



REPORTE MENSUAL

# Sector Eléctrico

Enero 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.

## Balance del sector eléctrico 2025

Durante 2025, el sector eléctrico chileno enfrentó una agenda regulatoria activa, en un contexto marcado por desafíos operacionales y por la necesidad de adaptar el marco normativo a un sistema en constante transformación.

En esta editorial se revisan los principales hitos que marcaron el desarrollo del sector en 2025 y algunos aprendizajes relevantes para los próximos años. Para ello, el documento se estructura en seis ejes: (i) confiabilidad y operación, (ii) marco regulatorio y normativo, (iii) sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), (iv) licitaciones de suministro, (v) tarifas y certidumbre regulatoria, y (vi) desafíos para 2026.

### Confiabilidad y operación: el 25-F como punto de inflexión

El apagón del 25 de febrero de 2025 constituyó el principal hito operacional del año y un punto de inflexión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El evento se originó por la desconexión de ambos circuitos de la línea Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar 2x500 kV, lo que derivó en un *Black Out*. Distintos factores impidieron ejecutar correctamente el Plan de Recuperación de Servicio, restableciéndose cerca del 80% del suministro en 14 horas y la totalidad en 34 horas<sup>1</sup>, plazos que exceden los límites de reposición razonables para un apagón que no fue originado por un evento de fuerza mayor.

Inmediata y transitoriamente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) adoptó medidas operacionales conservadoras que redujeron el tránsito de potencia en el eje norte-sur, generando impactos relevantes en los costos marginales y en la operación del sistema.

El evento puso en evidencia la necesidad de revisar y mantener actualizados los esquemas de protección, control y automatismos, así como los protocolos de recuperación y criterios de seguridad, de forma coherente con la operación real del sistema eléctrico. En este sentido, herramientas como la plataforma de seguridad energética<sup>2</sup> del CEN permiten registrar este tipo de eventos, analizar sus causas y extraer aprendizajes que contribuyen a una mejora continua en la operación del sistema. Asimismo, se hace necesario avanzar hacia una fiscalización más proactiva del cumplimiento normativo por parte de las empresas coordinadas.

Por otro lado, a partir del origen del evento, se releva la necesidad de contar con protocolos claros y robustos para la intervención de esquemas de protección en instalaciones de transmisión de 500 kV, especialmente cuando se encuentran energizadas.

Más allá de sus causas específicas, el apagón del 25-F deja como aprendizaje la necesidad de contar con una preparación adecuada frente a contingencias de tal magnitud, aun cuando estas tengan una baja probabilidad de ocurrencia, dado que los costos, los

impactos sobre la operación del sistema y las consecuencias para los usuarios finales pueden ser significativas.

### Marco regulatorio y normativo

La implementación de la Ley N°21.721 o Ley en Materia de Transmisión Eléctrica<sup>3</sup> promulgada en diciembre de 2024, originalmente conocida como Proyecto de Ley de Transición Energética, dio inicio al proceso de modificación de los decretos DS10 y DS37, que regulan la valorización, tarificación y planificación de la transmisión.

Durante el año se desarrolló el proceso de consulta pública de los borradores de los reglamentos DS10<sup>4</sup> y DS37<sup>5</sup>. Entre las modificaciones propuestas por la industria destacan mejoras en el cálculo del Cargo Único de Transmisión, ajustes en los criterios de calificación de las instalaciones, modificaciones a los procedimientos de acceso abierto y el desarrollo de análisis complementarios en la planificación de la transmisión.

En paralelo, se avanzó en la discusión de modificaciones a los decretos DS125<sup>6</sup> y DS88<sup>7</sup>, asociados a la coordinación y operación del sistema eléctrico y al régimen aplicable a los medios de generación de pequeña escala (PMG y PMGD), respectivamente. El DS125 se encuentra actualmente en toma de razón por parte de la Contraloría General de la República, mientras que el DS88 aún no ha ingresado a dicha etapa.

En el marco de las modificaciones al DS125, se introdujeron cambios relevantes en la operación de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE). En particular, se incorpora el concepto de costo de oportunidad, calculado por el CEN, y se establece que la operación de estos sistemas será realizada en forma centralizada.

Asimismo, las modificaciones al DS125, que afectan el régimen de autodespacho, dieron lugar a adecuaciones en el DS88 para definir las responsabilidades de operación y control de los PMGD y PMG, estableciendo mayores exigencias de control y monitoreo en tiempo real.

Por su parte, el DS88 introduce un nuevo mecanismo para calcular los precios estabilizados horarios, bajo el cual los PMGD y PMG pasarían a percibir 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. En este esquema, las inyecciones se valorizan mensualmente al Precio Básico de la Energía y, al cierre de cada año, se realiza una reliquidación que compara dicha valorización con el costo marginal horario, cuyas diferencias se aplican como bonos o descuentos mensuales durante el año siguiente.

<sup>1</sup> Estudio para análisis de falla EAF 089/2025

<sup>2</sup> Plan de Medidas para fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional (CEN, 2025)

<sup>3</sup> Ley N°21.721

<sup>4</sup> Borrador DS10

<sup>5</sup> Borrador DS37

<sup>6</sup> Modificaciones DS125

<sup>7</sup> Modificaciones DS88

## Consolidación de los BESS en el sistema eléctrico

Los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) jugaron un rol cada vez más preponderante en la operación del sector eléctrico, posicionándose como una herramienta clave para aportar flexibilidad, facilitar la integración de generación renovable variable y contribuir a la confiabilidad del sistema, particularmente frente a vertimientos y congestiones.

Durante 2025 se instalaron aproximadamente 720 MW de BESS, lo que equivale a un crecimiento del 89% en la capacidad instalada de esta tecnología en dicho año<sup>8</sup>. Su utilización se concentró mayoritariamente en el arbitraje de energía, aunque también se incorporaron como activos de transmisión<sup>9</sup> y de servicios complementarios.

