

25 AÑOS



VALGESTA
NUEVA ENERGÍA

BOLETÍN INFORMATIVO

AÑO 15 | Nº3 | MARZO 2025

VALGESTA.com

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

Blackout 25F y los problemas de gobernanza en el sector eléctrico chileno

El apagón masivo del 25 de febrero (25F), que afectó al 98,5% de la población desde Arica hasta Los Lagos, puso en evidencia deficiencias importantes en la gobernanza del sector eléctrico en Chile. Más allá de las causas técnicas específicas relacionadas con la falla en la línea de transmisión Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 500 kV, el evento subraya la necesidad de revisar la estructura institucional y los mandatos de dos actores claves: el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

La gestión del CEN: problemas de agencia y priorización de objetivos

El CEN, estructurado como un operador independiente (ISO) bajo la Ley General de Servicios Eléctricos, tiene el mandato de preservar la seguridad del sistema, garantizar la operación más económica y asegurar el acceso abierto a las redes de transmisión. Sin embargo, su diseño actual presenta un problema clásico de agencia, donde los incentivos y la rendición de cuentas no están completamente alineados con los intereses públicos. Esto se ve reflejado en la priorización que realiza la organización de sus objetivos y recursos.

Aunque el CEN reporta 20 indicadores clave de desempeño (KPI) a la Comisión Nacional de Energía (CNE), la mayoría de ellos (13 de 20) están enfocados en la eficiencia administrativa midiendo aspectos tales como tiempos de respuesta, ejecución presupuestaria, y satisfacción de los usuarios, mientras que solo una parte menor se orienta a medir la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico, entre ello frecuencia, voltaje, y energía no suministrada. Esto crea un sesgo que podría desincentivar la adopción de medidas preventivas críticas para la estabilidad del sistema eléctrico.

Por otro lado, a diferencia de lo que ocurre en los ISOs de Estados Unidos, donde la gobernanza es más participativa y existen comités consultivos y auditorías externas, el CEN carece de mecanismos sólidos de rendición de cuentas que aseguren una alineación adecuada entre su gestión y la resiliencia del sistema. La falta de espacios de participación de los stakeholders y de mecanismos de fiscalización robustos limita la efectividad de su accionar.

El blackout del 25F reveló falencias en la implementación de medidas clave, como el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas que el CEN había diseñado desde 2018 para mitigar contingencias severas en la red de 500 kV. Aunque este plan determinó la ejecución de Servicios Complementarios que fueron mandatados a empresas generadoras y transmisoras en 2020, su ejecución ha sufrido importantes atrasos. Esta situación evidencia una débil capacidad del CEN para garantizar el cumplimiento efectivo de medidas críticas y una limitada coordinación con la SEC.

Blackout 25F y los problemas de gobernanza en el sector eléctrico chileno

La SEC: un regulador con limitaciones preventivas

Por su parte, la SEC, encargada de fiscalizar el sector eléctrico, también muestra debilidades en su estructura y capacidades. A diferencia de reguladores de países OCDE que actúan de manera preventiva, la SEC basa su accionar en un esquema ex post, priorizando la supervisión posterior a los eventos, más que la prevención de fallas sistémicas.

El mandato de la Superintendente de la SEC se define a través de un convenio de desempeño firmado con el Ministro de Energía, el cual establece metas estratégicas, indicadores de cumplimiento y medios de verificación. Sin embargo, este convenio no establece de manera explícita la prevención de apagones ni la supervisión proactiva del CEN como prioridades centrales, lo que limita la capacidad del regulador para actuar preventivamente.

De manera similar, el Jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la SEC, cuya función es fortalecer la fiscalización de interrupciones del suministro, es evaluado según el cumplimiento de un plan de trabajo interno, sin incentivos claros para gestionar preventivamente fallas sistémicas en el sistema eléctrico. Esta falta de incentivos orientados a la seguridad sistémica restringe la capacidad de la SEC para detectar y mitigar riesgos antes de que estos se materialicen en eventos como el 25F.

Lecciones del blackout y propuestas de reforma

El 25F pone de relieve que la seguridad del sistema requiere ser reevaluada y fortalecida en términos institucionales. Existen oportunidades de mejora sin necesidad de reformas legales complejas, incluyendo:

1. Revisión de los KPI del CEN: Se recomienda incluir indicadores orientados a la resiliencia del sistema, tiempos de recuperación y robustez frente a contingencias, siguiendo estándares OCDE. Además, la definición de estos indicadores debería considerar la participación de todos los actores del sector.
2. Fortalecer la rendición de cuentas del CEN: Crear un mecanismo de supervisión independiente, que realice auditorías a la gestión en seguridad y eficiencia. También se propone la formación de un comité con representación de stakeholders para evaluar y ajustar los KPI de manera dinámica.
3. Mejorar la fiscalización preventiva de la SEC: Ampliar los recursos y capacidades para que la SEC pueda exigir planes de contingencia preventivos y realizar auditorías al operador del sistema antes de que ocurran fallas graves.

Blackout 25F y los problemas de gobernanza en el sector eléctrico chileno

4. Revisar el mandato de la Superintendente de la SEC: Incorporar objetivos explícitos sobre la seguridad y eficiencia de la operación del sistema eléctrico dentro de los convenios de desempeño y las evaluaciones internas.

Una oportunidad para fortalecer la institucionalidad

La crisis evidenciada por el apagón del 25F es una oportunidad para impulsar reformas que fortalezcan la gobernanza del sector. La falta de acción en la implementación de medidas clave de seguridad, la débil coordinación entre el CEN, la SEC y las empresas, y la ausencia de mecanismos de control robustos, dejan al sistema expuesto a vulnerabilidades que podrían repetirse.

En definitiva, el blackout no fue solo un evento técnico aislado, sino una manifestación de debilidades estructurales que requieren atención urgente. Si no se fortalece la institucionalidad y los mecanismos de priorización y fiscalización, el sistema eléctrico chileno continuará siendo vulnerable a eventos de gran escala, afectando la confianza pública en las instituciones y la seguridad del suministro.

