

# Chile 2050 Hoja de Ruta para la Transición Energética

International  
Energy Agency

# INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

---

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 32 Member countries, 14 Association countries and beyond.

This publication, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

## **IEA Member countries:**

Australia  
Austria  
Belgium  
Canada  
Czech Republic  
Denmark  
Estonia  
Finland  
France  
Germany  
Greece  
Hungary  
Ireland  
Italy  
Japan  
Korea  
Latvia  
Lithuania  
Luxembourg  
Mexico  
Netherlands  
New Zealand  
Norway  
Poland  
Portugal  
Slovak Republic  
Spain  
Sweden  
Switzerland  
Republic of Türkiye  
United Kingdom  
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

## **IEA Accession countries:**

Brazil  
Chile  
Colombia  
Costa Rica  
Israel  
Romania

## **IEA Association countries:**

Argentina  
China  
Egypt  
India  
Indonesia  
Kenya  
Morocco  
Nigeria  
Senegal  
Singapore  
South Africa  
Thailand  
Ukraine  
Viet Nam

Este informe fue diseñado y dirigido por **Laura Cozzi**, Directora de Sostenibilidad, Tecnología y Perspectivas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Los autores principales y coordinadores del informe fueron **Stéphanie Bouckaert** y **Brent Wanner**. **Blandine Barreau** lideró las relaciones institucionales.

Los principales autores del informe de la AIE incluyen: **Julie Dallard** (electricidad), **Víctor García Tapia** (demanda), **Nicholas Salmon** (industria), **Eric Buisson** (minerales críticos), **Sangitha Harmsen** (edificaciones), **Brieuc Nerincx** (asequibilidad), **Vera O'Riordan** (transporte), **Amalia Pizarro** (hidrógeno) y **Max Schoenfish** (suministro de combustible).

Otras valiosas contribuciones fueron realizadas por **Oskaras Alšauskas**, **Lena Brun**, **María De Oliveira Laurin**, **Michael Drtil**, **Insa Handschuch**, **Jérôme Hilaire**, **Javier Jorquera Copier**, **Carolina Ladero**, **Alex Martinos**, **Michael McGovern**, **Luca Lo Ré**, **Mari Nishiumi**, **Silvia Saddi**, **Ors Sumeghy** y **Anthony Vautrin**.

**Audrey Forgues** proporcionó un apoyo esencial.

**Edmund Hosker** asumió la responsabilidad editorial. **Debra Justus** fue la correctora.

Miembros de la alta dirección y numerosos colegas dentro de la AIE ofrecieron comentarios y observaciones de gran valor. En particular: **Davide D'Ambrosio**, **Pablo Hevia-Koch**, **Joerg Husar**, **Tae-Yoon Kim**, **Tim Gould**, **Uwe Remme**, **Thomas Spencer** y **Daniel Wetzel**.

Gracias a la Oficina de Comunicaciones y Digital de la AIE por su ayuda en la elaboración del informe y los materiales para la página web. La Oficina del Asesor Jurídico de la AIE, la Oficina de Gestión y Administración y el Centro de Datos de Energía prestaron asistencia durante toda la preparación del informe.

El trabajo se llevó a cabo en estrecha colaboración con el Ministerio de Energía de Chile (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile). Un agradecimiento especial a **Isabella Villanueva García** (Jefa de la Unidad de Planificación y Cambio Climático), **Fernando Ortiz Toloza** (Jefe de la Oficina de Asuntos Internacionales), **Daniela Rodríguez Celis** (Coordinadora, Oficina de Asuntos Internacionales), **Matías Paredes Vergara**, **Pedro Rencoret Valdés**, **Ignacio Soto Morales**, **Alejandra Vargas Cáceres**, **Matilde Spoerer Verdún**, **Bárbara Eguiguren Ebensperger**, **Rubén Guzmán Quintana**, **Ignacio Cuevas González**. El informe también contó con la contribución de **María Angela Ruz Ocaranza** (Consejera de la Delegación Permanente de Chile ante la OCDE).

Una valiosa contribución al análisis fue proporcionada por **David Wilkinson** (consultor independiente).

El trabajo no habría podido realizarse sin el apoyo y la cooperación proporcionados a través del Programa de Transiciones de Energía Limpia de la AIE; en particular, este informe ha sido elaborado con la ayuda financiera de la Unión Europea.

La traducción del reporte al español se benefició de los aportes de **Lisette Dávila**, **Víctor García Tapia**, **Paul Barraqué**, **Alejandra Bernal-Guzmán**, y **Amalia Pizarro**.

## Revisores por pares

Muchos altos funcionarios gubernamentales y expertos aportaron comentarios y revisaron los borradores preliminares del informe. Sus comentarios y sugerencias fueron de gran valor. Incluyen:

|                                |                                                                        |
|--------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Daniel Águila Soto             | Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)                   |
| Harmeet Bawa                   | Hitachi Energy                                                         |
| Álvaro Baeza                   | Consejo Minero                                                         |
| Carlos Benavides               | Centro de Energía, Universidad de Chile                                |
| Isabella Boese                 | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)          |
| Diego Bórquez                  | Corporación Financiera Internacional                                   |
| Javier Bustos Salvagno         | Asociación Comercial de Clientes de Electricidad No Regulados (ACENOR) |
| Hernán Cáceres Venegas         | Instituto Nacional de Litio y Llanuras Salares (INLiSA)                |
| José Canales                   | Superintendencia de Electricidad y Combustibles                        |
| Vincenzo Conforti              | Glencore                                                               |
| Francisco Dall'Orso León       | Ministerio de Minería                                                  |
| Francisco Donoso Rojas         | COCHILCO                                                               |
| Carlos José Echevarría Barbero | Banco Interamericano de Desarrollo                                     |
| Felipe Feijoo                  | Universidad Pontificia Católica de Valparaíso                          |
| Marina Gil Sevilla             | CEPAL                                                                  |
| Mauricio González Solís        | CORFO                                                                  |
| José Inostroza Avaria          | Ministerio de Minería                                                  |
| Christoff Janse van Vuuren     | InvestChile                                                            |
| José Joaquín Jara              | Pontificia Universidad Católica de Chile                               |
| Bruno Julien-Malvy             | Comisión Europea                                                       |
| Sara Larraín                   | Chile Sustentable                                                      |
| Anthony Mauricio León Guzmán   | CEPAL                                                                  |
| Constanza Meneses Santa Cruz   | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)          |
| Juan Mériches Riveros          | Empresas Eléctricas                                                    |
| Fabián Olave                   | Superintendencia de Electricidad y Combustibles                        |
| Davide Puglielli               | ENEL                                                                   |
| Ignacio Rivas                  | Centro de Movilidad Sostenible (CMS)                                   |
| Mauricio Riveros Rodríguez     | Invest Chile                                                           |
| Claudia Rodríguez Lagos        | COCHILCO                                                               |
| Félix Rojas Lobos              | Pontificia Universidad Católica de Chile                               |