Desde el punto de vista operacional, un aumento de la capacidad de almacenamiento puede incidir en la modulación de los costos marginales, reduciendo las diferencias horarias y suavizando episodios de precios altos, al cargar energía en horas con precios bajos, para luego inyectarla en períodos con precios más elevados.

En materia de ingresos, si bien los pagos por capacidad representan una fracción no menor de la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento, a medida que aumenta la capacidad instalada de los SAE, el Factor de Ajuste de Demanda (FAD) tiende a disminuir, lo que reduce la potencia de suficiencia reconocida y por ende el ingreso percibido por concepto de pagos por capacidad para todos los agentes.

## Licitaciones de suministro

Durante 2025 se adjudicaron las licitaciones 2025/01 y 2025/02, impulsadas por el término anticipado de contratos de las licitaciones 2015/01, 2017/01 y 2021/01 que totalizaron 4.581 GWh/año. Ambos procesos lograron adjudicar el 100% de la energía licitada, cubriendo los déficits de suministro, aunque a precios significativamente superiores a los contratos reemplazados.

La licitación 2025/01 adjudicó 3.360 GWh/año para el período 2027–2030, a un precio base de 64,499 US\$/MWh, mientras que la licitación 2025/02, de carácter excepcional para 2026, adjudicó 1.470 GWh/año a un precio base de 98,699 US\$/MWh. En ambos casos, el 100% de la energía fue adjudicado a Enel Generación<sup>10</sup>.

Si bien ambos procesos permitieron asegurar el abastecimiento de los clientes regulados, los resultados muestran una tendencia al alza de los precios base, en comparación con licitaciones previas. Esto muestra la importancia de evaluar los procesos de licitación no solo en términos de adjudicación exitosa, sino también considerando la viabilidad económica de los contratos y sus efectos de largo plazo sobre los precios finales de la energía.

## Tarifas y certidumbre regulatoria

Durante 2025 persistieron retrasos en los procesos tarifarios de transmisión y distribución. En transmisión, continúa pendiente el decreto de valorización correspondientes al período 2024–2027<sup>11</sup>

así como la publicación del segundo decreto interperíodo para el período 2020–2023. En distribución, el VAD 2020–2024 fue publicado con un retraso superior a tres años, mientras que el estudio del VAD 2024–2028, que debía entrar en vigencia en noviembre de 2024, aún se encuentra en desarrollo<sup>12</sup>. Como resultado, las reliquidaciones asociadas a ambos procesos siguen sin efectuarse acumulando montos que deberán ser traspasados a los clientes finales.

A este escenario de rezagos e incertidumbre se sumaron errores en los procesos de fijación tarifaria. En el Informe Técnico Definitivo (ITD) para la Fijación de los Precios de Nudo Promedio (PNP) correspondiente al primer semestre de 2026<sup>13</sup>, se incorporaron correcciones en la contabilización de las diferencias de facturación y de retraso. Dichas correcciones respondieron a una inconsistencia metodológica en el reajuste monetario, originada por la aplicación simultánea del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y de la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables en moneda nacional, generando un efecto de ajuste inflacionario duplicado. Las diferencias por este error metodológico alcanzaron los US\$ 111 millones. Por otro lado, en transmisión, se identificaron activos duplicados de Transelec en la base de datos del estudio, lo que implicó diferencias en los cobros por US\$ 143 millones<sup>14</sup>.

Desde una perspectiva regulatoria, estos retrasos y errores han reducido la previsibilidad del marco tarifario y han introducido incertidumbre tanto para las empresas como para los clientes regulados. La ausencia de señales claras y oportunas dificulta la planificación financiera y de inversiones, en un contexto en que las tarifas cumplen un rol central en la sostenibilidad del sistema y en las señales económicas de largo plazo.

## Desafíos hacia 2026

Durante 2025, el sector eléctrico estuvo marcado por una agenda regulatoria activa, con discusiones relevantes en torno a modificaciones reglamentarias, proyectos de ley, procesos licitatorios y contingencias operacionales que pusieron a prueba tanto la institucionalidad como la operación del sistema.

De cara a 2026, uno de los principales focos de atención será la evolución de la tarifa para clientes regulados, considerando el efecto que tendrán los resultados de las licitaciones de suministro y los estudios tarifarios de transmisión y distribución. En paralelo, el principal desafío técnico-operativo del sector será gestionar un sistema eléctrico crecientemente complejo, marcado por una alta penetración de energías renovables variables, la incorporación progresiva de SAE y las restricciones en transmisión.

Junto con lo anterior, el sistema podría enfrentar otros desafíos. La eventual conexión de grandes centros de demanda podría aumentar la presión sobre la infraestructura y los estándares de confiabilidad. Al mismo tiempo, podría hacerse necesario avanzar en una discusión más clara sobre la resiliencia que se espera del sistema y los costos que la sociedad está dispuesta a asumir para alcanzarla.

<sup>8</sup> Instalaciones en operación [Infotecnica \(CEN, 2026\)](#)

<sup>9</sup> En enero de 2025 se inauguró BESS Nueva Imperial de 5,2 MW, primer sistema de almacenamiento reconocido como activo de transmisión.

<sup>10</sup> Al igual que en la licitación 2023/01, estos procesos incorporaron una desagregación por zona y el traspaso de costos sistémicos mediante la fórmula de indexación, por lo que el análisis de los precios adjudicados debe considerar el efecto conjunto del precio base y dichos cargos.

<sup>11</sup> Se ha extendido el plazo tanto del estudio de valorización del Sistema de Transmisión Zonal ([OF. ORD. N° 1099/2025](#)) como del Nacional ([OF. ORD. N° 1217/2025](#)) para abril y mayo de 2026, respectivamente.

