



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Marzo 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

CONTENIDOS

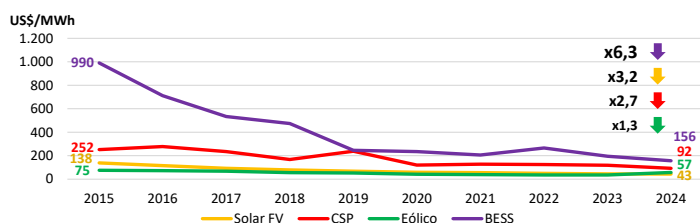
© Systep Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, 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.

¿Qué motiva el rápido crecimiento de la capacidad instalada BESS en Chile?

El aumento sostenido de la última década de tecnologías costo cero que concentran gran parte de su generación en horas de sol ha llevado a un escenario con altas diferencias de costos marginales entre las horas diurnas y nocturnas. Esto genera un primer incentivo con los niveles de arbitraje al que pueden acceder los sistemas de almacenamiento (SAE) que permitan gestionar energía entre dichos periodos.

Adicionalmente, más allá de un escenario favorable de costos marginales, el despliegue del almacenamiento ha sido impulsado por una sostenida reducción en los costos de desarrollo. En particular, el LCOS de los BESS¹ se ha reducido en más de un 80% en la última década, como muestra la Figura E.1².

Figura E.1:
Evolución de costos de desarrollo de energía y almacenamiento (LCOE/LCOS)

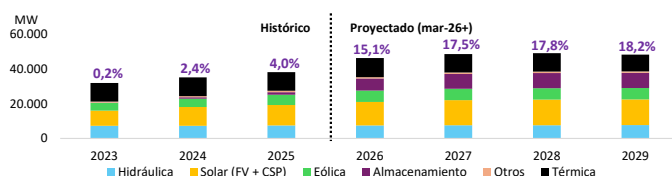


Estos dos factores no son los únicos que han impulsado el rápido crecimiento de la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento en Chile. En noviembre de 2022, la Ley 21.505³, que tal como su nombre lo dice, busca promover el almacenamiento de energía eléctrica, habilitó a dichos sistemas a participar en las transferencias de potencia de manera independiente. Posteriormente, este marco fue complementado por el DS70 en junio 2024, que como hemos expuesto en editoriales anteriores, otorgó un reconocimiento de potencia de suficiencia altamente favorable. También, en mayo de 2025, la CNE actualizó el cálculo del costo de oportunidad para SSCC⁴, garantizando una remuneración competitiva por control de frecuencia. La modificación pendiente al DS125, que busca modernizar el despacho centralizado de estos activos, ingresó a Contraloría en el segundo semestre de 2025 pero fue retirada en marzo de 2026 con el cambio de administración, quedando pendiente su reingreso.

Durante 2025 se pudo evidenciar que los ingresos de los SAE provienen principalmente del arbitraje de energía y casi en la misma proporción del reconocimiento de potencia de suficiencia. Los ingresos netos promedio alcanzaron 122 US\$/MWh, de los que un 54% correspondió a arbitraje y un 46% a potencia⁵. A estos se suman, en menor medida, ingresos por SSCC.

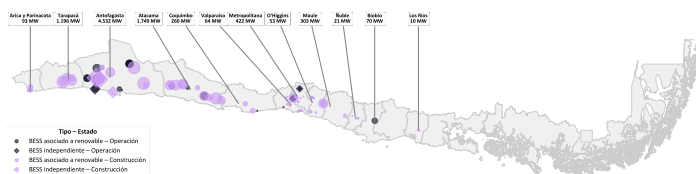
A febrero de 2026, la capacidad instalada de BESS en el SEN es de 2.701 MW (1.663 MW en operación comercial y 1.038 MW en pruebas), de los que un 74% corresponde a sistemas asociados a centrales renovables (73% a solares fotovoltaicas) y un 26% a BESS independientes. La Figura E.2 muestra la evolución de la capacidad instalada acumulada desde 2023 a 2029, en base a Infotécnica (2023-2025) y a la última declaración en construcción de la CNE⁶ (2026-2029).

Figura E.2:
Capacidad instalada por tecnología en el SEN, 2023 - 2029



La distribución geográfica no es homogénea, la gran mayoría de la capacidad se concentra en las zonas norte y centro-norte, donde la generación solar es más intensa y el vertimiento más frecuente (Figura E.3). El almacenamiento, que en 2023 alcanzaba el 0,2% de la capacidad del sistema, podría llegar a representar un 18% al 2029 con 8.774 MW proyectados, consolidándose como la tecnología de mayor crecimiento en el parque generador. De esa capacidad futura, un 82% correspondería a sistemas asociados a centrales renovables y un 18% a BESS independientes. El dinamismo de la inversión privada ha sido tal que, durante la tramitación de la Ley de Transición Energética (Ley 21.721, 2023), el ejecutivo eliminó el artículo que contemplaba una licitación pública de 2.000 MW de almacenamiento, tras constatar que el mercado ya había materializado esa capacidad, sumando además más de 30.000 MW con solicitudes de acceso abierto.