|                        |                                               |
|------------------------|-----------------------------------------------|
| Enzo Sauma Santis      | Pontificia Universidad Católica de Chile      |
| Carlos Silva Landeros  | Ministerio de Minería                         |
| Claudio Tapia Balboa   | PNUD                                          |
| Javier Tapia           | Asociación Chilena de Empresas de Transmisión |
| Assunta Testa          | Delegación de la Unión Europea en Chile       |
| Rodrigo Urquiza Caroca | Ministerio de Minería                         |
| Pedro Urzúa Frei       | ENEL Chile                                    |
| Camila Vivanco Vargas  | InvestChile                                   |

El trabajo refleja las opiniones de la Secretaría de la Agencia Internacional de la Energía, pero no refleja necesariamente las de los países miembros individuales de la AIE ni de ningún financiador, patrocinador o colaborador en particular. Ningún miembro de la AIE ni ningún financiador, apoyo o colaborador que haya contribuido a este trabajo hace representación o garantía alguna, expresa o implícita, respecto al contenido de la obra (incluida su integridad o exactitud) y no se hará responsable de ningún uso o confianza en la obra.

Ni este documento ni cualquier mapa incluido en él prejuzgan el estatus ni la soberanía sobre ningún territorio, la delimitación de fronteras y límites internacionales ni el nombre de cualquier territorio, ciudad o área.

**Se aceptan comentarios y preguntas, que deben dirigirse a:**

Stéphanie Bouckaert y Brent Wanner

Dirección de Sostenibilidad, Tecnología y Perspectivas

Agencia Internacional de la Energía

9, rue de la Fédération

75739 Cedex de París 15

Francia

Correo electrónico: [weo@iea.org](mailto:weo@iea.org)



|                        |    |
|------------------------|----|
| Agradecimientos .....  | 3  |
| Resumen ejecutivo..... | 9  |
| Introducción.....      | 15 |

## **1 El sector energético de Chile hoy 19**

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1 Vista general y contexto socioeconómico .....                      | 21 |
| 1.2 Vista general de la matriz energética actual y las emisiones ..... | 24 |
| 1.2.1 Demanda total de energía.....                                    | 24 |
| 1.2.2 Emisiones y contaminación del aire .....                         | 25 |
| 1.2.3 Consumo final total .....                                        | 27 |
| 1.2.4 Sector eléctrico .....                                           | 32 |
| 1.3 Desarrollos en la política energética .....                        | 37 |

## **2 Transición energética para 2050: análisis sector por sector 41**

|                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 Introducción .....                                          | 43 |
| 2.2 Pilares clave del Escenario de Compromisos Anunciados ..... | 43 |
| 2.3 Demanda energética .....                                    | 46 |
| 2.4 Sectores de uso final .....                                 | 49 |
| 2.4.1 Sector industrial .....                                   | 50 |
| 2.4.2 Sector del transporte .....                               | 57 |
| 2.4.3 Sector de edificaciones .....                             | 63 |
| 2.5 Sector eléctrico.....                                       | 71 |
| 2.5.1 Demanda eléctrica .....                                   | 71 |
| 2.5.2 Suministro eléctrico .....                                | 72 |
| 2.6 Suministro de combustibles fósiles .....                    | 86 |

## **3 Implicaciones de la trayectoria de transición energética 89**

|                                                                                         |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1 Introducción .....                                                                  | 91  |
| 3.2 Trayectoria de emisiones netas cero en el Escenario de Compromisos Anunciados ..... | 91  |
| 3.3 Necesidades de inversión .....                                                      | 93  |
| 3.4 Transición justa .....                                                              | 99  |
| 3.4.1 Asequibilidad.....                                                                | 101 |
| 3.4.2 Empleo .....                                                                      | 103 |

|       |                                                      |     |
|-------|------------------------------------------------------|-----|
| 3.5   | Seguridad energética.....                            | 106 |
| 3.5.1 | Alejándose de la dependencia de la importación ..... | 106 |
| 3.5.2 | Seguridad eléctrica.....                             | 107 |
| 3.6   | Contaminación del aire .....                         | 109 |

## 4 **Temas emergentes** **113**

|       |                                                                                                                           |     |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1   | Introducción .....                                                                                                        | 115 |
| 4.2   | Hidrógeno de bajas emisiones .....                                                                                        | 115 |
| 4.2.1 | Ventajas competitivas para desarrollar la producción de hidrógeno de bajas emisiones en Chile .....                       | 117 |
| 4.2.2 | Los combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones en Chile podrían desbloquear un gran mercado de exportación..... | 120 |
| 4.2.3 | Estimulación de la demanda interna.....                                                                                   | 123 |
| 4.3   | Minerales críticos para la transición energética.....                                                                     | 132 |
| 4.3.1 | Perspectivas globales .....                                                                                               | 132 |
| 4.3.2 | Perspectivas para la producción de minerales críticos en Chile.....                                                       | 134 |
| 4.3.3 | Oportunidades de exportación y nuevos mercados .....                                                                      | 137 |
| 4.3.4 | Impactos ambientales y gestión.....                                                                                       | 140 |
| 4.4   | Resiliencia climática en el sector energético.....                                                                        | 143 |
| 4.4.1 | Resiliencia climática en el sector energético.....                                                                        | 143 |
| 4.4.2 | Vista general de las condiciones climáticas en Chile: tendencias recientes y proyecciones.....                            | 145 |
| 4.4.3 | Impactos de los peligros naturales y el cambio climático en el sistema eléctrico de Chile .....                           | 147 |
| 4.4.4 | Potenciar la resiliencia .....                                                                                            | 152 |

## Annexes

|          |                       |     |
|----------|-----------------------|-----|
| Annex A. | Tablas de datos ..... | 157 |
| Annex B. | Políticas .....       | 167 |
| Annex C. | Definiciones.....     | 173 |
| Annex D. | Referencias .....     | 195 |

### *La dotación de recursos naturales de Chile es clave para su crecimiento y para la seguridad energética global*

**Chile ha seguido una trayectoria sostenida de crecimiento económico y reducción de la pobreza.** Su economía ha crecido de manera constante a una tasa promedio anual del 2,6% desde 2010. La minería sigue siendo la columna vertebral de la economía, dónde el cobre y las industrias relacionadas representan alrededor del 50% de los ingresos por exportaciones y el 12% del PIB. Los esfuerzos de diversificación han incrementado las exportaciones de productos agrícolas, vino, productos forestales y mariscos, pero la minería continúa dominando el panorama económico de Chile. Si bien esta dependencia expone a Chile a los ciclos de las materias primas globales, también posiciona al país para beneficiarse del aumento de la demanda de minerales críticos esenciales para las tecnologías de energía limpia.