<sup>12</sup> El 10 de octubre de 2025 se publicó el ITP del proceso VAD 2024–2028 ([Resolución Exenta N° 626](#))

<sup>13</sup> [Resolución Exenta CNE N° 731](#)

<sup>14</sup> Ambos montos se obtuvieron de las fijaciones de enero 2026 y usando el dólar observado de diciembre de 2025 publicado por el Banco Central.

## GENERACIÓN

En diciembre, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.526 GWh/mes, lo que representa un aumento de 7,9% en comparación con noviembre de 2025 (6.972 GWh/mes) y un incremento del 2,1% en relación con diciembre de 2024 (7.371 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

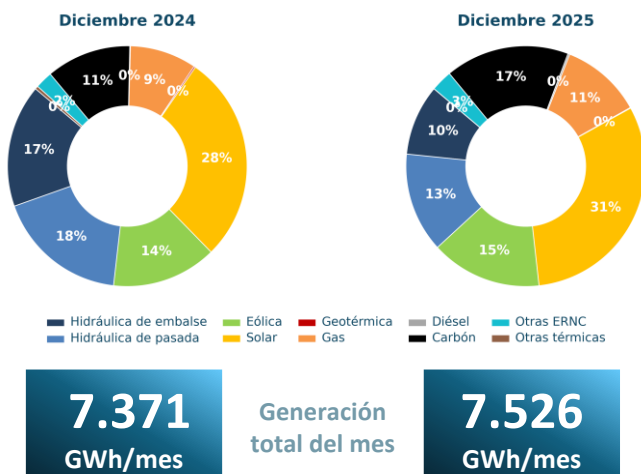
La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica se redujo en 41%, 23%, 56%, respectivamente, en comparación con diciembre de 2024. En contraste, la generación eólica, solar, gas, diésel, carbón aumentó en un 8%, 14%, 24%, 193%, 49%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

En cuanto a la generación bruta registrada en diciembre, la potencia máxima alcanzó los 13.148 MW el día 29, mientras que la mínima fue de 7.943 MW el día 25. 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 diciembre estuvieron en mantenimiento mayor las centrales hidráulicas: Rapel (17 días); a carbón: Guacolda 3 (16 días), Campiche (5 días) y Santa María (3 días); a gas: San Isidro I (16 días), Tocopilla-U16 (7 días), Mejillones-CTM3 (6 días), Nehuenco I (4 días) y Nehuenco II (3 días); y diésel: Los Pinos (9 días).

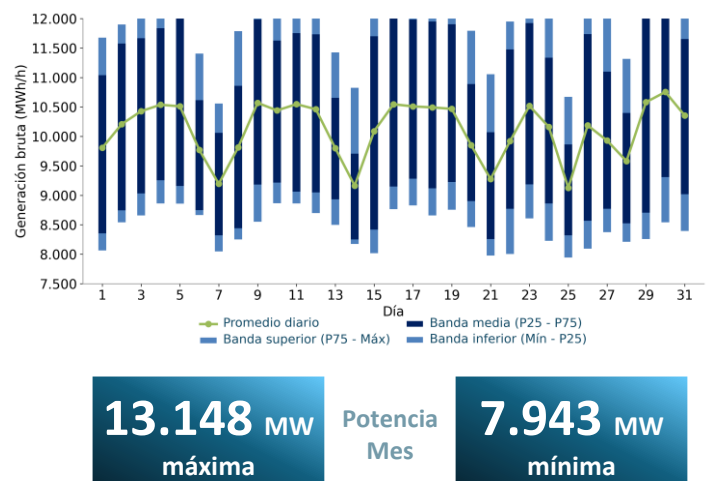
**Figura 1.1:**  
**Energía mensual generada en el SEN**

Fuente: CEN



**Figura 1.2:**  
**Generación bruta del SEN**

Fuente: CEN



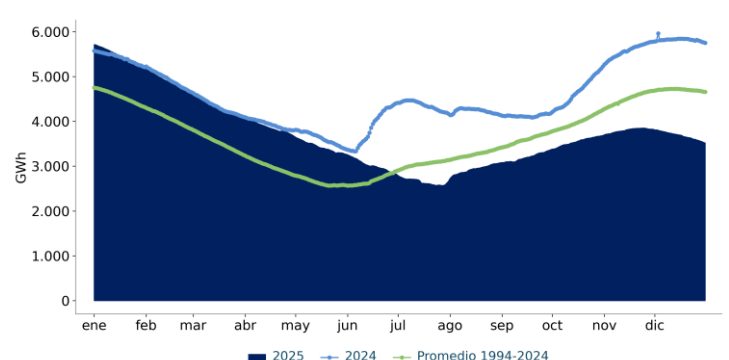
## HIDROLOGÍA

En diciembre, la energía embalsada en el SEN fue inferior en comparación con 2024 (con una variación de -38,8%) y se ubicó por debajo del promedio histórico (1994-2024) (con una variación de -24,5%) (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.



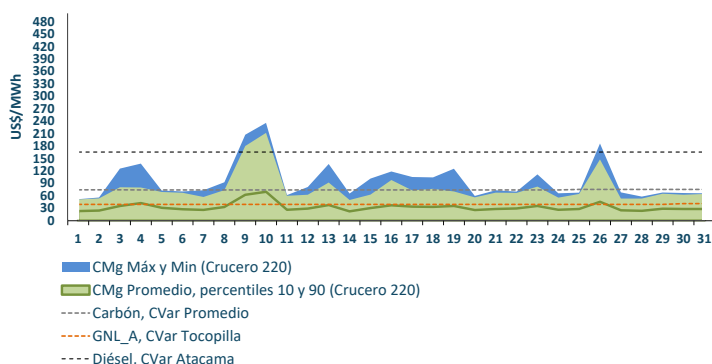
## COSTOS MARGINALES

En diciembre de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 32,8 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -21,8% con respecto a noviembre de 2025 (41,9 US\$/MWh), y una variación de -13,4% respecto a diciembre de 2024 (37,8 US\$/MWh).

