



# REPORTES MENSUAL Sector Eléctrico

Abril 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  |

© 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.

## Licitaciones de Obras de Ampliación por parte los Propietarios y los Mecanismos de Revisión del Valor de Inversión adjudicado

El 27 de diciembre de 2024 se publicó en el Diario Oficial la Ley 21.721, titulada “Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, En Materia de Transmisión Eléctrica”. Esta normativa introduce cambios clave para enfrentar los desafíos de la transición energética, acelerar la integración de energías renovables y mejorar la eficiencia en el desarrollo de obras de transmisión.

En la editorial de febrero<sup>1</sup> analizamos los cambios que esta Ley introduce respecto a los mecanismos que generan nuevas instancias para la expansión del sistema de transmisión. En esta oportunidad, nos enfocaremos específicamente en los mecanismos dirigidos a Obras de Ampliación, destacando las nuevas instancias para la revisión de los valores de inversión y la responsabilidad asignada a los propietarios en la conducción del proceso licitatorio. En concreto, estos mecanismos son:

1. Licitación de Obras de Ampliación por parte de los propietarios de las obras (Resolución Exenta 98°/2025<sup>2</sup>).
2. Mecanismo de revisión del Valor de Inversión (V.I.) adjudicado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 99° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) (Resolución Exenta 99°/2025<sup>3</sup> – Actualizado en la Resolución Exenta 155°/2025<sup>4</sup>).
3. Mecanismo de revisión del V.I. adjudicado, de conformidad al artículo segundo transitorio de la Ley 21.721 (Resolución Exenta 100°/2025<sup>5</sup>).

Estos instrumentos fueron incorporados con el fin de destrabar y agilizar la ejecución de cerca de 70 obras de transmisión que se encontraban paralizadas a septiembre de 2024<sup>6</sup>. Muchas de ellas en condición “stand-by”, debido a licitaciones desiertas o a la falta de concordancia entre los valores referenciales y las condiciones actuales del sector energético, influenciadas por la pandemia y el conflicto en Ucrania.

La Ley retoma una modalidad previa establecida en la Ley 20.936, delegando en los propietarios la responsabilidad de llevar a cabo los procesos licitatorios, pero con el Coordinador Eléctrico Nacional como encargado de supervisar las condiciones de competencia<sup>7</sup>. Asimismo, se contempla la posibilidad de revisar el V.I. adjudicado incluso ante el término anticipado de contrato, con el propósito de ajustar los precios a la realidad de los proyectos.

### **Licitación de Obras de Ampliación por parte de los propietarios de las obras que son objeto de ampliación**

#### **Contexto y justificación para perfeccionar la Ley**

De acuerdo con la información proporcionada por el Ministerio de Energía (MEN) durante la Jornada de Presentación de la Ley 21.721 en enero de 2025<sup>8</sup>, en los procesos de licitación convocados bajo los Decretos Exentos N°257/2022 y N°200/2022, que agrupan 50 proyectos, las Obras de Ampliación registraron el menor porcentaje de éxito en la adjudicación, alcanzando únicamente un 75%. Las licitaciones desiertas se debieron a ofertas administrativas insuficientes, propuestas superiores al valor máximo o ausencia de oferentes. Además, solo un 11% de las Obras de Ampliación fueron adjudicadas por debajo de los valores referenciales.

Ante esta situación, este instrumento estableció que los propietarios serán responsables de efectuar el proceso de licitación para las Obras de Ampliación fijadas en los Decretos de Expansión y de Obras Necesarias y Urgentes. También deberán elaborar y remitir las bases de licitación al CEN, quien deberá verificar los aspectos de libre competencia<sup>9</sup>. Según la autoridad, esta medida busca “hacer frente al bajo desempeño de las licitaciones, reducir costos de transacción, agilizar trámites administrativos y asignar el riesgo a quienes están mejor capacitados para gestionarlo”.

#### **Principales observaciones sectoriales**

Durante la Consulta Pública<sup>10</sup>, diversos actores del sector eléctrico (incluyendo a Transisoras de Chile, EDF, Grupo SAESA, ENGIE, Interchile, ACERA A.G., CGE y BHP) entregaron observaciones que fueron consideradas en parte por la Comisión Nacional de energía (CNE).

Entre los puntos acogidos destacan la eliminación de la exigencia de que todas las licitaciones sean de carácter internacional, tomando en consideración la realidad particular de las distintas obras. Además, se asigna el liderazgo del proceso licitatorio al propietario con mayor V.I. en caso de que exista una pluralidad de propietarios, con el objetivo de ordenar el proceso y asignar responsabilidades de manera clara. También se establece que la licitación de las Obras de Ampliación estará condicionada a la adjudicación o ejecución previa de la Obra de Expansión que se encuentre constructivamente relacionada. Por último, el CEN incorpora una nómina permanente de proponentes con el fin de facilitar la verificación de antecedentes.

No obstante, la autoridad rechazó y argumentó algunas observaciones clave, como que el CEN provea bases referenciales para estandarizar la documentación en licitaciones, argumentando que dicha función por parte del CEN será opcional.

<sup>1</sup> Editorial Systep Febrero 2025

<sup>2</sup> Resolución Exenta 98°/2025

<sup>3</sup> Resolución Exenta 99°/2025

<sup>4</sup> Resolución Exenta 155°/2025

<sup>5</sup> Resolución Exenta 100°/2025

<sup>6</sup> El Coordinador Eléctrico de Chile alertó al gobierno por más de 70 obras de transmisión en stand by - Energía Estratégica

<sup>7</sup> El gobierno de Chile publicó la Ley de Transición Energética: ¿Cómo repercute en el sector? - Energía Estratégica

<sup>8</sup> Jornada de Presentación: “Ley N° 21.721, de Transición Energética y Proceso de Implementación”

<sup>9</sup> Transmisión: Coordinador publica documento clave para nuevo proceso licitatorio de obras de ampliación - Electrominería

<sup>10</sup> Respuesta a Observaciones realizadas por los Interesados a la consulta pública sobre las resoluciones reglamentarias asociadas a la Ley 21.721

Asimismo, fundamentó su atribución para suspender las licitaciones de Obras de Ampliación, con el fin de revisar su inclusión en el siguiente Plan de Expansión, en su rol de planificador. Además, argumentó que el CEN tiene potestad discrecional para verificar aspectos administrativos, técnicos y de libre competencia en las bases de licitación elaboradas por los propietarios.