**Chile posee recursos notables de energías renovables y minerales críticos; la forma en que se utilicen dará forma al futuro del país.** Su geografía única —que se extiende más de 4.300 km de norte a sur— le otorga un potencial excepcional en energías renovables. El Desierto de Atacama cuenta con algunos de los niveles de irradiación solar más altos del mundo, mientras que la región de Magallanes ofrece recursos eólicos que están entre los mejores disponibles a nivel global. Chile se encuentra entre los principales productores mundiales de minerales críticos, con aproximadamente una quinta parte del suministro de litio, casi una cuarta parte del cobre y es el segundo mayor productor de molibdeno. Estos recursos minerales, combinados con recursos de energía solar y eólica de clase mundial, posicionan bien a Chile para desempeñar un papel clave en múltiples cadenas de suministro.

**Chile ya logró avances significativos en su transición energética.** La proporción de fuentes de bajas emisiones en la demanda total de energía aumentó del 24% en 2010 al 38% en 2024, debido en gran parte al retiro de centrales eléctricas a carbón y al rápido despliegue de energía solar fotovoltaica y eólica, que proporcionan más del 34% de la generación eléctrica. Sin embargo, la economía sigue dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles; Chile gastó 14 mil millones de dólares en importaciones de combustibles fósiles en 2024.

### *Un camino hacia la transición energética a largo plazo*

La Agencia Internacional de Energía (AIE) preparó este informe a solicitud del Gobierno de Chile para establecer una hoja de ruta para el sector energético como parte del cumplimiento del objetivo de emisiones netas cero de Chile para 2050. Se produjo en estrecha colaboración con el Ministerio de Energía de Chile y está diseñado para servir como insumo para la elaboración de la próxima Planificación Energética de Largo Plazo de Chile (PELP 2028-2032). Este informe se basa en las capacidades de modelización y análisis de la AIE para evaluar lo que se necesita para reducir las emisiones relacionadas con la energía y alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Se basa en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS), en el que Chile y los demás países cumplen sus objetivos anunciados de emisiones netas cero a largo plazo.

**El sector energético representa tres cuartas partes de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en Chile.** Las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía alcanzaron su punto máximo en 2019 con 94 Mt y desde entonces han caído más del 20% hasta 72 Mt en 2024. La Ley Marco de Cambio Climático de Chile (2022) consagra un objetivo legalmente vinculante de neutralidad de carbono para 2050, reforzado por la actualización de su Contribución Nacionalmente Determinada.

### *Cumplir con la ambición de transición de Chile depende de cuatro pilares clave*

Satisfacer la creciente demanda de servicios energéticos, al tiempo que se suministran bienes y servicios a los mercados globales, se reducen las emisiones y se mejora la resiliencia del sistema energético, es un desafío mayor para Chile y requiere una inversión sustancial en todo el sistema energético. El éxito depende de cuatro pilares: mejorar la eficiencia energética, descarbonizar la generación eléctrica, electrificar los usos finales y desarrollar redes resilientes.

**La eficiencia energética es una de las herramientas más costo-eficientes para la reducción de emisiones.** En el APS, la intensidad energética final disminuye un 20% para 2035 y un 45% para 2050. El uso eficiente de materiales en la industria, la eficiencia del combustible en el transporte y los estándares de eficiencia efectivos para envoltorios de edificios y electrodomésticos ahorran dinero a los hogares y ayudan a reducir las importaciones de combustibles fósiles de 14 mil millones de dólares en 2024 a 10 mil millones en 2035 y a 3 mil millones a 2050. La inversión anual en los sectores de usos finales supera los 3 mil millones de dólares, siete veces el promedio registrado en 2015-2024, con la mayoría dirigida a eficiencia energética y electrificación, especialmente en el sector de transportes.

**El sector eléctrico está en el centro de los planes de descarbonización.** Las energías renovables ya representan cerca del 70% de la generación eléctrica en Chile. En el APS, la proporción de renovables aumenta rápidamente y más del 95% de la electricidad se genera a partir de fuentes de bajas emisiones para 2035. La energía solar fotovoltaica y eólica representan la mayor parte de las nuevas adiciones de capacidad, apoyadas por almacenamiento y recursos flexibles para garantizar la confiabilidad. La intensidad de emisiones de la generación eléctrica cae de 189 g CO<sub>2</sub>/kWh hoy a sólo 29 g CO<sub>2</sub>/kWh para 2035. Esta transformación se basa en un aumento de la inversión anual en el sector eléctrico de 3,5 mil millones de dólares en 2024 a 8 mil millones para 2035.

**La electrificación del transporte, de la minería y de la calefacción es esencial para reducir emisiones y mejorar la calidad del aire.** En el APS, la proporción de electricidad en el consumo final total crece del 23% actual al 55% en 2050, lo que se traduce en 80 TWh adicionales para 2050. El transporte representa actualmente el 60% del consumo de petróleo en Chile. Esto cambia en el APS, que prevé que las ventas de vehículos eléctricos (VE) alcancen casi el 100% para 2035, en línea con la Estrategia Nacional de Electromovilidad. En la industria, las empresas mineras están reemplazando el equipo móvil minero por

alternativas eléctricas e hidrógeno. Por ejemplo, la mina Escondida —la mayor productora de cobre del mundo— planea reemplazar completamente su flota de camiones por alternativas eléctricas para 2033. En el sector de edificios, la demanda de energía para calefacción de espacios se reduce a menos de la mitad para 2050 en el APS, a medida que las bombas de calor y el mejor aislamiento se generalizan.