Figura E.3:
Capacidad BESS operacional y en construcción en el SEN



De una comparación internacional, la posición de Chile llama la atención. Si se compara la energía anual gestionable por los BESS proyectada al 2027, con la demanda eléctrica anual al 2024 de cada país (Figura E.4⁷), Chile alcanza un 15,4%, el ratio más alto entre los mercados. Chile también destaca en las otras dos

¹ BESS: Battery Energy Storage System. LCOS: Levelized Cost of Storage, análogo al LCOE

² Fuente: [Renewable Power Generation Costs in 2024, Irena](#). Para BESS: reducción de CAPEX reportada por IRENA, aplicada a la relación CAPEX/LCOS de [Lazard](#) (junio 2025)

³ "Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad"

⁴ [Informe Regulatorio – Mercado de Servicios Complementarios, CNE, mayo 2025](#)

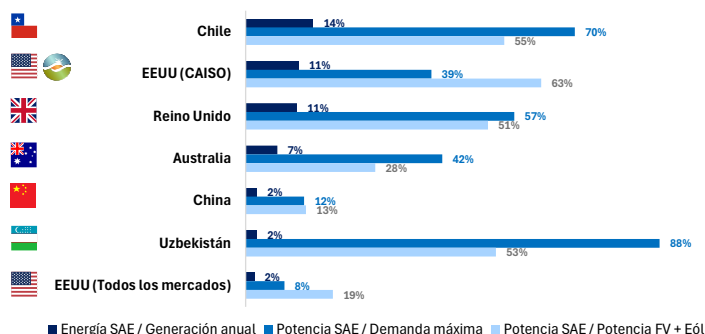
⁵ Fuente: Balances de energía de 2025, Coordinador Eléctrico Nacional y estimación en base a Balances preliminares de potencia de 2025.

⁶ [Proyectos en construcción del SEN – CNE, febrero 2026](#)

⁷ Fuente: Elaboración propia en base a estimación de capacidad instalada BESS de [Elements](#) a 2027, y demanda eléctrica anual por país a 2024 según [Ember](#). Datos de CAISO a partir de [OASIS](#) y [EIA-860](#). Capacidad FV + eólica según [Estadísticas de Energía Renovable 2025, IRENA](#)

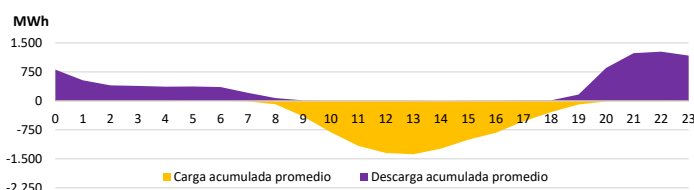
métricas⁸ presentadas que comparan la potencia instalada de almacenamiento con la demanda máxima y capacidad instalada solar FV sumada a la eólica de cada sistema.

Figura E.4:
Indicadores de penetración BESS 2027 en mercados seleccionados



En cuanto a la operación de los sistemas de almacenamiento, la Figura E.5 presenta el perfil horario promedio de carga y descarga del parque BESS en febrero 2026. El patrón revela una operación sincronizada con el ciclo solar, donde la carga está concentrada entre las 9:00 y 18:00 horas, con un máximo de 1.386 MW a las 13:00 horas, mientras que la descarga se distribuye en el horario nocturno, alcanzando un peak de 1.274 MW en la hora 22. Prácticamente todo el parque converge hacia las mismas ventanas horarias, confirmando la dinámica discutida en la editorial Systep de octubre de 2024⁹, donde el efecto agregado aplanar los costos marginales nocturnos, comprimiendo el diferencial que rentabiliza cada ciclo. Esta concentración implica que no todos los sistemas capturan el mismo valor; de hecho, la descarga se reparte en dos ventanas: punta y madrugada, lo que sugiere que las horas de mayor remuneración no son suficientes para absorber la descarga de todo el parque, forzando a parte de ella a operar en horarios con menor margen.

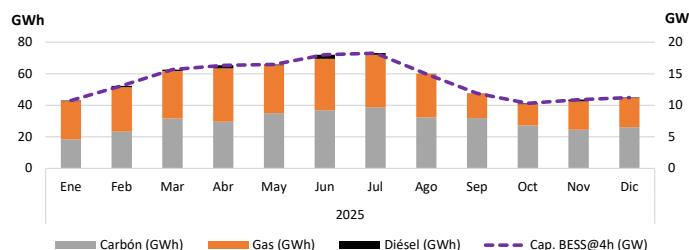
Figura E.5:
Perfil horario promedio de carga/descarga BESS (febrero 2026)



Este comportamiento coordinado plantea naturalmente la interrogante respecto a qué tan cerca estamos de saturar el mercado de almacenamiento. En el caso del mercado de energía y a modo de ejercicio teórico, la Figura E.6 muestra el promedio diario de la generación térmica real durante horas de noche, lo que representa la porción de energía que faltaría desplazar para llevar los costos marginales a cero durante ese período. De esta forma, y considerando sistemas de almacenamiento de 4 horas de autonomía, habrían bastado 10 GW durante octubre y 18 GW durante julio para desplazar por completo la generación térmica, lo que es alarmante considerando que se espera la entrada en operación de cerca de 8,8 GW a 2029. Dichos valores podrían

incluso ser menores si se considera que por seguridad se requiere operar centrales térmicas fuera de orden de mérito durante horas de noche o si se presentan años con mayor disponibilidad hidráulica.

