

REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Agosto 2025

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.

Modificaciones al DS125 y DS88: ¿se están considerando los plazos adecuados?

Durante el primer semestre del 2024 comenzó la discusión para modificar el Decreto Supremo N°125 de 2017, que aprueba el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125). El borrador resultante fue publicado por el Ministerio de Energía el 4 de mayo de 2025¹, realizando una consulta pública que finalizó el 19 de mayo de 2025. En paralelo, se avanzó con una propuesta de modificación al Decreto Supremo N°88 de 2019, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS88), también conocidos como PMGDs y PMGs. En este caso, se publicó un borrador con las modificaciones propuestas el 11 de julio de 2025², y se sometió a consulta pública, la que culminó el 13 de agosto de 2025. Esta tramitación paralela es fundamental para mantener consistencia entre ambos reglamentos.

El cronograma del Ministerio³ considera publicar en septiembre de 2025 un borrador final de cada reglamento, recogiendo las observaciones planteadas, los que posteriormente se ingresarán a Contraloría General de la República para su toma de razón.

Una de las principales modificaciones al DS125 se encuentra en el Art. 36, donde se señala que el Coordinador (CEN) será el responsable de optimizar el despacho de las instalaciones que operan bajo el régimen de autodespacho ante eventos de vertimiento (Art. 45 bis). Para ello es necesario implementar esquemas automáticos de control y monitoreo en todas las instalaciones (Art. 117 bis).

Incorporar a unidades renovables con autodespacho en las prorratas de reducción de generación permite avanzar hacia la implementación de un mecanismo que distribuya proporcionalmente los vertimientos entre todos los generadores del sistema.

Desde el punto de vista de costo de operación sistémico esto es indiferente, ya que en esos eventos el costo marginal de la zona afectada es cero. Sin embargo, sí habría un impacto en otras dimensiones. Para aquellos PMGDs y PMGs que optaron por régimen de precios estabilizados, la energía remunerada corresponde a la inyección efectiva a la red, por lo que de aplicarse vertimiento sistémico o local se reducirán los ingresos que actualmente perciben, y por ende también las compensaciones que deben pagar los generadores que realizan retiros del sistema. Consecuentemente, también disminuirían los cargos a clientes finales a quienes sus contratos permiten el traspaso de este costo, lo que es positivo en un contexto de altas tarifas. Por su parte, el repartir los vertimientos entre un conjunto mayor de centrales reduciría el vertimiento que actualmente experimentan las centrales de mayor tamaño, lo que podría ser relevante si tienen acuerdos comerciales ligados al nivel de producción.

Sin embargo, surgen interrogantes respecto a la factibilidad de implementar estas modificaciones en los plazos estipulados en los artículos transitorios del DS125. El universo de centrales PMGD es del orden de 760⁴ unidades actualmente en operación, además de 173 en construcción a julio de 2025⁵, las que deberán incluirse

en el despacho centralizado por el CEN. **Esto puede suponer un importante desafío, ya que se incrementa a más del triple el conjunto de centrales gestionadas en tiempo real por el CEN.**

El plazo establecido en el Artículo Primero Transitorio para que todas las centrales adapten sus sistemas de control y comunicaciones es de 18 meses desde la publicación en el Diario Oficial. No es claro el número de unidades PMGD que ya tienen equipamiento, las que no, y aquellas que deban realizar adecuaciones menores. Esto podría agregar incertidumbre a la factibilidad de cumplir con el plazo anterior.

El Artículo Tercero Transitorio da un plazo de 24 meses desde la publicación en el Diario Oficial para que el CEN incluya a los PMGDs y PMGs en las prorratas de vertimiento, pudiendo comenzar antes si hay unidades que ya cuenten con el equipamiento necesario. Al respecto, se podrían generar incentivos para atrasar las adecuaciones requeridas, de manera de evitar la incorporación temprana en las prorratas. Esto también podría ser contradictorio para aquellos PMGD y PMG que ya cuenten con tales sistemas, los que podrían ser incorporados de forma instantánea en las reducciones de generación.

Se planteó reiteradamente en las observaciones que los requerimientos y exigencias de tales sistemas solo se conocerán una vez que se publique la Norma Técnica respectiva adaptada a estas modificaciones, mientras que los plazos empiezan a correr desde la publicación del reglamento en el Diario Oficial. Esto agrega incertidumbre en torno al plazo y exigencias efectivas que tendrán que cumplir los generadores.

Dado que estas modificaciones afectan el régimen de autodespacho, se realizaron adecuaciones en el DS88 para establecer las responsabilidades de los operadores de sistemas de control y monitoreo. El centro de control de los PMGDs tendrá la potestad de operar los activos de generación, a su vez cumpliendo en tiempo real las consignas de los centros de control del CEN y la distribuidora (Art. 95).

Otra modificación importante al DS125 corresponde a la incorporación del Art. 45 bis, el cual establece que el prorrateo de despacho para centrales con igual costo variable se hará considerando la disponibilidad de generación pronosticada, o capacidad máxima, en el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). Esto, en contraste con la metodología actual, donde se ocupa la capacidad instalada, lo que requiere de procesos iterativos al no reflejar la disponibilidad real del recurso.