**Las redes modernas y resilientes forman la columna vertebral de la transición.** En el APS, la longitud de la red se expande un 40% para 2035 y más que se triplica para 2050, alcanzando los 700.000 km, mientras que el incremento de la digitalización, automatización y almacenamiento apoyan la integración de renovables variables. Lograr esto requiere una inversión sustancial; la inversión anual promedio total hasta 2035 en redes eléctricas se proyecta que supere los 1.000 millones de dólares, el doble de los niveles recientes.

**Construir resiliencia en los sistemas eléctricos es esencial a medida que se intensifican los riesgos climáticos.** Alrededor del 30% de la red eléctrica de Chile se encuentra en áreas propensas a incendios forestales al menos cada diez años, y las sequías prolongadas amenazan la producción hidroeléctrica. Las medidas de adaptación —como el soterramiento de líneas, la gestión de la vegetación y el despliegue de tecnologías avanzadas de red— pueden reducir los riesgos de cortes. La inversión en resiliencia implica costos iniciales, pero reduce los gastos de recuperación y mejora la confiabilidad del sistema.

### *Una transición energética justa*

**Una transición energética asequible está al alcance.** En el APS, los costos totales del sistema eléctrico por unidad caen un 15% entre 2024 y 2035, incluso cuando la inversión en el sector eléctrico aumenta. Las facturas de energía de los hogares disminuyen en más del 50% para 2050 en comparación con hoy, gracias a la electrificación y las mejoras en eficiencia. A pesar de estos ahorros, los altos costos iniciales de algunas tecnologías de energía limpia siguen siendo una barrera para su adopción, especialmente para los hogares de bajos ingresos. Se requieren políticas e incentivos adicionales, como medidas para reducir los costos de financiamiento, para hacer que estas tecnologías sean más asequibles y accesibles.

**La transición energética mejora la calidad del aire.** La contaminación atmosférica es uno de los desafíos ambientales y de salud pública más apremiantes de Chile, y es responsable de unas 5.000 muertes prematuras cada año, lo que representa más del doble que las muertes por accidentes de tráfico. Alrededor de la mitad de los hogares en Chile con necesidades de calefacción utilizan bioenergía, que representa más de tres cuartas partes de la demanda residencial de calefacción. Para 2050, el consumo de bioenergía para calefacción residencial cae un 65% en el APS, gracias a un uso más eficiente de la bioenergía y un aumento significativo de la calefacción eléctrica, lo que ayuda a reducir las emisiones de material particulado fino y las muertes prematuras relacionadas con la contaminación del aire.

**Una transición sostenible depende de garantizar la disponibilidad de agua para todos los usos.** La desalinización se utiliza cada vez más para satisfacer los requerimientos de agua industriales y domésticos, especialmente en el norte de Chile, donde se concentran los

yacimientos de cobre y litio. Los cambios en el clima y el aumento de las necesidades de agua hacen que se espere que la capacidad de desalinización aumente 2,5 veces para 2035. La ósmosis inversa y otras tecnologías de desalinización electrificadas basadas en membranas son hasta diez veces más eficientes que otras tecnologías.

**Chile cuenta con una sólida planificación energética y representa un modelo para otras economías que buscan reducir emisiones.** Sus planes de transición justa buscan lograr ambiciosos objetivos climáticos junto con el crecimiento económico, e incorporan el diseño de políticas, marcos de mercado y la participación de las partes interesadas. La Estrategia Integral de Transición Energética Justa en Chile respalda su política de eliminación del carbón con el objetivo de minimizar el impacto socioeconómico en las comunidades que actualmente tienen centrales eléctricas a carbón y puertos que manejan carbón.

### *La transición energética ofrece oportunidades para un mayor crecimiento económico*

**Para 2040, el valor total de la producción de minerales críticos de Chile podría superar los 100 mil millones de dólares, lo que representa una quinta parte del total mundial.** Chile es el mayor productor mundial de cobre y uno de los mayores productores de litio. El cobre es esencial para las redes eléctricas, los sistemas de energía renovable y los vehículos eléctricos, mientras que el litio es un componente clave en las baterías que alimentan los vehículos eléctricos y almacenan energía renovable. Juntos, estos minerales son fundamentales para muchos aspectos de la economía global. En el APS, la demanda global de cobre aumenta un 30% para 2035 y un 50% para 2050, mientras que la demanda de litio se cuadruplica y se multiplica por siete, respectivamente. Sin la adición de nuevos proyectos más allá de los ya planificados, la producción de cobre en Chile podría alcanzar su punto máximo y la producción de litio podría estabilizarse a principios de la década de 2030. A pesar de esto, Chile está encaminado a seguir siendo un productor clave de cobre y litio a largo plazo en un mundo de demanda creciente.

**Hay oportunidades para que Chile apoye la innovación tecnológica para reforzar su papel en la cadena de suministro de minerales críticos.** La Estrategia Nacional del Litio busca avanzar en la cadena de valor y establecer capacidades nacionales de refinado y de fabricación de baterías. Hay potenciales sinergias entre la producción de cobre y litio en Chile y proyectos mineros en otras partes de América Latina, dado que el proceso de fabricación de muchas tecnologías energéticas clave requiere más de un mineral crítico. Estas sinergias podrían impulsar la creación de valor compartido a nivel regional.

### *Nuevas oportunidades para la exportación de hidrógeno*

**Los recursos renovables excepcionales de Chile hacen que el país esté muy bien posicionado para convertirse en un proveedor competitivo de hidrógeno de bajas emisiones.** Existe potencial para que el hidrógeno de bajas emisiones desempeñe un papel clave en la descarbonización del transporte marítimo, la aviación y la industria pesada a nivel

mundial, al proporcionar una alternativa limpia a los combustibles fósiles en sectores difíciles de electrificar. Aprovechar tanto los recursos de CO<sub>2</sub> biogénico de Chile como el potencial de hidrógeno de bajas emisiones podría permitirle convertirse en un proveedor competitivo de combustibles sintéticos. En el APS, el hidrógeno electrolítico genera 6 mil millones de dólares en ingresos por exportaciones para Chile en 2035 y 13 mil millones para 2050.

**Desarrollar la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones ayudaría a escalar la producción y facilitar las exportaciones.** La mayoría de los proyectos anunciados de hidrógeno de bajas emisiones en Chile se han diseñado con la expectativa de futuras oportunidades de exportación ante la limitada demanda interna. Un mayor despliegue de hidrógeno en Chile ayudaría a respaldar la producción y facilitar las exportaciones. Hay potencial para utilizar hidrógeno en Chile para la producción de metanol, refinación de petróleo, transporte y camiones pesados y equipos móviles utilizados en la minería. Además de las industrias existentes, el hidrógeno podría utilizarse para estimular la producción local de amoníaco para fertilizantes y explosivos mineros, reduciendo la necesidad de importar amoníaco y sus derivados. En el APS, el amoníaco producido electrolíticamente en Chile es competitivo con las tecnologías convencionales para 2035 en algunas regiones del país.

