



REPORTE MENSUAL

Sector Eléctrico

Septiembre 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.

Norma Técnica de Coordinación y Operación: PMGD, PMG y BESS a la espera

En la última década, la generación de pequeña escala y los sistemas de almacenamiento pasaron de ser actores secundarios, a tener un peso relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De acuerdo con la información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a la fecha los pequeños medios de generación (PMGD/PMG) alcanzan aproximadamente 4,8 GW de capacidad instalada, mientras que los sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) suman otros 3,2 GW considerando unidades en operación comercial y en pruebas. A esto se debe agregar un número importante de iniciativas en fases de desarrollo que se materializarían en los próximos años que, incluso según expectativas conservadoras, llevarían a que superemos la brecha de 10 GW instalados de BESS antes de 2030.

Para hacerse cargo de esta realidad, en junio de 2026 se publicaron los decretos DS1 y DS32, que modifican el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (DS88) y el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125), respectivamente, con el fin de actualizar y adecuar los mecanismos de operación, despacho y coordinación del mercado de corto plazo del SEN, entre otros. No obstante, buena parte de su aplicación práctica depende de una revisión de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN (NTCyO), cuya actualización recién comienza. Si bien el marco normativo general ya está escrito, falta el puente técnico para aplicarlo, en un contexto en que los tiempos que marcan los decretos para implementar las nuevas medidas se mantienen.

Los cambios relativos al despacho consideran la inclusión de PMGD/PMG en las prorratas de vertimiento sistémico, cambios en la metodología de repartición de este, mayor exigencia de monitoreo y control, la programación y operación centralizada del almacenamiento, entre otros. Estas modificaciones implican desafíos y responsabilidades tanto para el CEN como para los coordinados y distribuidoras, al incluir nuevos elementos de medición, comunicación, sincronización y regulación de inyección en centrales que antes no tenían la obligación de poseer esta infraestructura técnica. El plan de trabajo publicado por la CNE (Resolución Exenta 383/2026¹), estima que la publicación de la nueva NTCyO sería en diciembre de 2027. A mayor abundamiento, este proceso solo tratará los cuatro capítulos ya publicados y vigentes de la NTCyO², quedando la discusión del capítulo de Funciones de Control y Despacho para el plan normativo del año 2027, según aclaró la CNE recientemente³.

Un primer aspecto que llama la atención es la temporalidad del plan de trabajo versus las disposiciones que se establecen en el reglamento. La inclusión de PMG/PMGDs en las prorratas de vertimiento sistémico debe materializarse dentro de 24 meses desde la publicación del DS125 modificado en el Diario Oficial, lo que debiese ser no más allá de julio de 2028. Si se cumplen de forma estricta los plazos indicados en el plan de trabajo, quedaría una ventana de aproximadamente 6 meses entre la publicación

de la NTCyO y el plazo definido en el decreto, lo que puede ser insuficiente para adaptar la infraestructura de control y comunicaciones. Más aún, el capítulo de Funciones de Control y Despacho recién se comenzará a discutir en 2027, con el riesgo de que su publicación sea posterior al límite definido.

De forma similar, el CEN cuenta con 36 meses contados desde la publicación del DS125 modificado en el Diario Oficial para implementar un esquema automático de despacho, lo que entonces se debiese concretar a más tardar en julio de 2029, para lo que se definió un plan de trabajo⁴ a comienzos de septiembre de 2026. Si bien en este caso habría más holgura entre la publicación de los cuatro capítulos de la NTCyO y la fecha definida por decreto, nuevamente el capítulo pendiente será publicado con menos de 12 meses de plazo para su implementación (asumiendo una programación similar a la de la mesa de trabajo actual). Acá además hay incertidumbre entre el resultado de la discusión regulatoria y las decisiones que tome el CEN, pues por ejemplo, su cronograma establece que dentro de 2026 se hará la selección de la herramienta a utilizar, sin que todavía existan versiones revisadas de los capítulos de la NTCyO.

Como consecuencia del poco tiempo que queda entre los textos revisados de la NTCyO y los plazos de implementación, se puede derivar en discrepancias entre interpretaciones y acciones tomadas por parte los generadores y/o el CEN con información incompleta, y lo dispuesto finalmente en la norma técnica. Esto a su vez puede chocar con la disponibilidad que tengan los proveedores de equipamiento para implementar las modificaciones requeridas. En caso de que el plazo no sea suficiente, podría derivar en que el cronograma práctico de ejecución sea diametralmente distinto de los tiempos definidos en la normativa.

Adicionalmente, los nuevos cambios normativos implicarán que las distribuidoras asuman un nuevo rol como intermediario entre los PMGDs y el CEN con el propósito de facilitar el intercambio de información en tiempo real, y así contar con visibilidad respecto de la operación de este tipo de centrales, y aplicar las prorratas de reducción de generación que correspondan. Este rol será nuevo para las distribuidoras, no estando claras por ahora las responsabilidades, deberes y consecuencias: ¿qué ocurre si la plataforma de la distribuidora no se encuentra disponible? ¿Cómo se operarían los PMGDs en ese caso? ¿Quién asume las potenciales pérdidas o multas asociadas?

En el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA), su programación y operación actualmente sigue la clasificación contenida en la versión previa del DS125, siendo la mayoría calificados como “de impacto no relevante para el SEN” y, en consecuencia, no siendo necesario calcular sus costos de

¹ Resolución Exenta N° 383/2026 - 28 de julio de 2026

² i) Programación de la Operación, ii) Declaración de Costos Variables, iii) Costos Marginales, y iv) Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado.