En diciembre de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 38,0 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -17,9% con respecto a noviembre de 2025 (46,3 US\$/MWh), y una variación de 3,7% respecto a diciembre de 2024 (36,7 US\$/MWh).

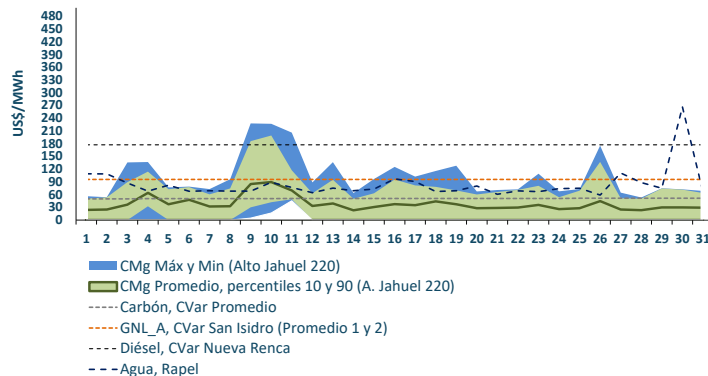
**Figura 1.4:**  
**Principales costos variables y costo marginal promedio diario de diciembre para Crucero 220 kV**

Fuente: CEN



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

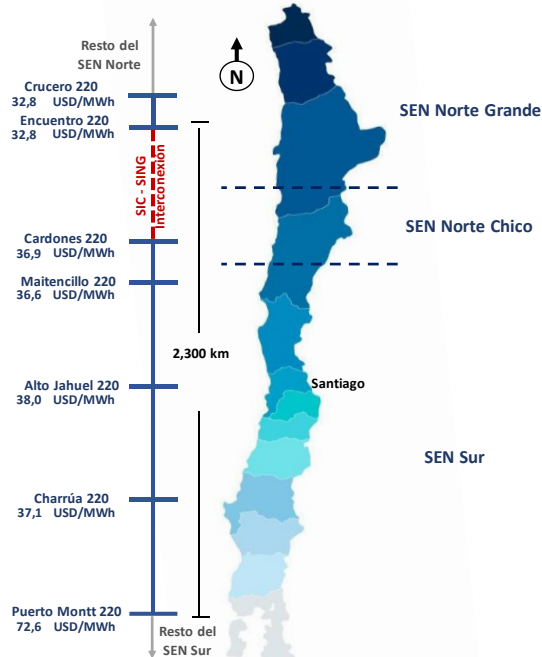
Fuente: CEN



Durante el mes de diciembre 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 diciembre 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 0,5% para enero de 2026 respecto a enero 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 6.242 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.501 MW son solares, 475 MW son eólicos, 40 MW son diésel, 348 MW son gas y 3.879 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%).

El crecimiento de la demanda total de los clientes finales en el SEN durante el año 2025 fue de un 0% respecto de la demanda del año 2024, según se desprende de los balances definitivos publicados por el CEN. Esto pese a que de acuerdo al último informe de política monetaria emitido por el Banco Central en diciembre de 2025, la economía tendría un crecimiento de 2,4% en dicho año.

**Tabla 2.1:**  
**Supuestos considerados en las simulaciones**

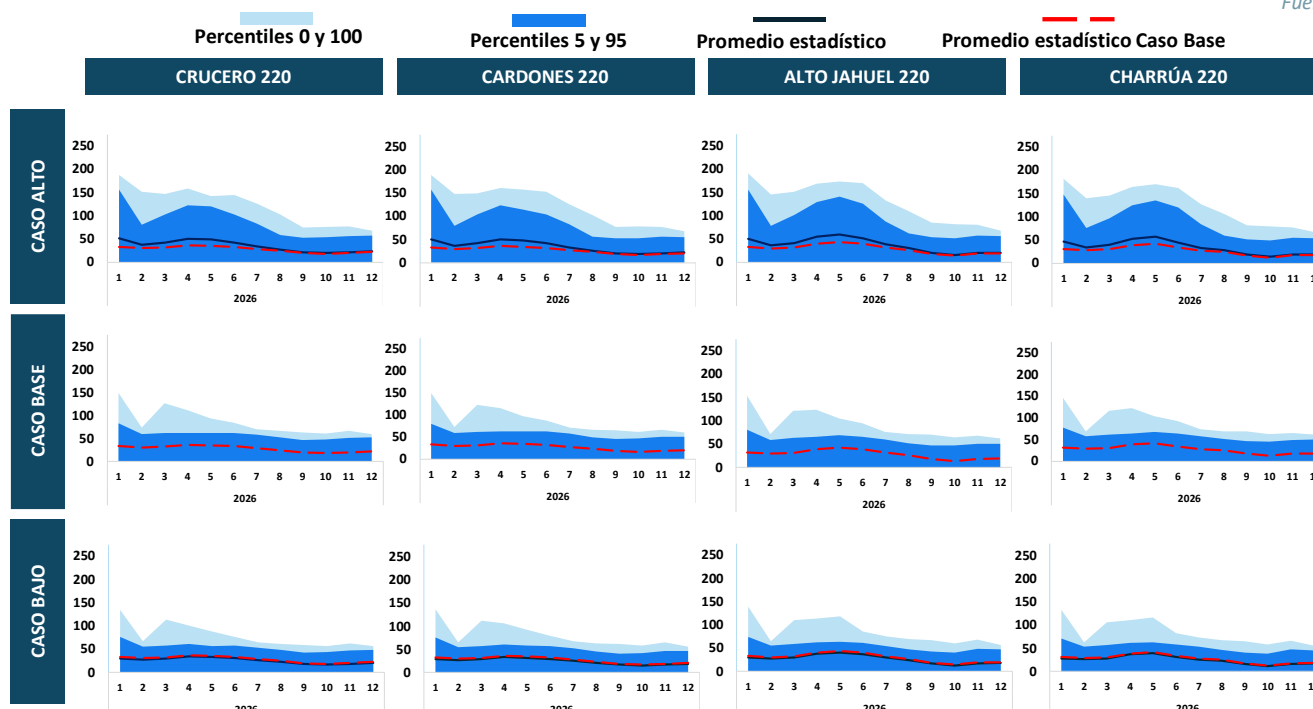
SUPUESTOS		BAJO	BASE	ALTO
<b>Precios Combustibles</b>				
<b>CARBÓN</b> US\$/Ton	Campiche	113	125	138
	Angamos*	100	111	122
	Guacolda*	105	116	128
	Andina	98	109	120
	Hornitos	98	109	120
	Santa María	177	197	216
<b>DIESEL</b> US\$ / Bbl	N. Ventanas	113	126	139
	Quintero	131	146	160
<b>GNL</b> US\$ / MMBtu	Mejillones	109	121	133
	San Isidro 1	8	9	9
	Nehuenco 1	8	9	-
	Mejillones CTM3	7	8	-
	U16	7	8	8
<b>GN</b> US\$ / MMBtu	Kelar	8	9	-
	San Isidro 2	5	5	-
	U16	6	7	-
	Nehuenco 2	5	6	-
	Nueva Renca	6	6	-