### **Mecanismos de revisión del Valor de Inversión**

#### **Contexto y justificación para perfeccionar la Ley**

En la misma Jornada de Presentación de la Ley 21.721, el MEN indicó que el único procedimiento vigente antes de esta Ley para revisar el V.I. adjudicado era el establecido en el artículo 157° del Reglamento de Transmisión (DS N°37/2019), que implica la realización de una relicitación. Dado que 47 de las 55 Obras de Ampliación con ejecución interrumpida solicitaron la aplicación de dicho artículo, se evidenció la necesidad de contar con mecanismos más flexibles.

**Mecanismo de revisión del Valor de Inversión (V.I.) adjudicado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 99° de la LGSE:** En caso de término anticipado de contrato celebrado entre el propietario y el adjudicatario para la ejecución de una Obra de Ampliación, el propietario será responsable de su ejecución y podrá solicitar a la CNE la revisión del V.I. adjudicado atendiendo a causas graves y calificadas no imputables.

**Mecanismo de revisión del Valor de Inversión (V.I.) adjudicado, de conformidad al artículo segundo transitorio de la Ley 21.721:** El propietario y el adjudicatario podrán solicitar conjuntamente a la CNE la revisión del V.I. adjudicado para la Obra de Ampliación, atendiendo a causales graves y calificadas no imputables. Se aplicarán los siguientes límites para la modificación del V.I. adjudicado:

- Si se debe a modificaciones técnicas, el aumento no podrá exceder el 20% del V.I. adjudicado.
- En otros casos, el incremento no podrá superar el V.I. adjudicado ajustado según la variación del IPC entre la adjudicación y la solicitud.
- Si las modificaciones derivan de instrucciones del CEN o de obras vinculadas con retraso, no hay límite para el aumento.

Según la autoridad, estos mecanismos buscan “entregar mayor certeza en la ejecución de Obras de Ampliación, reflejando los costos reales de construcción para prevenir paralizaciones y hacer frente a los proyectos actualmente paralizados”.

#### **Principales observaciones sectoriales**

La autoridad acogió, entre los principales puntos de las observaciones a la Consulta Pública, la incorporación de la remuneración financiera proporcional al avance previo al término anticipado del contrato y la revisión del V.I. para obras adjudicadas tanto individual como grupalmente. Asimismo, se incluyó un artículo transitorio que permite a las obras con contrato terminado anticipadamente antes de la entrada en vigor de la Ley, y que aún no entren en operación, solicitar la revisión del V.I. Además, se amplió de 20 a 40 días el plazo para reunir antecedentes y solicitar la revisión del V.I. desde el término anticipado del contrato, cuando el propietario decida ejecutar la obra por sí mismo.

Sin embargo, la autoridad rechazó como principal punto la terminación unilateral anticipada del contrato por parte del propietario, señalando que basta con una declaración jurada del propietario como acto administrativo. Asimismo, no se aceptó la revisión del V.I. solicitada exclusivamente por el propietario en caso de conflicto con el adjudicatario, remitiendo dichos casos al artículo 99°. Se propone incluir un nuevo literal en las causas graves, basado en inconsistencias o errores técnicos en las obras para la revisión V.I.; sin embargo, la CNE no lo acepta, indicando que las causas graves se entienden, sin ser taxativas, como: eventos irresistibles e imprevisibles (pandemias, guerras), imposibilidad de cumplir con los requerimientos y principios de coordinación del sistema eléctrico, nuevas exigencias en permisos y retrasos en obras de expansión relacionadas.

### **Comentarios y conclusiones**

Los mecanismos introducidos por la Ley 21.721 representan un avance relevante hacia una transmisión eléctrica más dinámica, flexible y alineada con los desafíos actuales.

La licitación a cargo de los propietarios para las Obras de Ampliación mejora la eficiencia, se ajusta a la realidad de cada proceso licitatorio, asigna correctamente los riesgos, reduce costos y otorga orden y secuencialidad en la ejecución de las obras, además de aportar transparencia al proceso. Igualmente, destaca que el rol de la CNE como planificador se justifica, ya que permite suspender licitaciones de obras mal diseñadas, evitando que dicho riesgo se tras pase a la demanda.

No obstante, surgen cuestionamientos respecto al diseño del instrumento, planteándose interrogantes como: ¿La potestad discrecional de la CEN para revisar las bases podría derivar en adjudicaciones que, si bien el organismo puede realizar su revisión posteriormente, comprometan la agilidad del proceso? Si el valor máximo y de reserva lo fija la CNE, ¿cuál es la diferencia respecto a procesos licitatorios anteriores en los que obras quedaron desiertas por este motivo? ¿De qué manera recuperará el propietario los costos asociados a licitaciones o relicitaciones?

En el ámbito de la solicitud de revisión del V.I. adjudicado, se promueven la continuidad de las obras, la flexibilidad en los plazos y la claridad sobre los casos en que puede efectuarse la solicitud. Sin embargo, dicha revisión está diseñada para aumentar siempre el V.I. adjudicado en beneficio del proyecto (a menos que se rechace la solicitud), lo que implicará cargos de transmisión que se transferirán al usuario final. Por tanto, la autoridad debe fundamentar adecuadamente la justificación y la ejecución del proceso, dado que las causas graves no son taxativas y pueden admitir diversas interpretaciones.

Será necesario observar el desarrollo de estos instrumentos en los próximos períodos licitatorios y de revisión. En este contexto, la CNE emitió el listado de obras que deben licitarse mediante este nuevo instrumento<sup>11</sup> y, recientemente, el 21 de abril se publicó la versión final del Procedimiento de Revisión, Seguimiento y Monitoreo<sup>12</sup>, que complementa aspectos pendientes de la Resolución Exenta N°98/2025 y permite avanzar con las licitaciones del Decreto Exento N°266/2024. No obstante, la autoridad deberá garantizar que los mecanismos agilicen, faciliten y promuevan el desarrollo de la transmisión, asegurando al mismo tiempo que el usuario final pague un costo económicamente eficiente.

