



REPORTES MENSUAL Sector Eléctrico

Febrero 2026

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

• Editorial	3-4
• 1. Análisis de Operación	5-6
Generación	
Hidrología	
Costos Marginales	
• 2. Proyección de Costos Marginales Systep	7
• 3. Análisis por Empresa	8-9
• 4. Suministro a Clientes Regulados	10
• 5. Energías Renovables No Convencionales	11
• 6. Expansión del Sistema	12
• 7. Proyectos en SEIA	13
• 8. Seguimiento Regulatorio	14

© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose Systep de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por Systep, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por Systep, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. Systep no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de Systep. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a Systep.

Incertidumbre en las Metas del Plan de Acción de Hidrógeno Verde

Desde 2020, el gobierno de Chile ha fomentado el desarrollo de la industria de Hidrógeno verde (H2V), entendido como hidrógeno producido mediante electrólisis utilizando electricidad proveniente exclusivamente de fuentes renovables. En ese contexto, Chile identifica una oportunidad estratégica para posicionarse como productor de hidrógeno sin emisiones de carbono, aprovechando su potencial renovable. Cabe señalar que el hidrógeno es un insumo ampliamente utilizado en refinerías y en la producción de amoníaco; sin embargo, la demanda por hidrógeno verde o bajo en emisiones representa todavía una fracción marginal del total. Asimismo, el panorama global, marcado por una demanda aún incipiente por H2V y por la competencia frente a su producción tradicional, ha generado una ralentización en el desarrollo de la industria a nivel internacional, lo que también ha afectado el avance del sector en Chile.

En esta editorial se revisan el cumplimiento de las metas definidas en 2020 en base a la actualidad global y chilena. Para ello, el documento se estructura en cuatro ejes: (i) Impulso gubernamental del H2V, (ii) Actualidad global de la industria del H2V (iii) Realidad Chilena de la industria del H2V, y (iv) Cumplimiento de las metas propuestas en Chile.

Impulso gubernamental del H2V

En noviembre de 2020 el Ministerio de Energía publicó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde¹, la cual es una política de largo plazo que posiciona al Hidrógeno Verde como una oportunidad única y competitiva. Esto debido al potencial energético renovable que habilita la producción en gran escala de electricidad y el bajo costo nivelado de producción estimado. La estrategia fijaba metas a cumplir en 2025 y en 2030. Estas metas fueron establecidas bajo supuestos de rápida reducción de costos de electrólisis y consolidación temprana de mercados de exportación, supuestos que hoy muestran desviaciones relevantes. A 2025 se buscaba la activación de la industria doméstica, para ello se fijaron las metas de tener la mayor cantidad de inversiones en H2V en Latinoamérica (5.000 MUSD), 5 GW de capacidad de electrolisis construida y en desarrollo, y la producción de 100.000 Ton/año en al menos 2 polos de producción. A 2030 se buscaba escalar la producción a niveles globales, con la ambición de producir el H2V más barato del planeta (< 1,5 USD/kg) y posicionar a Chile como líder de los exportadores globales de H2V y sus derivados (2.500 MUSD/año), y de las naciones productoras de H2V vía electrolisis (más de 25 GW). Finalmente, la estrategia definía un plan de acción a 2023 enfocado en el fomento del mercado, normativa, desarrollo territorial, social, educativo e innovativo. La estrategia

contemplaba una actualización para revisar las metas propuestas en 2026.

En mayo de 2024 se publica el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030², con el objetivo de definir la hoja de ruta y las acciones claves para crear las condiciones necesarias en la proyectada industria de H2V y sus derivados. El plan considera dos ventanas para su implementación. La primera, entre los años 2023 – 2026, busca generar relaciones a través de señales de inversión y la confección de normas y regulación. La segunda, entre los años 2026 – 2030, busca concretar el desarrollo productivo local. La plataforma web del plan contiene el listado de medidas adoptadas³. Una de las medidas estatales recientes para impulsar el desarrollo de la industria del H2V es el “Proyecto de Ley de Fomento a la Industria del Hidrógeno Verde (H2V)”⁴, presentado por el Ejecutivo en agosto de 2025, aprobado por la Cámara de Diputados en diciembre de 2025 y actualmente en su tramitación en el Senado. El proyecto de ley aborda dos ejes: un beneficio tributario (crédito contra impuesto de Primera Categoría) y un marco tributario especial para productores de H2V de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

El beneficio tributario propuesto es de carácter transitorio y consistente en un crédito contra el Impuesto de Primera Categoría (IDPC), equivalente al “beneficio adjudicado (USD/kg) × kilos comprados. Podrán acceder las empresas que compren a productores locales hidrógeno verde (H2V) o alguno de sus derivados, como amoníaco o metanol, por un monto total de hasta US\$2.800 millones a adjudicar entre 2025 y 2030. Pueden postular proyectos nuevos o expansiones de producción de H2V o derivados que presenten antecedentes que den cuenta de la adicionalidad financiera del proyecto. La adjudicación se haría en licitaciones anuales entres, proyecto oferta un “subsido solicitado” en USD/kg en donde se armaría un ranking de menor a mayor y se financia en orden hasta agotar el presupuesto anual. Se introduciría un techo decreciente del subsidio máximo por kg y presupuestos anuales decrecientes, para favorecer a “primeros adoptantes”. Finalmente, para que parte de los beneficios de la industria queden en la región, los proyectos deberán pagar de forma anticipada la contribución regional.

Por otra parte, el marco tributario especial y uniforme incluido en el Proyecto de Ley tiene el objetivo de fomentar la instalación de productores en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, la cual posee condiciones climáticas muy favorables para la producción de H2V. EL marco tributario consistiría en armonizar los tres tratamientos tributarios, generando un ambiente claro y definido para la inversión. Los productores de H2V que se instalen en la región serían beneficiados con la Exención de Impuesto de Primera Categoría (similar a Zona Franca), teniendo derecho a solicitar exención de IVA y el beneficio tributario anteriormente descrito.