NOTICIAS

Sistema Eléctrico Nacional: 5 actores tienen el 52% de las líneas de transmisión

Cinco son las empresas de transmisión que 5 que poseen el 52% de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, además del 32% de las subestaciones en operaciones entre Arica y Chiloé, mientras que el resto de esta infraestructura se divide entre 190 participantes, según destaca el análisis de la recuperación del sistema, tras el apagón del 25F, realizado por Scientiis.

De acuerdo con los datos del Coordinador Eléctrico Nacional, en total existen cerca de 39.000 kilómetros de líneas de transmisión, de las cuales 10.448 kilómetros pertenecen a Transelec, mientras que CGE Transmisión cuenta con 3.870 km, seguida de ISA Interchile (1.964 km); Engie Energía Chile (1.707 km); Alfa Transmisora de Energía (1.472 km); Sistema de Transmisión del Sur (1.328 km), y Transmisora Eléctrica del Norte (1.231 km).

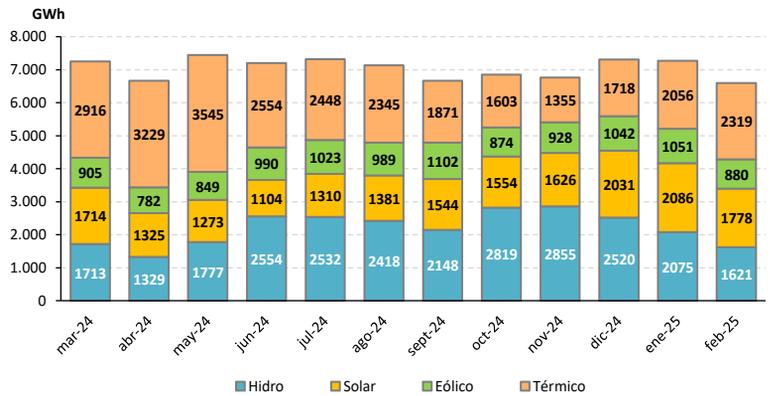
Scientiis señala que, para la recuperación del sistema, durante el 25fF, mediante la creación de islas de la demanda y generación operó en zonas a cargo de una empresa, donde 10 islas corresponden a Transelec, seguida de Engie, con 4; Chilquinta (2); Enel (1), y AES (1).

El análisis de la consultora, después del apagón, indica que el aumento de la generación térmica se mantendrá «hasta tener certeza que la falla no volverá a ocurrir».

Fuente: Revista Electrominería (17/03/2025)

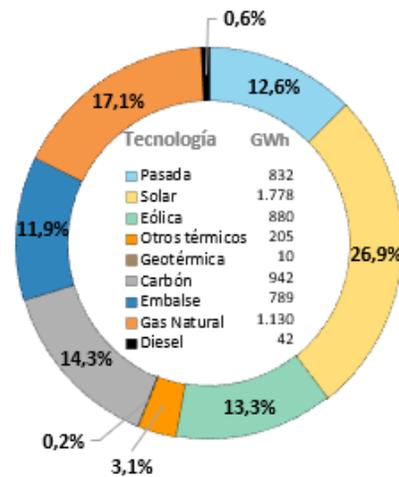
ESTADÍSTICAS FEBRERO 2025

Generación SEN últimos 12 meses



Fuente: Coordinador Eléctrico

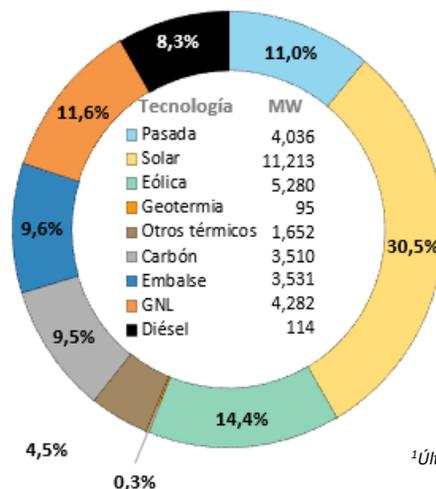
COMPOSICIÓN DESPACHO SEN FEBRERO 2025



Despacho de generación (GWh)	
Hidro	1.621
Térmico	2.319
Eólica	880
Solar	1.778
Geotérmica	10
Total	6.608