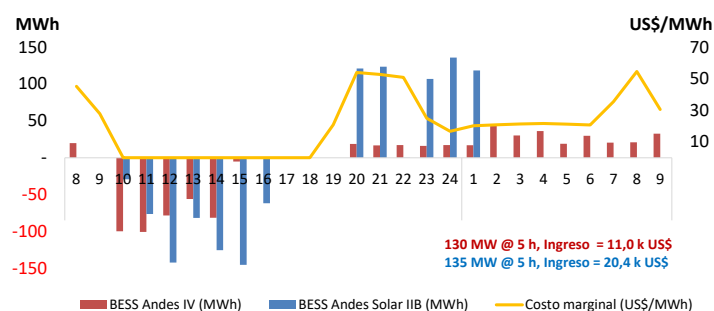
³ Resolución Exenta N° 453/2026 - 25 de agosto de 2026

⁴ Plan de Trabajo para la Implementación y Operación de la Herramienta Automática de Despacho Económico

oportunidad para determinar su despacho óptimo⁵. La metodología de cálculo del costo de oportunidad de la energía gestionable para la programación de la operación debe ser cubierta por la NTCyO, la que deberá responder algunas interrogantes respecto a la operación de los SAE y CRCA: ¿cómo se implementará el cálculo de costo de oportunidad? ¿Se usará solo el cálculo de la programación diaria, o se reajustará con ocasión de la programación intradiaria? Esto ciertamente mejorará el resultado del despacho y acortará las brechas entre lo programado y la operación real, pero también dificulta el proceso. Así, entre las recomendaciones hechas por el CEN en la primera sesión del grupo de trabajo en curso se sugiere dejar un margen de flexibilidad para que el Coordinador pueda ir adaptando criterios y metodologías a un mercado dinámico y cambiante⁶.

Una problemática que hemos levantado en editoriales anteriores⁷ es cómo se puede compatibilizar la operación óptima de los BESS desde el punto de vista sistémico, con los ingresos privados que percibe cada propietario. A pesar de que en términos agregados los objetivos de ambas visiones debiesen estar alineados, esto no necesariamente se cumplirá si se aísla el análisis a activos específicos. Actualmente la operación real muestra que incluso entre SAEs con características similares, los ingresos por arbitraje pueden diferir considerablemente dependiendo de la decisión de despacho horario. La Figura E.1 muestra un día particular de septiembre, donde se puede observar la operación de las baterías Andes IIB y Andes IV, ambas conectadas en el mismo nodo y de características muy similares de potencia y capacidad de almacenamiento. No obstante, el resultado del despacho es más favorable para la primera de ellas, concentrando su energía descargada durante horas de mayor costo marginal a diferencia de Andes IV, donde se evidencia una descarga a menor potencia durante más horas de la noche y madrugada.

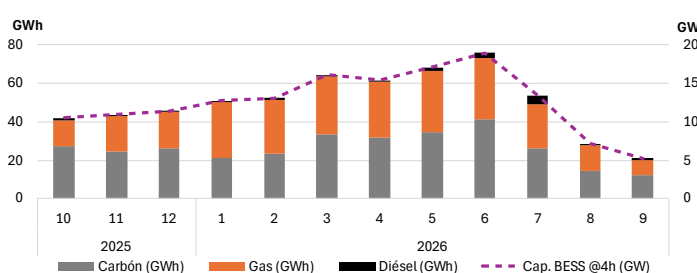
Figura E.1:
Operación y costo marginal para BESS Andes IV y BESS Andes IIB (MWh y US\$/MWh)



En ese sentido, las materias a ser revisadas por la NTCyO deberán tener en cuenta condiciones operacionales como la descrita, que puedan significar diferenciales justificados o no entre distintos SAEs, lo que podría abordarse mediante un cálculo detallado del costo de oportunidad de cada sistema de almacenamiento que internalice parámetros propios de cada activo (como su duración, eficiencia y degradación, entre otros), ponderando tanto condiciones sistémicas como el impacto de congestiones locales, que por ejemplo al día de hoy están afectando la SE Andes donde se conectan los BESS mostrados en la Figura E.1, pero que se podrían extender a otras áreas del sistema.

La NTCyO también deberá tener en consideración el impacto que las condiciones de mercado tienen sobre los ingresos de las centrales, pues los costos marginales en horas nocturnas se reducirán con el ingreso de nuevos sistemas de almacenamiento. En teoría, esto podría implicar que en un escenario extremo se nivelen los precios de noche con los que se observan en el día, una vez se alcance un umbral de capacidad instalada de BESS que permita desplazar completamente la generación termoeléctrica en la noche. En este escenario, es posible que los costos marginales nulos se trasladen también a la noche en ciertas condiciones sistémicas. La Figura E.2 da cuenta de las inyecciones agregadas de centrales termoeléctricas en los últimos 12 meses: en un ejercicio teórico simple, si entre octubre de 2025 y junio de 2026 se hubiese querido desplazar esta generación se hubiese necesitado el equivalente a entre 11 GW y 19 GW de capacidad adicional de BESS con una duración de 4 horas. Esta situación cambió drásticamente desde julio de 2026 a la fecha, donde la mayor disponibilidad hidráulica requirió de un menor aporte térmico. Bajo estas condiciones, para desplazar la energía térmica por orden de mérito en la noche durante los últimos 3 meses, habría hecho falta agregar entre 5 GW y 13 GW de BESS de 4 horas, número que prácticamente será un hecho al año 2030 considerando el listado de proyectos en construcción y desarrollo.

Figura 2:
Energía térmica media diaria en el SEN (2025-26) vs. capacidad BESS (GW@4h) necesaria para desplazarla



Si bien la publicación de la NTCyO debiese dar certeza sobre las reglas de operación, permitiendo a los incumbentes realizar estimaciones razonables de ingresos y disminuyendo el riesgo que ven inversionistas al momento de evaluar proyectos en un contexto en donde se prevén disminuciones de márgenes por sobreoferta de energía renovable y de almacenamiento, preocupa que los plazos de implementación ya estén corriendo sin que la normativa asociada esté completamente disponible.