¹ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020, noviembre). Estrategia nacional de hidrógeno verde [PDF].

² Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2023). Plan de acción de hidrógeno verde 2023–2030 [PDF].

³ Plan de Acción de Hidrógeno Verde. (s. f.). Implementación. Recuperado el 27 de febrero de 2026

⁴ Cámara de Diputadas y Diputados de Chile, Comisión de Hacienda. (2025, 2 de septiembre). Proyecto de ley que establece incentivos tributarios a la producción de hidrógeno verde y sus derivados (Boletín N° 17.777-05) [PDF]

Actualidad global de la industria del H2V

En el Global Hydrogen Review 2025 de la IEA⁵, se muestra que los costos de producir hidrógeno verde (por electrólisis) han sido más altos y menos favorables de lo que se esperaba, frenando decisiones de inversión. El estudio muestra que una combinación entre los costos del proyecto, demanda incierta y marcos regulatorios actuales de infraestructura/permisos no avanzan al mismo ritmo y son la explicación del escenario actual.

La diferencia de los costos proyectados con respecto al actual se debe principalmente a dos factores: el aumento del costo de los electrolizadores dada la inflación y un despliegue lento, y por la fuerte caída del precio del gas natural desde el año 2023. En particular, regiones con gas natural barato han guiado las inversiones de corto plazo a producir hidrógeno “bajo en emisiones” considerando tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), los cuales son más competitivos que el proceso de electrólisis y satisfacen parte de la demanda de hidrógeno elemental. Por otra parte, se destaca que el impulso de acuerdos de compra se desaceleró, por ejemplo, en 2024 se firmaron menos acuerdos nuevos que en 2023. Sin embargo, la demanda global por hidrógeno verde o bajo en emisiones aumentó cerca de 10% en 2024, pero sigue siendo menos del 1% de una demanda total de hidrógeno que sigue aumentando por usos tradicionales en refinerías y otras industrias.

El estudio de la IEA señala que persisten definiciones de política pública aún no resueltas. El caso más relevante corresponde a Europa, donde las cuotas establecidas en la RED requieren su transposición a la normativa nacional; mientras ello no ocurra, no existe una señal clara y vinculante de demanda por H2V en el continente. Asimismo, el informe destaca la necesidad de contar con procesos de permisos más eficientes y una mejor coordinación entre autoridades, con el fin de reducir plazos y dar mayor certidumbre a los proyectos. Finalmente, se identifica la lentitud en el despliegue de infraestructura portuaria y de embarque como otro factor que limita una expansión más acelerada de la industria.

Realidad Chilena de la industria del H2V

En Chile la Asociación Chilena de Hidrógeno H2Chile en su Mapa de Proyectos⁶ muestra la existencia de 83 proyectos anunciados. Sin embargo, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) en su listado de proyectos de Hidrógeno Verde en el Sistema de Evaluación de Impacto ambiental (SEIA)⁷ muestra un total de 18 proyectos ingresados al sistema⁸.

De los proyectos de H2V ingresados al SEIA, existen iniciativas aprobadas en Atacama (3), Valparaíso (1) y Magallanes (3), además de 2 en calificación en esta última región y 1 proyecto desistido en Atacama. La inversión alcanza US\$3.886 millones en proyectos aprobados, US\$27.000 millones en evaluación y US\$10.797 millones en iniciativas desistidas. La capacidad de

electrólisis aprobada suma 874,25 MW, equivalente a cerca del 17% de la meta de 5 GW a 2025, con una producción estimada de 172.327 ton/año, mientras que los proyectos en evaluación agregarían 810.000 ton/años adicionales.

En materia de tramitación ambiental, tres proyectos obtuvieron su RCA en menos de 80 días hábiles y otros tres entre 140 y 150 días, aunque todos solicitaron suspensiones del procedimiento por períodos de entre 60 y 535 días. Destaca el proyecto de Total Energies H2 (US\$16.000 millones), actualmente con su evaluación suspendida hasta diciembre de 2026 tras numerosas observaciones, con posibilidad de extender dicho plazo. Finalmente, existen proyectos de infraestructura habilitante ya aprobados, elevando la inversión total vinculada al H2V a US\$4.435 millones.

Cumplimiento de las metas propuestas en Chile

De las tres metas establecidas en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, a la fecha no se ha cumplido ninguna de las comprometidas para 2025. La inversión total en proyectos de producción de H2V y habilitantes a su producción alcanza el 89% de la meta estimada, no obstante, la capacidad de electrólisis en Chile solo alcanza el 18% de lo proyectado. Adicionalmente, solo en el caso de que todos los proyectos en calificación sean aprobados se obtendrán dos polos de producción (en la región de Antofagasta y en la región de Magallanes y Antártida chilena) con una producción mayor al objetivo.

Los resultados a la fecha se pueden explicar, en parte, al panorama global de la industria del H2V. Si bien la demanda total de hidrógeno continúa creciendo, no ocurre lo mismo con el hidrógeno producido con bajas o nulas emisiones, cuya participación sigue siendo marginal. Esto sugiere que el precio de venta del H2V aún no resulta suficientemente competitivo frente a las alternativas convencionales o bajas en emisiones, y que se requiere un mayor avance tecnológico que permita reducir los costos asociados a su producción. En este escenario, la oportunidad para Chile continúa siendo relevante desde el punto de vista de su potencial renovable; sin embargo, enfrenta la competencia de otros países que están optando por tecnologías de hidrógeno bajo en emisiones, pero no completamente libres de ellas, como una solución intermedia más competitiva en el corto y mediano plazo.