Para entregar una primera aproximación del impacto que podría tener la inclusión de los PMGDs y PMGs en las prorratas sistémicas, se utilizaron las estadísticas horarias de operación del año 2024 para recopilar el vertimiento total bajo la metodología actual, el que luego se reasignó en base a las modificaciones propuesta al DS125 (y DS88). En este ejercicio teórico se obvió el origen de los vertimientos (i.e. es el equivalente a que todos hubiesen sido de carácter sistémico), lo que, si bien no es del todo

¹ [Comparado Modificaciones DS125](#)

² [Modificaciones DS88](#)

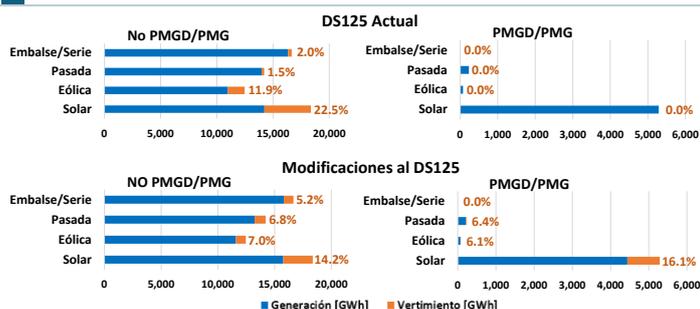
³ [Hoja de Ruta Reglamentaria](#)

⁴ Fuente: Centrales calificadas como PMGD, [Infotécnica](#)

⁵ Fuente: PMGD declarados en construcción, [Res. Ex. 455, CNE](#)

correcto, permite tener una noción rápida del efecto que podrían tener las modificaciones propuestas.

Figura E.1:
Comparación del vertimiento de 2024 entre la metodología de prorrateo actual y las modificaciones al DS125⁶



Las modificaciones suponen un mayor impacto sobre los PMGD/PMG solares ya que los vertimientos tienden a concentrarse en horas de sol. Si la nueva metodología hubiese estado vigente en 2024, el vertimiento promedio anual para centrales solares de gran escala hubiese disminuido de 22,5% a 14,2%, mientras que los PMGDs/PMGs solares hubiesen evidenciado aumento desde 0% a 16,2%.

Otra modificación material al DS125 es el nuevo Art. 117 bis, que establece que el CEN deberá usar herramientas automáticas de despacho para optimizar los niveles de generación en tiempo real. Esto apunta a mejorar la eficiencia económica y resiliencia que se puede lograr respecto del mecanismo vigente. Sin embargo, el plazo de 36 meses desde la publicación en el Diario Oficial definido en el Artículo Primero Transitorio podría ser demasiado acotado, considerando que también debe garantizar la seguridad y calidad de servicio en el sistema.

Si bien, el CEN ha avanzado por iniciativa propia en la implementación de la herramienta automática para el despacho económico, la publicación del reglamento impondrá un plazo vinculante y máximo para que se realice. Esto significa llevar a la práctica un plan de acción para adaptar las herramientas e infraestructura actual a los nuevos requerimientos.

La operación de los sistemas de monitoreo de algunas empresas coordinadas no es la adecuada a la fecha. Los reportes mensuales de disponibilidad del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) del CEN dan cuenta de un déficit en la calidad de las señales enviadas por los coordinados al CEN. A modo de ejemplo, en julio de 2025⁷ 175 de las 271 empresas coordinadas tuvieron una disponibilidad promedio de sus señales que no cumple con la mínima exigida por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (99,5%). Para poder implementar un esquema de despacho automático se requiere de sistemas de comunicación seguros y resilientes. Una primera medida debe ser definir un plan de acción que permita alcanzar en el corto plazo un alto grado de cumplimiento, pues de lo contrario el esfuerzo de adaptar el mecanismo de despacho podría ser en vano.

También se incluyen modificaciones al DS125 tendientes a detallar de mejor manera la forma y condiciones en que operarán los SAE en el SEN. Se incorpora el concepto de costo de oportunidad, calculado por el CEN y utilizado para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones que posean capacidad de almacenamiento, con metodologías de cálculo diferenciadas entre aquellas que puedan generar un efecto de largo y corto plazo. La operación de los SAE será totalmente centralizada por el

CEN (tanto carga y descarga). Los retiros de aquellos SAE no adscritos al mecanismo de Estabilización de precios serán valorizados al costo de oportunidad, el que no podrá ser inferior al costo variable de la energía almacenada (i.e. costos efectivamente incurridos en el retiro y almacenamiento de la energía). Si bien la inclusión de la carga de los SAE dentro de la operación centralizada por el CEN resulta beneficiosa para el sistema, en cuanto permite un mejor aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de los sistemas en su conjunto, no queda claro cómo se tratarán las diferencias para aquellos SAE de igual costo de producción despachados a diferente costo marginal. Esta interrogante, ya planteada en nuestra editorial de diciembre de 2024⁸, se abordó en el borrador sometido a consulta, en particular en el Art. 166 bis, que establecía la reliquidación de tales diferencias. Sin embargo, en el consolidado de respuestas se establece que el artículo será eliminado del texto final, por lo que la interrogante aún sigue abierta. El tema cobra aún más relevancia si se tiene en cuenta que para las herramientas de optimización puede ser indiferente despachar a uno u otro SAE con iguales costos de producción.

Por el lado del DS88, una de las principales modificaciones propuestas corresponde a un nuevo mecanismo para calcular los precios estabilizados horarios. Se eliminaría el ajuste del Precio Básico de la Energía (PBe) a la Banda de Precios de Mercado, con una reliquidación de los ingresos por energía al final de cada año, donde las diferencias entre las inyecciones valorizadas al PBe y a costo marginal, debiendo reintegrarse o descontarse dentro de los pagos del siguiente año las diferencias que se produzcan respecto de los costos marginales en tiempo real. En la práctica, bajo el nuevo mecanismo de estabilización los PMGDs y PMGs terminarían percibiendo ingresos equivalentes a haber optado por el régimen de costo marginal, pero con cierto desfase temporal y amortiguando la variabilidad interanual que tienen los precios spot. El mecanismo regiría de forma inmediata para todos los PMGDs/PMGs nuevos, mientras que para centrales en operación que se encuentren bajo los precios del DS244 o del DS88 empezaría a regir desde mediados de 2034. **Es de esperar que estas modificaciones eliminen completamente los pagos por compensaciones de Precio Estabilizado para los nuevos PMGD y**, en consecuencia, ellos reduzcan sus ingresos. Es importante reiterar que los PMGD actuales seguirán recibiendo compensaciones por Precio Estabilizado hasta que finalice el periodo transitorio.