\*Se considera el promedio de las unidades

**Figura 2.1:**

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

Fuente: Systep



## 3.

## ANÁLISIS POR EMPRESA

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

En diciembre, la empresa AES Andes fue excedentaria, mientras que Enel, Colbún, Engie y Tamayaka fueron deficitarias.

**Empresa:**  
**ENEL CHILE**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

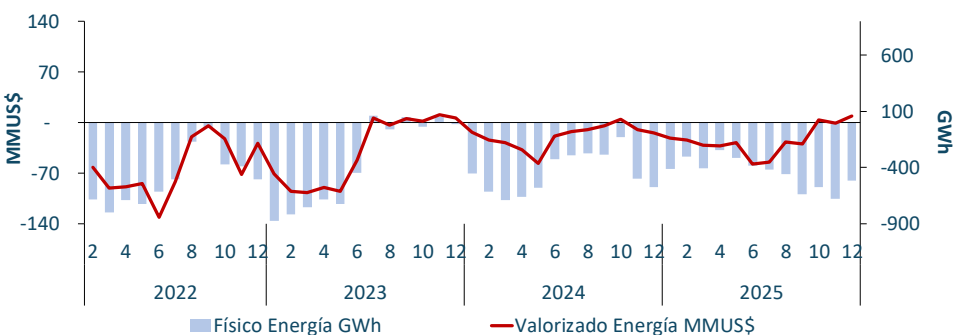
TECNOLOGÍA	Dic 2024	Nov 2025	Dic 2025
Diésel	0	2	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	232	290	386
GNL	0	0	0
Hidro	1.159	659	744
Solar	325	321	356
Eólico	190	174	188
Geotérmica	15	5	6
<b>TOTAL</b>	<b>1.921</b>	<b>1.450</b>	<b>1.681</b>

## VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
Embalse Ralco	62	219

## COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
San Isidro GNL_A (TG1+TV1, prom. I y II)	97,3	95,8
San Isidro GN_A (TG1+TV1, prom. I y II)	55,7	39,4
Taltal Diésel (Prom. I y II)	0,0	0,0
Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)	174,7	165,6



## TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2025
Total Generación (GWh)	1.681
Total Retiros (GWh)	2.199
Transf. Físicas (GWh)	-518
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	9

**Empresa:**  
**COLBÚN**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

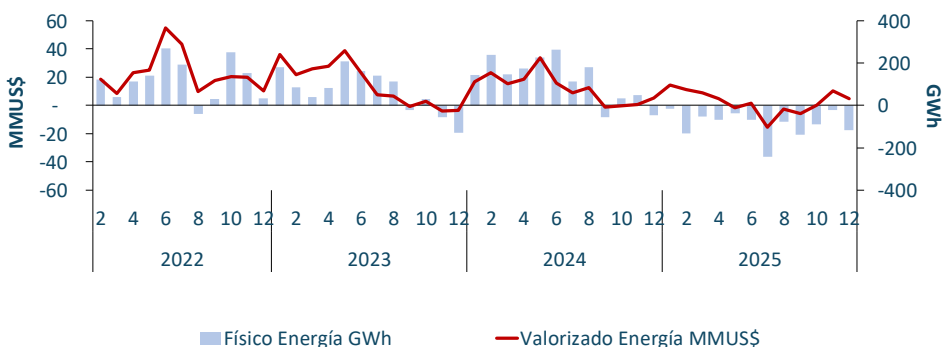
TECNOLOGÍA	Dic 2024	Nov 2025	Dic 2025
Diésel	0	1	2
Carbón	0	21	4
Gas Natural	97	181	143
GNL	0	0	0
Hidro	618	431	379
Solar	55	40	44
Eólico	57	175	192
<b>Total</b>	<b>827</b>	<b>849</b>	<b>763</b>

## VALOR DEL AGUA PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
Embalse Colbún	47	67

## COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
Santa María	60,9	70,7
Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	102,5	102,5
Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)	56,8	43,3
Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II)	180,3	180,3



## TRANSFERENCIA DE ENERGIA

ÍTEM	Dic 2025
Total Generación (GWh)	763
Total Retiros (GWh)	879
Transf. Físicas (GWh)	-116
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	4,57