Fuente: Coordinador Eléctrico

CAPACIDAD INSTALADA SEN ENERO¹ 2025

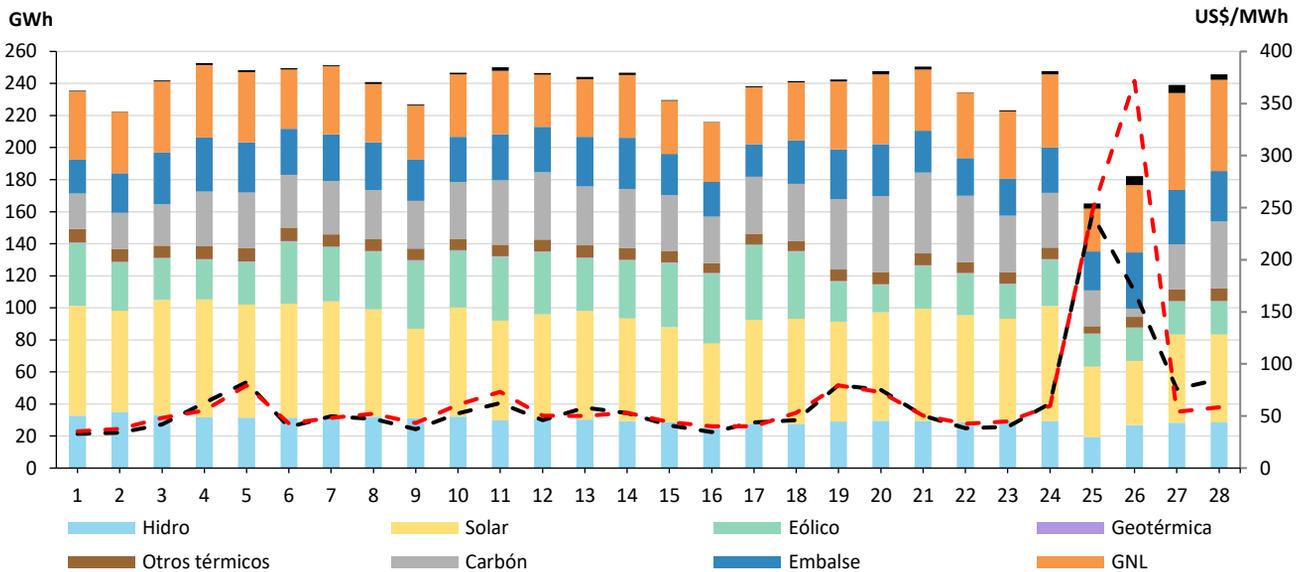


Capacidad Instalada SEN (MW)	
Hidro	7.567
Térmico	12.625
Eólica	5.280
Solar	11.213
Geotérmica	95
Total	36.780

Fuente: Coordinador Eléctrico

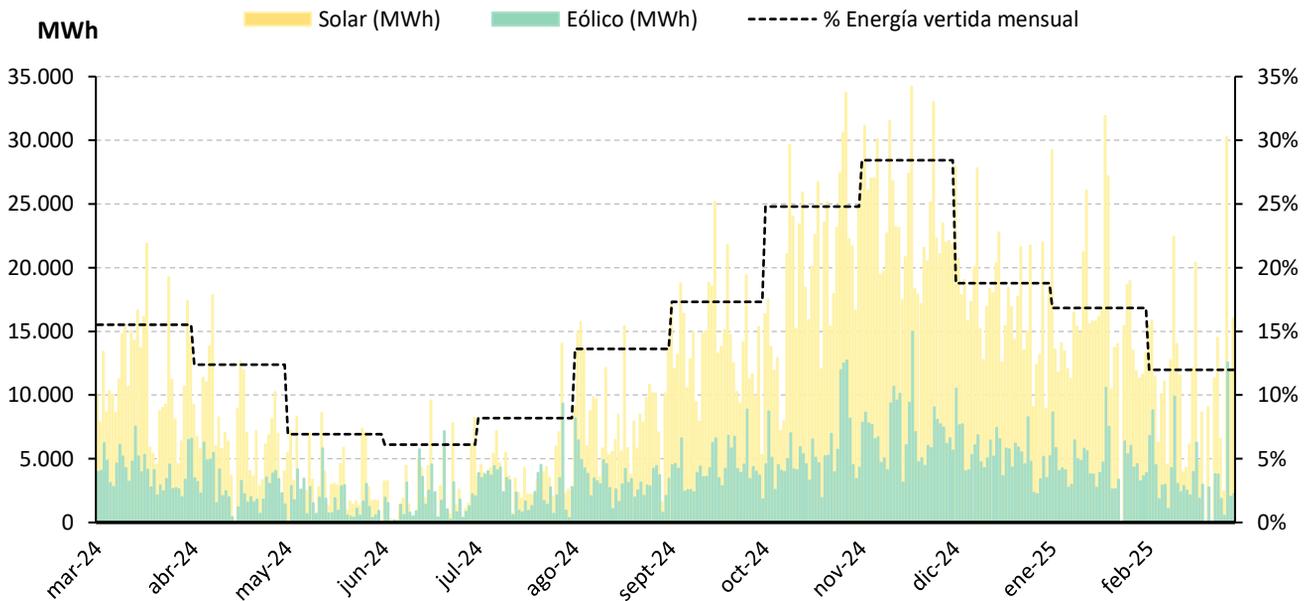
¹Última actualización del CEN de Enero 2025

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



Fuente: Coordinador Eléctrico

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

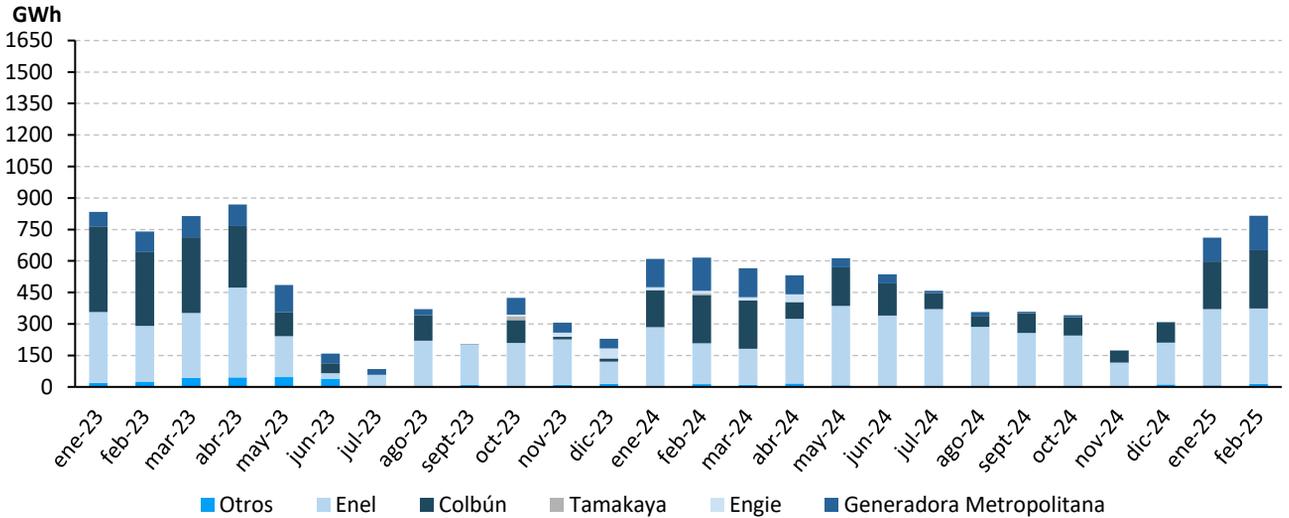


Fuente: Coordinador Eléctrico

El gráfico anterior presenta la cantidad de energía diaria reducida de centrales eólicas y solares que se ha presentado desde marzo 2024 hasta febrero² 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 febrero 2025 corresponde a la exhibida en los **Informes Diarios de Novedades al Centro de Despacho de Carga (CDC)** del Coordinador Eléctrico Nacional.