### *El camino hacia las emisiones netas cero está en manos de los responsables de política pública en Chile*

**La transición modelada en el APS para Chile establece una hoja de ruta, no la única, para reducir las emisiones relacionadas con la energía en apoyo del objetivo de emisiones netas cero.** En el APS, las emisiones relacionadas con la energía caen de 72 Mt CO<sub>2</sub> en 2024 a 51 Mt CO<sub>2</sub> en 2035 y 16 Mt CO<sub>2</sub> en 2050. Esto representa una contribución importante a su objetivo de emisiones netas cero para 2050, aunque significa que lograr emisiones netas cero para 2050 en general depende de compensaciones fuera del sector energético, alineadas con la reducción proyectada de gases de efecto invernadero de Chile para alcanzar el objetivo de neutralidad de carbono en la Ley Marco de Cambio Climático.

**La mejora continua de los planes energéticos a largo plazo, la ejecución oportuna de proyectos de redes y renovables, y medidas audaces para movilizar inversiones son cruciales para el éxito.** Las decisiones que se tomen determinarán si Chile estará en caminado a lograr la meta de emisiones netas cero mientras aumenta las exportaciones y reduce los costos energéticos con el tiempo.



## Propósito y alcance

La *Hoja de Ruta para la Transición Energética Chile 2050* busca ofrecer a los actores chilenos e internacionales un esquema claro de cómo Chile puede lograr emisiones netas cero para 2050, establecido en su Ley Marco de Cambio Climático en 2022. Este informe establece una posible senda para el sector energético chileno, en línea con el objetivo global del país para 2050 y con las acciones e inversiones necesarias. Se basa en datos, modelado y análisis de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), y está destinada a servir de insumo para la elaboración de la próxima Planificación Energética de Largo Plazo de Chile (PELP 2028-2032).

La senda establecida en este informe no es la única posible para que Chile alcance emisiones netas cero en su economía. Como ocurre con otras posibles sendas, depende de supuestos sobre la implementación de políticas, el despliegue tecnológico, el desarrollo de infraestructuras, las dinámicas macroeconómicas y los precios de la energía. Estos factores dependen tanto de los desarrollos globales más amplios como de lo que ocurra en Chile. Por ejemplo, el despliegue de tecnologías de energía limpia en Chile se verá afectado por los costes tecnológicos, y estos a su vez estarán influenciados por el ritmo al que se desplieguen ciertas tecnologías en otros países.

La senda que se discute en este informe se basa en el análisis de escenarios. Tiene en cuenta las circunstancias nacionales y regionales de Chile los análisis actualizados de los mercados globales de combustibles y tecnologías, el reconocimiento de las prioridades estratégicas de Chile y una evaluación y análisis rigurosos de los principales motores de su demanda de servicios energéticos.

## Metodología y enfoque de la modelación

Este informe se basa en tres escenarios que se han modelado utilizando la última versión del Modelo Global de Energía y Clima (GEC-M) de la AIE.<sup>1</sup> La modelación para este informe se realizó en el contexto de la preparación del *IEA World Energy Outlook-2025* (AIE, 2025a) y, por tanto, utiliza un marco de modelación consistente, que abarca desarrollos macroeconómicos, políticas energéticas y climáticas, flujos comerciales energéticos, y precios de la energía y costes tecnológicos.

El GEC-M es un modelo global de simulación de sistemas energéticos a gran escala e intensivo en datos, que representa a Chile individualmente dentro de un marco conectado de mercados energéticos globales. Gran parte de los datos sobre suministro energético, transformación, demanda y precios se obtienen de las bases de datos de la AIE sobre estadísticas energéticas y económicas. El año base utilizado para las proyecciones de este informe es 2023, ya que es el año más reciente para el que se dispone de una visión completa de la demanda y producción energética. Sin embargo, hemos utilizado datos más recientes siempre que están disponibles e incluimos nuestras estimaciones para 2024 sobre la

<sup>1</sup> <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>

producción y demanda de energía. Las estimaciones para 2024 se basan en los *Balances Energéticos Mundiales* de la AIE (AIE, 2025b), en las últimas presentaciones mensuales de datos al Centro de Datos Energéticos de la AIE, así como en datos recientes de mercado de la Serie de Informes de Mercado de la AIE que cubren el carbón, el petróleo, el gas natural, las energías renovables y la energía eléctrica.

El GEC-M abarca todos los sectores del sistema energético, desde la demanda de servicios y materiales hasta la oferta de energía y la demanda de energía primaria. Incluye detalles sobre las existencias de aparatos y equipos que consumen energía en los sectores de uso final, y utiliza modelado específico de abajo hacia arriba para evaluar el consumo final de energía en los sectores de industria, transporte, edificaciones, agricultura y otros usos no energéticos. Su cobertura de la transformación energética abarca múltiples sectores e incluye un modelo específico para el sector eléctrico (incluida la generación de electricidad, producción de calor, redes de transmisión y distribución y sistemas de almacenamiento), un modelo específico para hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno, y la cobertura de otros procesos relacionados con la energía como refinerías y la producción de biocombustibles. Su cobertura integral del suministro energético incluye tanto recursos de combustibles fósiles como de energía renovable. Calcula los costes de inversión y combustible para diversos sectores y tecnologías, y en conjunto para todo el sistema energético (AIE, 2025c). Asimismo, evalúa el desarrollo del comercio global de combustibles fósiles convencionales, hidrógeno emergente y combustibles derivados de hidrógeno, minerales energéticos críticos y bioenergía, e incluye tendencias en el acceso a la electricidad y a la cocina limpia, así como el impacto de la evolución del sector energético en el empleo en el sector.

