vertida y el potencial de generación (generación sin descontar los vertimientos).

Propuestas de modificación al DS N°125 - Prorratas de generación

Figura 6-2. Diferencia neta del vertimiento solar respecto al Caso Base



Fuente: Valgesta Nueva Energía

7. Comentarios finales

A partir de los resultados de la simulación y la estimación de los vertimientos para cada caso de estudio en condición promedio, se desprende lo siguiente:

- **Caso Base → Caso A:** Con la modificación del criterio de asignación del despacho, desde potencia máxima a potencia disponible, se observa en promedio un aumento del 30,2% en los vertimientos eólicos y una disminución del 6,0% en los vertimientos solares para los próximos 12 meses. Esta variación se explica porque, en general, las centrales eólicas presentan un punto de operación más bajo que las solares, ya que su generación se distribuye de manera más uniforme a lo largo del día.
- **Caso A → Caso B:** Con la incorporación de las centrales en régimen de autodespacho en la prorrata de generación, se amplía el conjunto de centrales sobre las que se distribuye el vertimiento, lo que reduce el impacto individual de cada central. Como resultado, el vertimiento de las centrales coordinadas disminuye, proyectándose en promedio, para los próximos 12 meses, una reducción de aproximadamente 16,2% para la tecnología eólica y un 16,9% para la tecnología solar fotovoltaica, respecto al Caso A.

NOTICIAS

Energías limpias anotan nuevo peak en marzo por impulso de centrales solares y eólicas

La participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) alcanzó un nuevo récord en la matriz eléctrica chilena durante el primer trimestre de 2025. Así lo revelan las cifras publicadas este martes por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y que dan cuenta de un mayor impulso proveniente de centrales eólicas y solares, en desmedro de las unidades térmicas y hidráulicas.

Según reveló el resumen diario de la operación del lunes 31 de marzo -documento donde el CEN muestra la participación por cada tipo de fuente en un mismo día y también las cifras acumuladas en lo que va del año-, las **ERNC totalizaron 9,49 TWh en los tres primeros meses del año**, lo que supone un **aumento del 5,3% frente al 2024**.

El monto, según informa La Tercera, **equivale al 44% del total de la generación eléctrica** registrada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) entre enero y marzo, que llegó a 21,49 TWh, superando la participación del 41% anotada en el primer trimestre de 2024 y confirmando la creciente participación de las energías verdes en la matriz.

Mayor aporte de energía solar y eólica

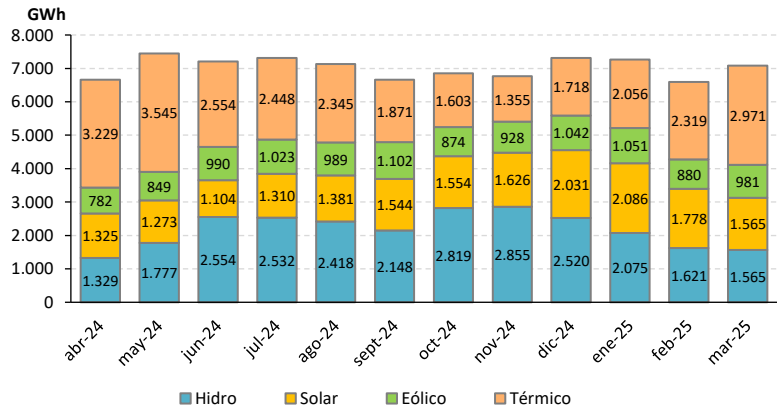
El resultado del primer trimestre reflejó que el mayor aporte proviene de centrales eólicas y solares, las únicas fuentes -junto a los sistemas de almacenamiento de energías en baterías **BESS**, Battery Energy Storage System- que presentan alzas en el acumulado del año.

Al mirar en detalle ambas tecnologías, se aprecia que las centrales fotovoltaicas son -después de las térmicas- las segundas de mayor participación individual en el SEN, con 5,61 TWh. Mientras que los parques aerogeneradores se sitúan en la cuarta posición, con 2,89 TWh, siendo superadas por la energía proveniente de unidades de generación hidráulica.

Fuente: Reporte Minero (03/04/2025)

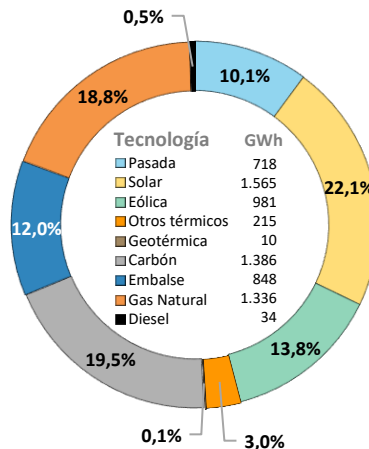
ESTADÍSTICAS MARZO 2025

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

COMPOSICIÓN DESPACHO SEN MARZO 2025

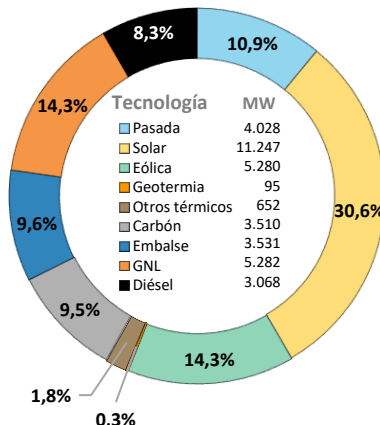


Despacho de generación (GWh)