El riesgo que ve un generador podría ser mayor si debe realizar inversiones para adaptar sus sistemas de control y comunicaciones sin saber la plataforma, esquema o los protocolos para los cuales deben estar preparados. Es importante agilizar la discusión regulatoria, de manera de que luego no sea necesario extender plazos transitorios o implementar medidas provisionales que sigan postergando la aplicación en régimen permanente, pero sin obviar la bajada práctica de las disposiciones: la normativa debe ser acorde a la realidad y características técnicas de nuestro parque generador, de lo contrario se corre el riesgo de que sea inaplicable.

⁵ Informa anual de Programación de la Operación – Coordinador Eléctrico Nacional, julio 2026

⁶ Primera sesión de la mesa de trabajo de modificaciones a la NTCyO, recomendaciones del Coordinador Eléctrico Nacional - Septiembre 2026

⁷ Editorial Systep marzo 2026

1.

ANÁLISIS DE OPERACIÓN

GENERACIÓN

En agosto, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.176 GWh/mes, lo que representa una disminución de -3,5% en comparación con julio de 2026 (7.433 GWh/mes) y una reducción del -0,0% en relación con agosto de 2025 (7.177 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

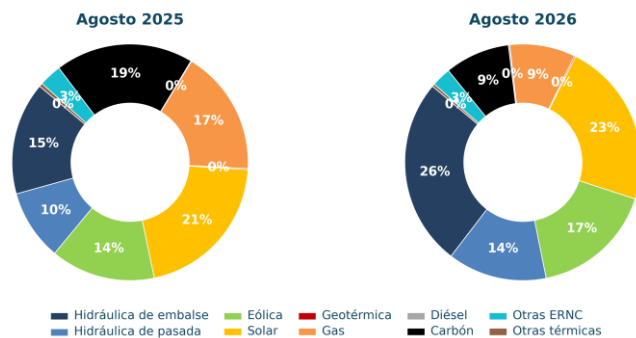
La participación de la generación gas, carbón se redujo en 47%, 53%, respectivamente, en comparación con agosto de 2025. En contraste, la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, eólica, solar, geotérmica, diésel aumentó en un 68%, 42%, 18%, 10%, 18%, 135%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en agosto, la potencia máxima alcanzó los 11.411 MW el día 10, mientras que la mínima fue de 7.661 MW el día 19. 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 agosto estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Canutillar (14 Días), Antuco (11 Días), Los Condores (10 Días), La Higuera (8 Días), Cipreses (5 Días), Sauzal (4 Días) Y Las Lajas (1 Día); a carbón: Iem (12 Días) Y Andina (11 Días); a gas: Nehuenco 9B (12 Días), Nehuenco II (2 Días) Y Nehuenco (1 Día); diésel: Quintero (11 Días) Y Atacama (2 Días); y solares: Gran Teno (4 Días) Y Atacama Solar II (4 Días).

Figura 1.1:
Energía mensual generada en el SEN

Fuente: CEN



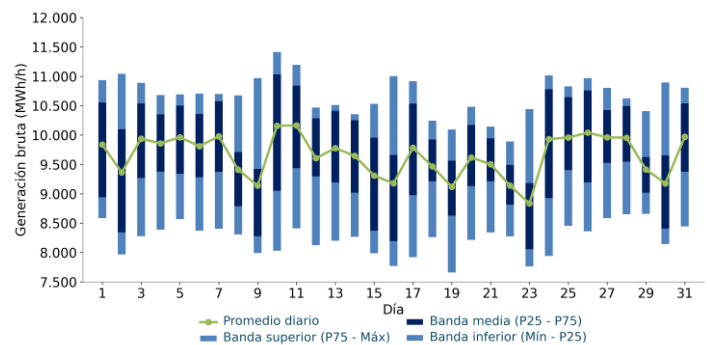
7.177
GWh/mes

Generación
total del mes

7.176
GWh/mes

Figura 1.2:
Generación bruta del SEN

Fuente: CEN



11.411 MW
máxima

Potencia
Mes

7.661 MW
mínima

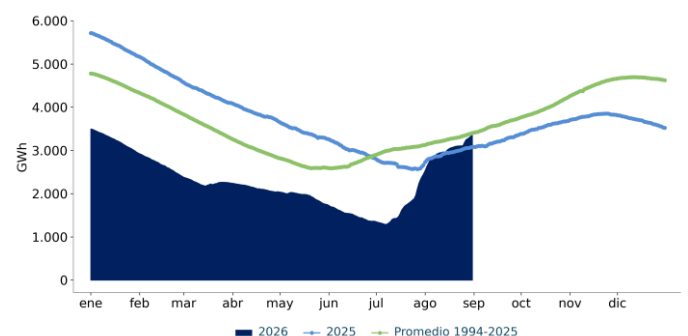
HIDROLOGÍA

En agosto, la energía embalsada en el SEN fue superior en comparación con 2025 (con una variación de 8.7%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2025) (con una variación de -1.6%) (ver Figura 1.3)

La probabilidad de excedencia de este mes fue de 76,8%, es decir, el 23,2% 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 agosto de 2026 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 29,7 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -59,0% con respecto a julio de 2026 (72,4 US\$/MWh), y una variación de -16,1% respecto a agosto de 2025 (35,4 US\$/MWh).

En agosto de 2026 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 30,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -67,0% con respecto a julio de 2026 (92,3 US\$/MWh), y una variación de -33,5% respecto a agosto de 2025 (45,8 US\$/MWh).