<sup>11</sup> Listado de Obras de Ampliación a Licitarse por parte de los Propietarios

<sup>12</sup> CEN Procedimiento Monitoreo a la Competencia - Versión Final

## GENERACIÓN

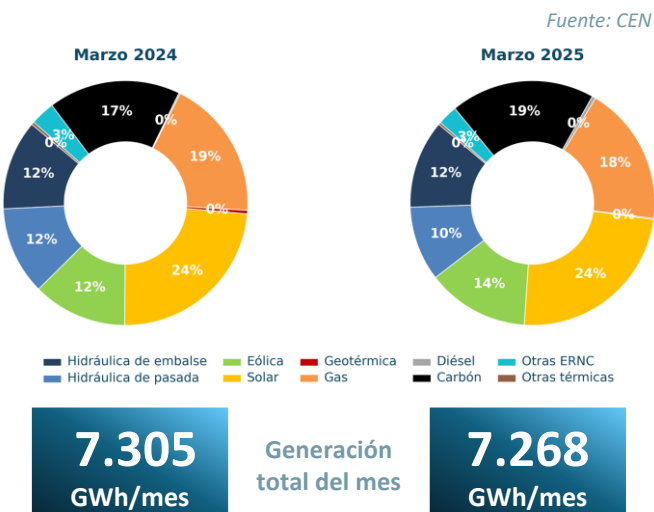
En marzo, la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó los 7.268 GWh/mes, lo que representa un aumento de 9,9% en comparación con febrero de 2025 (6.614 GWh/mes) y una reducción del -0,5% en relación con marzo de 2024 (7.305 GWh/mes) (Ver Figura 1.1).

La participación de la generación hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, geotérmica y a gas se redujo en 2%, 16%, 69% y 1%, respectivamente, en comparación con marzo de 2024. En contraste, la generación eólica, diésel y a carbón aumentó en un 8%, 157% y 9%, respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

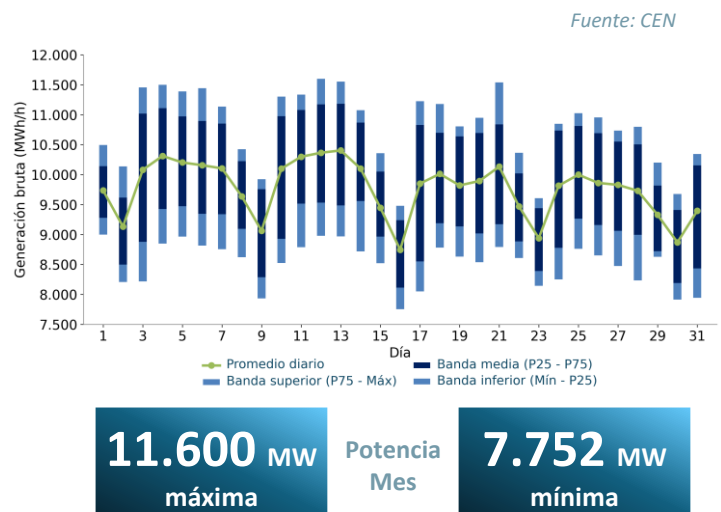
En cuanto a la generación bruta registrada en marzo, la potencia máxima alcanzó los 11.600 MW el día 12, mientras que la mínima fue de 7.752 MW el día 16. La Figura 1.2 ilustra el ciclo de generación a lo largo del mes, evidenciando una mayor producción durante los días hábiles y una disminución durante los fines de semana y días festivos.

Durante el mes de marzo estuvieron en mantenimiento mayor las centrales a gas: Tocopilla-U16 (31 días), Quintero 1B (8 días) y Los Vientos (4 días); hidráulicas: Rucue (26 días), Pehuenche (15 días), Pangué (13 días), Rapel (8 días), Angostura (7 días) y Canutillar (2 días); a carbón: Guacolda 1 (20 días) y Nueva Ventanas (15 días); solares: Nuevo Quillagua (5 días) y Santa Isabel (2 días); diésel: Santa Lidia (5 días); y eólicas: PE Calama (3 días) y PE El Arrayán (2 días).

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



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

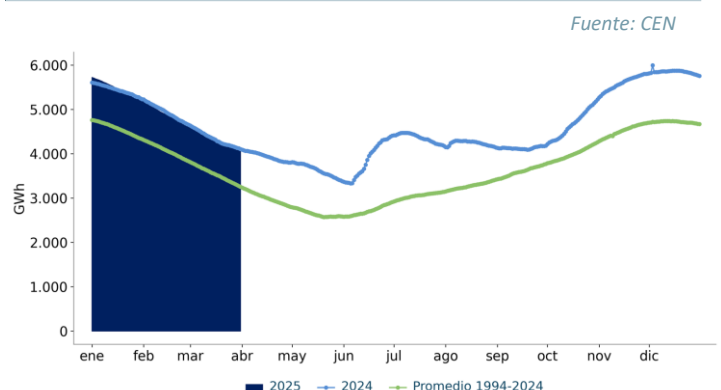


## HIDROLOGÍA

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**



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

# COSTOS MARGINALES

En marzo de 2025 el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 48,5 US\$/MWh, lo cual registró una variación de -11,2% con respecto a febrero de 2025 (54,6 US\$/MWh), y una variación de 2,6% respecto a marzo de 2024 (47,3 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 marzo de 2025 el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 65,2 US\$/MWh, lo cual registró una variación de 21,8% con respecto a febrero de 2025 (53,5 US\$/MWh), y una variación de 40,4% respecto a marzo de 2024 (46,5 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 marzo para Crucero 220 kV

Fuente: CEN

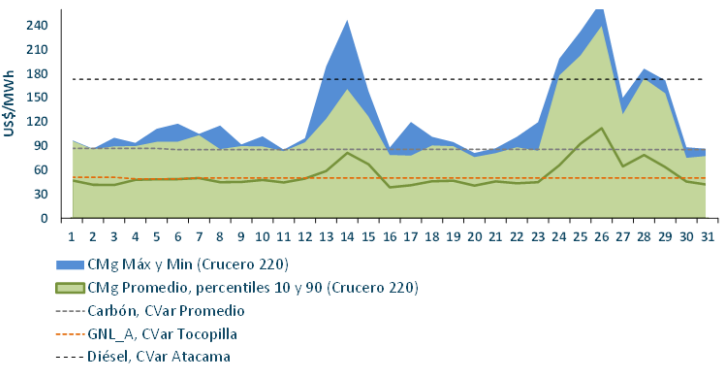
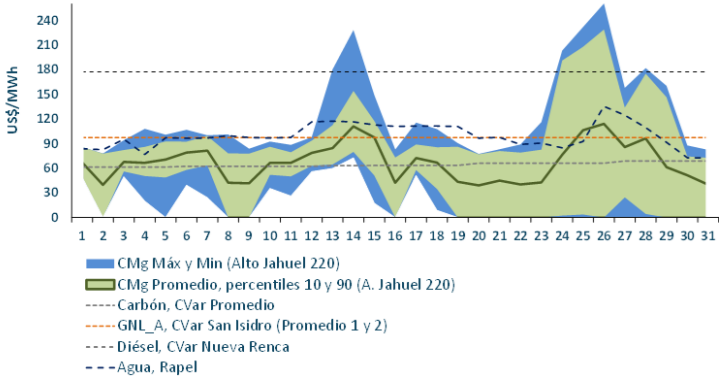