En síntesis, el escenario proyectado en 2020 y 2023 resultó ser más optimista y adelantado que la evolución efectiva del sector, lo que hace pertinente actualizar la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde durante el presente año. Asimismo, si bien el Proyecto de Ley de Fomento al H2V busca acelerar la instalación de la industria en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, cabe evaluar si el momento actual es el más adecuado, considerando que el desarrollo de infraestructura y la consolidación de marcos regulatorios en los mercados de destino aún se encuentran en proceso.

⁵ International Energy Agency. (2025). Global hydrogen review 2025

⁶ H2 Chile (Asociación Chilena de Hidrógeno). (s. f.). Mapa de proyectos. Recuperado el 27 de febrero de 2026

⁷ Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), Gobierno de Chile. (s. f.). Proyectos de hidrógeno verde en el SEIA. Recuperado el 27 de febrero de 2026

⁸ La razón es porque existen proyectos con múltiples ingresos, debido a su desistencia o por su no admittencia de tramitación al sistema

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En enero, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.403 GWh/mes, lo que representa una disminución de -1,6% en comparación con diciembre de 2025 (7.526 GWh/mes) y un incremento del 1,0% en relación con enero de 2025 (7.327 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

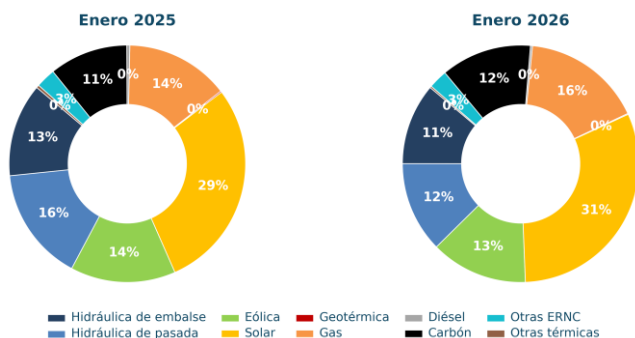
La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, geotérmica, diésel se redujo en 12%, 19%, 6%, 29%, 30%, respectivamente, en comparación con enero de 2025. En contraste, la generación solar, gas, carbón aumentó en un 10%, 18%, 17%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en enero, la potencia máxima alcanzó los 11.893 MW el día 29, mientras que la mínima fue de 7.910 MW el día 18. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de enero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Pangue (27 días) y Pehuenche (3 días); a carbón: IEM (22 días), Guacolda 1 (3 días) y Nueva Ventanas (3 días); y a gas: Quintero 1B (3 días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



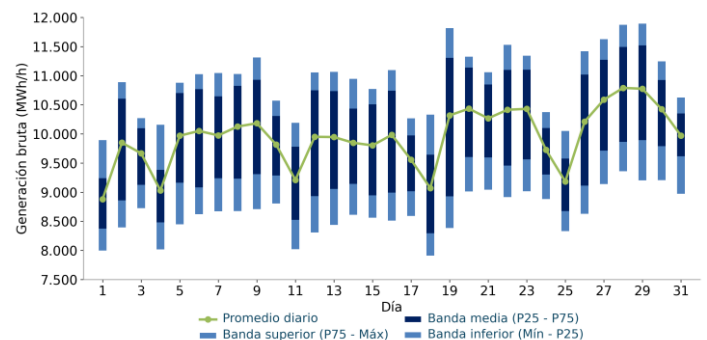
7.327
GWh/mes

Generación
total del mes

7.403
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.893 MW
máxima

Potencia
Mes

7.910 MW
mínima

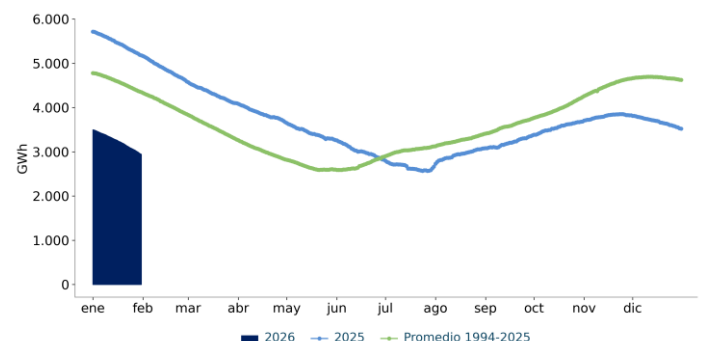
HIDROLOGÍA

En enero, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -43,2%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -32,3%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 93,8%, es decir, el 6,2% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

COSTOS MARGINALES

En enero de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 33,3 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 1,5% con respecto a diciembre de 2025 (32,8 US\$/MWh), y una variación de -18,2% respecto a enero de 2025 (40,7 US\$/MWh).

En enero de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 35,6 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -6,5% con respecto a diciembre de 2025 (38,0 US\$/MWh), y una variación de -14,9% respecto a enero de 2025 (41,8 US\$/MWh).