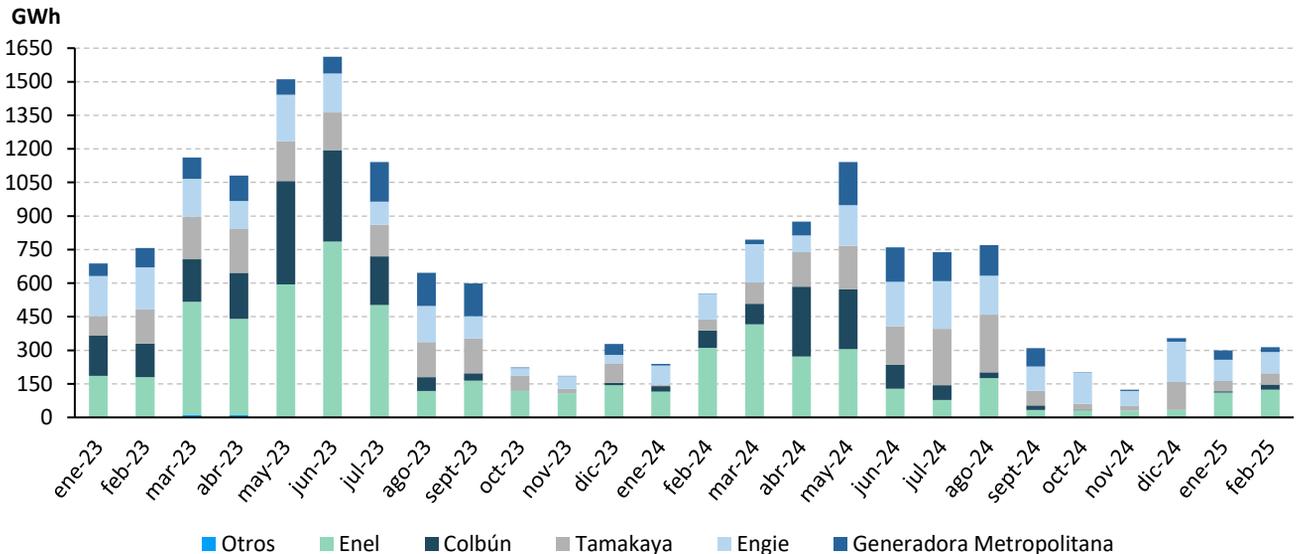
Generación histórica Gas Natural Argentino



En Febrero de 2025 se generaron **816,1 GWh** en base a Gas Natural Argentino, de los cuales un **43,9%** se atribuye a **Enel**, un 34% a Colbún, 20,2% a Generadora Metropolitana, y el 1,8% restante es atribuible a otras empresas.

Fuente: Coordinador Eléctrico

Generación con GNL desde terminales Quintero y Mejillones



En Febrero de 2025, la generación de centrales en base a GNL asociadas a los terminales Quintero y Mejillones fue de **314,3 GWh**, lo que representó el **17,1% de la generación total del SEN**. De estas inyecciones, un **39,3%** es atribuible a la empresa **Enel**, un 30,1% a Engie, un 16,1% a Tamakaya, un 7,2% a Generadora Metropolitana, 7,2% a Colbún 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)

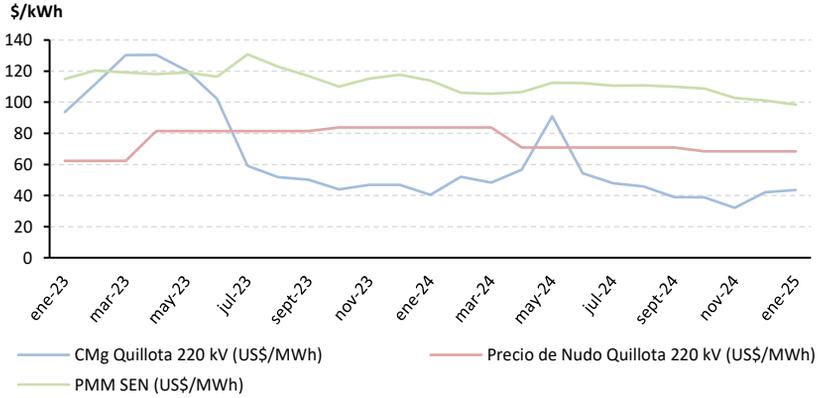
Crucero 220 kV	41,0
Cardones 220 kV	40,6
Pan de Azúcar 220 kV	39,8
Quillota 220 kV	43,6
Charrúa 220 kV	40,5
Puerto Montt 220 kV	127,9

Fuente: Coordinador Eléctrico

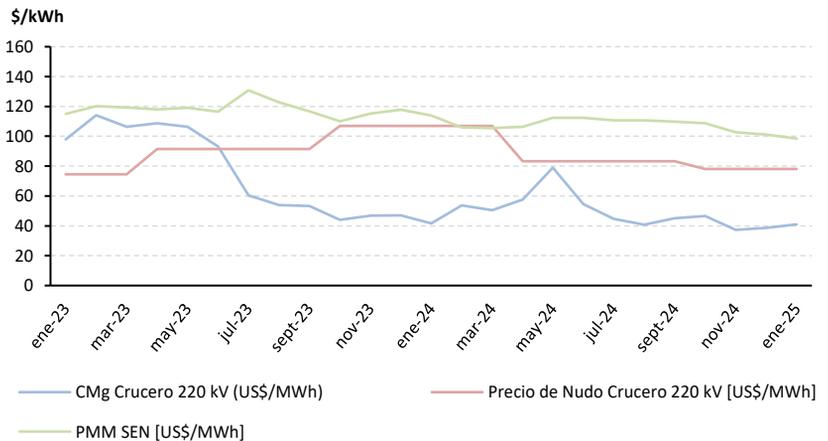
* En los gráficos a la derecha, los Precios Medio de Mercado corresponden al PMM del SEN.