Figura 1.5:  
Principales costos variables y costo marginal promedio diario de marzo para Alto Jahuel 220kV

Fuente: CEN



Durante el mes de marzo 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, 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 mayo en barras representativas del sistema

Fuente: CEN

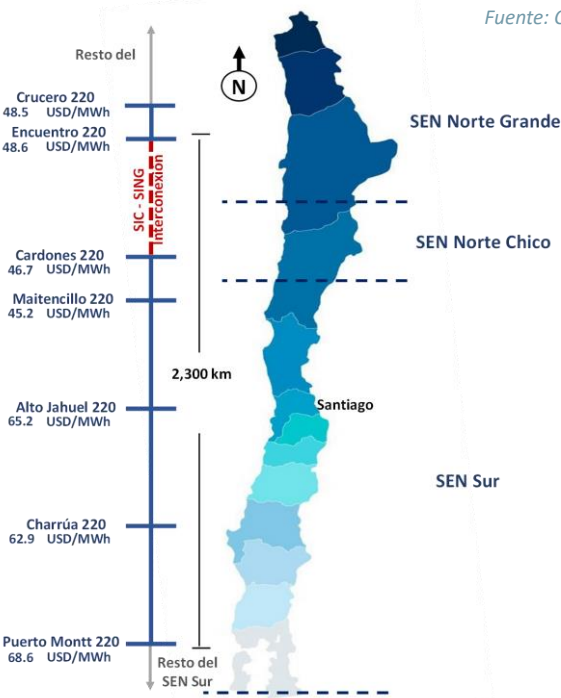


Tabla 1.1:  
Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión\*

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 disponible hasta julio de 2024.

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 de la demanda a la fecha, la proyección de la demanda considera un crecimiento total de 1,2% 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 4.767 MW de nueva capacidad, de los cuales 1.052 MW son solares, 1.505 MW son eólicos, 142 MW a biomasa, 40 MW a diésel y 2.028 MW a 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%).

Para el mes de abril de 2025 fueron consideradas en las proyecciones el impacto tanto de los trabajos de mantenimiento programados en el sistema de 500 kV como las limitaciones de ciertas centrales solares como consecuencia de las restricciones impuestas por el Coordinador luego del corte de suministro de energía del 27 de febrero.

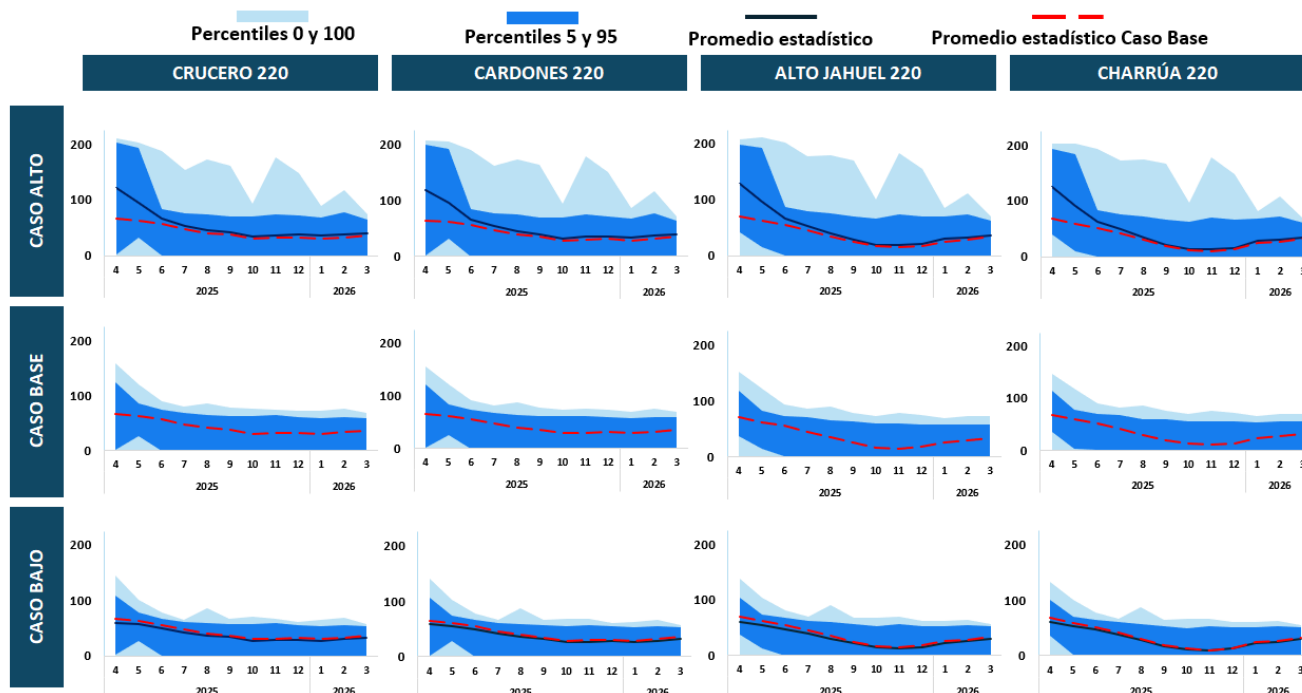
**Tabla 2.1:**  
**Supuestos considerados en las simulaciones**

| SUPUESTOS                   |                 | BAJO | BASE | ALTO |
|-----------------------------|-----------------|------|------|------|
| <b>Precios Combustibles</b> |                 |      |      |      |
| <b>CARBÓN</b><br>US\$/Ton   | Mejillones*     | 376  | 418  | 460  |
|                             | Angamos*        | 128  | 142  | 157  |
|                             | Guacolda*       | 130  | 144  | 158  |
|                             | Andina          | 122  | 136  | 149  |
|                             | Hornitos        | 122  | 136  | 149  |
|                             | Santa María     | 177  | 196  | 216  |
|                             | N. Ventanas     | 185  | 206  | 227  |
| <b>DIESEL</b> US\$ / Bbl    | Quintero        | 131  | 146  | 160  |
|                             | Mejillones      | 112  | 124  | 136  |
| <b>GNL</b><br>US\$ / MMBtu  | San Isidro 1    | 7    | 8    | 9    |
|                             | Nehuenco 1      | 8    | 9    | -    |
|                             | Mejillones CTM3 | 6    | 6    | -    |
|                             | U16             | 7    | 7    | 8    |
|                             | Kelar           | 10   | 11   | -    |
| <b>GN</b><br>US\$ / MMBtu   | San Isidro 2    | 6    | 6    | -    |
|                             | U16             | 10   | 11   | -    |
|                             | Nehuenco 2      | 6    | 7    | -    |
|                             | Nueva Renca     | 6    | 7    | -    |