Un aspecto que está siendo común en las modificaciones normativas recientes, es el volumen de observaciones que se realizan. Por ejemplo, en la consulta pública de las modificaciones al DS125 se recibieron 1.488 observaciones al texto. En esta ocasión, la autoridad optó por publicar un documento breve con los lineamientos que modificará del borrador inicial. A pesar del trabajo que conlleva, hubiese sido más conveniente una respuesta para cada observación, de manera que los distintos agentes del mercado puedan entender las razones para acogerlas o rechazarlas, considerando la relevancia de los reglamentos sujetos a modificación.

Las modificaciones a los reglamentos DS125 y DS88 representan un cambio profundo en la forma de coordinar y remunerar la generación del sistema eléctrico. Si bien buscan mayor equidad, eficiencia y modernización, su éxito dependerá de la factibilidad técnica y de la capacidad de implementación en los plazos, lo que plantea grandes desafíos para la operación del sistema.

⁶ Fuente: Elaboración propia.

⁷ Reporte SITR - Julio 2025

⁸ Reporte System diciembre 2024

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En julio, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.369 GWh/mes, lo que representa un aumento de 2,0% en comparación con junio de 2025 (7.227 GWh/mes) y un incremento del 0,1% en relación con julio de 2024 (7.360 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, solar, geotérmica se redujo en 46%, 45%, 1%, 66%, respectivamente, en comparación con julio de 2024. En contraste, la generación eólica, gas, diésel, carbón aumentó en un 14%, 29%, 394%, 66%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en julio, la potencia máxima alcanzó los 12.087 MW el día 15, mientras que la mínima fue de 7.806 MW el día 27. 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 julio estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: La Confluencia (30 días), Canutillar (25 días), Rucue (13 días), El Toro (8 días), Cipreses (5 días), Alfalfal (4 días) y Antuco (4 días); a gas: Nehuenco II (27 días), Nehuenco 9B (5 días), Atacama 1 (2 días) y Mejillones-CTM3 (2 días); eólicas: PE Sierra Gorda Este (5 días); a carbón: Guacolda 1 (3 días); y diésel: Cardones (1 día).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

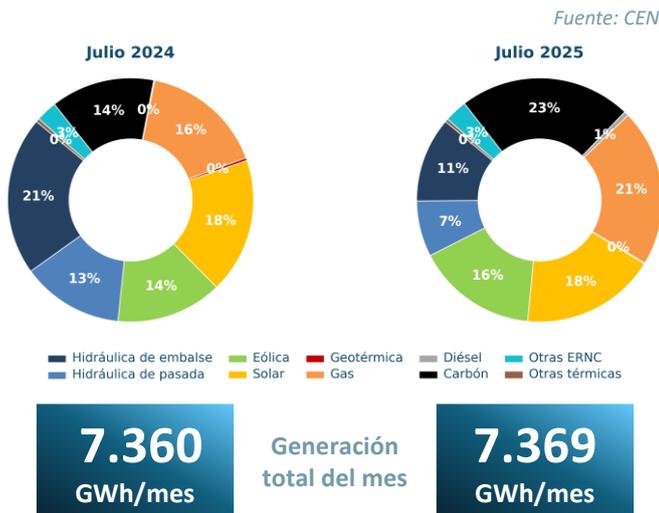
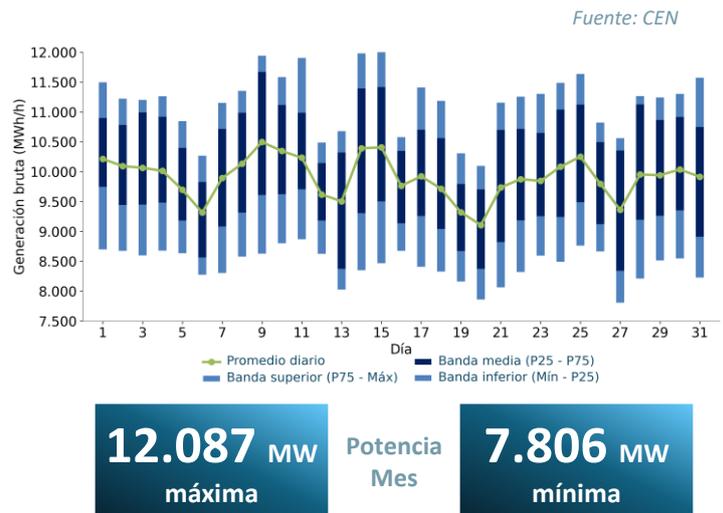


Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

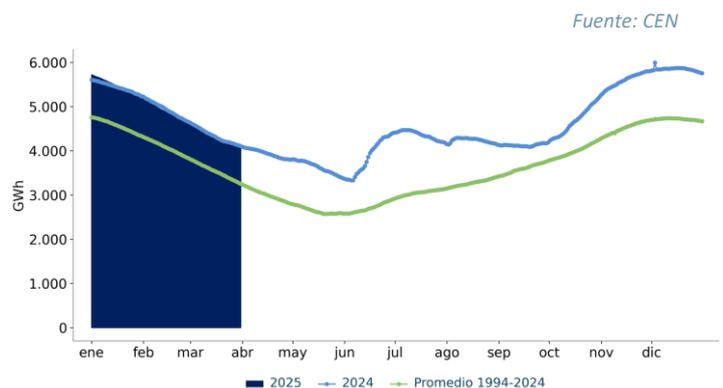


HIDROLOGÍA

En marzo, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -0.1%) y se ubicó por encima del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de 26.0%) (ver Figura 1.3).

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 89,1%, es decir, el 10,9% de los registros fueron meses más secos que el mes actual.

Figura 1.3:
Energía almacenada en principales embalses*



*Estadística del CEN sólo disponible hasta marzo de 2025.