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

Fuente: CEN

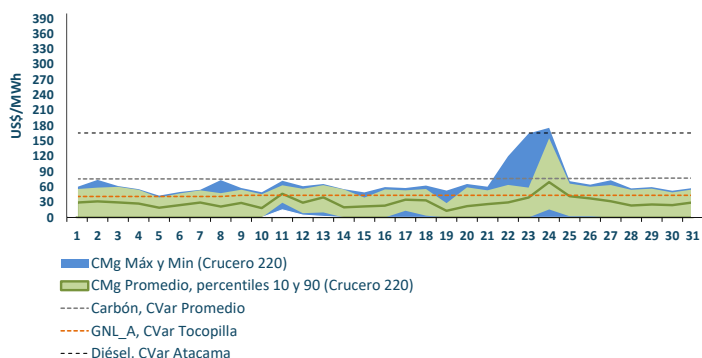
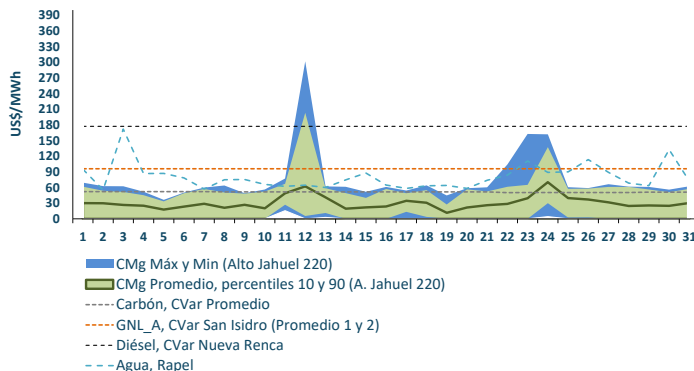


Figura 1.5:
Principales costos variables* y costo marginal promedio diario para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN

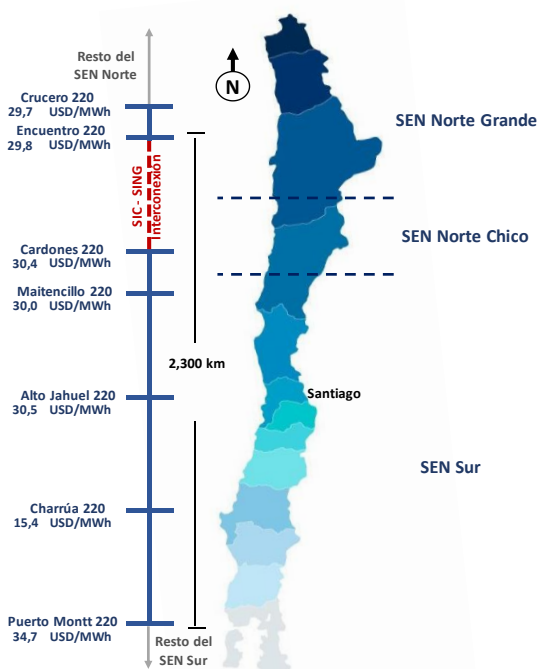


*Los costos variables corresponden al mes de enero de 2026, debido al retraso en la actualización del formato del Programa de Operación del Coordinador, cuya versión anterior se mantuvo vigente hasta el 31-01-2026.

Durante el mes de agosto 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 agosto 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 0,12% para septiembre de 2026 respecto a septiembre 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 6.985 MW de nueva capacidad, de los cuales 849 MW son solares, 343 MW son eólicos, 49 MW son pasada, 348 MW son gas, 40 MW son diésel y 5.356 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%).

Tabla 2.1:
Supuestos considerados en las simulaciones

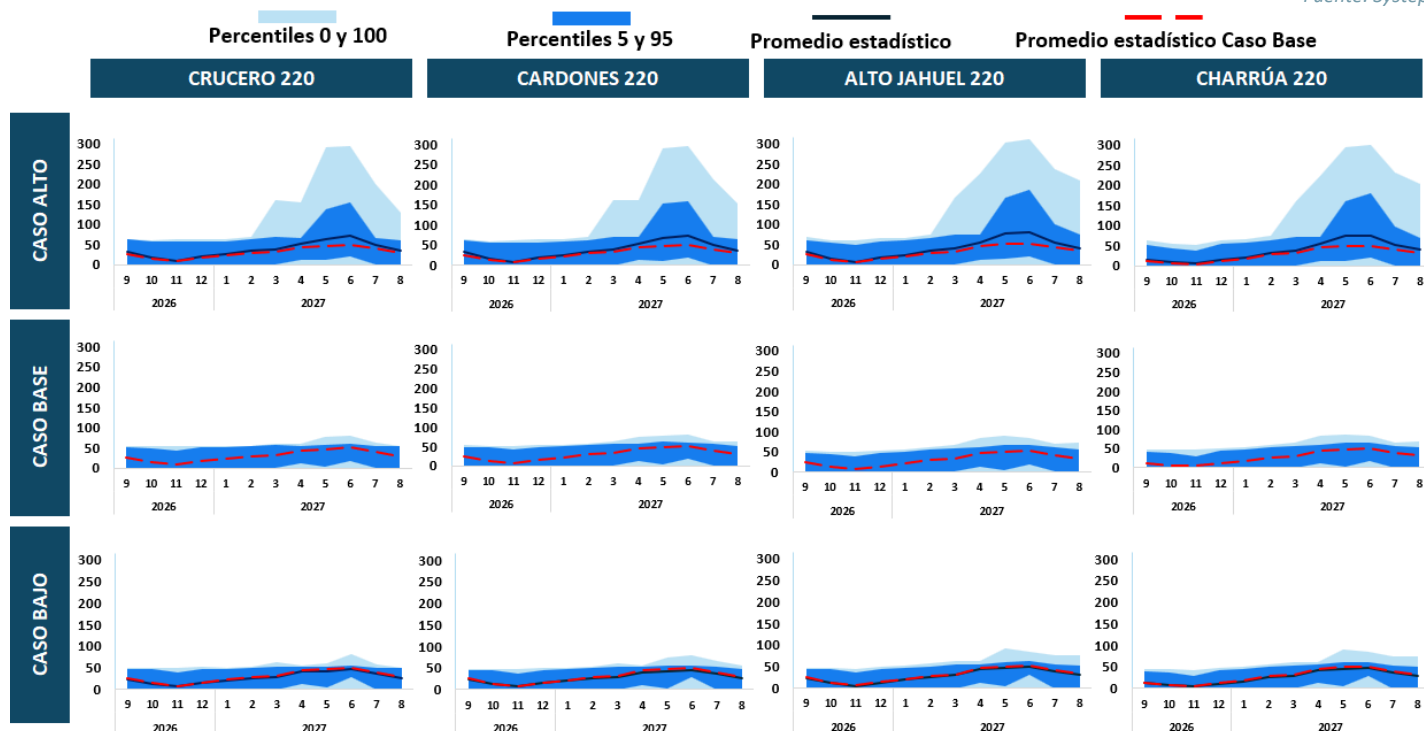
SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
Precios Combustibles				
CARBÓN US\$/Ton	Campiche	129	144	158
	Angamos*	119	132	145
	Guacolda*	122	136	149
	Andina	108	120	132
	Hornitos	108	120	132
	Santa María	118	131	144
	N. Ventanas	149	166	182
DIESEL US\$ / Bbl	Quintero	131	146	160
	Mejillones	151	168	185
GNL US\$ / MMBtu	San Isidro 1	17	18	20
	Nehuenco 1	8	8	-
	Mejillones CTM3	5	5	-
	U16	7	7	8
	Kelar	7	8	-
GN US\$ / MMBtu	San Isidro 2	6	7	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	6	7	-
	Nueva Renca	6	7	-