\*Se considera el promedio de las unidades

Fuente: Systep

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



## 3.

## ANÁLISIS POR EMPRESA

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

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

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

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

| TECNOLOGÍA   | Mar 2024     | Feb 2025     | Mar 2025     |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Diésel       | 0            | 7            | 1            |
| Carbón       | 0            | 0            | 0            |
| Gas Natural  | 587          | 475          | 585          |
| GNL          | 0            | 0            | 0            |
| Hidro        | 798          | 817          | 850          |
| Solar        | 337          | 300          | 262          |
| Eólico       | 197          | 177          | 184          |
| Geotérmica   | 34           | 10           | 10           |
| <b>TOTAL</b> | <b>1.953</b> | <b>1.785</b> | <b>1.892</b> |

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

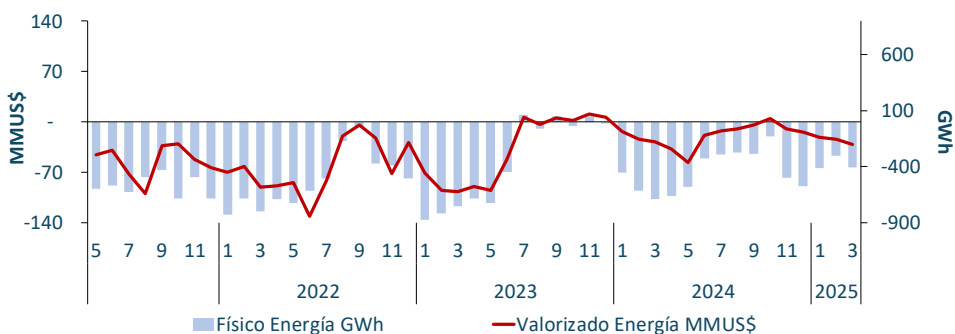
| CENTRAL       | Mar 2024 | Mar 2025 |
|---------------|----------|----------|
| Embalse Ralco | 67       | 86       |

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

| CENTRAL                                  | Mar 2024 | Mar 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)  | 59,0     | 49,5     |
| Taltal Diésel (Prom. I y II)             | 0,0      | 0,0      |
| Atacama Diésel (TG1A+TG1B+TV1C)          | 187,1    | 172,9    |

## TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Mar 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 1.892    |
| Total Retiros (GWh)          | 2.298    |
| Transf. Físicas (GWh)        | -406     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -32      |



**Empresa:**  
**COLBÚN**

## GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

| TECNOLOGÍA   | Mar 2024     | Feb 2025   | Mar 2025   |
|--------------|--------------|------------|------------|
| Diésel       | 1            | 2          | 3          |
| Carbón       | 211          | 22         | 116        |
| Gas Natural  | 321          | 300        | 408        |
| GNL          | 0            | 0          | 0          |
| Hidro        | 478          | 301        | 276        |
| Solar        | 48           | 40         | 42         |
| Eólico       | 0            | 83         | 91         |
| <b>Total</b> | <b>1.060</b> | <b>748</b> | <b>936</b> |

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

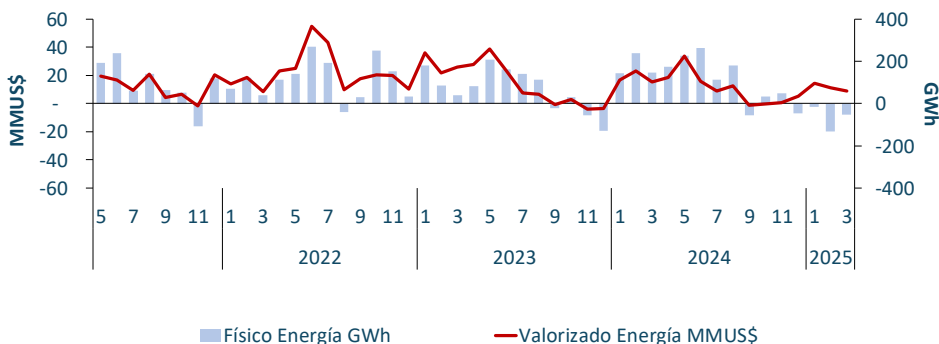
| CENTRAL        | Mar 2024 | Mar 2025 |
|----------------|----------|----------|
| Embalse Colbún | 68       | 89       |

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

| CENTRAL                                 | Mar 2024 | Mar 2025 |
|-----------------------------------------|----------|----------|
| Santa María                             | 63,8     | 70,6     |
| Nehuenco GNL_A (TG1+TV1, Prom. I y II)  | 102,5    | 102,5    |
| Nehuenco GN_A (TG1+TV1, Prom. I y II)   | 60,0     | 53,5     |
| Nehuenco Diesel (TG1+TV1, Prom. I y II) | 180,3    | 180,3    |

## TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

| ÍTEM                         | Mar 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 936      |
| Total Retiros (GWh)          | 989      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -53      |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 8,73     |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

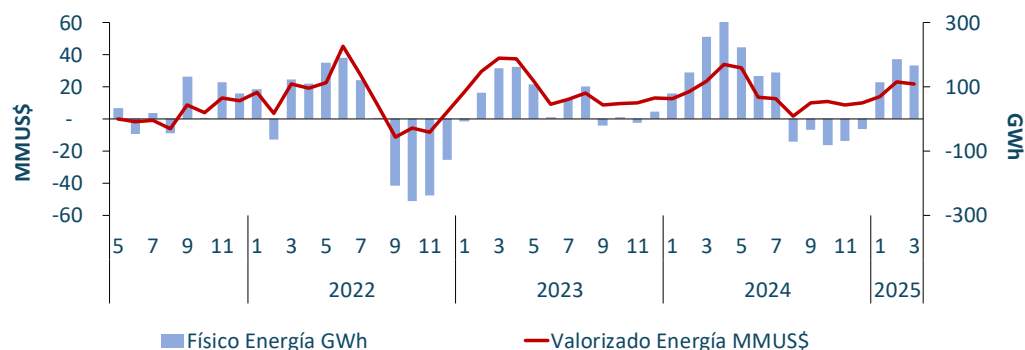
| TECNOLOGÍA   | Mar 2024   | Feb 2025   | Mar 2025   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 0          |
| Carbón       | 747        | 569        | 670        |
| Gas Natural  | 0          | 0          | 0          |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 112        | 124        | 112        |
| Solar        | 9          | 34         | 42         |
| Eólico       | 63         | 55         | 58         |
| <b>Total</b> | <b>931</b> | <b>782</b> | <b>883</b> |