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

SEA: sector minero registra 66 proyectos en calificación ambiental que suman inversión de US\$14.062 millones

El sector minero anota un total de 66 proyectos en etapa de calificación ambiental, los que suman una inversión total de US\$16.062 millones, ocupando el tercer lugar en este ítem, detrás de energía y de la industria inmobiliaria, según indican los datos del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

El grueso de las iniciativas se concentra en las regiones de Antofagasta (15) y Atacama (13), seguidas de Coquimbo (6), Maule (5) y de proyectos interregionales (6), mientras que el mayor monto de inversión lo acumula Antofagasta, con US\$6.469 millones, secundada por Atacama (US\$2.592 millones); Coquimbo (US\$2.113 millones); la región Metropolitana (US\$1.214 millones), y las iniciativas regionales (US\$1.147 millones).

Según el SEA, durante febrero ingresaron 7 proyectos mineros al SEIA, por un total de US\$257 millones, representando un incremento respecto a los US\$145 millones que ingresaron en febrero de 2024.

Sin embargo, en el segundo mes de este año no se aprobaron proyectos en el sector, lo que se compara negativamente con las 2 iniciativas que obtuvieron luz verde en febrero del año pasado, por un total de US\$5,7 millones.

Fuente Revista Electrominería (14/03/2025)

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

Engie Energía Chile estima incorporar más de 1.100 MW de potencia instalada en almacenamiento BESS a 2027

Engie Energía Chile prevé incorporar al Sistema Eléctrico Nacional un total de 1.157 MW de potencia instalada en siete proyectos de energías renovables y de almacenamiento de aquí a 2027, dando a conocer las iniciativas de este tipo que se ubicarán en cinco regiones del país.

Esto fue parte de la gestión del año pasado realizada por la compañía, donde destacó su cartera de proyectos para seguir avanzando en la descarbonización.

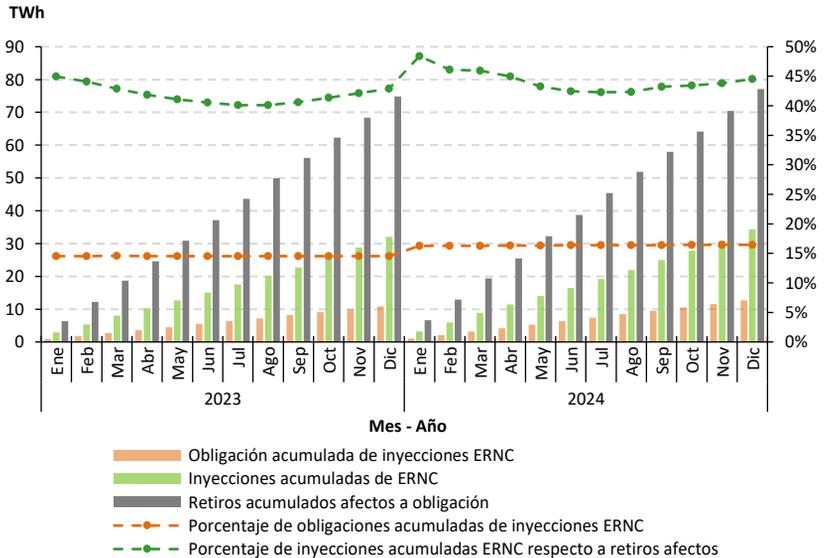
De acuerdo con la presentación, el primer proyecto para construir es BESS Tocopilla, en la región de Antofagasta, que contempla una capacidad instalada de 116 MW, con una inversión de US\$170 millones, cuya construcción está prevista entre fines del presente año y el primer cuatrimestre de 2026.

Para el segundo cuatrimestre del próximo año se proyecta iniciar la construcción de BESS Arica, en la región de Arica-Parinacota, de 30 MW, con US\$51 millones, además de BESS Los Loros, en la región de Atacama, de 46 MW y US\$67 millones, y del parque fotovoltaico Libélula, en la región Metropolitana, que incluye almacenamiento BESS, de 354 MW y un desembolso de US\$316 millones.

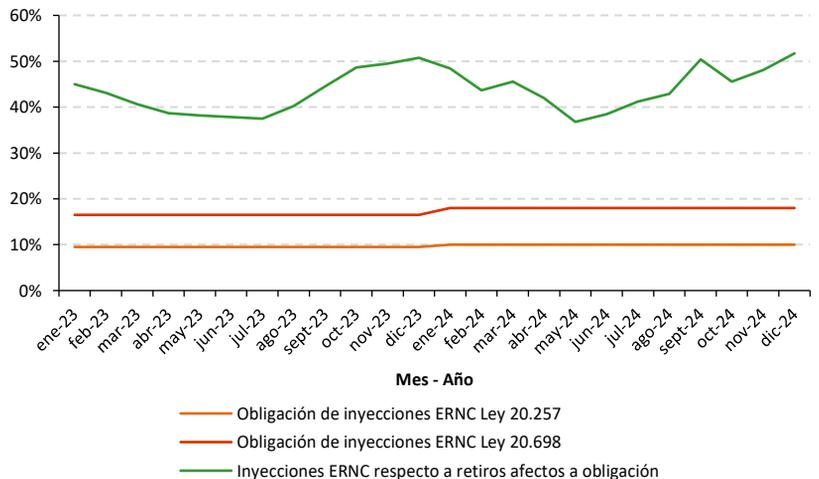
Fuente: Electrominería (14/03/2025)