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

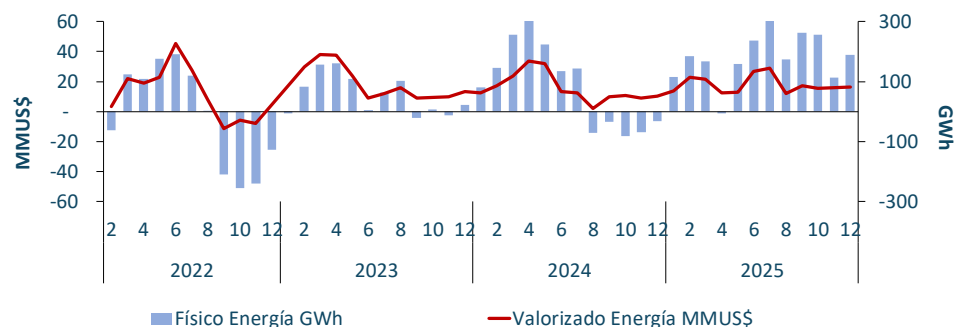
TECNOLOGÍA	Dic 2024	Nov 2025	Dic 2025
Diésel	0	0	0
Carbón	541	554	697
Gas Natural	0	0	0
GNL	0	0	0
Hidro	136	95	117
Solar	31	57	68
Eólico	58	41	58
<b>Total</b>	<b>767</b>	<b>748</b>	<b>940</b>

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
N. Ventanas y Campiche	65,2	48,2
Angamos (prom. 1 y 2)	57,6	41,5
Norgener (prom. 1 y 2)	0,0	0,0

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2025
Total Generación (GWh)	940
Total Retiros (GWh)	751
Transf. Físicas (GWh)	189
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

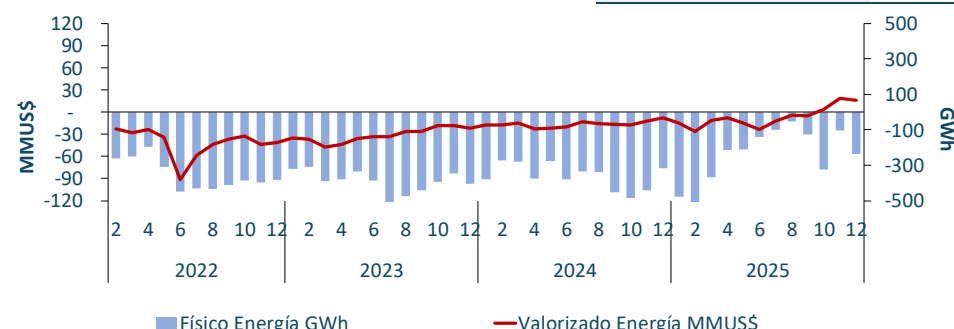
TECNOLOGÍA	Dic 2024	Nov 2025	Dic 2025
Diésel	0	5	0
Carbón	156	340	338
Gas Natural	180	117	142
GNL	0	0	0
Hidro	6	5	5
Solar	73	96	99
Eólico	75	95	103
<b>Total</b>	<b>488</b>	<b>658</b>	<b>687</b>

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
Andina Carbón	75,0	50,5
Mejillones Carbón	180,0	180,0
Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1)	32,4	39,6

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2025
Total Generación (GWh)	687
Total Retiros (GWh)	921
Transf. Físicas (GWh)	-235
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	16



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

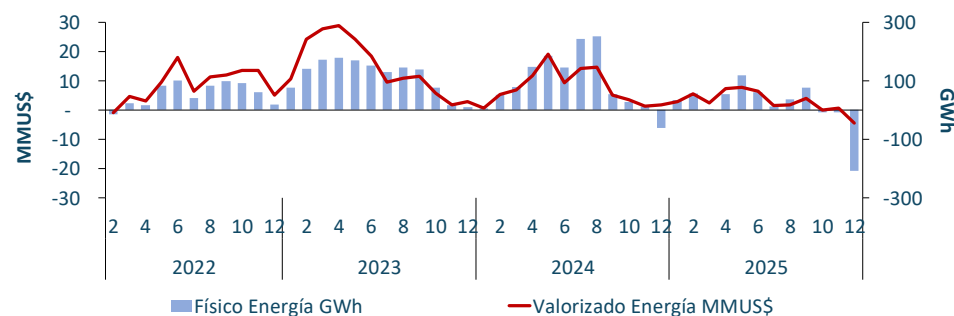
TECNOLOGÍA	Dic 2024	Nov 2025	Dic 2025
Diésel	0	18	5
Carbón	0	0	0
Gas Natural	0	0	0
GNL	125	1	0
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>19</b>	<b>5</b>

#### COSTOS VARIABLES PROMEDIO (US\$/MWh)

CENTRAL	Dic 2024	Dic 2025
Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)	54,5	60,1
Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV)	138,6	127,8

#### TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

ÍTEM	Dic 2025
Total Generación (GWh)	5
Total Retiros (GWh)	214
Transf. Físicas (GWh)	-209
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-5



## 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 diciembre de 2025, es de 99 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, que corresponde a los contratos vigentes al mes de diciembre de 2025.

**Tabla 4.1:**  
**Precio medio de licitación indexado a diciembre 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	121	7.598
ENEL GENERACIÓN	69	5.936
ENDESA	105	4.125
El Campesino	124	4.022
ACCIONA	104	1.111
COLBÚN	85	1.000
Abengoa	156	955
IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.	64	861
Aela Generación S.A.	100	859
HUEMUL ENERGÍA (Caman)	53	640
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	54	640
PANGUIPULLI	124	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	349
PUELCHÉ SUR EÓLICA	60	287
SONNEDIX COX	72	265
Iberealica Cabo Leones I S.A.	122	196
WPD MALLECO (Malleco II)	67	192
Otros	103	1.563
<b>Precio Medio de Licitación</b>	<b>99</b>	<b>33.015</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados a diciembre de 2025, ponderado por energía contratada del año 2025

**Tabla 4.2:**  
**Precio medio de licitación indexado a diciembre 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	98	2.146
<b>Precio Medio Muestra</b>	<b>97</b>	<b>26.551</b>

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados a diciembre de 2025, ponderado por energía contratada del año 2025

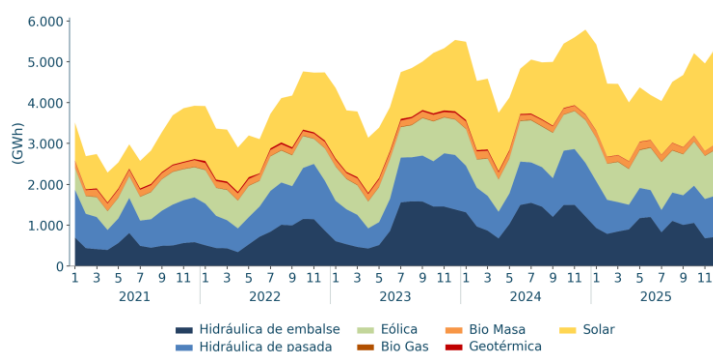
Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios de licitación SEN.