Hidro	1.565
Térmico	2.971
Eólica	981
Solar	1.565
Geotérmica	10
Total	7.093

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN FEBRERO¹ 2025



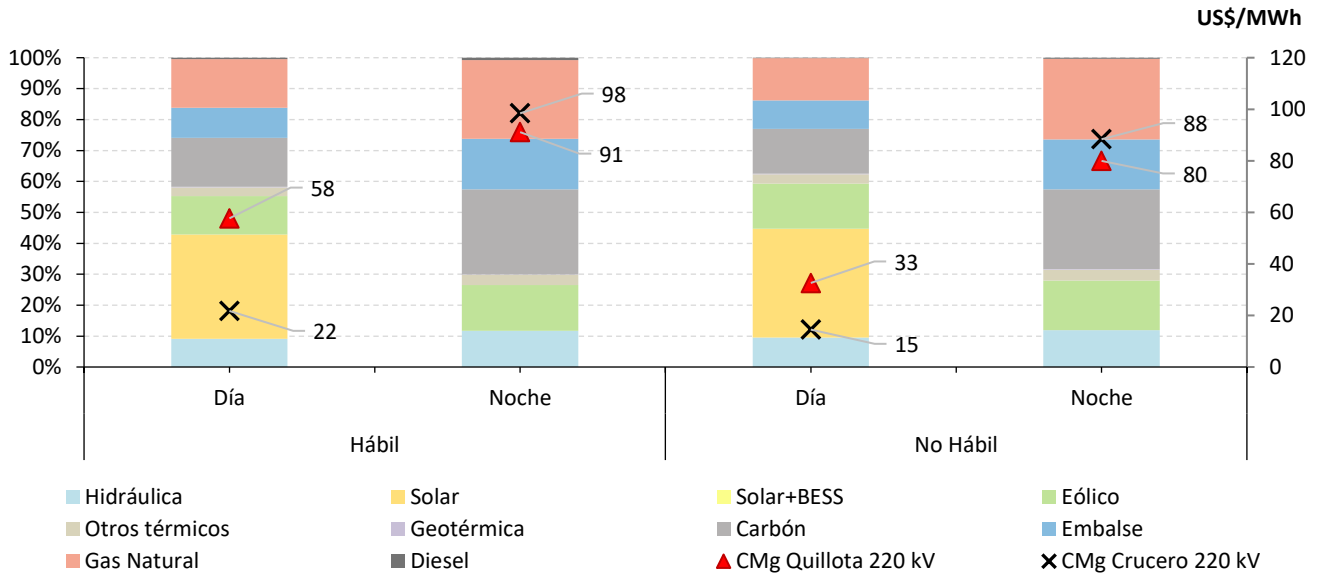
Capacidad Instalada SEN (MW)

Hidro	7.559
Térmico	12.626
Eólica	5.280
Solar	11.247
Geotérmica	95
Total	36.805,9

Fuente: Coordinador Eléctrico

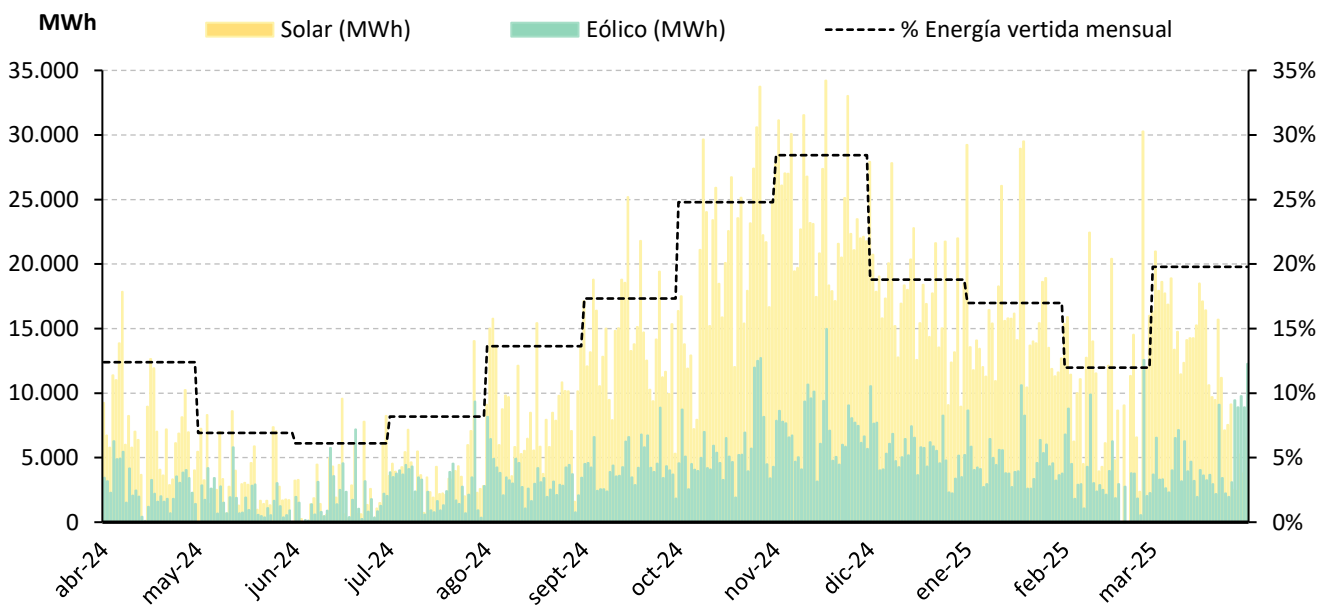
¹Última actualización del CEN de Febrero 2025