*Se considera el promedio de las unidades

Figura 2.1:

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

Fuente: Systep



3.

ANÁLISIS POR EMPRESA

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

Tamakaya disminuyó su producción en base a diésel.

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

Empresa:
ENEL CHILE

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2025	Jul 2026	Ago 2026
Diésel	0	15	1
Carbón	0	0	0
Gas Natural	559	490	832
GNL	0	0	0
Hidro	971	1.006	2.354
Solar	237	265	661
Eólico	157	176	345
Geotérmica	11	15	22
TOTAL	1.935	1.968	4.214

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

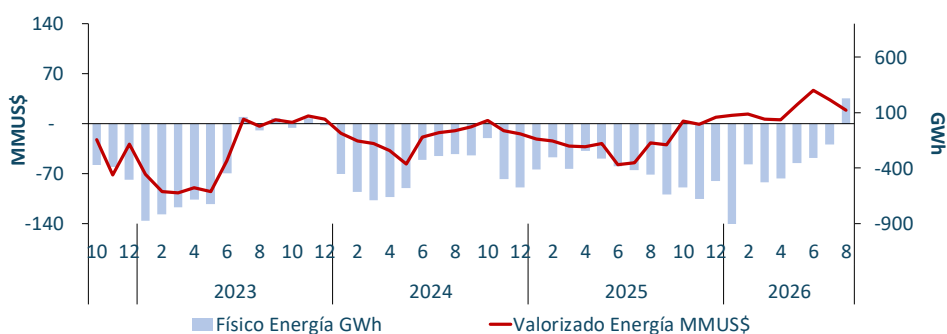
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Ralco	85	74

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	Ago 2026
Total Generación (GWh)	4.214
Total Retiros (GWh)	3.986
Transf. Físicas (GWh)	228
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	19



Empresa:
COLBÚN

GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

TECNOLOGÍA	Ago 2025	Jul 2026	Ago 2026
Diésel	0	29	2
Carbón	0	102	0
Gas Natural	193	344	304
GNL	0	0	0
Hidro	421	468	1.095
Solar	37	23	72
Eólico	165	245	339
Total	817	1.211	1.811

VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

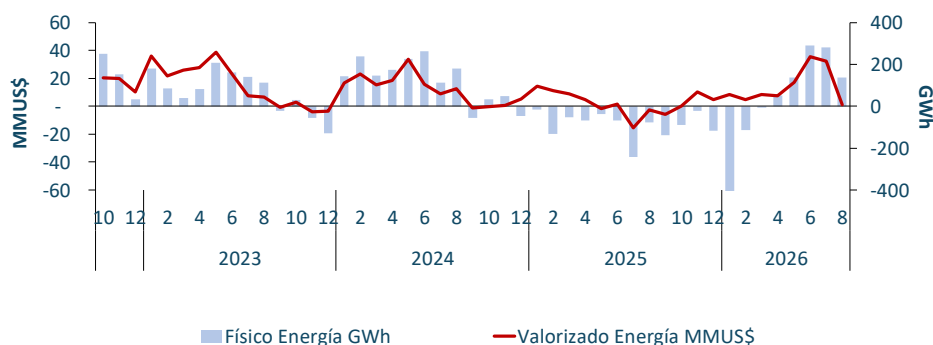
CENTRAL	Ene 2025	Ene 2026
Embalse Colbún	70	68

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 Diésel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	0,0

TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Ago 2026
Total Generación (GWh)	1.811
Total Retiros (GWh)	1.673
Transf. Físicas (GWh)	138
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	0,87



*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)