Figura 1.4:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

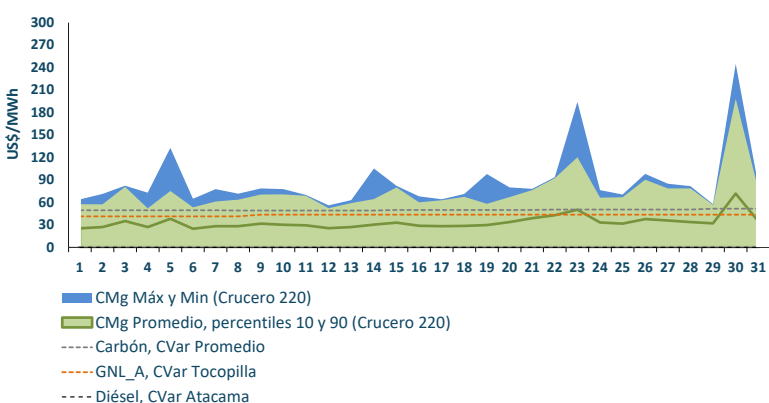
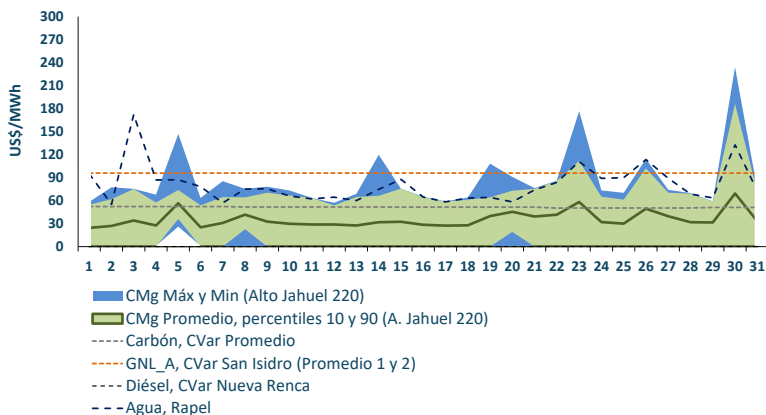


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de enero para Alto Jahuel 220kV

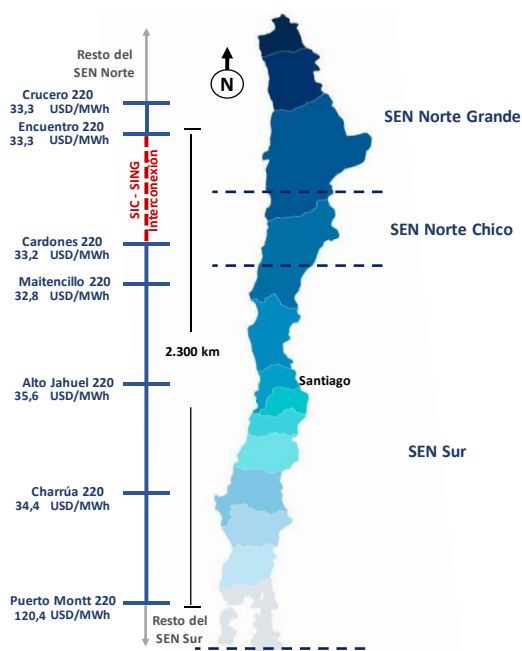
Fuente: CEN



Durante el mes de enero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el centro y sur del sistema (ver Figura 1.6).

Figura 1.6:
Costo marginal promedio de enero en barras representativas del sistema

Fuente: CEN



Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SEN.

2.

PROYECCIÓN SYSTEP DE COSTOS MARGINALES A 12 MESES

Conforme a los antecedentes publicados en los últimos balances e informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de la operación del SEN y los respectivos costos marginales a 12 meses. Considerando el comportamiento real del sistema a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0% para febrero de 2026 respecto a febrero de 2025. Se definieron tres escenarios de operación distintos: un Caso Base, que considera los supuestos descritos en la Tabla 2.1; un Caso Bajo, que considera una baja de 10% de los costos de combustibles; y un Caso Alto, en el cual solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de gas, junto con un aumento de 10% de los costos de combustibles.

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores se verifiquen en la práctica exactamente como se modelaron, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto de los valores reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación comercial de 6.188 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.329 MW son solares, 199 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 4.273 MW son almacenamiento.

La Figura 2.1 muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep para barras representativas del SEN en los siguientes 12 meses, con distintos percentiles que dan cuenta del efecto de considerar simultáneamente tanto la variabilidad hidrológica, como los niveles de demanda que pueden ocurrir dentro de cada mes.

La línea azul muestra el promedio estadístico de los costos marginales para cada barra. El área azul contiene el 90% de los costos marginales proyectados (registros entre el percentil 5% y 95%), contabilizando todos los bloques e hidrologías simuladas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los valores estimados (registros entre el percentil 0% y 100%).