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

COSTOS MARGINALES

En julio de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 58,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -5,2% con respecto a junio de 2025 (62,0 US\$/MWh), y una variación de 28,7% respecto a julio de 2024 (45,7 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.4).

En julio de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 90,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -18,9% con respecto a junio de 2025 (111,2 US\$/MWh), y una variación de 91,4% respecto a julio de 2024 (47,1 US\$/MWh). Los costos en demanda baja fueron determinados por el carbón y gas, mientras que en demanda alta por el diésel (ver Figura 1.5).

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

Fuente: CEN

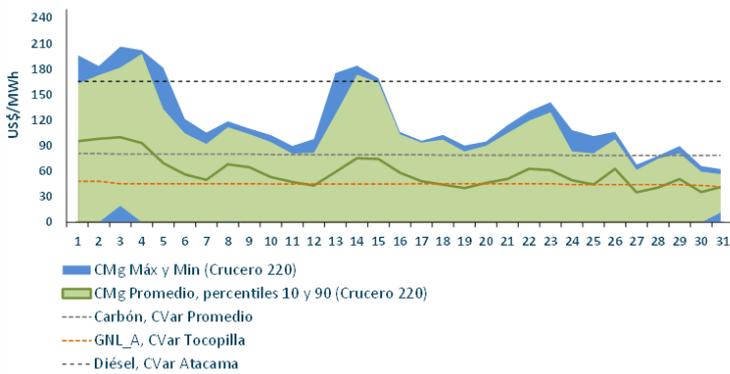
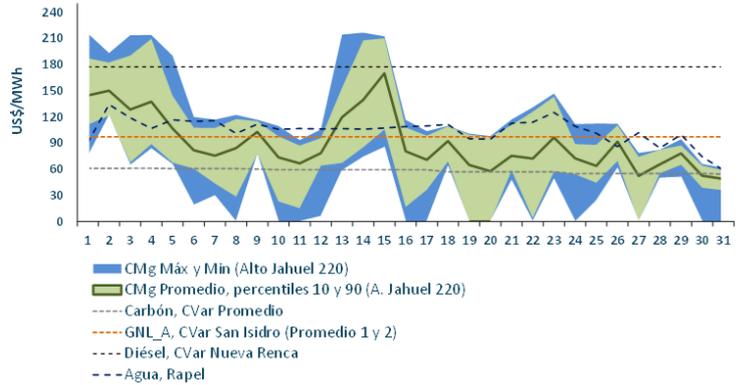


Figura 1.5:
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de julio para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de julio 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).

En julio de 2024, los tramos que presentaron desacoples con mayores costos promedio fueron: S. Miguel 066 - Talca2 066 (5 horas), Chiloé 220 - Chiloé 110 (3 horas), Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066 (2 horas), y Pinatas 066 - Tap. Manzano 066 (12 horas), con un desacople promedio de: 290,8 US\$/MWh, 274,3 US\$/MWh, 212,1 US\$/MWh, y 163,1 US\$/MWh, respectivamente (ver Tabla 1.1).

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

Fuente: CEN

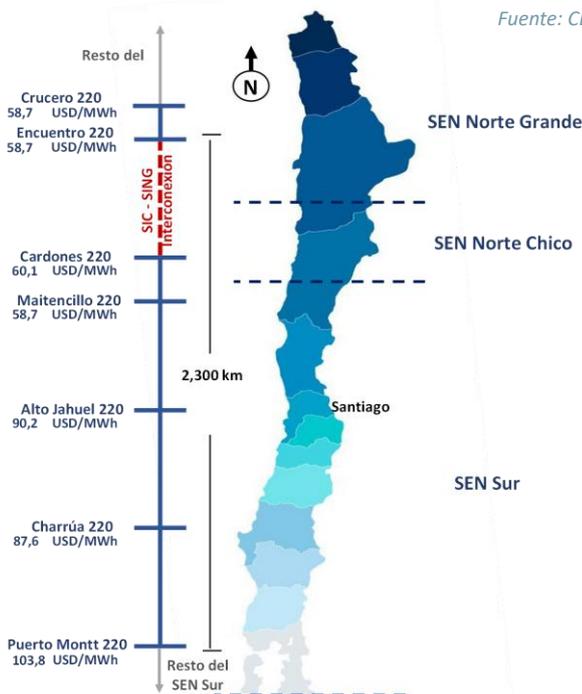


Tabla 1.1:
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión*

Fuente: CEN

LÍNEAS CON DESACOPLES	HORAS	DESACOPLE PROMEDIO USD/MWh
S. Miguel 066 - Talca2 066	5	290,8
Chiloé 220 - Chiloé 110	3	274,3
Nirivilo 066 - Tap. Central S. Javier 066	2	212,1
Pinatas 066 - Tap. Manzano 066	12	163,1
Charrúa 154 - L. Ángeles 154	36	45,3
Charrúa 220 - Santa Clara 220	83	42,8
P. E. Los Buenos Aires 066 - Negrete 066	6	41,1
Polpaico 500 - N. P. Azúcar 500	22	35,3
C. Navia 220 - C. Navia 110	22	32,7
Lastarria 220 - Ciruelos 220	29	26,5

*Estadística del CEN sólo disponible hasta julio de 2024.

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

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 de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 0,2% para el año 2025 respecto del año 2024. 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 5.187 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.282 MW son solares, 1.025 MW son eólicos, 142 MW son biomasa, 40 MW son diésel y 2.698 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%).

Desde las programaciones publicadas a principios de este año por parte del Coordinador se aprecia que la disponibilidad de gas natural licuado informada por las empresas Colbún y Tamakaya es baja, solo según remanentes en los respectivos terminales y sin nuevas importaciones durante 2025. No obstante, Colbún ha declarado disponibilidad completa de gas argentino a partir de marzo de 2025, lo que de todas formas está sujeto a la disponibilidad de excedentes en Argentina. Esto es lo que se ha visto reflejado en cartas recientes del CEN.