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



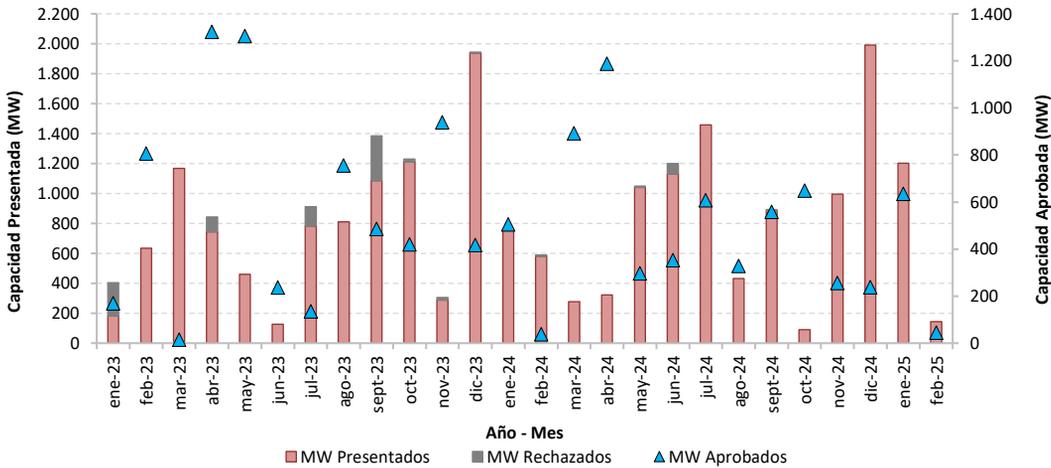
Acreditaciones ERNC

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 Febrero 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 **143 MW** de potencia. Se registraron **45 MW** aprobados.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SEIA

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

Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Parque Fotovoltaico Los Naranjos	CVE Proyecto Sesenta y Cuatro SpA	9	solar + bess	03-02-2025
Central Fotovoltaica Sol de La Virgen	Solarig Development Chile SpA	13,33	solar + bess	04-02-2025
Parque Fotovoltaico Gabriela Solar	CVE Proyecto Treinta y Dos SpA	9	solar	12-02-2025
Parque Fotovoltaico Mineru Solar	Mineru Solar SpA	132,5	solar + bess	13-02-2025
Parque fotovoltaico y línea de transmisión Pita Solar	Parque Fotovoltaico Pita Solar SpA	192,4	solar + bess	13-02-2025
Parque Fotovoltaico Hemera	Bellavista Solar SpA	94,6	solar + bess	14-02-2025
Parque Fotovoltaico PMGD Portezuelo	PFV PORTEZUELO SPA	7,14	solar + bess	19-02-2025
Central Fotovoltaica Sol de Oro	Solarig Development Chile SpA	14,7	solar + bess	26-02-2025
Parque Fotovoltaico El Coipo Solar	Mariquina Solar I SpA	120	solar + bess	27-02-2025
Parque Solar Fotovoltaico Leyda y Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)	SUSTERRA SpA	13,4	solar + bess	27-02-2025

Principales proyectos aprobados por el SEIA en Febrero 2025

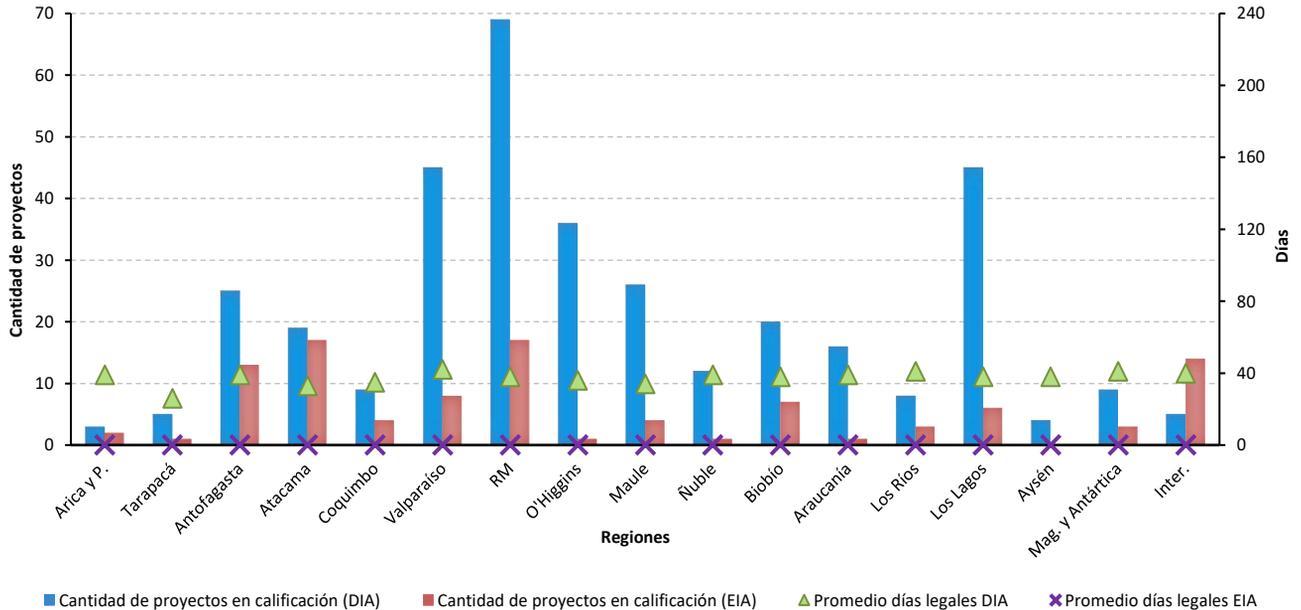
Proyecto	Titular	Potencia (MW)	Tecnología	Fecha de Ingreso
Planta Solar La Esmeralda	PLANTA SOLAR LA ESMERALDA SPA	9	solar	20-11-2023
Parque Fotovoltaico Matilde Solar	CVE Proyecto Cuarenta y Tres SpA	9	solar	18-01-2024
Parque Solar Comunidad	Solarig Development Chile SpA	9	solar + bess	23-01-2024
Planta Solar Balmaceda	PLANTA SOLAR BALMACEDA SPA	9	solar	21-02-2024
PRP MELIPULLI	LLONQUEN ENERGIAS SPA	9	diesel	22-08-2024

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

Precios más competitivos y seguridad del suministro: El boom de proyectos de almacenamiento de energía

En Chile se observa un crecimiento notable en proyectos de almacenamiento de energía, principalmente mediante sistemas BESS (baterías de ion-litio), tanto en operación como en distintas fases de desarrollo.