En diciembre de 2025, la mayor generación renovable corresponde a la producción solar que representó 44,0% (2.351,2 GWh), seguida por la generación eólica que representó 21,1% (1.126,6 GWh), luego, hidráulica de pasada que representó 18,9% (1.009,2 GWh), hidráulica de embalse que representó 13,4% (715,6 GWh), bio masa que representó 2,2% (119,0 GWh), bio gas que representó 0,2% (12,3 GWh), y finalmente, geotérmica que representó 0,1% (6,4 GWh).

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

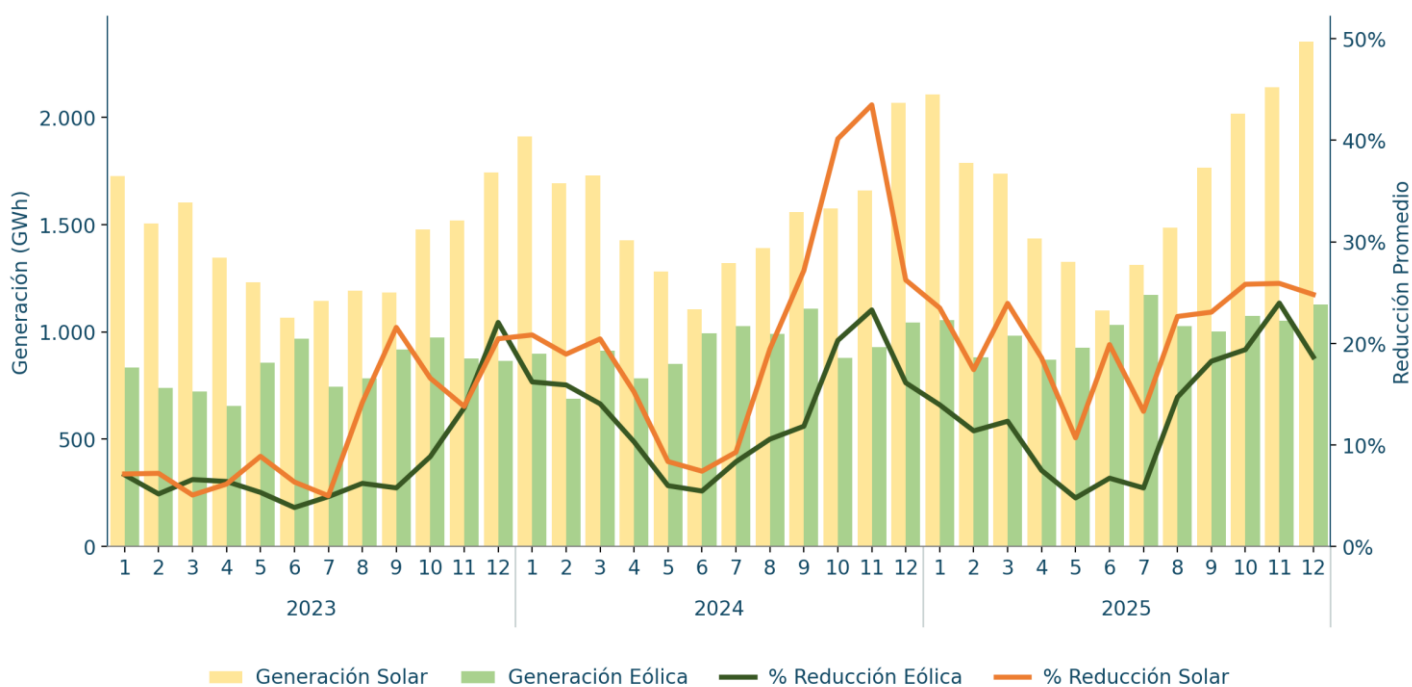
**Figura 5.1:**  
**Generación renovable histórica**

Fuente: CEN



**Figura 5.2:**  
**Vertimiento renovable histórico**

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N° 826 CNE (30-12-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 7.125 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 11% corresponde a tecnología solar (792 MW), un 8% a tecnología eólica (599 MW), un 0% de tecnología hidráulica (0 MW), un 16% de tecnología solar con BESS (1.159 MW), un 61% de tecnología BESS (4.335 MW) y un 3% de tecnología térmica (240 MW).