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

Reducción ERNC mensual durante la Operación en Tiempo Real, Abr. 2024 – Mar. 2025

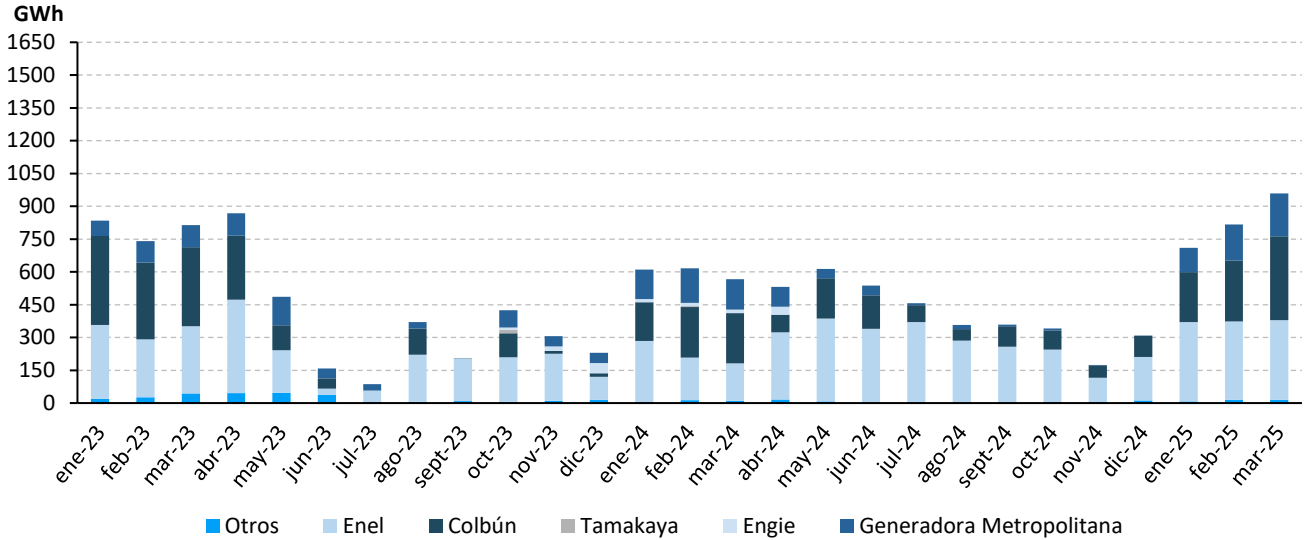


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde abril 2024 hasta marzo² 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 marzo 2025 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

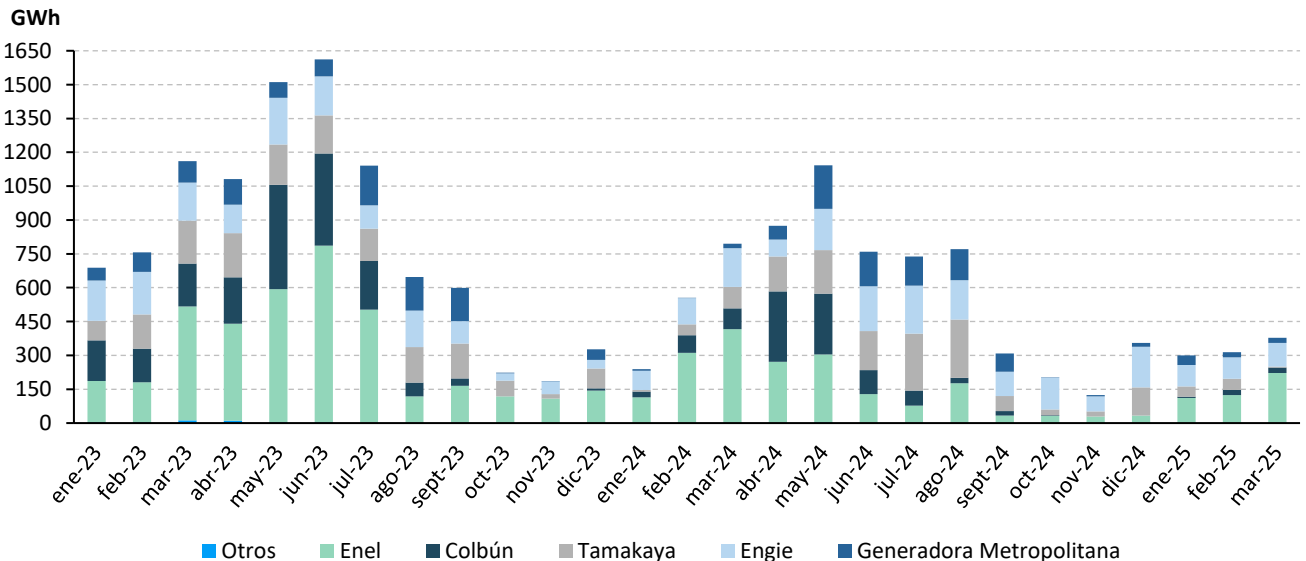
Generación histórica Gas Natural Argentino



En Marzo de 2025 se generaron **959 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **40%** se atribuye a **Colbún**, un 38% a Enel, 20,4% a Generadora Metropolitana, y el 1,5% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En Marzo de 2025, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **378,7 GWh**, lo que representó el **18,8% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **58,5%** es atribuible a la empresa **Enel**, un 27,8% a Engie, un 6,3% a Generadora Metropolitana, 6,2% a Colbún, un 1% a Tamakaya y el 0,2% restante se atribuye a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