Figura E.6:
Energía térmica media diaria en el SEN (2025) vs. capacidad BESS (GW@4h) necesaria para desplazarla



El mercado de potencia también se vería afectado materialmente en escenarios de alta penetración de almacenamiento. Como se analizó en la editorial Systep de mayo de 2025¹⁰ y dado el alto reconocimiento que reciben los SAE, el parque proyectado a 2029 implicará que el factor de ajuste de la demanda caiga aproximadamente un 22% respecto al valor de 2024, reduciendo en ese mismo valor los ingresos por potencia de todas las centrales del sistema.

Un caso ilustrativo es el de CAISO del estado de California, Estados Unidos. Su capacidad en baterías creció de casi 500 MW en 2020 a cerca de 16.000 MW en 2025, lo que ya está generando efectos adversos en sus ingresos. Según el Departamento de Monitoreo de Mercado de CAISO, los ingresos de los BESS han disminuido a casi la mitad entre 2022 y 2024, pasando de 71 US\$/MWh a 36 US\$/MWh¹¹, debido a que más baterías comprimen los diferenciales de precio.

Con estos antecedentes es preocupante ver que el número de proyectos de almacenamiento en desarrollo sigue creciendo y pareciera dar luces de que se podría repetir la historia que ya experimentamos con la alta penetración de centrales renovables variables en la última década y que nos llevó a evidenciar una clara sobreoferta de dichas tecnologías, resultando incluso en la inédita quiebra de empresas de generación o el término anticipado de contratos de clientes regulados. Más aún, se levantan alarmas en cómo será el efecto en las futuras tarifas para clientes finales, considerando que el costo del almacenamiento, a pesar de que ha tenido una pronunciada tendencia a la baja en los últimos años, aún dista de ser la alternativa más económica para suministrar energía a los clientes finales. El desafío que enfrenta Chile ya no es de volumen ni de capacidad técnica, sino de calidad regulatoria: necesitamos repensar si los incentivos están en el lugar correcto y remunerar atributos que efectivamente vayan siendo requeridos por la operación.

⁸ Fuente: Elaboración propia. Capacidad BESS y demanda anual según mismas fuentes de Figura E.4. Demanda máxima por país según datos de cada operador. Capacidad FV + eólica según [Estadísticas de Energía Renovable 2025, IRENA](#)

⁹ [Editorial Systep octubre 2024](#)

¹⁰ [Editorial Systep mayo 2025](#)

¹¹ Valores calculados a partir de los valores de [2024 Special Report on Battery Storage, California ISO, mayo 2025](#), suponiendo un ciclo de carga al día

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En febrero, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 6.708 GWh/mes, lo que representa una disminución de -9,4% en comparación con enero de 2026 (7.403 GWh/mes) y un incremento del 1,3% en relación con febrero de 2025 (6.619 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de pasada, geotérmica, gas, diésel se redujo en 17%, 24%, 3%, 68%, respectivamente, en comparación con febrero de 2025. En contraste, la generación hidráulica de embalse, eólica, solar, carbón aumentó en un 3%, 6%, 13%, 1%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en febrero, la potencia máxima alcanzó los 11.565 MW el día 23, mientras que la mínima fue de 8.134 MW el día 16. 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 febrero estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Pangue (27 días), Rapel (21 días) y Abanico (3 días); a gas: Nehuenco II (7 días); a carbón: IEM (6 días); y diésel: Los Espinos (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN

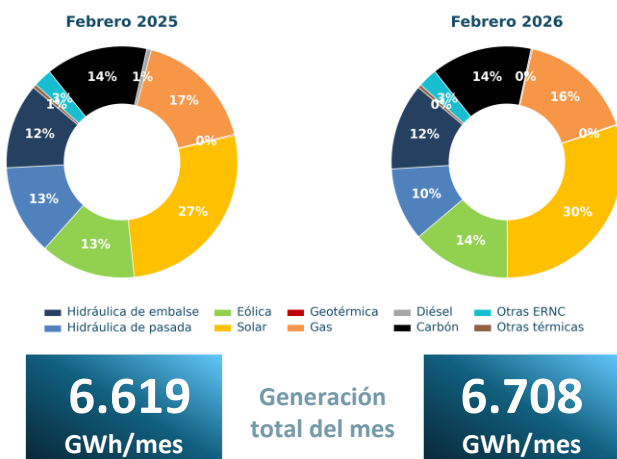
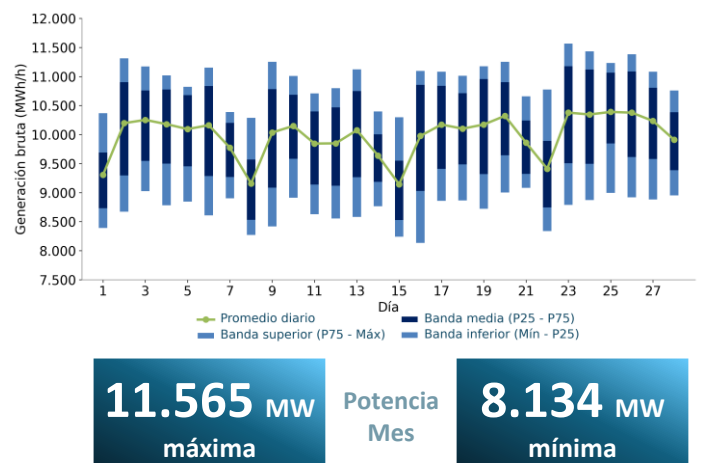