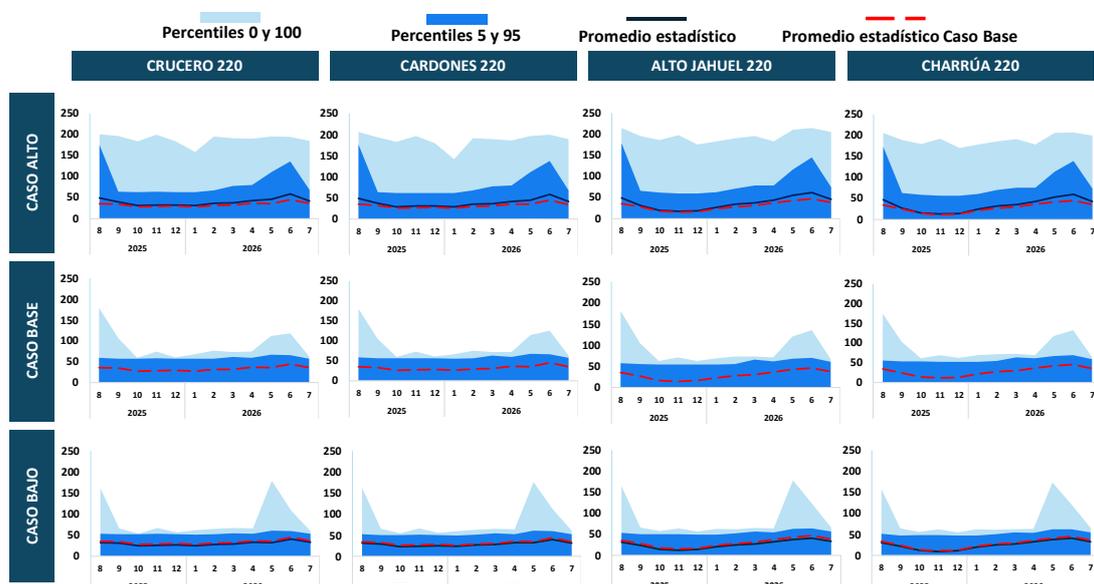
Además, durante agosto de 2025 en algunas horas del día el sistema ha operado desacoplado entre norte y centro-sur, producto de congestiones en el tramo Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV.

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Mejillones*	376	418	460
	Angamos*	131	145	160
	Guacolda*	111	123	135
	Andina	104	116	127
	Hornitos	104	116	127
	Santa María	177	196	216
	N. Ventanas	121	134	148
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	110	122	134
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	8	9	10
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	7	-
	U16	7	7	8
	Kelar	7	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	6	-
	U16	10	11	-
	Nehuenco 2	6	6	-
	Nueva Renca	7	8	-

*Se considera el promedio de las unidades

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



Fuente: Systep

3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En julio, las empresas AES Andes y Tamakaya fueron excedentarias, mientras que Enel, Colbún y Engie fueron deficitarias.

Empresa: ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2024	Jun 2025	Jul 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	444	667	833
GNL	0	0	0
Hidro	1.440	1.007	741
Solar	289	187	232
Eólico	228	159	199
Geotérmica	27	12	9
TOTAL	2.427	2.031	2.014

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

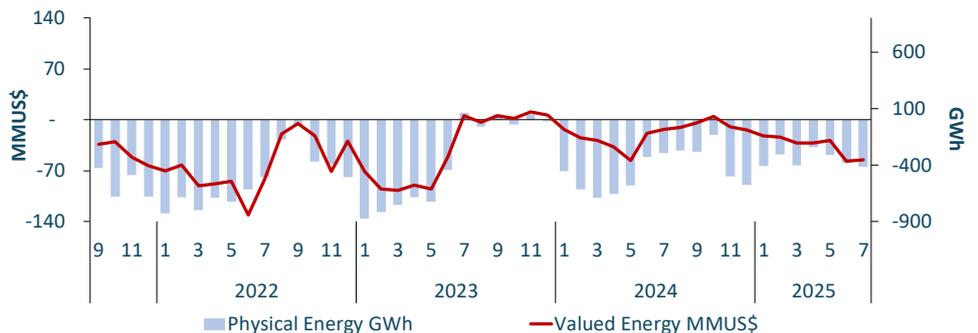
CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
Embalse Ralco	47	96

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	97,3
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	59,2	48,5
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	187,1	165,6

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2025
Total Generación (GWh)	2.014
Total Retiros (GWh)	2.430
Transf. Físicas (GWh)	-416
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-55



Empresa: COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Jul 2024	Jun 2025	Jul 2025
Diésel	2	27	7
Carbón	75	0	0
Gas Natural	143	168	225
GNL	0	0	0
Hidro	678	516	320
Solar	36	29	34
Eólico	17	146	132
Total	952	885	719

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

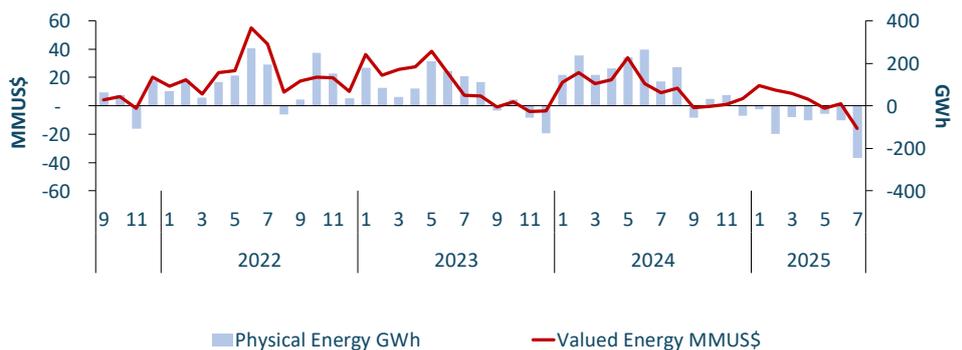
CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
Embalse Colbún	42	96