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

| CENTRAL                | Mar 2024 | Mar 2025 |
|------------------------|----------|----------|
| N. Ventanas y Campiche | 72,1     | 76,5     |
| Angamos (prom. 1 y 2)  | 69,2     | 57,3     |
| Norgener (prom. 1 y 2) | 169,2    | 0,0      |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

| ÍTEM                         | Mar 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 883      |
| Total Retiros (GWh)          | 716      |
| Transf. Físicas (GWh)        | 167      |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 22       |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

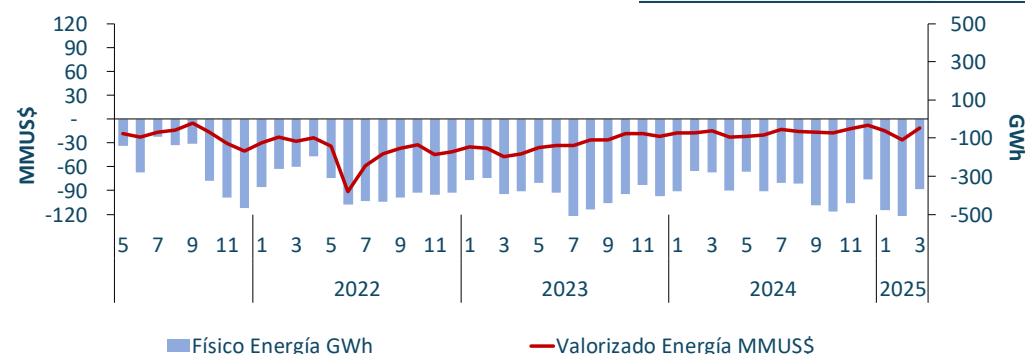
| TECNOLOGÍA   | Mar 2024   | Feb 2025   | Mar 2025   |
|--------------|------------|------------|------------|
| Diésel       | 0          | 0          | 0          |
| Carbón       | 155        | 69         | 286        |
| Gas Natural  | 188        | 94         | 105        |
| GNL          | 0          | 0          | 0          |
| Hidro        | 7          | 4          | 6          |
| Solar        | 81         | 49         | 49         |
| Eólico       | 29         | 65         | 67         |
| <b>Total</b> | <b>459</b> | <b>282</b> | <b>513</b> |

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

| CENTRAL                       | Mar 2024 | Mar 2025 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Andina Carbón                 | 85,1     | 63,5     |
| Mejillones Carbón             | 180,0    | 180,0    |
| Tocopilla GNL_A (U16-TG1+TV1) | 30,2     | 50,2     |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

| ÍTEM                         | Mar 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 513      |
| Total Retiros (GWh)          | 881      |
| Transf. Físicas (GWh)        | -369     |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | -11      |



#### GENERACIÓN POR FUENTE (GWh)

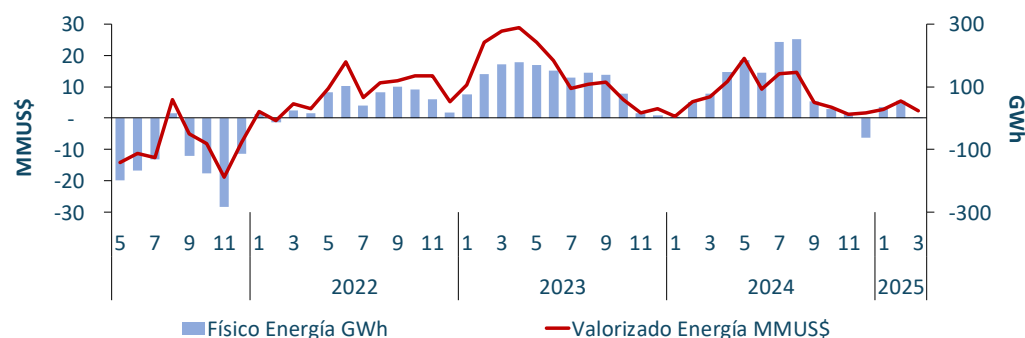
| TECNOLOGÍA   | Mar 2024  | Feb 2025  | Mar 2025  |
|--------------|-----------|-----------|-----------|
| Diésel       | 0         | 14        | 13        |
| Carbón       | 0         | 0         | 0         |
| Gas Natural  | 0         | 0         | 0         |
| GNL          | 95        | 51        | 4         |
| Hidro        | 0         | 0         | 0         |
| Solar        | 0         | 0         | 0         |
| Eólico       | 0         | 0         | 0         |
| <b>Total</b> | <b>95</b> | <b>64</b> | <b>17</b> |

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

| CENTRAL                       | Mar 2024 | Mar 2025 |
|-------------------------------|----------|----------|
| Kelar GNL_A (TG1 + TG2 + TV)  | 100,6    | 74,8     |
| Kelar Diesel (TG1 + TG2 + TV) | 144,5    | 132,6    |

#### TRANSFERENCIA DE ENERGIA

| ÍTEM                         | Mar 2025 |
|------------------------------|----------|
| Total Generación (GWh)       | 17       |
| Total Retiros (GWh)          | 16       |
| Transf. Físicas (GWh)        | 1        |
| Transf. Valorizadas (MMUS\$) | 2        |



## 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 marzo de 2025, es de 96 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de oferta (ver Tabla 4.1).