### *Diseño de escenarios*

Chile ha fijado como objetivo alcanzar emisiones netas cero de gases de efecto invernadero (GEI) para 2050. Este objetivo se refleja en el escenario central de este informe: el **Escenario de Compromisos Anunciados** (APS). La APS asume que todos los gobiernos cumplirán, a tiempo y en su totalidad, todos los compromisos climáticos anunciados, incluidos los objetivos a largo plazo de emisiones netas cero y compromisos en las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDCs), así como compromisos en áreas relacionadas, como el acceso a la energía. También se tienen en cuenta los compromisos asumidos por empresas y otros actores cuando contribuyen a la ambición establecida por los gobiernos. Aunque la economía chilena en general alcanza emisiones netas cero en 2050 en la APS, el escenario no implica que el sector energético por sí solo alcance emisiones netas cero de GEI para esta fecha.

En este informe se mencionan dos escenarios adicionales para proporcionar contexto sobre la vía de emisiones netas cero en el APS. Al modelar los diferentes niveles de implementación de los objetivos climáticos globales, estos escenarios ayudan a ampliar el rango de proyecciones para la producción y exportación de minerales críticos y de combustibles de bajas emisiones como el hidrógeno. El **Escenario de Políticas Declaradas** (STEPS) es un escenario menos ambicioso que el APS y no asume que se logren objetivos aspiracionales a

largo plazo, como los incluidos en algunos NDC. En cambio, está diseñado para reflejar la dirección predominante del sistema energético, basándose en una lectura detallada de las políticas energéticas, climáticas e industriales relacionadas específicas de cada país que se han adoptado o presentado, aunque aún no estén codificadas en la ley. Además, el STEPS asume que se sigue avanzando en la superación de los desafíos y barreras al despliegue de nuevas tecnologías. El **Escenario de Emisiones Netas Cero al 2050 (NZE)** ofrece un punto de referencia más ambicioso. Presenta una posible senda para que el sector energético global alcance emisiones netas cero de dióxido de carbono para 2050, que es coherente con un objetivo a largo plazo de limitar el aumento de las temperaturas medias globales a 1,5 grados Celsius (°C) (con una probabilidad del 50%). El Escenario NZE asume un grado significativo de colaboración internacional para demostrar, comercializar y difundir tecnologías clave de bajas emisiones en un plazo acelerado, lo que conduce a menores costes de las tecnologías de energía limpia que en otros escenarios. Además, el Escenario NZE no depende de compensaciones fuera del sector energético, como sí ocurre con muchos compromisos nacionales de emisiones netas cero, lo que significa que el sector energético debe descarbonizarse más rápidamente de lo previsto en muchos planes nacionales de emisiones netas cero. Como resultado, las emisiones relacionadas con la energía en 2050 son menores en el Escenario NZE que en el APS en la mayoría de los países, incluido Chile.

## Estructura

**El Capítulo 1** ofrece una visión general del panorama energético actual en Chile, incluyendo las principales tendencias en oferta y demanda, la matriz energética y el entorno político que está influyendo en el desarrollo energético.

**El Capítulo 2** presenta un análisis detallado, sector por sector, de la hoja de ruta de la transición energética, comenzando con una evaluación de la demanda total de energía y cubriendo los sectores de uso final – transporte, industria y edificaciones – así como el sector eléctrico y el papel de los combustibles como el petróleo, gas, carbón y bioenergía.

**El Capítulo 3** explora las implicaciones más amplias de la hoja de ruta para la transición energética, centrándose en la reducción de emisiones, las necesidades de inversión, la asequibilidad, la seguridad energética y la contaminación del aire.

**El Capítulo 4** explora tres dimensiones centrales de la transición energética de Chile:

- El valor potencial para Chile del hidrógeno de bajas emisiones tanto para uso doméstico como para mercados de exportación.
- La importancia de los recursos de minerales críticos de Chile en el contexto de las tendencias de la demanda global y las estrategias para maximizar su valor.
- La necesidad de fortalecer la resiliencia climática en el sector energético mediante la evaluación de riesgos y medidas adaptativas.



# El sector energético de Chile hoy

## Un panorama en transformación

### R E S U M E N

- Chile tiene una población predominantemente urbana de 20,1 millones de habitantes y su economía ha crecido en promedio un 2,6% anual desde 2010. El sector minero, de gran importancia estratégica, representa alrededor del 12% del producto interno bruto (PIB). Chile tiene un potencial excepcional de energías renovables, especialmente en el desierto de Atacama, que cuenta con algunos de los niveles de irradiación solar más altos del mundo, y en la región de Magallanes, que tiene altos factores de capacidad para la energía eólica. Existe margen para aprovechar este potencial para el desarrollo de energías limpias.
- La participación de combustibles fósiles en la demanda total de energía en Chile ha caído del 78% en 2010 al 64% en 2024. La mayoría de los combustibles fósiles se importan, con un costo de alrededor de 14.000 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2024. El petróleo —la mayor fuente de energía— representa el 43% de la demanda total de energía. La bioenergía es la segunda fuente más importante, reflejando el uso de madera para calefacción doméstica en el sur del país. La energía solar y eólica han crecido rápidamente en los últimos años y representaron el 7% de la demanda total de energía en 2024.
- El consumo final total (TFC) en Chile alcanzó alrededor de 1.300 petajulios (PJ) en 2024. En los sectores de consumo final, el petróleo representó el 53% del consumo final de energía y la electricidad el 23%. La industria, dominada por la minería, fue responsable del 38% del consumo final total, el transporte de más del 30% y las edificaciones de la mayor parte del resto.
- La demanda de electricidad en Chile ha aumentado un 3,1% anual desde 2010. Desde 2015, la energía solar fotovoltaica (FV) y la eólica han impulsado las nuevas ampliaciones de capacidad, y la energía solar fotovoltaica representó el 23% de la generación de electricidad en 2024. La energía hidroeléctrica suministró el 29% de la electricidad en 2024 y es una fuente de generación despachable crítica, mientras que el gas natural es crucial para equilibrar el suministro. La generación de electricidad a base de carbón alcanzó su máximo en 2016 y se redujo en un 56% para 2024.
- El sector energético representa tres cuartas partes del total de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile. Las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) del sector energético alcanzaron un máximo en 2019 y desde entonces han disminuido aproximadamente un 20%, en gran parte gracias al cierre anticipado de centrales eléctricas de carbón. La contaminación atmosférica sigue siendo un desafío grave, con el 90% de los chilenos expuestos a aire contaminado y alrededor del 10% a aire muy contaminado. En 2024, más de 5.000 personas en Chile murieron prematuramente

por exposición a la contaminación del aire ambiental, más del doble del número de muertes por accidentes de tránsito.