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



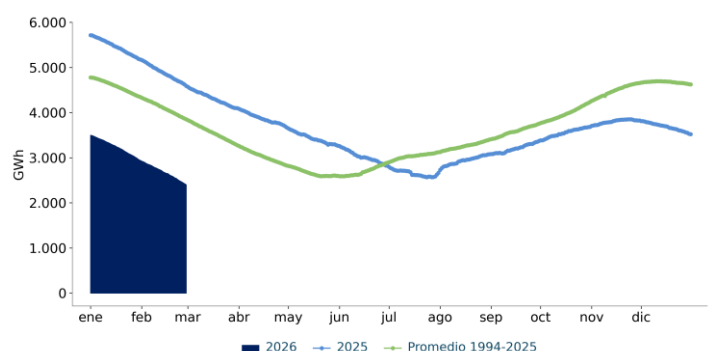
HIDROLOGÍA

En febrero, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2025 (con una variación de -47,7%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -37,6%) (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 febrero de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 36,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 10,4% con respecto a enero de 2026 (33,3 US\$/MWh), y una variación de -50,6% respecto a febrero de 2025 (74,3 US\$/MWh).

En febrero de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 37,4 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 5,2% con respecto a enero de 2026 (35,6 US\$/MWh), y una variación de -44,8% respecto a febrero de 2025 (67,8 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

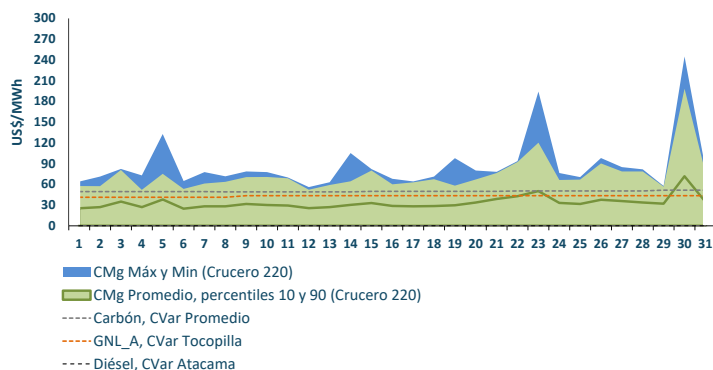
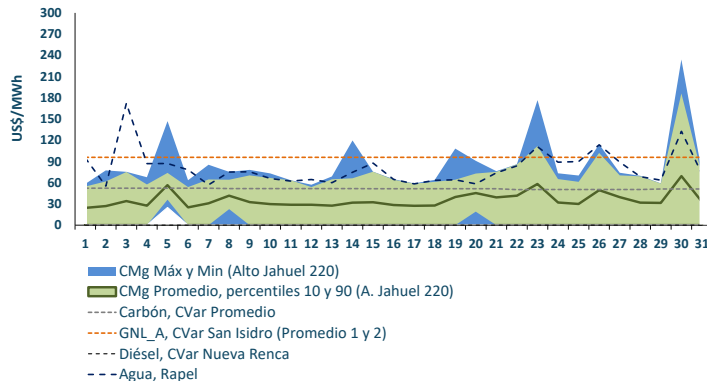


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220kV*

Fuente: CEN

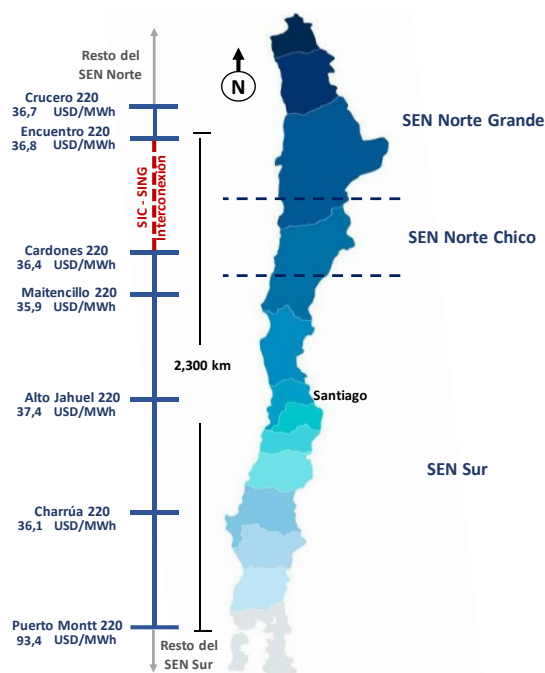


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de febrero 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 febrero 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 3,2% para el año 2026 respecto del año 2025. En términos de precios de combustibles, se definieron tres escenarios: 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 7.458 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.167 MW son solares, 848 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 5.055 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%).