En la Tabla 4.2 se muestran los precios de licitación promedios de algunas empresas distribuidoras, utilizando como referencia la barra de oferta. Se observa que actualmente CGE y Enel acceden 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 marzo 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                              | 116                             | 7.598                |
| ENEL GENERACIÓN                   | 67                              | 5.936                |
| ENDESA                            | 103                             | 4.125                |
| El Campesino                      | 114                             | 4.022                |
| ACCIONA                           | 101                             | 1.111                |
| COLBÚN                            | 83                              | 1.000                |
| Abengoa                           | 152                             | 955                  |
| IBEREÓLICA CABO LEONES II S.A.    | 63                              | 861                  |
| Aela Generación S.A.              | 98                              | 859                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Caman)            | 51                              | 640                  |
| HUEMUL ENERGÍA (Coihue)           | 52                              | 640                  |
| PANGUIPULLI                       | 122                             | 165                  |
| CONDOR ENERGÍA (Esperanza)        | 57                              | 530                  |
| CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)         | 56                              | 463                  |
| CONDOR ENERGÍA (Tchamma)          | 53                              | 441                  |
| San Juan SpA.                     | 136                             | 422                  |
| WPD MALLECO (Malleco)             | 66                              | 398                  |
| Pelumpén S.A.                     | 108                             | 349                  |
| PUELCHÉ SUR EÓLICA                | 58                              | 287                  |
| SONNEDIX COX                      | 70                              | 265                  |
| Iberecoica Cabo Leones I S.A.     | 119                             | 196                  |
| WPD MALLECO (Malleco II)          | 66                              | 192                  |
| Otros                             | 101                             | 1.563                |
| <b>Precio Medio de Licitación</b> | <b>96</b>                       | <b>33.015</b>        |

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

**Tabla 4.2:**

**Precio medio de licitación indexado a marzo 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           | 93                              | 12.381               |
| CGE Distribución            | 94                              | 9.354                |
| Chilquinta                  | 98                              | 2.670                |
| SAESA                       | 95                              | 2.146                |
| <b>Precio Medio Muestra</b> | <b>94</b>                       | <b>26.551</b>        |

\* Todos los procesos hasta la fecha indexados al 3/2025, ponderado por energía contratada del año 2025

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

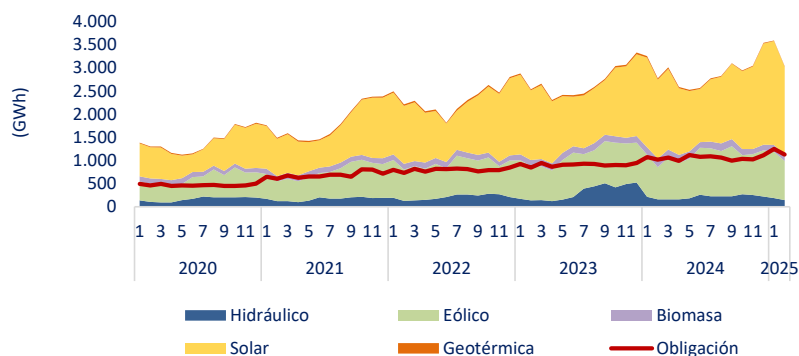
De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) publicado con datos de febrero 2025 los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 6.130 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 1.128 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante febrero fue igual a 3.036 GWh, es decir, se superó en un 169% la obligación ERNC.

La mayor fuente ERNC corresponde al aporte solar que representa un 63% (1.900 GWh) seguido por el aporte eólico con un 28% (847 GWh), luego los aportes de tipo hidráulico con un 5% (143 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 5% (138 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 1% (8 GWh).

Durante febrero de 2025 se registró 411,5 GWh de energía solar y eólica vertida, lo que refleja una disminución del -35,8% con respecto a enero de 2025 (641,4 GWh) y una disminución del -4,2% con respecto a febrero del 2024 (429,5 GWh), ver Figura 5.2.

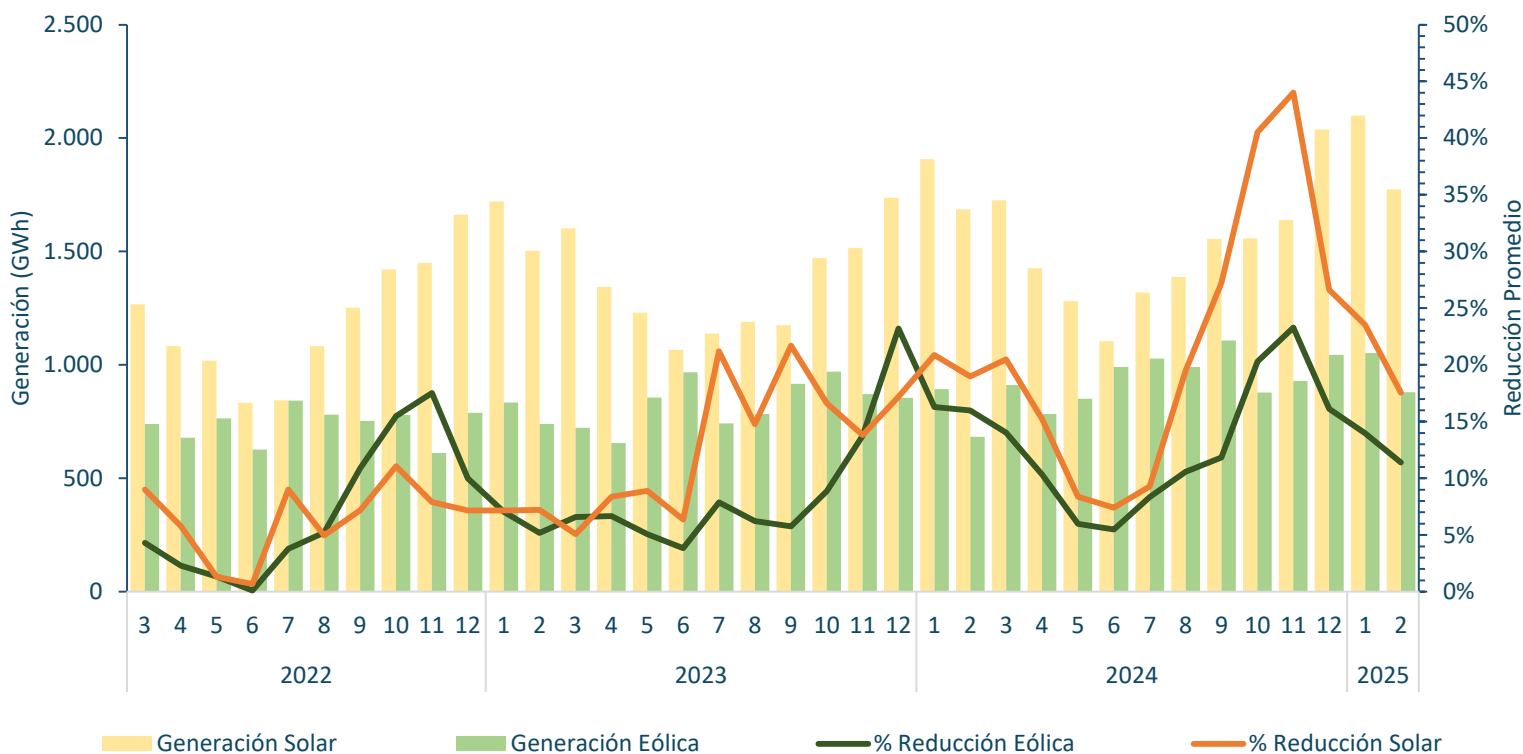
**Figura 5.1:**  
**Generación ERNC histórica reconocida**