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

PNCP Quillota 220 kV	68,4
PNCP Crucero 220 kV	78,1

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

PMM SEN	100,2
Precio Dólar	932,6

Fuente: CNE y Banco Central

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

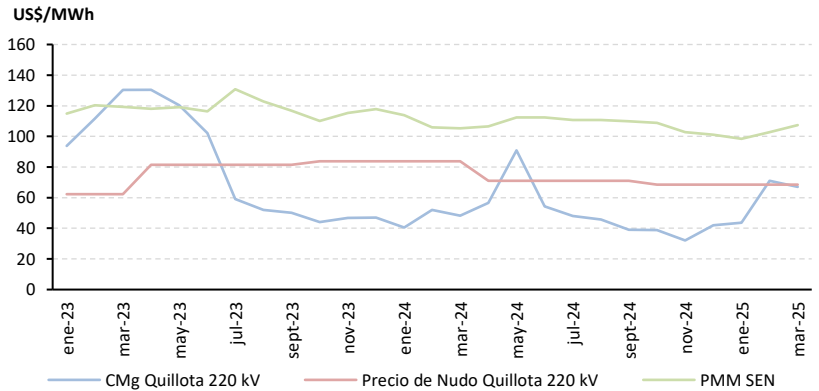
Crucero 220 kV	54,1
Cardones 220 kV	52,6
Pan de Azúcar 220 kV	64,8
Quillota 220 kV	67,0
Charrúa 220 kV	65,1
Puerto Montt 220 kV	74,8

Fuente: Coordinador Eléctrico

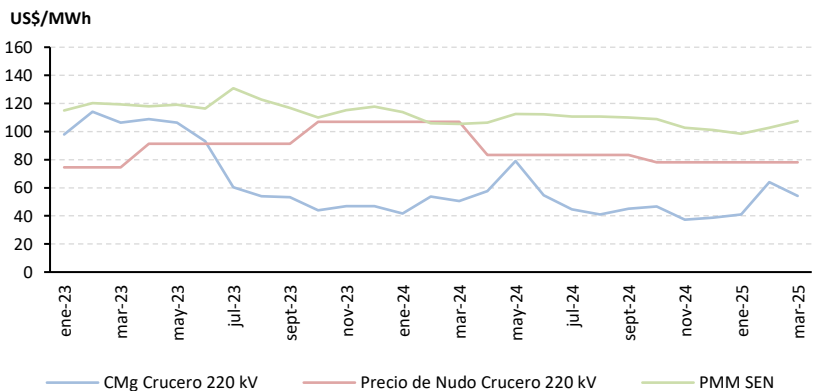
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

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

Coordinador Eléctrico Nacional aplica limitaciones a inyección de energía de 12 parques solares fotovoltaicos

El Coordinador Eléctrico Nacional informó que mantendrá las limitaciones de energía que inyectan 12 centrales solares fotovoltaicas, junto a la provisión de Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico Nacional hasta que las empresas titulares de estos proyectos entreguen un informe técnico detallado, elaborado por expertos independientes.

«Con el propósito de garantizar la seguridad y calidad del servicio del Sistema Eléctrico Nacional, estas restricciones permanecerán vigentes hasta que las empresas correspondientes presenten ante este Coordinador un informe técnico detallado, elaborado por un experto independiente. Dicho informe deberá identificar claramente las causas de las reducciones señaladas e indicar las medidas correctivas que eviten la repetición de estas reducciones de generación, y garanticen el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio», indicó el organismo.

A través de una carta, enviada a la SEC, el Coordinador informó que las limitaciones de despacho se deben a la reducción de generación registrada en estas centrales durante los eventos ocurridos los días 29 de marzo, 3 y 5 de abril pasados.

Los proyectos bajo esta situación son: PFV Quilapilun, PFV Willka, PFV Taira, PFV Sol de los Andes, PFV La Huayca II, PFV Llano de Llampos, PFV Conejo Solar, PFV Atacama Solar II, PFV Meseta de los Andes, PFV Pampa Solar Norte, PFV Luz del Norte y PFV Javiera. Las limitaciones en las inyecciones de energía y en la provisión de Servicios Complementarios «se han implementado en los procesos de programación y operación en tiempo real».

Fuente Revista Electrominería (11/04/2025)

Balance ERNC Febrero 2025

Total retiros afectos a obligación (GWh)	6.130
Obligación ERNC (GWh)	1.127,5
% Obligación ERNC respecto a retiros afectos a obligación	18,4%
Inyección ERNC (GWh)	2.998,2
% Inyecciones ERNC respecto a retiros afectos a obligación	48,9%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

NOTICIAS

Proyecto en la Región de Ñuble por US\$500 millones ingresa a evaluación ambiental

En las comunas de Cabrero y Yungay se desarrollará el Parque Eólico Las Fresias, una nueva iniciativa de generación de energía limpia que acaba de ser ingresada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). El proyecto contempla una inversión aproximada de US\$500 millones y busca contribuir al desarrollo sustentable del país mediante la generación de energía renovable no convencional (ERNC).

Ubicado en la Región de Ñuble, el parque ocupará una superficie de 189,3 hectáreas y estará compuesto por 43 aerogeneradores de 7,2 MW cada uno, lo que permitirá alcanzar una capacidad total instalada de hasta 310 MW. La energía generada será inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante una conexión a la línea de transmisión Charrúa – Los Notros 220 kV, a través de la futura subestación elevadora-seccionadora Las Fresias.