Al cierre de enero de 2025, según datos del Ministerio de Energía, la capacidad total neta instalada alcanzó los 886 MW/3.318 MWh, distribuidos en 21 proyectos, concentrándose principalmente en la región de Antofagasta. Estos proyectos incluyen tanto sistemas stand-alone como sistemas asociados a plantas de generación, típicamente fotovoltaicas o eólicas. Sumando las iniciativas en construcción, pruebas y operación, la capacidad total asciende a 2.176 MW/8.519 MWh. Además, en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) se han registrado 32 sistemas stand-alone, que representan una inversión de 5.560 millones de USD y aportarán 5.437 MW/27.266 MWh de capacidad.

PROYECTOS EN EL SEA

En cuanto a la Región de Coquimbo, aún no cuenta con proyectos en operación, aunque se encuentra en fase de pruebas el BESS piloto Punta Sierra en Ovalle, con una capacidad de 3 MW/6 MWh (2 horas de almacenamiento). Adicionalmente, se ha admitido a tramitación en el SEIA el proyecto BESS Las Cañas, que proyecta una capacidad de 400 MW/1.600 MWh (4 horas de almacenamiento), con una inversión estimada de 300 millones de USD. También está en proceso de aprobación el proyecto de Línea de Transmisión y Central BESS Halcón, que contempla un BESS de 133 MW/805 MWh (6 horas de almacenamiento) y se ubicará en la comuna de Vicuña.

Se suma a ellos la iniciativa de la empresa BESS Huañil SpA, que desarrolla el Proyecto Planta de Almacenamiento de Energía BESS Huañil, que se ubicará en la provincia de Choapa, comuna de Salamanca. El proyecto consiste en la implementación de un sistema de almacenamiento por baterías de ion-litio (BESS, por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System) de 200 MW por hasta cinco (5) horas. Además, se considera la construcción de infraestructura de apoyo, constituida por una subestación elevadora (en adelante SE) de 33/220 kV, de 200 MVA de capacidad, Subestación Huañil, y una línea de alta tensión de aproximadamente 2,47 km en doble circuito, con una tensión de 220 kV, que conecta la SE Centella al Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: Diario El día (17/03/2025)



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.

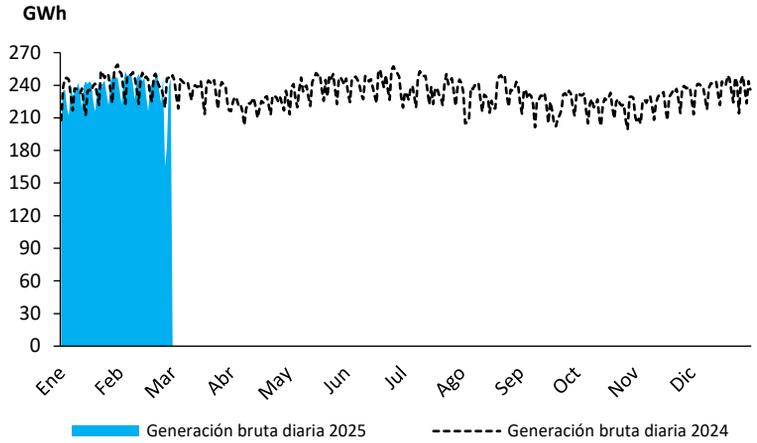
Para el año 2034, se estima una capacidad adicional de **2.082 MW** en instalaciones solares y **1.303 MW** en sistemas de energía solar con almacenamiento.

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 Febrero 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

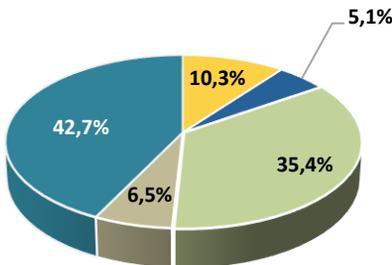
Capacidad Enero* 2025 y recomendada a instalar al año 2034 (MW)

	Ene. 2025	Rec. 2034
Eólica	5.280	7.120
Geotermia	95	0
Hidro	7.567	1.026
Solar	11.213	2.082
Térmico	12.625	11
Solar FV + BESS	0	1.303
Almacenamiento	0	8.585
Total	36.780	20.128

Fuente: ITD Primer Semestre 2025, CNE

*Última actualización del CEN de Enero 2025

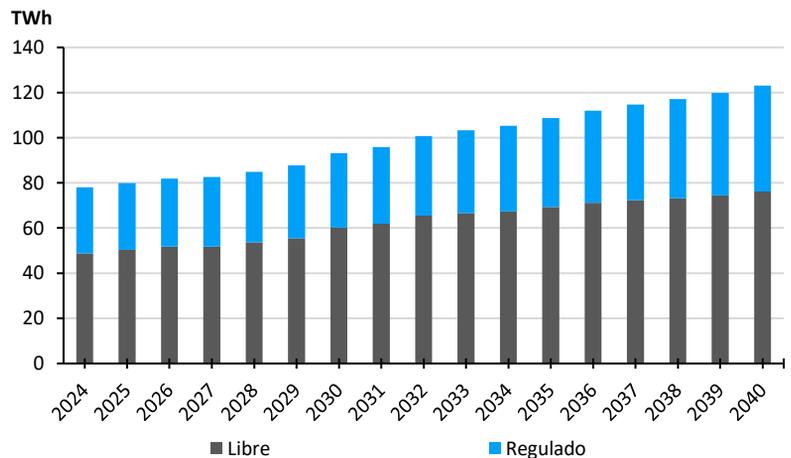
Capacidad adicional en construcción y recomendada por la CNE hasta el año 2034



- 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
Punta de Talca (Solar)	80	Abr-25	Las Salinas – Etapa 4 (Solar)	94	Abr-25
Kallpa (Ex Lomas de Taltal) (Eólico)	342	May-25	Desierto de Atacama (Solar)	270	Jun-25



NOTICIAS

Ley de Transición Energética: entran en vigencia resoluciones reglamentarias de la CNE

Fueron publicadas en el Diario Oficial las Resoluciones Reglamentarias de la Ley 21.721, de Transición Energética, que dicen relación con aspectos esenciales de la nueva normativa que se promulgó a fines de diciembre del año pasado y que busca acelerar los tiempos de desarrollo de los proyectos de transmisión, especialmente en zona rezagadas en este tipo de infraestructura.