Fuente: CEN



**Figura 5.2:**  
**Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico**

Fuente: CEN



## 6.

## EXPANSIÓN DEL SISTEMA

## PLAN DE OBRAS

De acuerdo con la RE N°152 CNE (31-03-2025) que declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción, se espera la entrada de 3.851 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. De estos, 21% corresponde a tecnología solar (828 MW), un 1% a tecnología eólica (34 MW), un 1% de tecnología hidráulica (49 MW), un 16% de tecnología solar con BESS (622 MW), un 55% de tecnología BESS (2.118 MW) y un 5% 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<br>NETA (MW) |
|------------------------------------|------------------|--------------|-----------------------|
|                                    | DE INTERCONEXION | TECNOLOGIA   |                       |
| Planta Fotovoltaica Aurora Solar   | mar-25           | Solar        | 187,0                 |
| PFV Gabriela + BESS                | abr-25           | Solar + BESS | 220,0                 |
| Quillagua II PV + BESS             | abr-25           | Solar        | 105,0                 |
| Andes III (Etapa 1)                | may-25           | Solar        | 175,9                 |
| CH Los Lagos                       | jul-25           | Hidráulica   | 48,7                  |
| 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                  |
| BESS Luz del Norte                 | mar-25           | BESS         | 141,0                 |
| Stand Alone VR1 y VR2              | mar-25           | BESS         | 60,0                  |
| BESS Quillagua II                  | abr-25           | BESS         | 105,0                 |
| BESS Andes III (Etapa 1)           | may-25           | BESS         | 171,3                 |
| BESS Tocopilla                     | jun-25           | BESS         | 116,0                 |
| 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                  |
| BESS Estepa Solar                  | feb-26           | BESS         | 188,0                 |
| BESS Arica II                      | feb-26           | BESS         | 30,0                  |
| BESS Elena Fase I                  | feb-26           | BESS         | 485,0                 |
| <b>Capacidad próximos 12 meses</b> |                  |              | <b>3.850,6</b>        |

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 marzo de 2025, totalizan 16.809 MW con una inversión de MMUS\$ 22.767, mientras que los proyectos aprobados históricos totalizan 86.915 MW con una inversión de MMUS\$ 144.957 (ver Tabla 7.1).

Durante el mes de marzo, 6 proyectos entraron en calificación aportando una capacidad de 966 MW, de los cuales destacan el Parque Híbrido Eólico y Solar Viento de Taltal de 539 MW ubicado en Taltal (Región de Antofagasta), el Parque Fotovoltaico Monterrico Solar de 200 MW ubicado en Chillán (Región de Ñuble) y el Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica tipo BESS "Camarones" de 200 MW ubicado en Coquimbo.

En este mes se aprobaron 5 proyectos: 3 solares (118 MW), 1 híbrido solar y baterías (49 MW) y 1 diésel (9 MW). Por último, se desistió un proyecto híbrido eólico y solar (518 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                  | 3.338           | 4.492              | 16.309        | 27.471             |
| Hidráulica              | 0               | 0                  | 3.926         | 6.654              |
| Solar                   | 4.032           | 5.286              | 42.599        | 68.086             |
| Gas Natural             | 240             | 0                  | 7.266         | 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)  | 1.189           | 1.248              | 2.322         | 2.064              |
| Híbrido (Solar + BESS)  | 6.053           | 8.762              | 1.470         | 2.796              |
| Híbrido (Eólico + BESS) | 1.757           | 2.628              | 688           | 1.106              |
| Almacenamiento          | 200             | 350                | 50            | 160                |
| <b>Total</b>            | <b>16.809</b>   | <b>22.767</b>      | <b>86.915</b> | <b>144.957</b>     |

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

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



- CNE abrió proceso de licitación de estudio para avanzar en el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional a un mercado de ofertas ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°151 de 2025 que aprueba capítulo de Programación de la Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°155 de 2025 que aprueba resolución sobre el mecanismo de revisión del valor de inversión adjudicado ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°156 de 2025 que aprueba resolución sobre el mecanismo de ejecución de obras necesarias y urgentes ([ver más](#)).
- La CNE publicó la Resolución Exenta N°180 de 2025 que aprueba informe técnico preliminar para la fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional de abril de 2025, correspondiente al segundo semestre de 2025 ([ver más](#)).

## MINISTERIO DE ENERGÍA



- Ministerio de Energía inició la consulta pública para cambiar el Reglamento de Coordinación y Operación, con propuestas relacionadas a PMGD, almacenamiento, mercado de corto plazo y conexión/desconexión de unidades generadoras ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T de 2024 ([ver más](#)) y N°1T de 2024 ([ver más](#)) que fijan los precios de nudo de corto plazo para el segundo semestre de 2024 y primer semestre de 2025, respectivamente.
- Se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T de 2025 que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución ([ver más](#)).
- Se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T de 2025 que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados correspondiente al Valor Agregado de Distribución 2020-2024 con toma de razón de la Contraloría ([ver más](#)).

## COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL



- Coordinador Eléctrico Nacional publicó procedimiento para supervisar licitaciones de obras de ampliación de transmisión ([ver más](#)).
- Coordinador Eléctrico Nacional inició licitación de 8 obras nuevas del sistema de transmisión Nacional y Zonal incluidas en los Decretos Exentos N°13 de 2025 y N°58 de 2024 ([ver más](#)).

## PANEL DE EXPERTOS

- El Panel de Expertos rechazó las discrepancias 47-2024 y 01-2025 presentadas por Evol Trading y Betel SpA contra el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) por la aplicación del régimen de costo marginal instantáneo del Decreto Supremo N°88 (DS N°88). Ambas empresas argumentaron que tenían derecho a regímenes previos (precio estabilizado del DS N°244 o PNCP), pero el Panel concluyó que el CEN aplicó correctamente la normativa. Por lo tanto, las solicitudes de las empresas fueron desestimadas.





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](mailto:rjimenez@systep.cl)

**Pablo Lecaros V.**

Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

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

**Rodrigo Vidal C.**

Ingeniero de Estudios

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

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

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

| RRSS