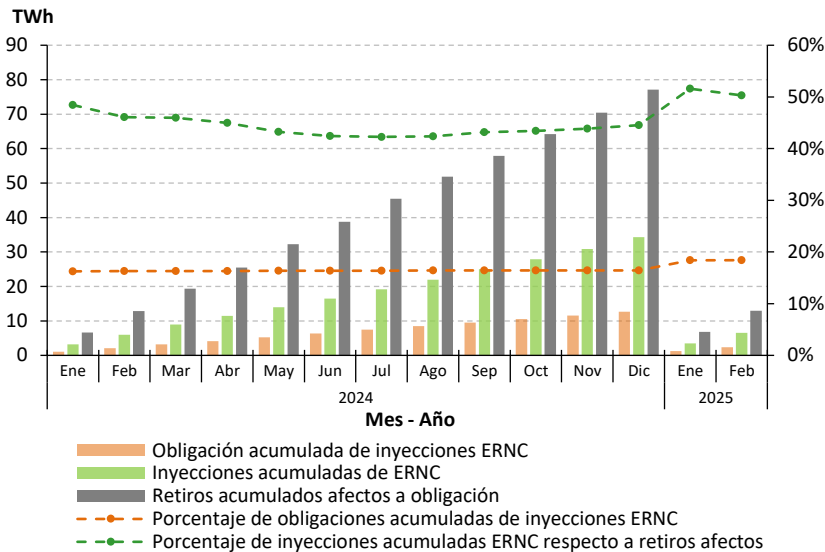
Además de la central eólica, el proyecto considera obras secundarias como líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones, las que permitirán asegurar una conexión eficiente con la red nacional.

La fecha estimada de inicio de ejecución es en **abril de 2027**, y se proyecta una vida útil de 35 años. Durante ese tiempo, el Parque Eólico Las Fresias contribuirá significativamente al proceso de descarbonización de la matriz energética, apoyando el cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por Chile.

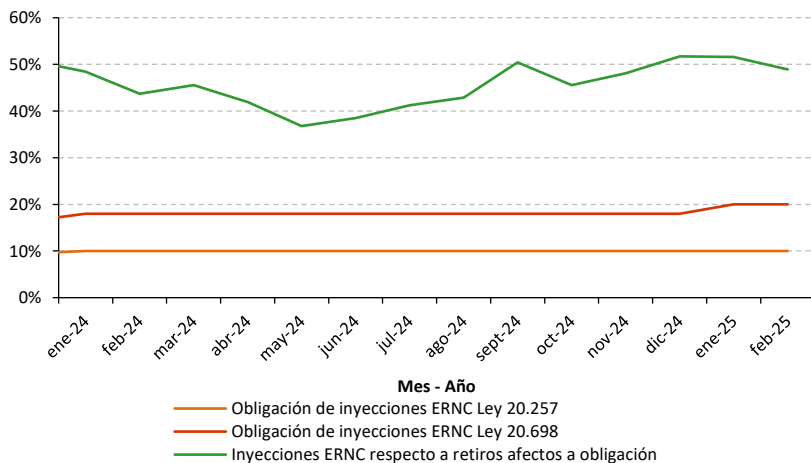
Fuente: Revista Electricidad (11/04/2025)

BALANCE ERNC FEBRERO 2025

Obligación acumulada de inyecciones ERNC, inyecciones acumuladas de ERNC y retiros acumulados afectos a obligación desde Enero 2024 hasta Febrero 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 Febrero 2025, corresponden a **12.938 GWh**.

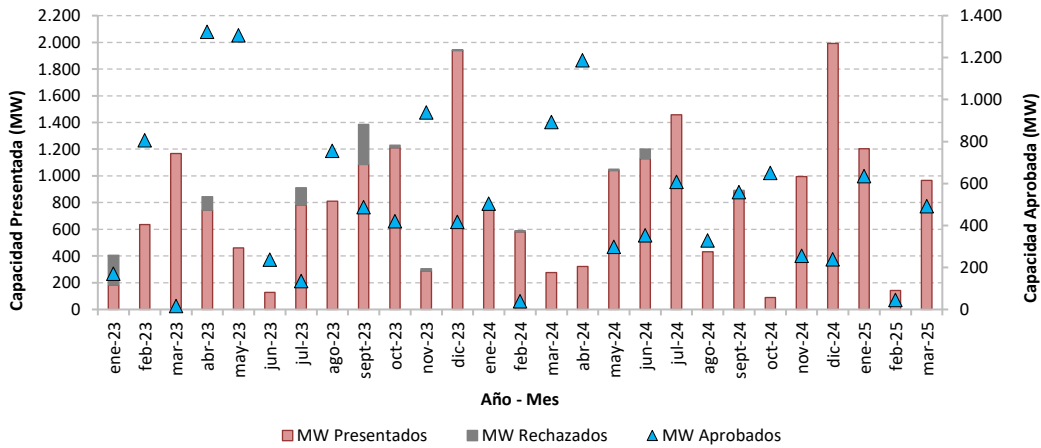
La obligación acumulada de inyecciones ERNC en el mes de Febrero 2025 correspondió a **1.127,5 GWh**, lo que corresponde a un **18,4%** respecto de los retiros afectos en el mismo periodo.