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

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

Fuente: CNE

PROYECTO	FECHA ESTIMADA	TIPO DE	POTENCIA NETA (MW)
	DE INTERCONEXION	TECNOLOGIA	
Arena BESS	dic-25	BESS	220,0
BESS Arica II	feb-26	BESS	30,0
BESS Azabache	dic-26	BESS	58,1
BESS Cardonal	jul-26	BESS	20,0
BESS Copiapó Solar	ago-26	BESS	233,0
BESS Cristales	jun-26	BESS	340,0
BESS Diego de Almagro Sur II	jun-26	BESS	228,0
BESS Doña Antonia 33kV	feb-26	BESS	47,0
BESS Elena Fase I	feb-26	BESS	430,0
BESS Estela	may-26	BESS	187,0
BESS Estepa II	jun-26	BESS	230,0
BESS Estepa Solar	feb-26	BESS	188,0
BESS Gran Teno	sept-26	BESS	200,0
BESS Granja Solar	feb-26	BESS	105,0
BESS II Salvador	dic-25	BESS	20,0
BESS II San Andrés	dic-25	BESS	42,0
BESS Kallpa (Ex Santa Lya)	jul-26	BESS	57,0
BESS Las Salinas	oct-26	BESS	200,0
BESS Libélula	mar-26	BESS	199,2
BESS Lile	abr-26	BESS	140,0
BESS Los Loros	mar-26	BESS	46,0
BESS Luna de Verano	sept-26	BESS	300,0
BESS 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 Willka	feb-26	BESS	61,0
Cala Morritos	ene-26	Térmica	200,0
Copiapó Solar	ago-26	Solar + BESS	255,0
CRCA Luna de Verano	sept-26	Solar + BESS	82,0
Cristales	jun-26	Solar + BESS	400,0
Doña Luzma	ene-26	Térmica	40,0
El Pelicano BESS	dic-25	BESS	50,0
Pampas (almacenamiento)	oct-26	BESS	340,0

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

## PROYECTOS EN EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación, a diciembre de 2025, totalizan 14.882 MW con una inversión de MMUS\$ 21.354, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 94.652 MW con una inversión de MMUS\$ 155.064 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de diciembre, 10 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 1.548 MW, de los cuales destacan el Parque Fotovoltaico Kcoirama Solar de 420 MW ubicado en la comuna de Antofagasta, el Parque Eólico Mirador del Sur de 320 MW, en la comuna de Los Muermos, y el Parque Eólico Trumao de 320 MW en las comunas de Llanquihue y Frutillar.

Durante este mes se aprobaron 3 proyectos: 1 solar (432 MW), y 2 híbrido solar con almacenamiento (483 MW). Por último, se desistieron 2 proyectos: 1 solar (10 MW) y 1 híbrido solar con almacenamiento (95 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	3.182	4.968	18.036	29.764
Hidráulica	0	0	3.926	6.654
Solar	2.421	3.092	44.493	70.385
Gas Natural	60	59	7.506	6.343
Geotérmica	0	0	170	710
Diesel	0	5	2.980	6.575
Biomasa/Biogás	0	0	463	932
Carbón	-128	12	7.030	13.603
Termosolar	0	0	1.635	8.450
Mixto (Solar + Eólico)	2.077	2.331	2.590	2.282
Mixto (Solar + Diesel)	9	2	0	0
Híbrido (Solar + BESS)	5.004	7.281	5.061	8.061
Híbrido (Eólico + BESS)	2.058	3.254	706	1.138
Almacenamiento	200	350	50	160
<b>Total</b>	<b>14.882</b>	<b>21.354</b>	<b>94.652</b>	<b>155.064</b>

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



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- Se publica RE N°43, de 2026 que Aprueba Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025 ([ver más](#)).
- En el contexto del desarrollo del proceso de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos correspondiente al cuatrienio 2026 – 2030, la Comisión Nacional de Energía llama a los interesados a presentar proyectos de generación y transmisión de electricidad que se encuentren en etapa de estudio o construcción en los Sistemas Medianos de Hornopirén, Cochamó, Aysén, General Carrera, Palena, Puerto Cisnes, Puerto Natales, Porvenir, Punta Arenas y Puerto Williams ([ver más](#)).
- En el marco del proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2026, la Comisión Nacional de Energía convoca a todos los interesados a participar en la etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión, y convoca a todas las empresas distribuidoras a presentar el informe de obras de expansión de sus sistemas de distribución ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA



- Se publica Decreto N°24T, de 2025 que fija precios de nudo promedio en el Sistema Eléctrico Nacional correspondientes al primer semestre de 2026 ([ver más](#)).
- Se publica la RE N°354, que fija nuevas obras de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación correspondientes al Plan de Expansión del año 2024 ([ver más](#)).
- Se publica el Decreto N°79, que aprueba Reglamento de Servicio de Gas de Red y de Distribución de Gas Licuado a Granel y deroga decreto N°67 de 2004 ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°326, de 2025 que fija nuevo valor de inversión y valores de las componentes del nuevo valor anual de la transmisión por tramo de la obra Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera -María Elena, sus fórmulas de indexación y actualiza cronograma de ejecución ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°328, de 2025 que fija nuevo valor de inversión y valores de las componentes del nuevo valor anual de la transmisión por tramo de la obra Ampliación en S/E Mulchén y seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa-Temuco, sus fórmulas de indexación y actualiza cronograma de ejecución ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°329, de 2025 que fija nuevo valor de inversión y valores de las componentes del nuevo valor anual de la transmisión por tramo de la obra Aumento de Capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal, sus fórmulas de indexación y actualiza cronograma de ejecución ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°10, de 2026 que fija obras necesarias y urgentes correspondientes al año 2025, de acuerdo con el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, para iniciar su proceso de licitación ([ver más](#)).
- Se publica Decreto N°23, de 2025 que fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala ([ver más](#)).

## Coordinador Eléctrico Nacional



- Se publica la Propuesta Final de Expansión de la Transmisión asociada al proceso de Planificación de la Transmisión 2026 ([ver más](#)).

## Senado de la República de Chile



- Cámara de Diputadas y Diputados despacha a ley el Reajuste del Sector Público que incorpora dentro de sus artículos el descongelamiento de los Factores de intensidad y descuentos según porcentaje de aporte por comuna asociados al Reconocimiento de Generación Local ([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](mailto:irudnick@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**

Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[plecaros@systep.cl](mailto:plecaros@systep.cl)

**Guillermo Retamal V.**

Líder de Proyectos de Mercados  
Eléctricos y Regulación

[gretamal@systep.cl](mailto:gretamal@systep.cl)

[reporte@systep.cl](mailto:reporte@systep.cl)

| [www.systep.cl](http://www.systep.cl)

| RRSS