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
Santa María	61,0	71,5
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	59,9	59,0
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2025
Total Generación (GWh)	719
Total Retiros (GWh)	963
Transf. Físicas (GWh)	-244
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-15,72



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

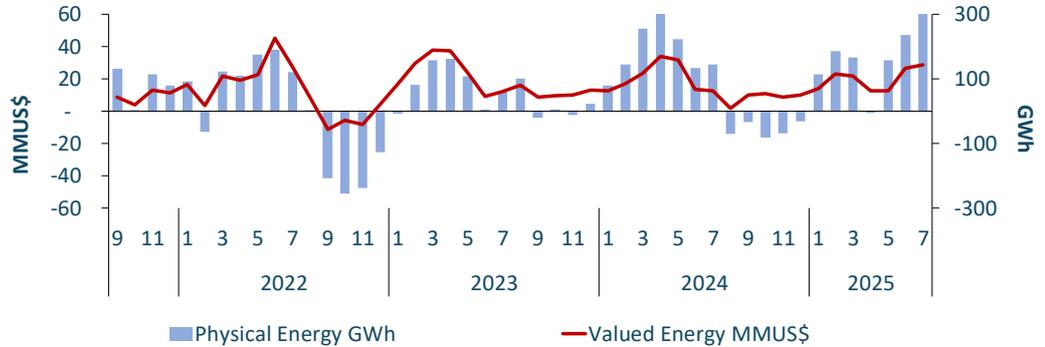
TECNOLOGÍA	Jul 2024	Jun 2025	Jul 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	626	815	905
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	58	32	23
Solar	23	19	22
Eólico	60	40	59
Total	768	906	1.008

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
N. Ventanas y Campiche	65,3	54,9
Angamos (prom. 1 y 2)	62,4	52,8
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2025
Total Generación (GWh)	1.008
Total Retiros (GWh)	696
Transf. Físicas (GWh)	312
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	29



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

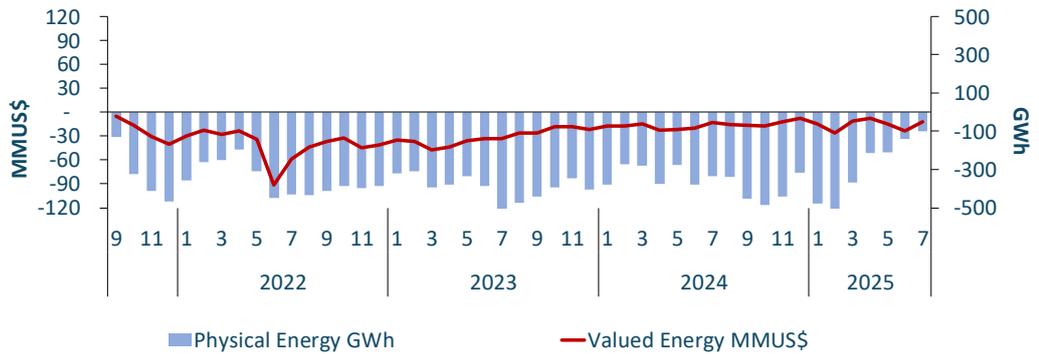
TECNOLOGÍA	Jul 2024	Jun 2025	Jul 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	169	292	397
Gas Natural	212	240	215
GNL	0	0	0
Hidro	19	18	12
Solar	37	25	29
Eólico	36	123	97
Total	473	698	749

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
Andina Carbón	81,3	51,8
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	31,0	45,1

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2025
Total Generación (GWh)	749
Total Retiros (GWh)	849
Transf. Físicas (GWh)	-100
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-12



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

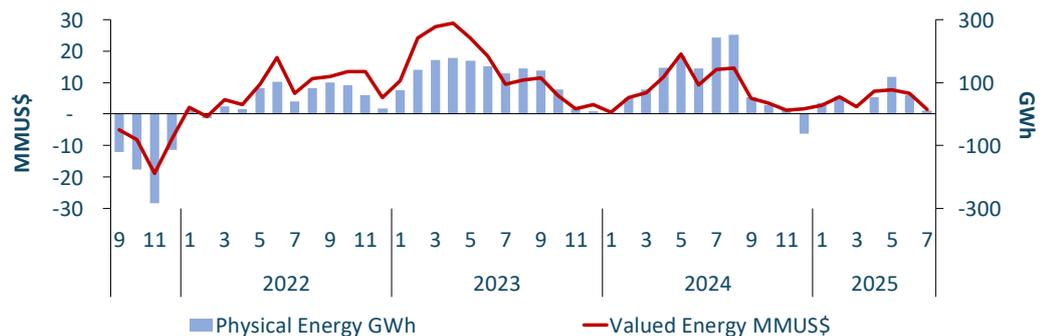
TECNOLOGÍA	Jul 2024	Jun 2025	Jul 2025
Diésel	0	9	14
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	252	58	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	252	67	14

COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Jul 2024	Jul 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	64,5	58,8
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	144,5	127,4

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Jul 2025
Total Generación (GWh)	14
Total Retiros (GWh)	3
Transf. Físicas (GWh)	11
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	1



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 julio de 2025, es de 100 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 Enel accede a menores precios, mientras que Chilquinta 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 2017/01.