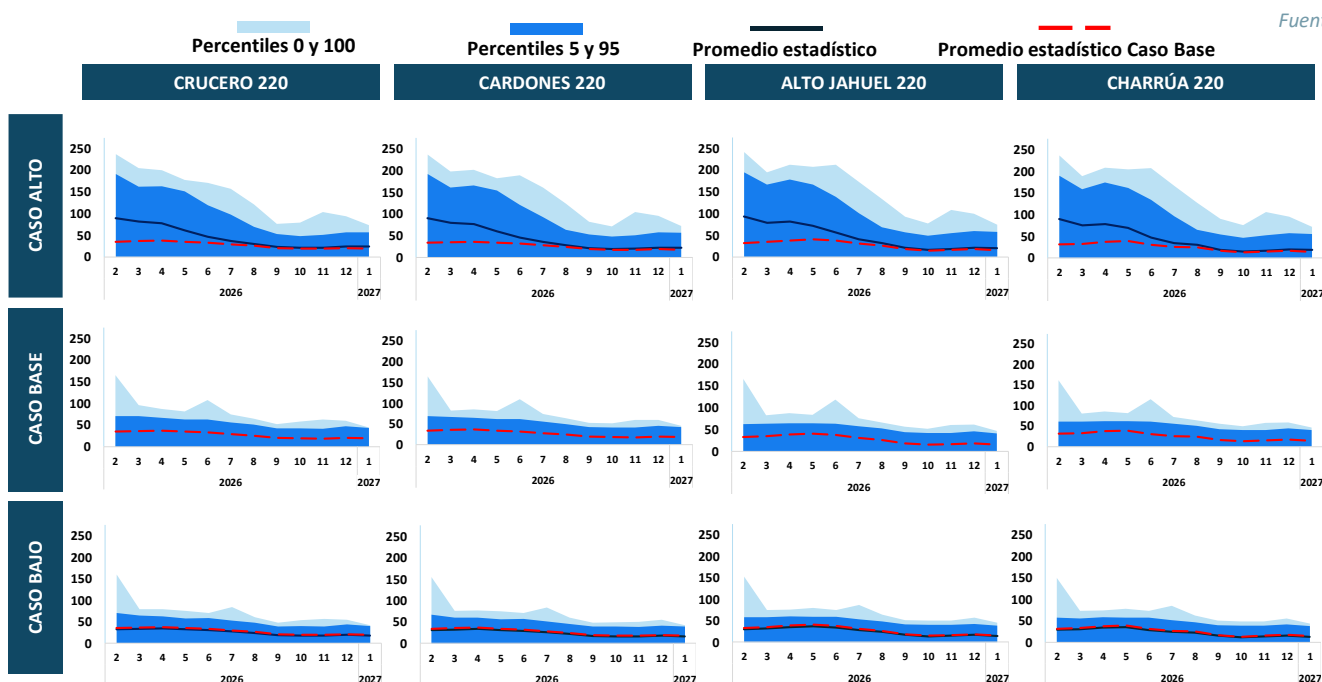
Durante este mes se presentaron algunos eventos de desacople en horas de día entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, provocados por el exceso de generación solar en la zona norte. Por otro lado, se vio un alza en la generación con gas argentino, dada por la mayor disponibilidad y menores costos declarados para este tipo de combustible.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	113	125	138
	Angamos*	109	121	133
	Guacolda*	107	118	130
	Andina	98	109	120
	Hornitos	98	108	119
	Santa María	143	158	174
DIESEL US\$ / Bbl	N. Ventanas	113	126	138
	Quintero	131	146	160
GNL US\$ / MMBtu	Mejillones	109	121	133
	San Isidro 1	8	9	10
	Nehuenco 1	8	8	-
	Mejillones CTM3	9	10	-
	U16	9	10	11
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	4	5	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	5	5	-
	Nueva Renca	5	5	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:
Costos marginales proyectados por barra (US\$/MWh)



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

En enero, Enel aumentó su generación en base a diésel, gas natural, hidro, solar y geotérmica, mientras que disminuyó su generación en base a eólico. Por su parte, Colbún aumentó su producción en base a gas natural y solar, mientras que disminuyó su generación en base a diésel, carbón, hidro y eólico. AES Andes aumentó su generación hidro, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, solar y eólico. Engie aumentó su producción en base a diésel y gas natural, mientras que disminuyó su generación en base a carbón, hidro, solar y eólico. Por último, Tamakaya disminuyó su generación en base a diésel.

En enero, las empresas Enel, Colbún, AES Andes, Engie fueron excedentarias, mientras que Tamakaya fue deficitaria.

Empresa:
ENEL CHILE**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Ene 2025	Dic 2025	Ene 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	474	386	528
GNL	0	0	0
Hidro	891	744	819
Solar	341	356	373
Eólico	212	188	175
Geotérmica	13	6	9
TOTAL	1.931	1.681	1.905

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

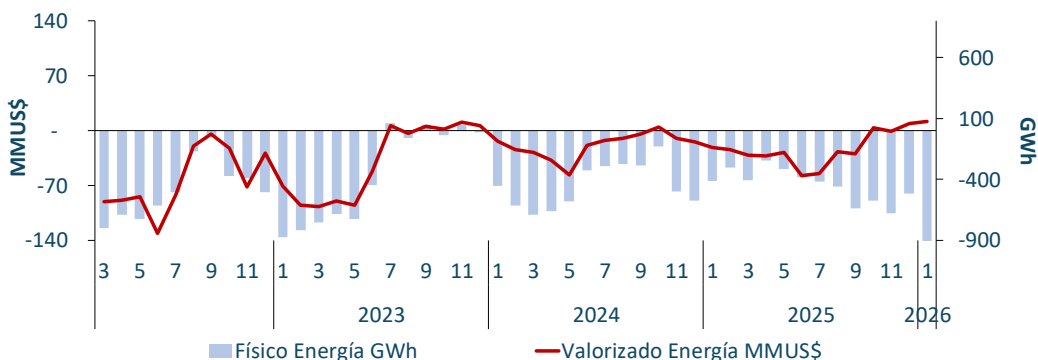
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,8
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	47,8	35,9
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,5	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2026
Total Generación (GWh)	1.905
Total Retiros (GWh)	810.596
Transf. Físicas (GWh)	-808.691
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	11

**Empresa:**
COLBÚN**GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)**

TECNOLOGÍA	Ene 2025	Dic 2025	Ene 2026
Diésel	1	2	1
Carbón	0	4	0
Gas Natural	234	143	257
GNL	0	0	0
Hidro	522	379	366
Solar	47	44	50
Eólico	99	192	139
Total	903	763	813