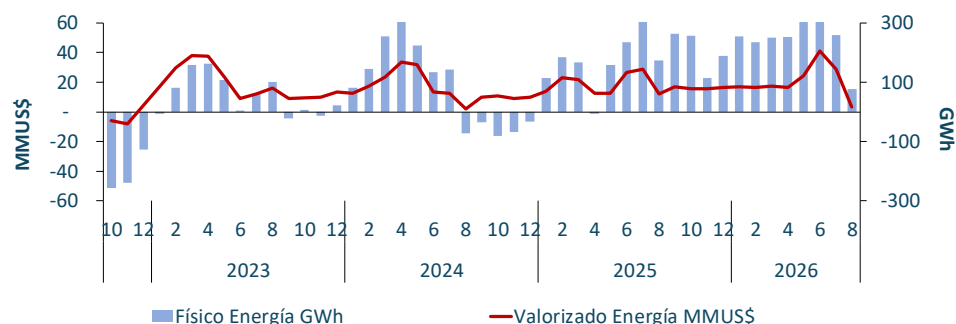
TECNOLOGÍA	Ago 2025	Jul 2026	Ago 2026
Diésel	0	0	0
Carbón	735	619	940
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	31	64	197
Solar	41	63	129
Eólico	38	44	100
Total	844	790	1.367

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	Ago 2026
Total Generación (GWh)	1.367
Total Retiros (GWh)	1.290
Transf. Físicas (GWh)	76
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	3



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

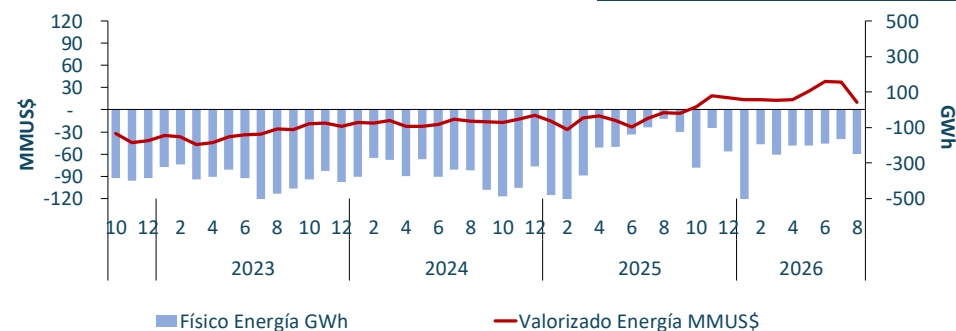
TECNOLOGÍA	Ago 2025	Jul 2026	Ago 2026
Diésel	0	22	0
Carbón	327	207	245
Gas Natural	230	126	381
GNL	0	0	0
Hidro	15	20	30
Solar	75	56	168
Eólico	122	155	237
Total	770	586	1.061

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	Ago 2026
Total Generación (GWh)	1.061
Total Retiros (GWh)	1.309
Transf. Físicas (GWh)	-248
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	10



GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

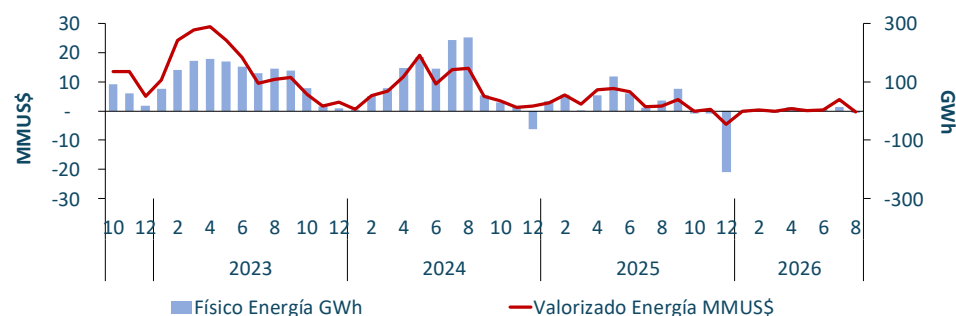
TECNOLOGÍA	Ago 2025	Jul 2026	Ago 2026
Diésel	0	16	5
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	45	0	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
Total	45	16	5

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	Ago 2026
Total Generación (GWh)	5
Total Retiros (GWh)	12
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 agosto de 2026, es de 98 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*, y los contratos del proceso 2025/02, que corresponde a los contratos vigentes al mes de agosto de 2026.

Tabla 4.1:

Precio medio de licitación indexado a agosto de 2026 por generador, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA GENERADORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
E-CL	126	7.597
ENEL GENERACIÓN	72	8.585
ENDESA	124	1.870
El Campesino	134	4.021
ACCIONA	107	1.111
Abengoa	159	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	65	860
Aela Generación S.A.	105	858
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	54	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	55	640
PANGUIPULLI	133	165
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	60	530
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	58	463
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	55	441
San Juan SpA.	142	422
WPD MALLECO (Malleco)	69	398
Pelumpén S.A.	118	350
SONNEDIX COX	73	265
Iberecoica Cabo Leones I S.A.	124	196
WPD MALLECO (Malleco II)	69	192
Otros	64	3.672
Precio Medio de Licitación	98	34.230

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

Tabla 4.2:

Precio medio de licitación indexado a agosto de 2026 por distribuidora, en barra de oferta*

Fuente: CNE
Elaboración: Systep

EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRECIO MEDIO CONTRATOS US\$/MWh	ENERGÍA AÑO GWh
Enel Distribución	104	10.569
CGE Distribución	95	9.294
Chilquinta	101	2.731
SAESA	101	1.949
Precio Medio Muestra	100	24.543

* Todos los procesos hasta la fecha indexados a agosto 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.

En agosto, la mayor generación renovable corresponde a la producción hidráulica de embalse que representó 32,0% (1.859,6 GWh), seguida por la generación solar que representó 28,2% (1.640,2 GWh), luego, eólica que representó 20,9% (1.217,0 GWh), hidráulica de pasada que representó 16,9% (982,6 GWh), bio masa que representó 1,5% (85,3 GWh), bio gas que representó 0,2% (13,9 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,2% (12,5 GWh).