Tabla 4.1:
Precio medio de licitación indexado julio de 2025 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
E-CL	127	7,598
ENEL GENERACIÓN	68	5,936
ENDESA	105	4,125
El Campesino	127	4,022
ACCIONA	102	1,111
COLBÚN	84	1,000
Abengoa	154	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	63	861
Aela Generación S.A.	99	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	52	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	53	640
PANGUIPULLI	123	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	58	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	56	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	53	441
San Juan SpA.	137	422
WPD MALLECO (Malleco)	67	398
Pelumpén S.A.	109	349
PUELICHE SUR EÓLICA	59	287
SONNEDIX COX	71	265
Ibereolica Cabo Leonos I S.A.	120	196
WPD MALLECO (Malleco II)	66	192
Otros	102	1,563
Precio Medio de Licitación	100	33,015

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Tabla 4.2:
Precio medio de licitación indexado a julio de 2025 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO 2025 GWh
Enel Distribución	96	12,381
CGE Distribución	97	9,354
Chilquinta	100	2,670
SAESA	99	2,146
Precio Medio Muestra	97	26,551

* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 7/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

5.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En julio de 2025, la mayor generación renovable corresponde a la producción hidráulica de embalse que representó 28,7% (1.201,7 GWh), seguida por la generación solar que representó 26,2% (1.098,0 GWh), luego, eólica que representó 24,7% (1.032,7 GWh), hidráulica de pasada que representó 15,7% (658,5 GWh), bio masa que representó 4,0% (166,4 GWh), bio gas que representó 0,4% (15,2 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,3% (11,6 GWh).

Durante junio de 2025 se registraron 287,7 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa un aumento de 54,5% en comparación con mayo de 2025 (186,3 GWh) y un aumento de 111,2% en relación con junio de 2024 (136,2 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación ERNC histórica reconocida

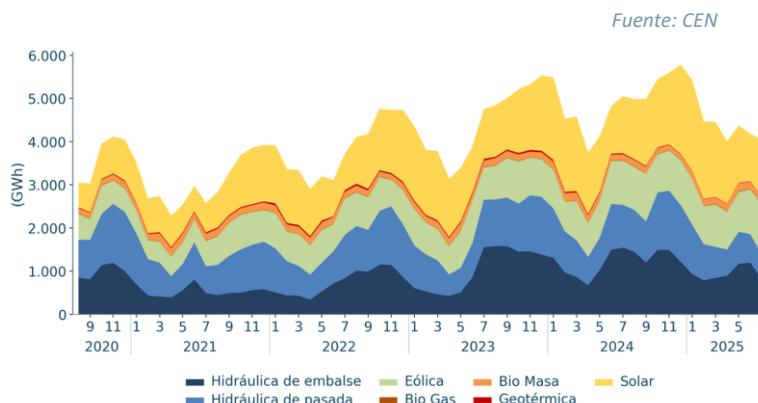
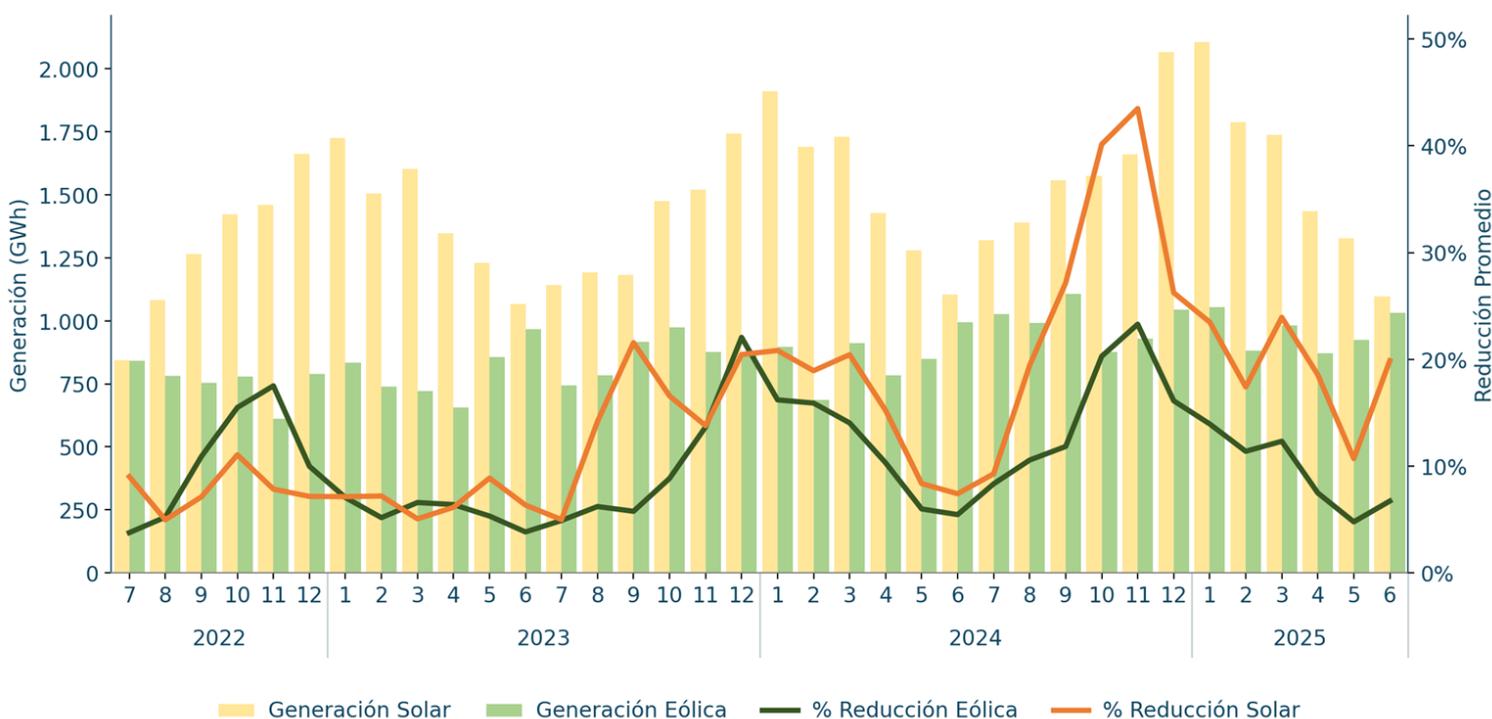