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

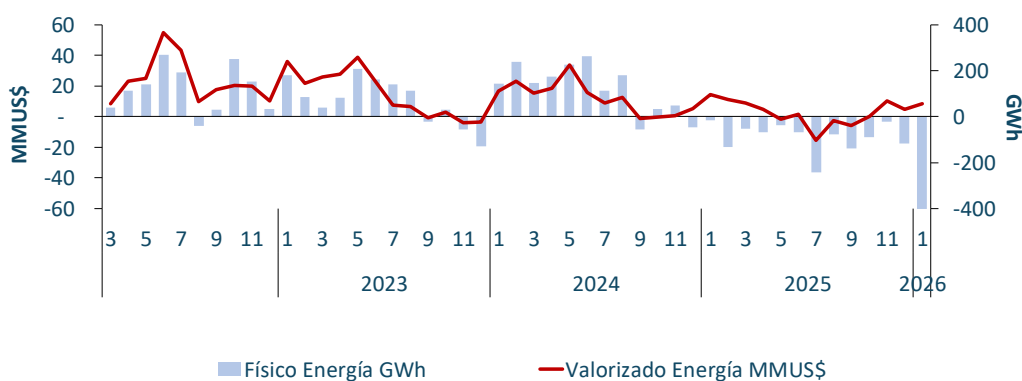
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Santa María	61,0	67,2
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	52,1	42,6
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ene 2026
Total Generación (GWh)	813
Total Retiros (GWh)	88.068
Transf. Físicas (GWh)	-87.255
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	8,55



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

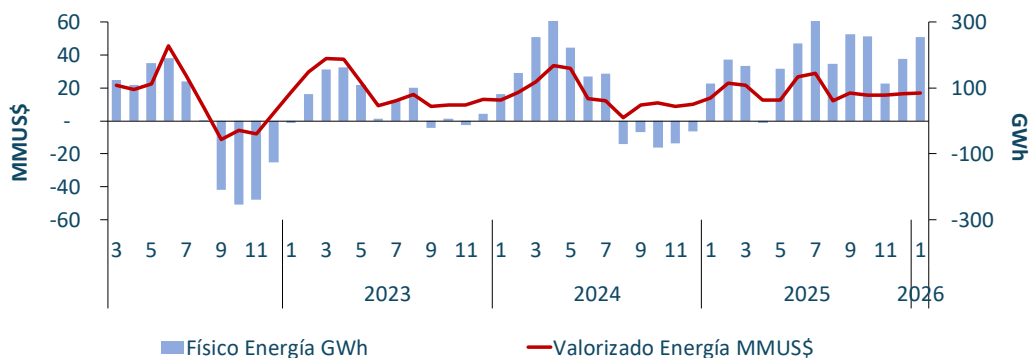
TECNOLOGÍA	Ene 2025	Dic 2025	Ene 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	460	697	578
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	125	117	124
Solar	44	68	65
Eólico	65	58	52
Total	694	940	818

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
N. Ventanas y Campiche	65,2	50,9
Angamos (prom. 1 y 2)	57,3	47,0
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Ene 2026
Total Generación (GWh)	818
Total Retiros (GWh)	564
Transf. Físicas (GWh)	254
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	17



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

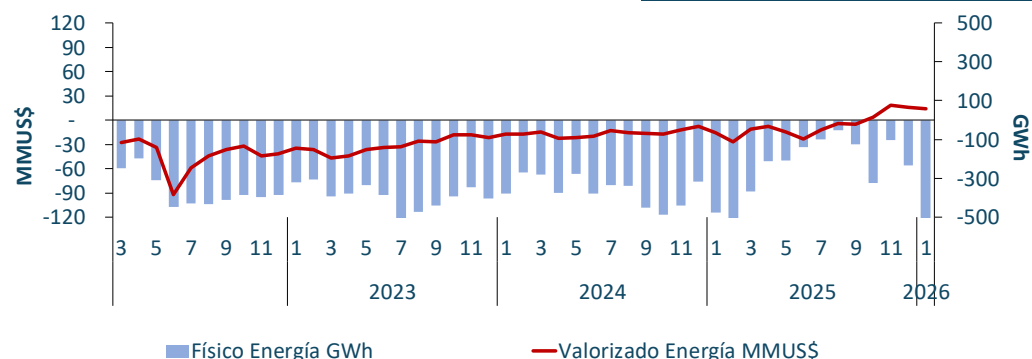
TECNOLOGÍA	Ene 2025	Dic 2025	Ene 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	148	338	141
Gas Natural	121	142	229
GNL	0	0	0
Hidro	6	5	5
Solar	67	99	93
Eólico	85	103	82
Total	426	687	550

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Andina Carbón	75,0	50,2
Mejillones Carbón	180,0	0,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	37,3	42,9

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Ene 2026
Total Generación (GWh)	550
Total Retiros (GWh)	335.312
Transf. Físicas (GWh)	-334.762
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

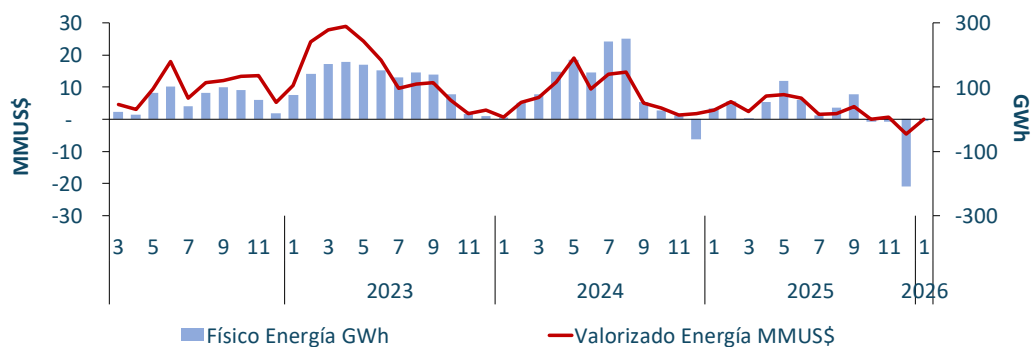
TECNOLOGÍA	Ene 2025	Dic 2025	Ene 2026
Diésel	2	5	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	45	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	47	5	1

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	57,4	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Ene 2026
Total Generación (GWh)	1
Total Retiros (GWh)	7
Transf. Físicas (GWh)	-6
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



4.

SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a enero de 2026, es de 95 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente CGE accede a menores precios, mientras que Enel accede a los precios más altos en comparación con las distribuidoras restantes.

Los valores de la Tabla 4.1 y 4.2 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2021/01, que corresponde a los contratos vigentes al mes de enero de 2026*.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2026 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
E-CL	121	7.597
ENEL GENERACIÓN	69	5.935
ENDESA	114	1.870
El Campesino	124	4.021
ACCIONA	104	1.111
Abengoa	156	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	64	860
Aela Generación S.A.	100	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	125	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	59	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	57	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	54	441
San Juan SpA.	139	422
WPD MALLECO (Malleco)	68	398
Pelumpén S.A.	111	350
PUELCHÉ SUR EÓLICA	60	287
SONNEDIX COX	72	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	61	3.598
Precio Medio de Licitación	95	31.793

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a enero de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a enero de 2026 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
Enel Distribución	98	10.681
CGE Distribución	90	9.522
Chilquinta	94	2.791
SAESA	97	1.969
Precio Medio Muestra	94	24.962

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a enero de 2026, ponderado por energía contratada del año 2026

*Para efectos del análisis no han sido considerados aquellos contratos con término anticipado de contratos aprobado. Además, tampoco se han considerado los contratos del proceso de licitación 2025/02 en línea con los precios reflejados en el ITD de PNP 15-2026 de la CNE.

En enero de 2026, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 44,6% (2.320,4 GWh), seguida por la generación eólica que representó 18,9% (985,8 GWh), luego, hidráulica de pasada que representó 17,7% (920,6 GWh), hidráulica de embalse que representó 15,9% (825,1 GWh), bio masa que representó 2,5% (132,7 GWh), bio gas que representó 0,2% (11,4 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (9,1 GWh).

Durante diciembre de 2025¹ se registraron 793,6 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 1,6% en comparación con noviembre de 2025 (806,6 GWh) y un aumento de 11,7% en relación con diciembre de 2024 (710,5 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

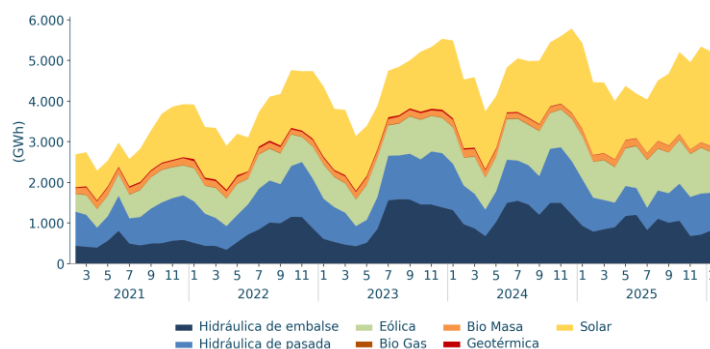
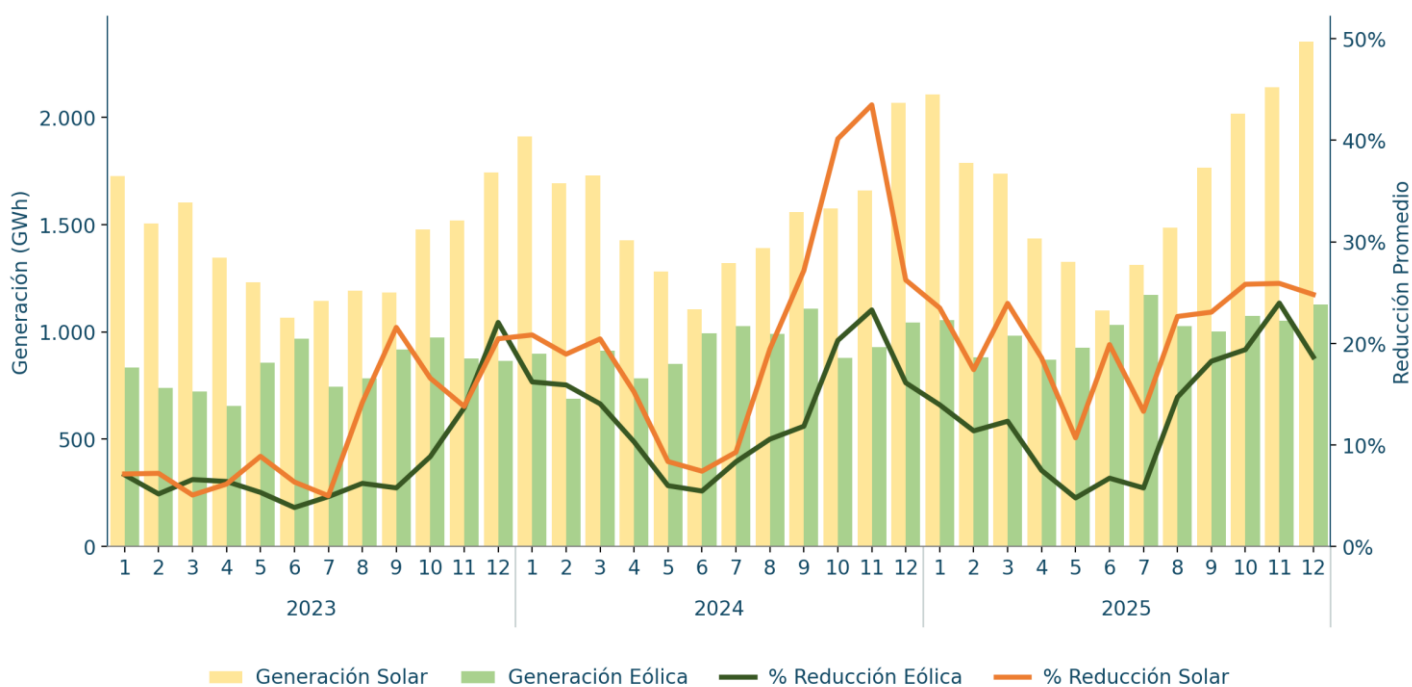


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



¹ A la fecha de este reporte, los datos de vertimiento correspondientes al mes de enero 2026 no han sido publicada por el CEN.