Por otra parte, las inyecciones acumuladas de ERNC Febrero 2025, fueron de **2.998,2 GWh**, lo que corresponde a un **50,3%** 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 Marzo 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 Febrero de 2025 ingresaron un total de **966 MW** de potencia. Se registraron **490,7 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Yal	PFV YAL SPA	9	Solar + BESS	03-03-2025
Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica Tipo BESS - Camarones	Plus Energia Spa	200	BESS	11-03-2025
Parque Fotovoltaico con Capacidad de Almacenamiento Minerva	Minerva SpA	9	Solar + BESS	11-03-2025
Parque Fotovoltaico Monterrico Solar	Unión Solar SpA	200	Solar + BESS	14-03-2025
Parque Híbrido Eólico y Solar Vientos de Taltal	Vientos de Taltal SpA	539	EO y FV + BESS	17-03-2025
Parque Fotovoltaico Hacienda Tagua Tagua	CVE Proyecto Cincuenta SpA	9	Solar + BESS	18-03-2025

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Marzo 2025

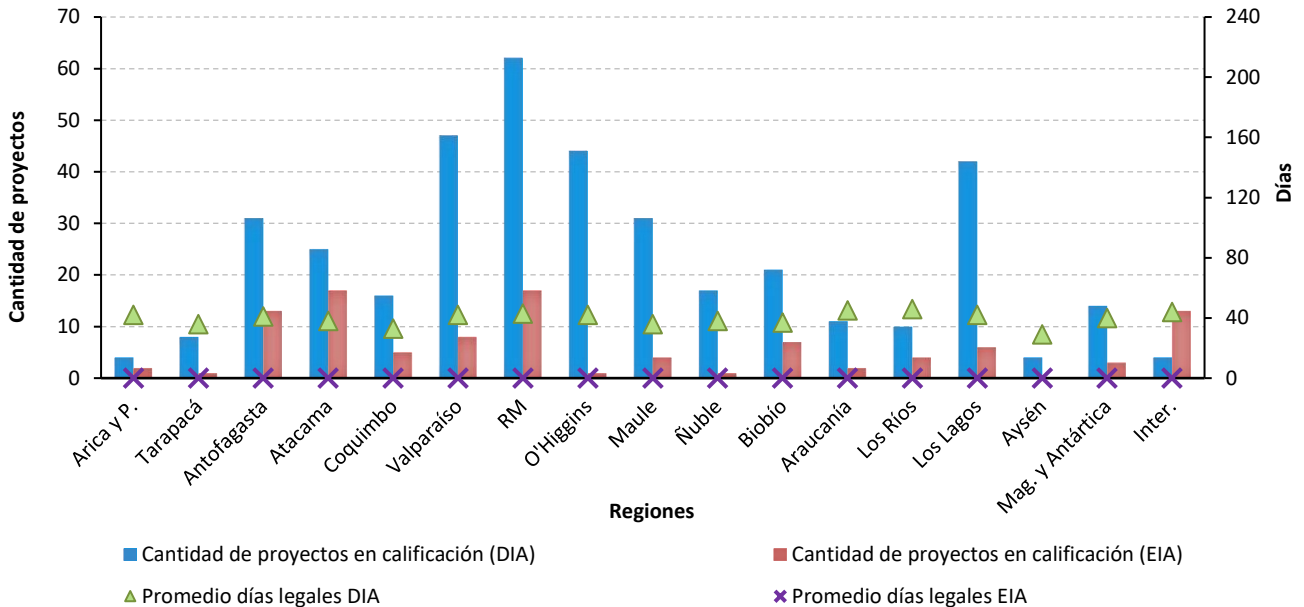
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
PMGD Dalca	Dalca SpA	9	Solar + BESS	21-07-2023
Parque Fotovoltaico Ritoque Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	105	Solar + BESS	25-09-2023
Parque Fotovoltaico Lucía Solar	CVE Proyecto Treinta y Cuatro SPA	49,23	Solar + BESS	23-10-2023
Parque Eólico San Carlos	Wind 5 SpA	187,5	Eólico + BESS	21-12-2023
Casas Viejas Solar	LUZ DE SOL 5 SPA	140	Solar + BESS	12-03-2024

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 2024 y marzo 2025.



Fuente: Reporte Estadístico mensual de Proyectos en el SEIA

NOTICIAS

Parque eólico Antofagasta Fase 1 de Repsol comenzó a inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional

Repsol ha comenzado a producir electricidad en Antofagasta Fase 1, su mayor parque eólico hasta la fecha y uno de los más grandes de Chile, ubicado en la comuna de Taltal, en la región de Antofagasta, con una potencia instalada de 364 MW.

Con una inversión de cerca de 400 millones de euros, Antofagasta Fase 1, que entrará en operación comercial en las próximas semanas, es el primer proyecto renovable desarrollado totalmente por Repsol en Chile.

El parque se ha construido en 19 meses y su producción anual alcanzará 750 GW/h, el equivalente al consumo anual medio de 220.000 hogares chilenos.

En la misma región, Repsol planea la construcción de la Fase 2, que añadirá aproximadamente 450 MW a su cartera de activos renovables.

La compañía multienergética inició su actividad en Chile a través de la joint venture Repsol Ibereólica Renovables Chile –sociedad participada al 50% por Repsol y el Grupo Ibereólica Renovables–, con la que opera los parques eólicos Cabo Leones III, de 188 MW, y Atacama, de 166 MW, ambos ubicados en la provincia de Huasco, en el desierto de Atacama. Antofagasta Fase 1 y Antofagasta Fase 2 son propiedad al 100% de Repsol.