Durante julio* de 2026 se registraron 180,5 GWh de energía solar y eólica vertida. Esto representa un aumento de 167,9% en comparación con junio de 2026 (67,4 GWh) y una disminución de 25,4% en relación con julio de 2025 (242,1 GWh). Véase la Figura 5.2.

Figura 5.1:
Generación renovable histórica

Fuente: CEN

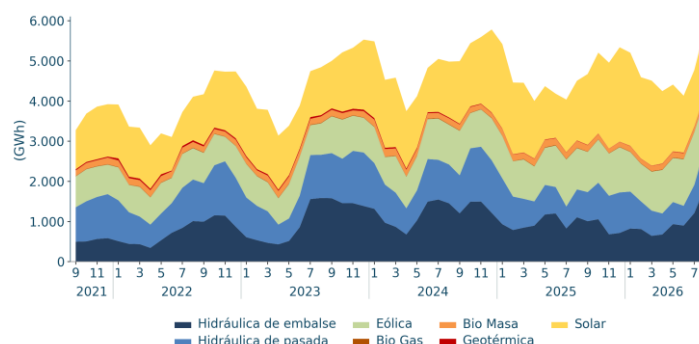
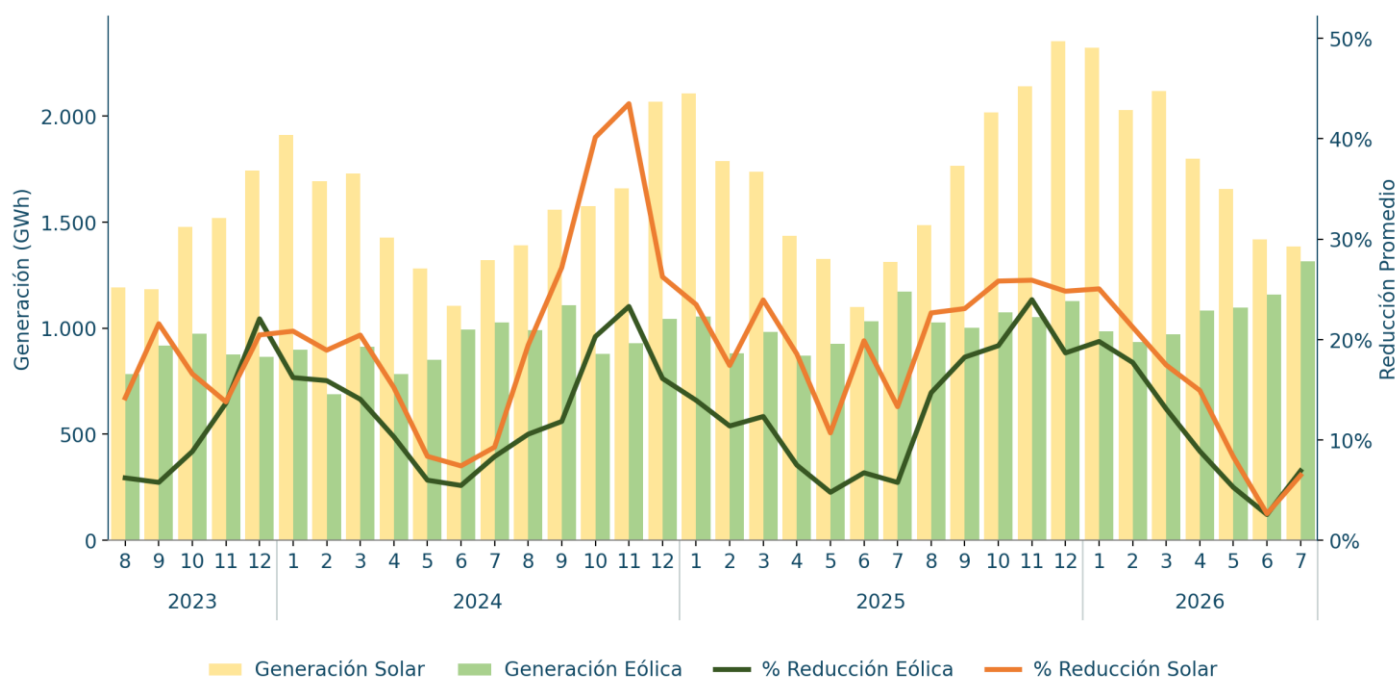


Figura 5.2:
Vertimiento renovable histórico

Fuente: CEN



*La Figura 5.2 presenta el vertimiento renovable histórico hasta julio de 2026, debido al retraso en la actualización de la información de reducciones.

6.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA

PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 475 CNE (31-08-2026) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 5.337 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 13% corresponde a tecnología solar (703 MW), un 2% a tecnología eólica (128 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 13% de tecnología solar con BESS (696 MW), un 70% de tecnología BESS (3.721 MW) y un 1% de tecnología térmica (40 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 Atacama II	ago-26	BESS	150,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	2,8
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Copihue Nuevo	dic-26	BESS	20,0
BESS de Generación Solar – Etapa 2	ene-27	BESS	15,0
BESS DUNE	mar-27	BESS	306,3
BESS Finis Terrae	jun-27	BESS	100,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS La Pampina	mar-27	BESS	159,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS Luz del Norte	oct-26	BESS	141,0
BESS Mirlo	nov-26	BESS	16,4
BESS Monte Águila	may-27	BESS	240,0
BESS Parque Fotovoltaico Malgarida II	abr-27	BESS	200,0
BESS Proyecto Algarrobal 200 MW	ene-27	BESS	200,0
BESS Tamango	jun-27	BESS	28,0
BESS Tarapacá	mar-27	BESS	336,0
BESS Valle de los Vientos	ene-27	BESS	36,0
BESS Valle del Sol	ene-27	BESS	150,0
CH Los Lagos	jun-27	Hidráulica	48,7
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA La Pampina	mar-27	Solar + BESS	159,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Doña Luzma	dic-26	Térmica	40,0
Etapa 1 Atacama Solar – BESS fase III	mar-27	BESS	100,0
Librillo BESS	ene-27	BESS	117,0
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0
Pampas (componente eólico)	oct-26	Eólica	128,0
Pampas (componente Solar)	oct-26	Solar	220,0
Parque Fotovoltaico Monte Águila	mar-27	Solar	240,0
Parque Fotovoltaico Planchón 75 MW	dic-26	Solar	75,0
Parque Fotovoltaico Planchón 75 MW	dic-26	BESS	75,0