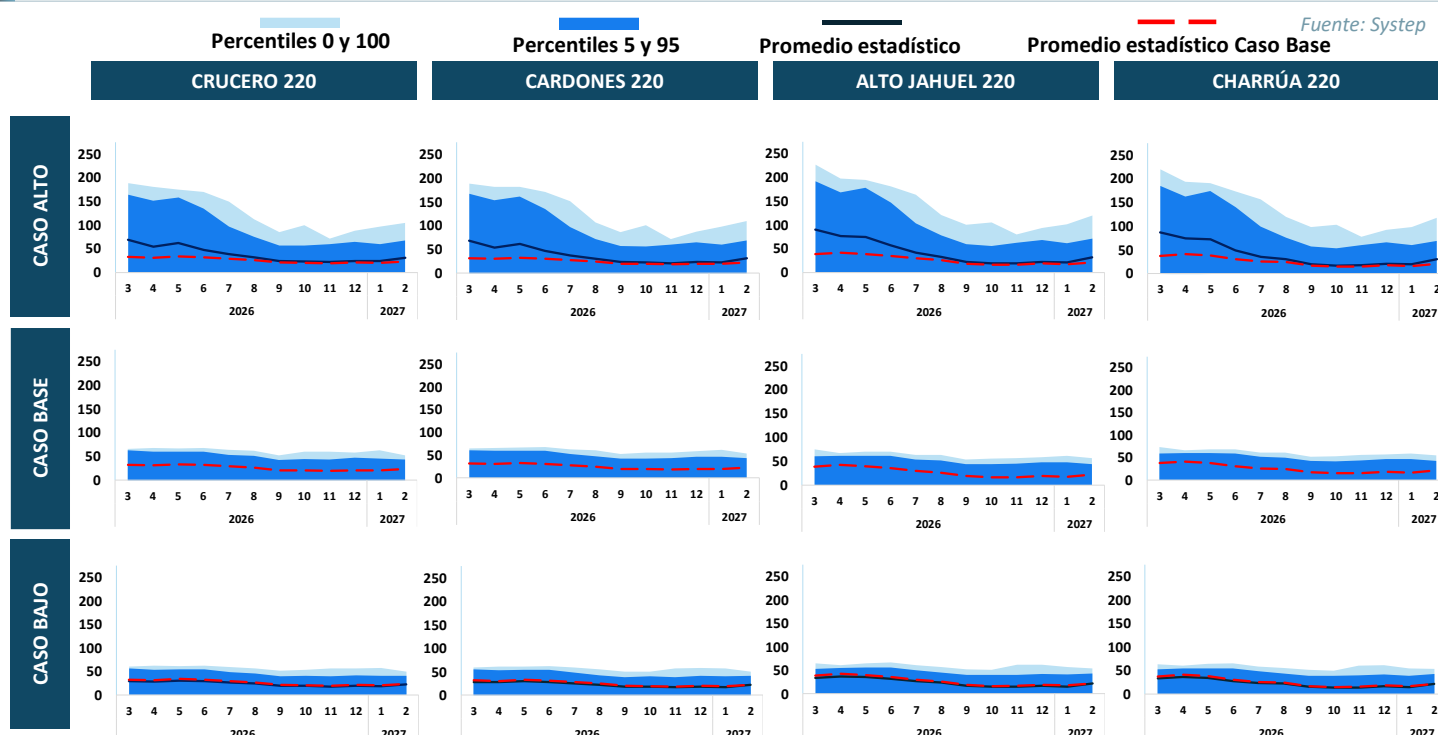
Durante la segunda mitad del mes se registraron desacoples, tanto en horas diurnas como nocturnas, entre las subestaciones Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, debido a trabajos de mantención en la línea de transmisión que las conecta.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	117	130	143
	Angamos*	101	112	124
	Guacolda*	103	114	126
	Andina	98	108	119
	Hornitos	98	108	119
	Santa María	119	133	146
	N. Ventanas	116	129	141
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	109	121	133
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	9	10
	Nehuenco 1	7	8	-
	Mejillones CTM3	10	11	-
	U16	10	11	12
	Kelar	6	7	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	4	4	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	5	5	-
	Nueva Renca	5	6	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En febrero, las empresas Enel, Colbún, AES Andes, Engie, Tamakaya fueron excedentarias.

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

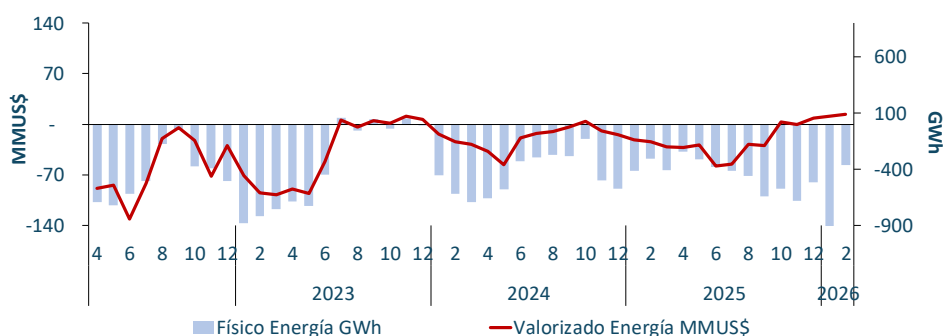
TECNOLOGÍA	Feb 2025	Ene 2026	Feb 2026
Diésel	7	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	475	528	496
GNL	0	0	0
Hidro	817	819	789
Solar	300	373	320
Eólico	177	175	158
Geotérmica	10	9	8
TOTAL	1.785	1.905	1.771

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 ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2026
Total Generación (GWh)	1.771
Total Retiros (GWh)	2.136
Transf. Físicas (GWh)	-365
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	14

Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

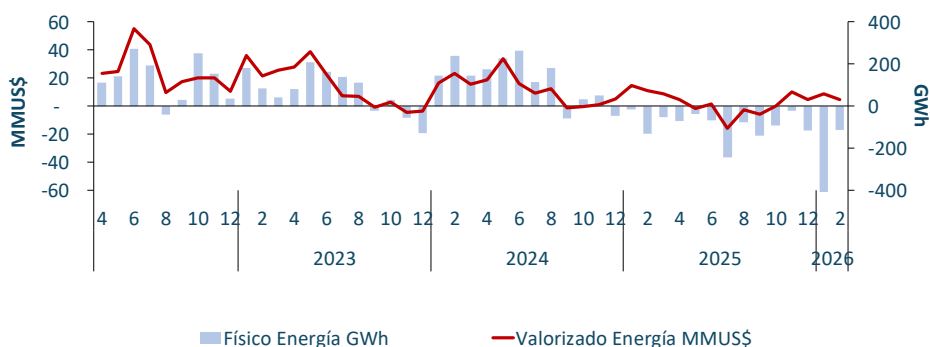
TECNOLOGÍA	Feb 2025	Ene 2026	Feb 2026
Diésel	2	1	1
Carbón	22	0	0
Gas Natural	300	257	234
GNL	0	0	0
Hidro	301	366	320
Solar	40	50	39
Eólico	83	139	123
Total	748	813	717

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 ENERGÍA

ÍTEM	Feb 2026
Total Generación (GWh)	717
Total Retiros (GWh)	830
Transf. Físicas (GWh)	-113
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,62

*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

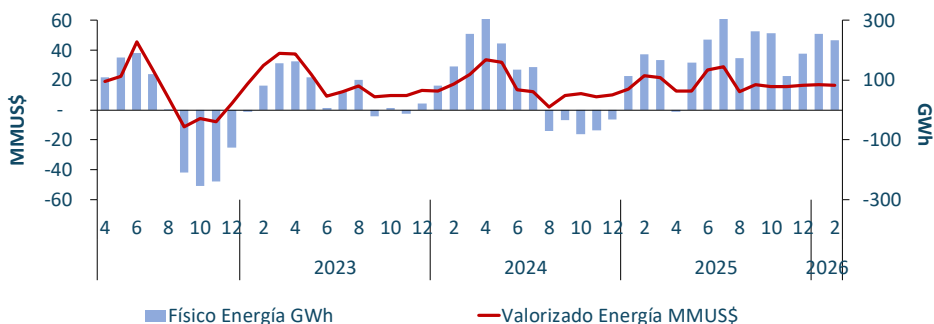
TECNOLOGÍA	Feb 2025	Ene 2026	Feb 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	569	578	569
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	124	124	96
Solar	34	65	59
Eólico	55	52	51
Total	782	818	775

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	Feb 2026
Total Generación (GWh)	775
Total Retiros (GWh)	540
Transf. Físicas (GWh)	234
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

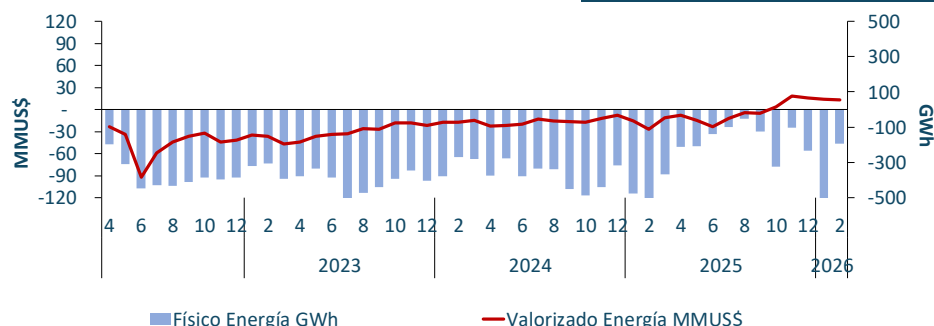
TECNOLOGÍA	Feb 2025	Ene 2026	Feb 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	69	141	166
Gas Natural	94	229	156
GNL	0	0	0
Hidro	4	5	4
Solar	49	93	81
Eólico	65	82	76
Total	282	550	482

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	Feb 2026
Total Generación (GWh)	482
Total Retiros (GWh)	677
Transf. Físicas (GWh)	-195
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	13



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

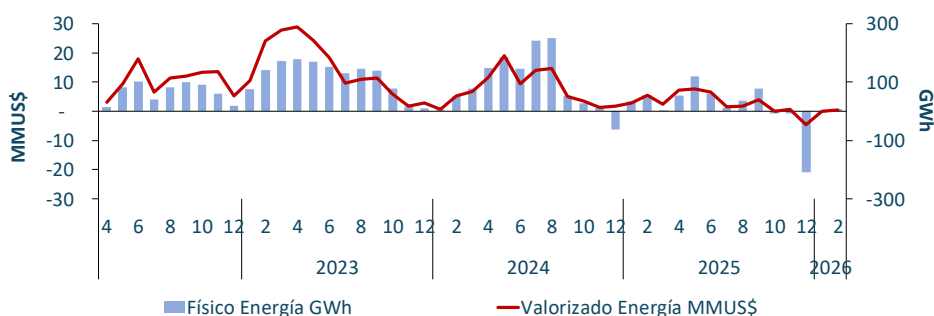
TECNOLOGÍA	Feb 2025	Ene 2026	Feb 2026
Diésel	14	1	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	51	0	8
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	64	1	10

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	Feb 2026
Total Generación (GWh)	10
Total Retiros (GWh)	3
Transf. Físicas (GWh)	7
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0



*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

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 febrero de 2026, es de 96 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 febrero de 2026*.