Las resoluciones reglamentarias publicadas son: la licitación de obras de ampliación en los sistemas de transmisión, por parte de los propietarios, el mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado, con lo dispuesto en el artículo 99º de la Ley General de Servicios Eléctricos, y el mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado, de acuerdo con lo modificado por la ley Nº 21.721 y, según lo indicado en artículo segundo transitorio de la nueva normativa.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) también publicó un documento de 162 páginas, con las observaciones realizadas por los actores de la industria que participaron en la Consulta Pública para ver estas resoluciones, entre los cuales estuvieron Transisoras de Chile, EDF Chile, Grupo Saesa, Chilquinta Transmisión, Engie, Interchile, Acera A.G., CGE Transmisión y BHP.

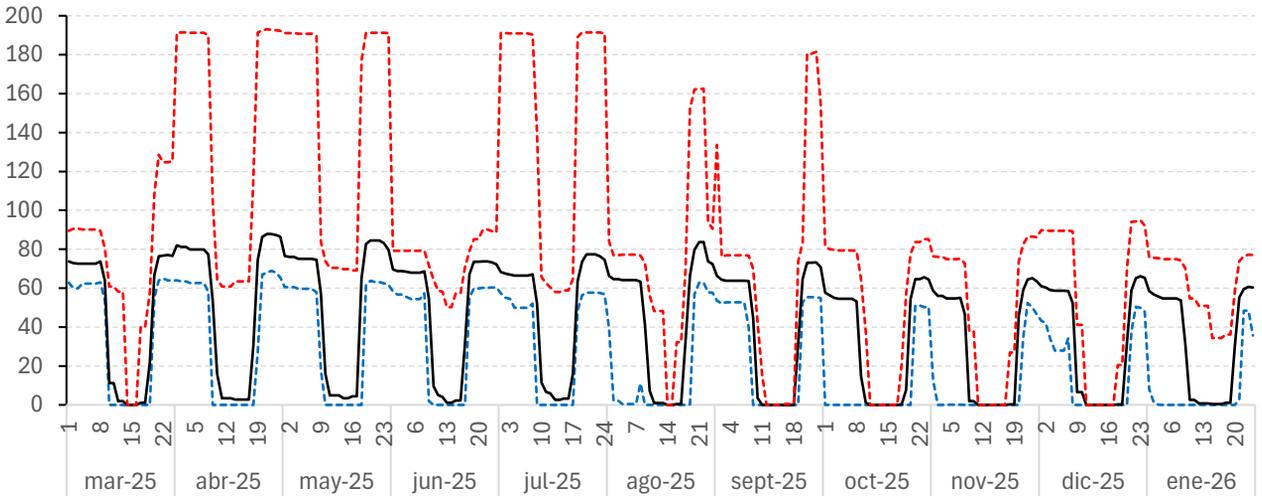
Fuente: Revista Electrominería (07/03/2025)

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.

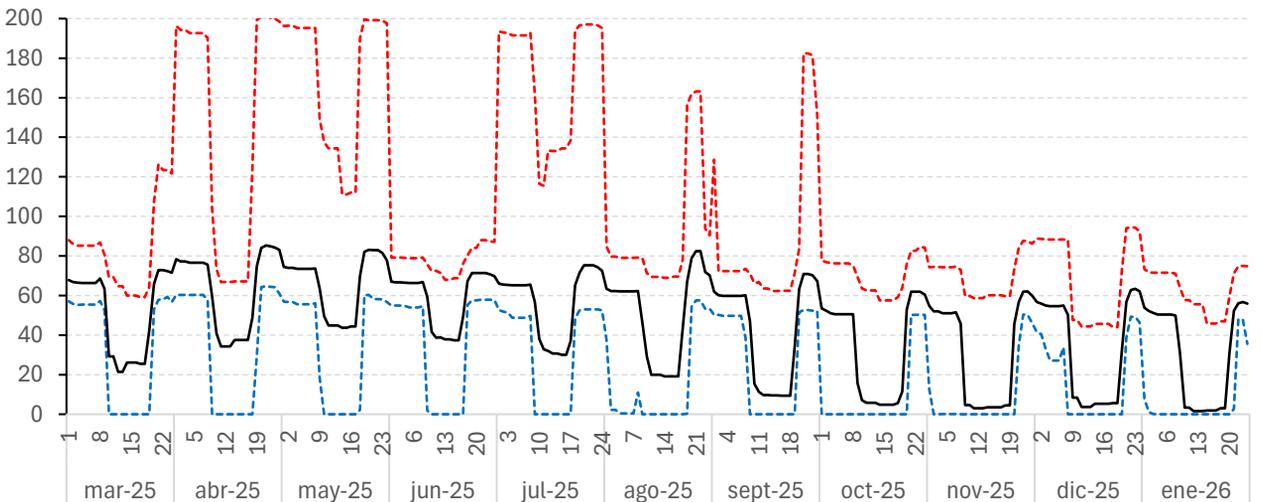
US\$/MWh



Fecha - hora

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

US\$/MWh



Fecha - hora

--- 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 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 Córdoba 5900,
Of. 402, Las Condes
(+56 2) 3246 9922