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

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a agosto de 2026, totalizan 12.403 MW con una inversión de MMUS\$ 17.410, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 99.133 MW con una inversión de MMUS\$ 161.199 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de agosto, 3 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 158 MW, de los cuales destaca el proyecto híbrido (solar + BESS) "Parque Fotovoltaico y de Almacenamiento Versailles II" de 139 MW, ubicado en la comuna de Puchuncaví, Región de Valparaíso.

Durante este mes se aprobaron 7 proyectos: 2 proyectos híbridos solar + BESS (21 MW), 2 proyectos híbridos eólico + BESS (252 MW), y 3 proyectos solares (328 MW). Por último, se desistió 1 proyecto híbrido solar + eólico + BESS (364 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	2.825	4.503	19.171	31.314
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	1.695	1.719	45.264	71.575
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)	1.156	1.300	2.590	2.282
Mixto (Solar + Diesel)	0	0	9	2
Híbrido (Solar + BESS)	5.164	7.096	6.290	9.837
Híbrido (Solar + Eólico + BESS)	190	200	557	624
Híbrido (Eólico + BESS)	1.441	2.515	1.486	2.132
Almacenamiento	0	0	50	160
Total	12.403	17.410	99.133	161.199

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

8. SEGUIMIENTO REGULATORIO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

- Mediante la Resolución Exenta CNE N°521/2026, se publica el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión de la Transmisión 2025, que contempla 23 obras nacionales y zonales por cerca de US\$319 millones, destinadas a aumentar la capacidad y seguridad de operación del SEN ([ver más](#)).
- Se publica el Informe Preliminar del estudio de Valorización de la transmisión Nacional para el periodo 2024-2027, avanzando el proceso cuadrienal de valorización ([ver más](#)).
- Mediante la Resolución Exenta CNE N°478/2026, se aprueba el Informe Preliminar de licitaciones 2026, determinando que no se requieren nuevas licitaciones de corto plazo para 2026–2028; que para cubrir adecuadamente las necesidades previstas de 2029–2030 se mantiene el proceso de Licitación 2026/01 actualmente en curso; y que para 2031 será necesario realizar una nueva licitación de corto plazo ([ver más](#)).
- En el marco del procedimiento iniciado mediante la Resolución Exenta CNE N°383/2026, la CNE designa mediante la Resolución Exenta N°490/2026 a los integrantes del Comité Consultivo Especial que participará en la actualización de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN, cuya primera sesión se realizó durante septiembre ([ver más](#)).



MINISTERIO DE ENERGÍA

- Se publican los Decretos 13T y 14T de 2026, que excluyen excepcionalmente septiembre de 2026 del período de horas de punta del SEN y establecen para los Sistemas Medianos un período excepcional de punta entre abril y agosto ([ver más](#)).
- Mediante la Resolución Exenta N°61/2026, publicada el 29 de septiembre, el Ministerio de Energía establece la metodología oficial para calcular los factores de emisión operacional del SEN y Sistemas Medianos y el factor de emisión residual del SEN, considerando para este último la generación renovable trazada en el Registro Nacional de Energías Renovables (Renova) ([ver más](#)).
- El Ministerio de Energía inicia un proceso técnico y participativo para modernizar la regulación de transmisión y distribución eléctrica, cuyo trabajo durante 2026 servirá de base para la elaboración de una propuesta legislativa prevista para 2027 ([ver más](#)).



COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

- El Consejo Directivo acuerda no continuar con el Procedimiento Interno sobre Factor de Incertidumbre de Disponibilidad de Combustible Diésel, destinado a representar las restricciones de disponibilidad y reposición de diésel en la operación del SEN y en la determinación de potencia, encargando evaluar mecanismos alternativos para abordar estas restricciones ([ver más](#)).
- Mediante el Acuerdo Ex.-N°12/2026-01, el Consejo Directivo aprueba el Plan de Acción requerido por la SEC mediante el Oficio Ordinario Electrónico N°347679, destinado a fortalecer la recepción, validación, control y trazabilidad de la información utilizada en el cálculo de ENS y compensaciones, incluyendo la implementación de la Plataforma de Calidad de Suministro ([ver más](#)).
- En cumplimiento del Decreto Supremo N°32/2026 del Ministerio de Energía, el Coordinador publica el Plan de Trabajo para implementar una herramienta automática de despacho económico, contemplando evaluación tecnológica, integración de centrales y sistemas de almacenamiento, pruebas y marcha blanca ([ver más](#)).
- El Coordinador publica una versión preliminar actualizada del procedimiento que regula la cadena de pagos del Mercado de Corto Plazo, incorporando las modificaciones del Decreto Supremo N°32/2026 sobre control de pagos, garantías, incumplimientos y suspensión de participante ([ver más](#)).



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- En cumplimiento del artículo segundo transitorio del Decreto Supremo N°1/2026 del Ministerio de Energía, que modifica el DS N°88/2019, la SEC solicita al TDLC determinar si existen condiciones de competencia suficientes en la elaboración y revisión de estudios de conexión y en las actividades de operación, monitoreo y control de PMGD; de no existir, estos servicios podrían quedar sujetos a fijación de precios.





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