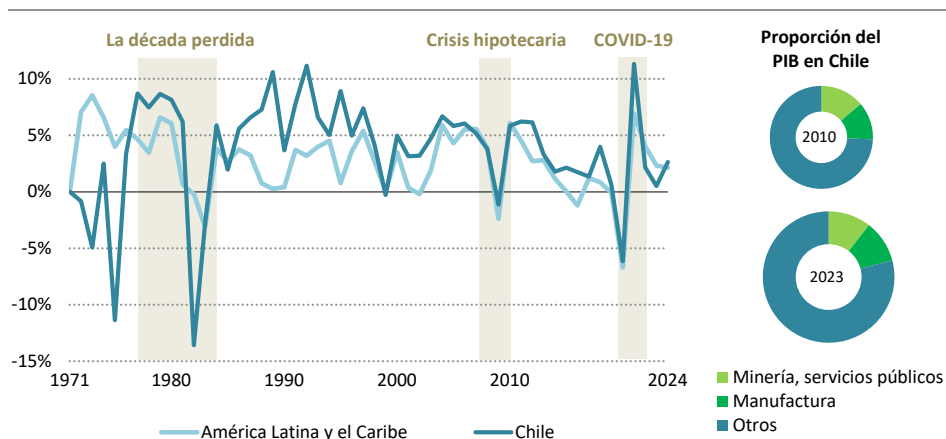
- La estrategia nacional de descarbonización está establecida en la Ley Marco sobre Cambio Climático de 2022, que obliga legalmente a Chile a alcanzar emisiones netas cero hacia mediados de siglo, con contribuciones significativas del cambio en el uso del suelo y de la silvicultura. La Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) actualizada, adoptada por el Consejo de Ministros en junio de 2025, aspira a que las emisiones de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo en 2025.

## 1.1 Vista general y contexto socioeconómico

Chile es un país montañoso en la costa occidental de Sudamérica, que se extiende a lo largo de más de 4.300 kilómetros (km) de norte a sur y con una anchura promedio de solo 177 km. Con una edad promedio poblacional de 36,9 años y una población de 20,1 millones en 2024, Chile es el séptimo país más poblado de la región de América Latina y el Caribe (ALC). Chile está altamente urbanizado: el 88% de la población vive en zonas urbanas, y aproximadamente el 40% reside en Santiago y sus alrededores. Las zonas más al norte y al sur del país están escasamente pobladas, reflejo de sus difíciles condiciones climáticas.

El crecimiento económico de Chile se ha mantenido estable desde la década de 2000, con un promedio anual de 2,6% desde 2010 (Figura 1.1). Chile es miembro fundador de la Organización Mundial del Comercio y mantiene acuerdos comerciales con economías que representan casi el 90% del PIB mundial. Su economía sigue dependiendo en gran medida de la minería del cobre y de los servicios e industrias relacionados, que en conjunto representan aproximadamente el 50% de los ingresos por exportaciones y el 12% del PIB. En consecuencia, las perspectivas de crecimiento interno se ven significativamente afectadas por la producción minera, así como por las fluctuaciones internacionales de los precios y del comercio de minerales, como ocurrió cuando la crisis financiera de 2008 redujo la demanda de exportaciones de materias primas. No obstante, Chile ha ido diversificando su base exportadora para incluir productos agrícolas, vino, productos forestales y comida de mar.

**Figura 1.1** ▶ Tasa de variación anual del PIB en ALC y en Chile, 1971-2024, y participación del PIB por sector en Chile, 2010 y 2023



IEA. CC BY 4.0.

*Tras una contracción a principios de la década de 1980, la economía chilena ha crecido de forma constante, con un crecimiento promedio del PIB del 2,6% desde 2010, que solo se detuvo durante la pandemia de COVID-19*

Notas: PIB = producto interno bruto. "Otros" incluye agricultura, silvicultura, pesca, edificaciones, comercio mayorista y minorista, restaurantes, hoteles, transporte, almacenamiento, comunicación y otras actividades.

Fuente: análisis de la AIE basado en el FMI (FMI, 2025).

Chile ha logrado avances notables en la reducción de la pobreza en las últimas décadas. La proporción de la población que vive en situación de pobreza disminuyó del 36% en 2000 al 6,5% en 2022, una de las tasas más bajas de América Latina.

**Tabla 1.1 ▶ Indicadores clave para Chile, 2000-2024, y en LAC, 2024**

|                                                                              | Chile  |        |        | ALC    |
|------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                              | 2000   | 2010   | 2024   | 2024   |
| Población (millones)                                                         | 15.3   | 17.1   | 20.1   | 669    |
| PIB (mil millones de USD [2024, PPA])                                        | 308.8  | 471.0  | 678.0  | 14 171 |
| PIB per cápita (USD per cápita, [2024, PPA])                                 | 20 127 | 27 600 | 33 785 | 21 197 |
| Urbanización                                                                 | 86%    | 87%    | 88%    | 82%    |
| Tasa de pobreza                                                              | 36%    | 25%    | 7%     | N.A.   |
| Desigualdad (GINI)                                                           | 52.8   | 47.4   | 43.0   | N.A.   |
| Brecha global de género                                                      | -      | 70%    | 78%    | N.A.   |
| Tasa de acceso a la electricidad                                             | 97%    | 99%    | 100%   | 98%    |
| Tasa de acceso a la cocción limpia                                           | 100%   | 100%   | 100%   | 90%    |
| Demanda total de energía (PJ)                                                | 1 052  | 1 280  | 1 679  | 38 348 |
| Demanda total de energía per cápita (GJ)                                     | 68.5   | 75.0   | 83.7   | 57.4   |
| Intensidad energética (MJ por USD, PPA)                                      | 3.41   | 2.72   | 2.48   | 2.71   |
| Cuota de los combustibles fósiles en la demanda total de energía             | 75%    | 78%    | 64%    | 66%    |
| Cuota de energías renovables en la generación eléctrica                      | 49%    | 40%    | 69%    | 63%    |
| Dependencia de las importaciones de petróleo                                 | 96%    | 96%    | 98%    | N.A.   |
| Dependencia de las importaciones de gas                                      | 70%    | 64%    | 79%    | N.A.   |
| Emisiones de CO <sub>2</sub> del sector energético (Mt CO <sub>2</sub> )     | 52.7   | 71.5   | 72.1   | 1 700  |
| Intensidad de carbono de la demanda total de energía (t CO <sub>2</sub> /TJ) | 50.13  | 55.85  | 42.91  | 44.33  |