Los proyectos de generación renovable son uno de los pilares estratégicos del proceso de transición energética de Repsol. En la actualidad, la compañía tiene cerca de 4.000 MW renovables operativos y una cartera global de proyectos de 60.000 MW en distintas fases de desarrollo.

Fuente: Electrominería (14/04/2025)



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.

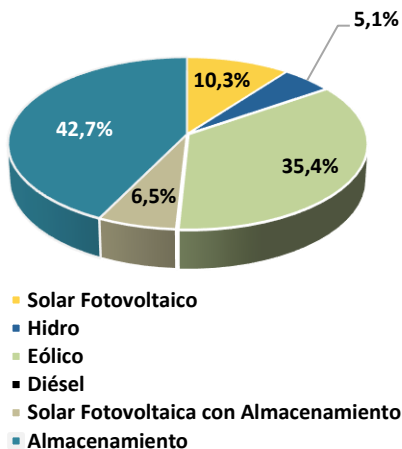
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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**.

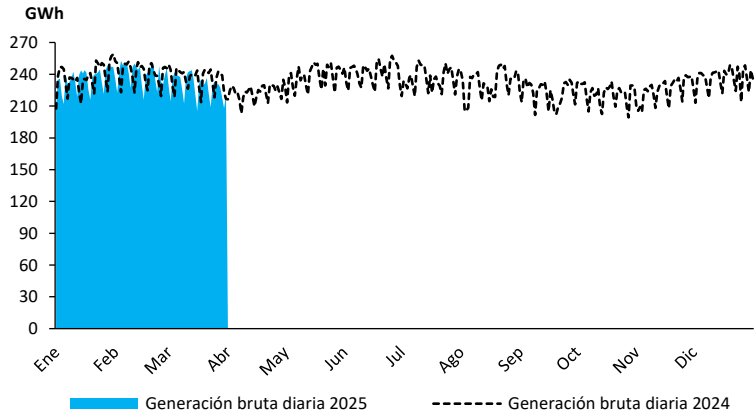
Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

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



Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

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

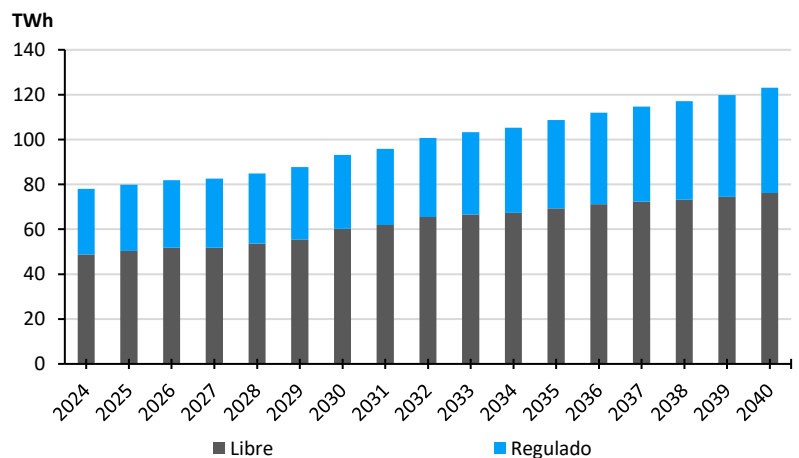
Capacidad Feb* 2025 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Feb. 2025	Rec. 2034
Eólica	5.280	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.559	1.026
Solar	11.247	2.082
Térmico	12.626	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	36.806	20.128

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

*Última actualización del CEN de Febrero 2025

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
Leyda (Solar)	80	May-25	Horizonte – Etapa 2 (Eólica)	200	Jun-25
Desierto de Atacama (Solar)	270	Jun-25	PE Antofagasta (Eólico)	364	Oct-25



NOTICIAS

Aumentan las apuestas por energías renovables: Cuatro proyectos clave en evaluación ambiental en la primera mitad de abril

En el mes de abril, el sector energético nacional ha registrado importantes avances en proyectos de generación a partir de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Si bien en Revista Electricidad vamos informando sobre importantes proyectos que ingresan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), ahora compartimos cuatro que se han publicado.

Con tecnologías eólica, solar e híbrida, estos proyectos no solo demuestran acciones para alcanzar la meta hacia la descarbonización para 2050, sino que también representan inversiones millonarias y oportunidades de desarrollo para zonas regionales.

A continuación, un repaso por las principales iniciativas energéticas destacadas durante las dos primeras semanas de abril:

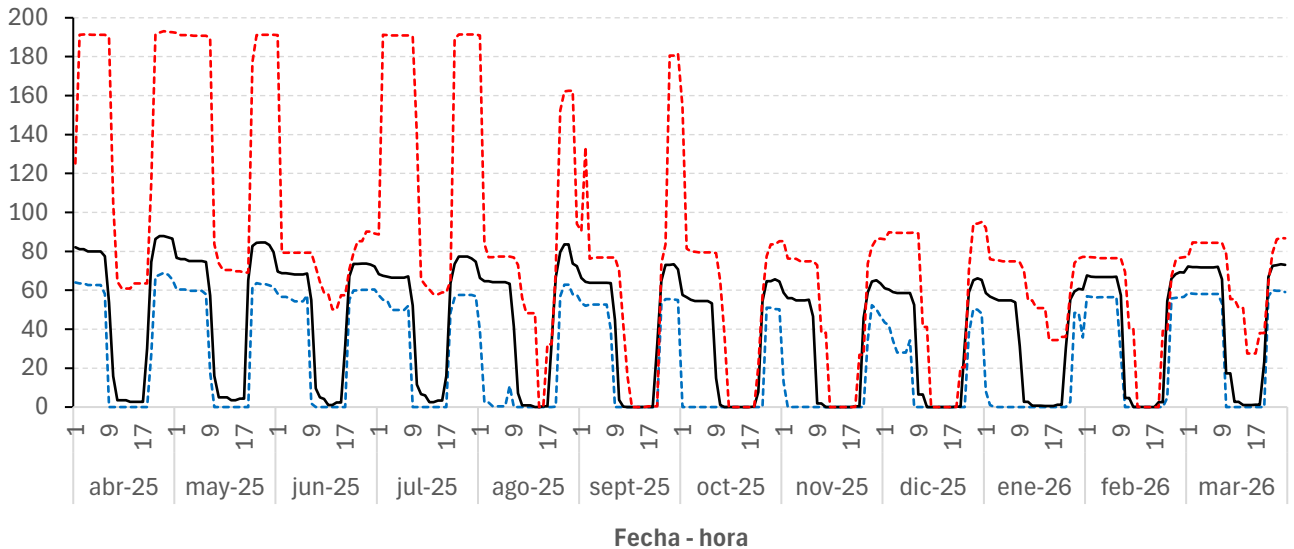
1. Proyecto en la Región de Ñuble por US\$500 millones ingresa a evaluación ambiental: capacidad instalada de hasta 310 MW.
2. Proyecto en la Región Metropolitana con una vida útil de 40 años ingresa a evaluación ambiental: alcanzando una potencia instalada de 11,73 MWp, además de un sistema de almacenamiento de 9 MWn.
3. Proyecto en la Región de Valparaíso por US\$290 millones ingresa a evaluación ambiental: Considera una planta solar de 300 MW con un sistema de almacenamiento en baterías (BESS) de 1.236 MWh y 252 MW de potencia.
4. Proyecto en regiones del Maule y Ñuble por una inversión de US\$500 millones ingresa a evaluación ambiental: Tendrá una capacidad instalada de 360 MW.

PROYECCIÓN DEL SISTEMA SEN

Proyecciones de costos marginales Valgesta Nueva Energía

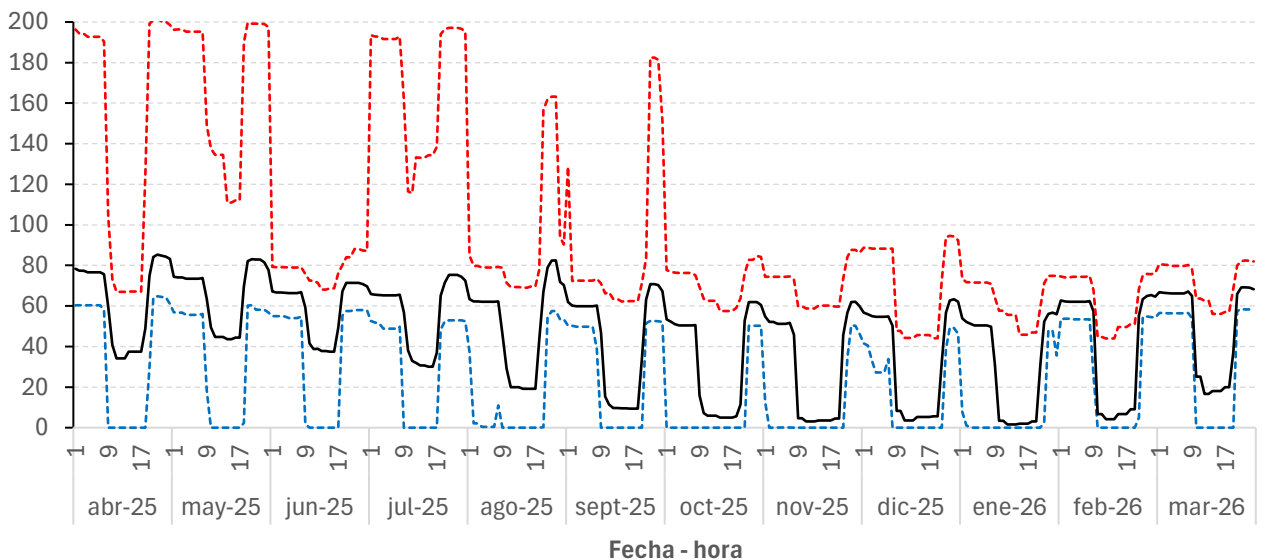
En la siguiente gráfica se muestra una proyección de costos marginales para los Percentil 2, Percentil 98 y Promedio horario mensual para las barras Crucero 220 kV y Quillota 220 kV.

US\$/MWh



----- Crucero 220 kV P2 ——— Crucero 220 kV Promedio - - - - - Crucero 220 kV P98

US\$/MWh



----- Quillota 220 kV P2 ——— Quillota 220 kV Promedio - - - - - Quillota 220 kV P98

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 12 meses se proyectan precios que fluctúan entre 23,6 y 95,1 US\$/MWh para Quillota 220 kV, y entre 24,5 y 82,7 US\$/MWh para Crucero 220 kV.

El costo marginal en condición media proyectado para los próximos meses del año 2025 en la barra Crucero 220 kV es **42,6 US\$/MWh** y en la barra Quillota 220 kV es **48 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