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°455 CNE (31-07-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 4.768 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 8% corresponde a tecnología solar (360 MW), un 11% a tecnología eólica (505 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 17% de tecnología solar con BESS (802 MW), un 60% de tecnología BESS (2.853 MW) y un 4% de tecnología térmica (200 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	
PFV Cachiyuyo	oct-25	Solar	50,0
PFV Víctor Jara	oct-25	Solar + BESS	200,0
PV Libélula	nov-25	Solar	139,7
Parque Eólico Cancura	nov-25	Eólica	33,6
PFV Qanqña	dic-25	Solar	80,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
PV Estepa Solar	feb-26	Solar + BESS	202,4
Parque Fotovoltaico Alcones	mar-26	Solar	90,0
PE Pemuco	abr-26	Eólica	165,0
PE Pampa Fidelia Etapa 1	may-26	Eólica	126,0
PE Pampa Fidelia Etapa 2	may-26	Eólica	180,0
CH Los Lagos	jun-26	Hidráulica	48,7
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
BESS Bolero	jul-25	BESS	146,0
BESS Huatacondo	nov-25	BESS	98,0
BESS Arenales	nov-25	BESS	300,0
BESS Chaca	nov-25	BESS	228,0
El Pelicano BESS	dic-25	BESS	50,0
Arena BESS	dic-25	BESS	220,0
BESS II San Andrés	dic-25	BESS	42,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
BESS Willka	feb-26	BESS	61,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
Punta de Talca BESS	may-26	BESS	60,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS Estepa II	jun-26	ene-00	0,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
Capacidad próximos 12 meses			4.538,4

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

PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a julio de 2025, totalizan 15.989 MW con una inversión de MMUS\$ 22.303, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 89.795 MW con una inversión de MMUS\$ 148.423 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de julio, 6 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 850 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Sol de Algarrobal de 390 MW ubicado en la comuna de Vallenar, y el Parque Eólico El Rancho de 216 MW ubicado entre las comunas de La Unión y Paillaco.

En este mes se aprobaron 7 proyectos: 4 solares (293 MW), 1 híbrido solar con almacenamiento (82 MW), 1 híbrido eólico con almacenamiento (9 MW) y 1 eólico (258 MW). Por último, se rechazó 1 proyecto (9 MW) y se desistió 1 proyecto (240 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	3.920	5.740	16.978	28.342
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	3.412	4.413	43.220	68.866
Gas Natural	0	0	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	0	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	0	0	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	1.147	1.231	2.364	2.082
Híbrido (Solar + BESS)	5.820	8.385	2.761	4.561
Híbrido (Eólico + BESS)	1.490	2.184	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
Total	15.989	22.303	89.795	148.423

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

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica en Diario Oficial la Resolución Exenta N°438 que aprueba el Informe Preliminar de Licitaciones de Suministro Eléctrico que contiene las proyecciones de demanda regulada para el periodo 2025-2045 ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°456, de 1 de agosto de 2025, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional para el segundo semestre de 2025 ([ver más](#)).
- Se publica la RE CNE N°470, de 11 de agosto de 2025, que aprueba las Bases Preliminares para los estudios tarifarios de los Sistemas Medianos para el período 2026-2030 ([ver más](#)).

MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publica en el Diario Oficial RE N°203 de 2025 que aprueba la Planificación Energética de Largo Plazo para el periodo 2023-2027, que define escenarios energéticos y sus respectivos polos de desarrollo ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial el Decreto N°11T de 2024 que fija el valor anual de los sistemas de transmisión zonal, de acuerdo al artículo decimotercero transitorio de la Ley N°20.936 ([ver más](#)).
- Se publica en el Diario Oficial RE N°170 que modifica el decreto supremo N°222 de 1999, transfiriendo la concesión de la línea Encuentro–El Tesoro desde Endesa a Red Eléctrica del Norte 2 S.A ([ver más](#)).
- Se publica en Diario Oficial Decreto N°89, de 10 de diciembre de 2024, que otorga a Anglo American Sur S.A. concesión eléctrica definitiva para el proyecto de transmisión “Traslado Tramo de Línea 220 kV Polpaico – Santa Filomena”, en Tiltil y Colina, Región Metropolitana ([ver más](#)).
- Se publica en Diario Oficial la Resolución Exenta N°49, de 23 de julio de 2025, que fija el listado de Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía (CCGE) correspondientes al proceso de reporte de consumos energéticos del año 2025 ([ver más](#)).



MINISTERIO DE HACIENDA

- Se presenta al Congreso Proyecto de Ley (Mensaje N°167-373) que establece incentivos tributarios transitorios a la producción y consumo de hidrógeno verde y sus derivados ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- Coordinador Eléctrico publica informe independiente de EPRI sobre investigación del apagón del 25 de febrero ([ver más](#)).



CÁMARA DE DIPUTADOS

- Se ingresa el Boletín 17739-07, que propone una reforma constitucional para facultar Presidente de la República la renegociación de contratos de generación eléctrica ([ver más](#)).
- Se ingresa el Boletín 17753-08, moción de ley que busca modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para impedir que las compensaciones, indemnizaciones y las multas de las empresas eléctricas sean con cargo a la tarifa de los usuarios ([ver más](#)).
- Se publica el Informe de la Comisión Especial Investigadora N°68 sobre las actuaciones en cuanto a fiscalización, coordinación, operatividad y funcionamiento de los servicios de distribución eléctrica, entre los años 2024 y 2025 ([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:

Rodrigo Jiménez B.

Gerente General

rjimenez@systep.cl

Pablo Lecaros V.

Gerente de Mercados Eléctricos y Regulación

plecaros@systep.cl

Rodrigo Vidal C.

Ingeniero de Estudios

rvidal@systep.cl

reporte@systep.cl

| www.systep.cl

| RRSS