Tabla 4.1:

Precio medio de licitación indexado a febrero 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	122	7.597
ENEL GENERACIÓN	69	5.935
ENDESA	114	1.870
El Campesino	125	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
Iberególica Cabo Leones I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	68	192
Otros	61	3.598
Precio Medio de Licitación	96	31.793

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

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a febrero 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	99	10.681
CGE Distribución	90	9.522
Chilquinta	94	2.791
SAESA	97	1.969
Precio Medio Muestra	95	24.962

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

En febrero de 2026, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 44,1% (2.026,5 GWh), seguida por la generación eólica que representó 20,3% (934,4 GWh), luego, hidráulica de embalse que representó 17,7% (813,9 GWh), hidráulica de pasada que representó 15,0% (688,6 GWh), bio masa que representó 2,4% (111,6 GWh), bio gas que representó 0,3% (11,8 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (7,7 GWh).

Durante febrero de 2026 se registraron 595,8 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa una disminución de 23,3% en comparación con enero de 2026 (776,4 GWh) y un aumento de 44,8% en relación con febrero de 2025 (411,5 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

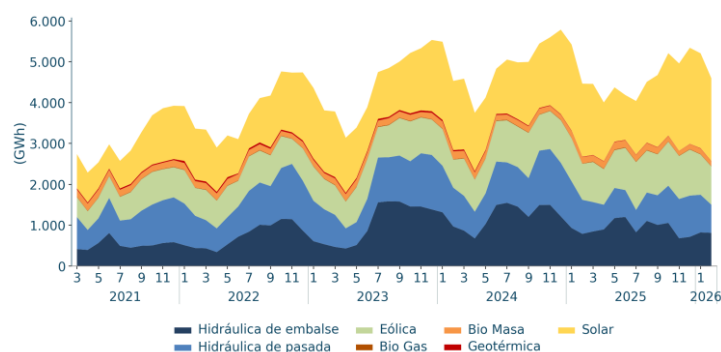
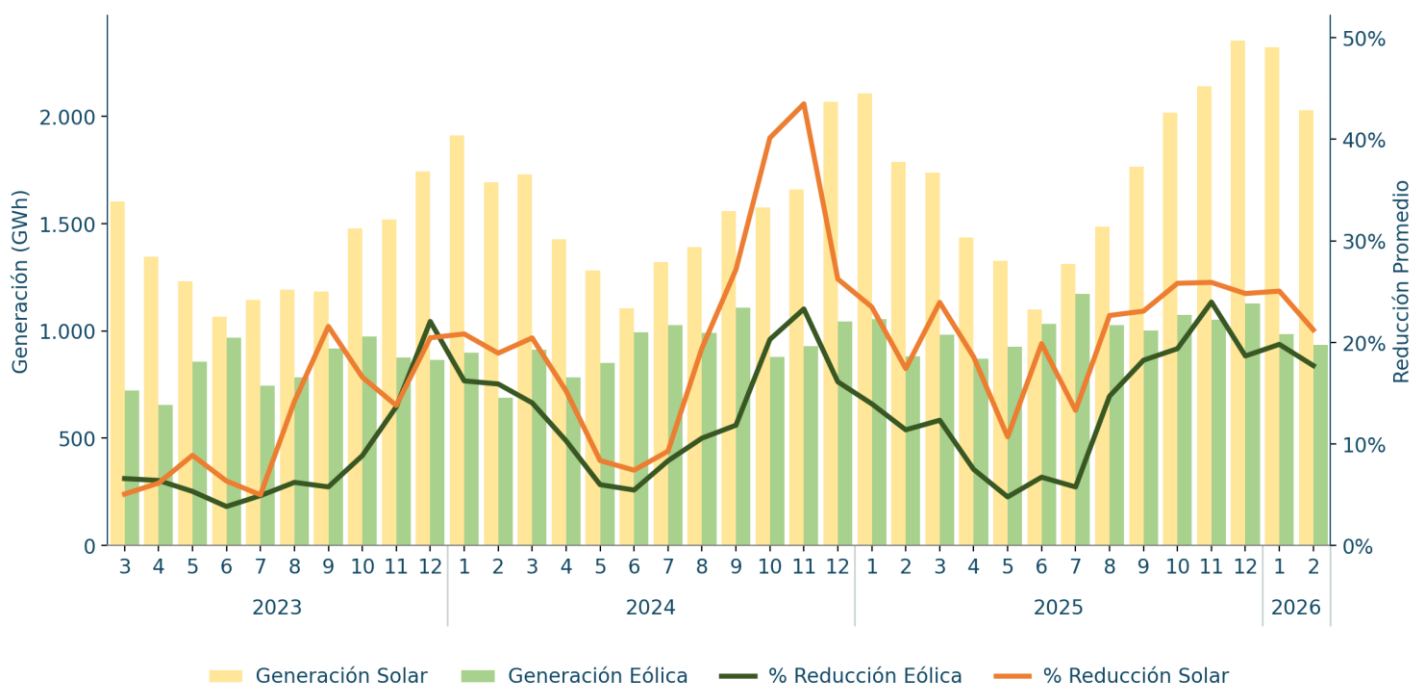


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 104 CNE (27-02-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 6.755 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 11% corresponde a tecnología solar (712 MW), un 9% a tecnología eólica (599 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 14% de tecnología solar con BESS (937 MW), un 67% de tecnología BESS (4.507 MW) y un 0% de tecnología térmica (0 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 de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
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 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	may-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
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
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver *Estadísticas Sysstep*, sección Infraestructura del SEN.