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 57 CNE (30-01-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.590 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 9% corresponde a tecnología solar (712 MW), un 8% a tecnología eólica (599 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 18% de tecnología solar con BESS (1.359 MW), un 62% de tecnología BESS (4.680 MW) y un 3% de tecnología térmica (240 MW).

De acuerdo con la información anterior, la Tabla 6.1 muestra las principales centrales (potencia mayor a 10 MW) del plan de obras de generación de la CNE para los próximos 12 meses.

Tabla 6.1:
Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Atacama II	ago-26	BESS	150,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	58,1
BESS Cardonal	jul-26	BESS	20,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS Doña Antonia 33kV	feb-26	BESS	47,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
BESS Estepa II	jun-26	BESS	230,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS Granja Solar	feb-26	BESS	105,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Libélula	mar-26	BESS	199,2
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Luz del Norte	oct-26	BESS	141,0
BESS Proyecto Algarrobal 200 MW	ene-27	BESS	200,0
BESS Sol de Los Andes	may-26	BESS	89,7
BESS Taira	feb-26	BESS	124,0
BESS Tamarico 33 kV	feb-26	BESS	90,0
BESS Valle de los Vientos	ene-27	BESS	36,0
BESS Valle del Sol	ene-27	BESS	150,0
BESS Willka	feb-26	BESS	61,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
Doña Luzma	ene-26	Térmica	40,0

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a enero de 2026, totalizan 14.297 MW con una inversión de MMUS\$ 20.534, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 95.671 MW con una inversión de MMUS\$ 156.571 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de enero, 3 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 440 MW, de los cuales destaca el Parque Eólico Tulipanes de 410 MW, ubicado entre las comunas de Los Ángeles, Cabrero, Yungay, Tucapel y Quilleco.

Durante este mes se aprobaron 9 proyectos: 1 solar (200 MW), 1 eólico (473 MW) y 7 híbridos solar con almacenamiento (347 MW). Por último, se desistió 1 proyecto híbrido solar con almacenamiento (6 MW).

Tabla 7.1:

Proyectos de generación aprobados y en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SEIA

TIPO DE COMBUSTIBLE	EN CALIFICACIÓN		APROBADOS	
	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)	POTENCIA (MW)	INVERSIÓN (MMUS\$)
Eólico	2.709	4.398	18.509	30.334
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.221	2.724	44.693	70.753
Gas Natural	60	59	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	5	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	-128	12	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	2.077	2.331	2.590	2.282
Mixto (Solar + Diesel)	9	2	0	0
Híbrido (Solar + BESS)	4.681	6.774	5.408	8.630
Híbrido (Eólico + BESS)	2.468	3.879	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	14.297	20.534	95.671	156.571

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica RE N°45 de 2026, que aprueba modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incorpora los nuevos Anexos Técnicos que se indican, modifica la Norma Técnica de Servicios Complementarios, y fija el texto refundido de ambas normas ([ver más](#)).
- Se publica RE N°59 de 2026, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de enero de 2026, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional.
- Se publica RE N°69 de 2026, que aprueba modificaciones a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, cuyo texto refundido fue aprobado mediante resolución N°42 de 2024 ([ver más](#)).
- En el contexto de las licitaciones de suministro celebradas durante 2025, la CNE publicó el Informe Final de las Jornadas de Licitaciones de Suministro Eléctrico 2025. Este documento reúne las principales conclusiones, propuestas y desafíos identificados en las distintas mesas de trabajo ([ver más](#)).
- La CNE se integra al Portal de Datos Abiertos del Estado de Chile, plataforma oficial que reúne datos públicos provenientes de más de 255 organismos bajo estándares abiertos de publicación y reutilización ([ver más](#)).
- En el contexto del desarrollo de los Estudios de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión se publicó el Informe de Avance N°2 del consultor tanto para el Sistema Nacional ([ver más](#)) como para los Sistemas Zonal y Dedicado ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica la RE N°9, aprueba el monto total asignado al subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica del primer semestre del año 2026 y los listados de usuarios residenciales pertenecientes a los hogares beneficiarios ([ver más](#)).
- Se publica la Ley número 21.804 que Perfecciona los sistemas medianos en la Ley General de Servicios Eléctricos ([ver más](#)).
- Se publica el Decreto número 26T, de 2025 que Fija valor anual de los Sistemas de Transmisión Zonal, de acuerdo al artículo décimo tercero transitorio de la ley N° 20.936 ([ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles



- SEC emite primeras multas por apagón de febrero del 2025 ([ver más](#)).
- SEC instruye a eléctricas reliquidar deuda pendiente por Valor Agregado de Distribución ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional



- A un año del *Blackout*, el Coordinador Eléctrico da cuenta de nuevos avances y medidas para fortalecer seguridad del sistema ([ver más](#)).



Descargue las estadísticas del Reporte Systep y del sector eléctrico desde nuestro sitio web:

Datos de
la Operación

Precios

Resumen
por Empresa

Suministro a
Clientes Regulados

Datos de
Infraestructura

Revisa SystepAI, nuestra nueva plataforma para el monitoreo del
mercado eléctrico:



CONTÁCTENOS PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Iván Rudnick G.

Director

irudnick@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados
Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Guillermo Retamal V.

Líder de Proyectos de Mercados
Eléctricos y Regulación

gretamal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