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a febrero de 2026, totalizan 13.922 MW con una inversión de MMUS\$ 20.185, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 96.731 MW con una inversión de MMUS\$ 157.885 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de febrero, 3 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 764 MW, de los cuales destaca el proyecto híbrido solar + BESS "Parque fotovoltaico Elena 2" de 430 MW, ubicado en la comuna de María Elena.

Durante este mes se aprobaron 7 proyectos: 1 solar (11 MW), 1 eólico + BESS (384 MW), 1 proyecto que combina eólico y solar (557 MW) y 4 híbridos solar + BESS (107 MW). Por último, se desistió 1 proyecto eólico (80 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	2.814	4.559	18.509	30.334
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.209	2.709	44.704	70.768
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)	1.520	1.707	3.147	2.906
Mixto (Solar + Diesel)	9	2	0	0
Híbrido (Solar + BESS)	5.154	7.403	5.515	8.805
Híbrido (Eólico + BESS)	2.084	3.379	1.090	1.638
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	13.922	20.185	96.731	157.885

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica la resolución exenta N°112, que informa y comunica nuevos valores del costo de falla de corta y larga duración para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos. Entre otros, se informan valores de CFCD de 8,79 US\$/kWh para el SEN, 14,22 US\$/kWh para Cochamó, Hornopirén y Palena, y 13,73 US\$/kWh para Aysén, Puerto Cisnes, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams ([ver más](#)).
- Se inicia licitación para estudio sobre nuevos Servicios Complementarios orientados a fortalecer la robustez del SEN, con el objeto de analizar, proponer y evaluar económicamente nuevas prestaciones o categorías asociadas a robustez que sirvan de insumo para futuras adecuaciones normativas ([ver más](#)).
- Se publica el oficio ordinario N°328 donde se precisa el alcance del art. 7-2 del anexo técnico de exigencias mínimas de instalaciones basadas en convertidores, aclarando que proyectos BESS e híbridos con tecnología IBR GFM pueden quedar exentos de cumplir con los requerimientos técnicos del Título 3 del anexo.
- Se publica el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados correspondiente al proceso de elaboración del informe de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios del año 2026 ([ver más](#)).
- Se publica la resolución exenta N° 56 de la CNE, que modifica las disposiciones técnicas del Mecanismo de Protección al Cliente para corregir la metodología de reajuste de ciertos montos asociados a la estabilización tarifaria ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica la Actualización 2026 de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados, que reordena la política pública del sector, prioriza el desarrollo de la demanda interna como base para escalar la industria, define focos estratégicos, temas críticos, hitos al 2030 y metas de producción para 2035 y 2050 ([ver más](#)).
- Mediante oficio ordinario N°443/2026, el Ministerio de Energía solicita el retiro de decretos en tramitación correspondientes a 2025 y 2026, vinculados a materias de operación del SEN, biocombustibles sólidos, planificación y tarificación de transmisión y generación de pequeña escala, incluido su marco reglamentario y ajustes asociados a almacenamiento, con el objeto de efectuar correcciones ([ver más](#)).
- Durante marzo de 2026 se publican sucesivos decretos exentos que actualizan semanalmente los precios de referencia y de paridad de los combustibles derivados del petróleo —gasolina automotriz de 93 y 97 octanos, petróleo diésel y gas licuado de petróleo de consumo vehicular—, con vigencia para los jueves 5, 12, 19 y 26 de marzo, en el marco de la ley N°20.765 ([ver más](#)).

Superintendencia de Electricidad y Combustibles



- SEC instruye a las empresas eléctricas aplazar hasta julio de 2026 el inicio del cobro de las reliquidaciones tarifarias asociadas al proceso de Valor Agregado de Distribución (VAD) 2020-2024. La medida posterga la aplicación de cargos o abonos en las boletas, sin alterar la obligación legal de efectuar la reliquidación ([ver más](#)).

Coordinador Eléctrico Nacional



- Se actualiza la guía técnica CDC N°1-2024 sobre cálculo de prorrata de generación entre centrales con igual costo variable ([ver más](#)).
- Se realiza un llamado a licitación pública internacional para adjudicar los derechos de ejecución y explotación de 17 proyectos nuevos de expansión del sistema de transmisión, de acuerdo con el Decreto Exento N° 354/2026 del Ministerio de Energía. Las obras consideran una inversión referencial total de US\$ 480 millones ([ver más](#)).
- Se realiza el llamado a licitación internacional para dos obras nuevas urgentes en la región de Ñuble, correspondiente a subestaciones Punilla y Quinchamalí ([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