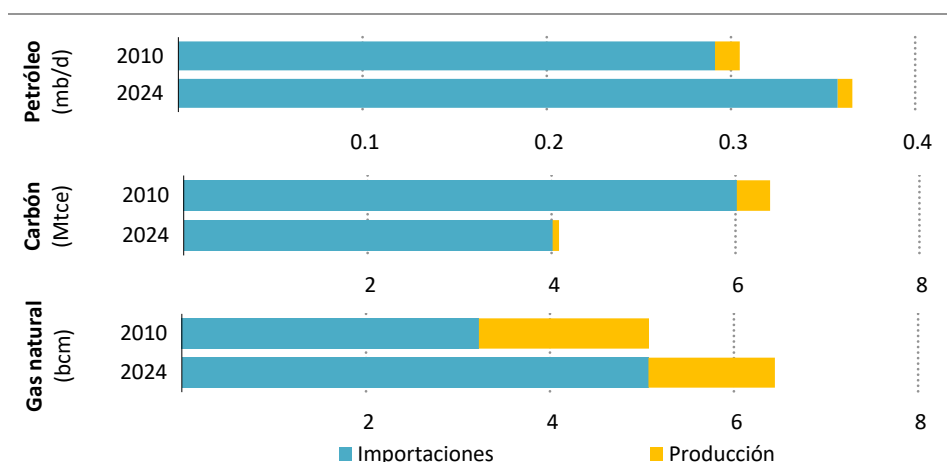
Notas: ALC = América Latina y el Caribe; USD = dólar estadounidense; PPA = paridad de poder adquisitivo; PJ = petajulio; GJ = gigajulio; MJ = megajulio; Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono; t CO<sub>2</sub>/TJ = toneladas de dióxido de carbono por terajulio. La dependencia de las importaciones de petróleo y gas se define como importaciones netas divididas por la demanda. El coeficiente de Gini mide cuánto se desvía la distribución del ingreso entre individuos o hogares de una distribución perfectamente igualitaria: un valor de 0 representa la igualdad absoluta, mientras que 100 representa el mayor grado posible de desigualdad. La tasa de pobreza, medida como porcentaje de la población total, corresponde a la proporción de habitantes que viven con menos de 4,2 USD al día (PPA 2021). La tasa de pobreza y los valores de Gini para 2024 corresponden a los valores de 2022, y los de 2010 a los valores de 2009. La brecha global de género se calcula usando los promedios de los indicadores de cada dimensión, basados en las relaciones entre los valores estimados de cada categoría por género; para el índice global, el valor máximo posible es 1, que refleja plena equidad, mientras que 0 representa inequidad total.

Fuentes: OCDE (2025); FMI (Fondo Monetario Internacional) (2025); Banco Mundial (2025a); Banco Mundial (2025b); WEF (Foro Económico Mundial) (2025); WEF (2010).

Una rica dotación natural, tanto en potencial de energías renovables como en reservas de minerales críticos, significa que Chile puede desempeñar un papel fundamental en la transición energética global. Chile es el mayor productor mundial de cobre, con un 24% de la producción en 2024, y se sitúa también entre los principales proveedores de litio, con alrededor de una quinta parte de la producción mundial. El cobre es esencial para una amplia gama de tecnologías eléctricas, especialmente las redes eléctricas, mientras que el litio es

fundamental para las baterías. El aumento de la electrificación mundial está impulsando la demanda de redes eléctricas y baterías, lo que podría incrementar los ingresos mineros en Chile: se prevé que la demanda mundial de litio se multiplique por cinco, de aquí a 2040 y que la demanda de cobre aumente un 30% (AIE, 2025a). Según lo establecido en la Estrategia Nacional del Litio, Chile pretende desarrollar su industria del litio y pasar de un modelo de exportación puramente basado en materias primas a otro en el que se añada valor a nivel nacional, por ejemplo mediante la refinación de minerales, la fabricación de componentes para baterías y la inversión de los ingresos de recursos en iniciativas de diversificación económica (Gobierno de Chile, 2023).

**Figura 1.2 ▸ Importaciones y producción de combustibles fósiles en Chile, 2010-2024**



IEA. CC BY 4.0.

**Chile tiene una producción interna limitada de combustibles fósiles y depende en gran medida de las importaciones de petróleo, gas natural y carbón para satisfacer sus necesidades energéticas**

Nota: mb/d = millones de barriles por día; Mtce = millones de toneladas equivalentes de carbón; bcm = Mil millones de metros cúbicos.

Fuentes: AIE (2025b) y estimaciones de la AIE para 2024.

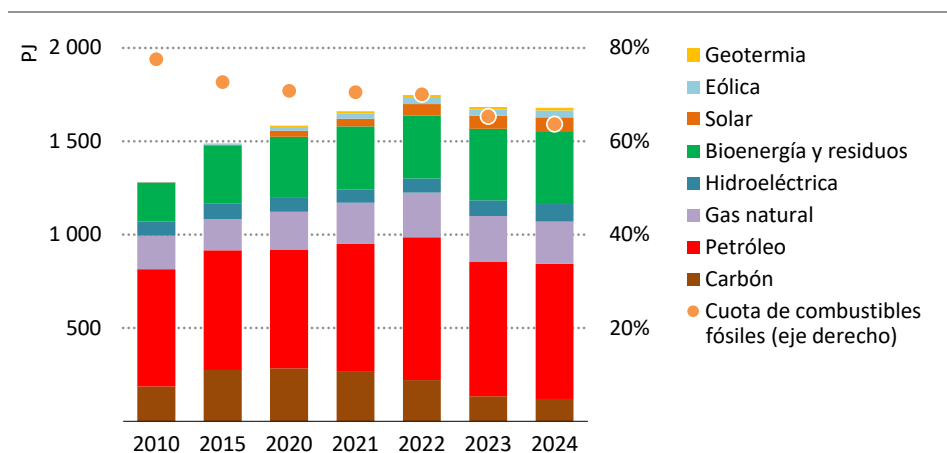
Además, Chile tiene un potencial excepcional de energías renovables, especialmente en el desierto de Atacama, que cuenta con algunos de los niveles de irradiación solar más altos del mundo, y en la región de Magallanes, que tiene altos factores de capacidad para la energía eólica. Hay margen para hacer mucho más para aprovechar este potencial a bajo costo. Hacerlo reduciría la dependencia actual de las importaciones energéticas y reforzaría la seguridad energética: los combustibles fósiles importados costaron alrededor de 14.000 millones de USD en 2024 y representaron alrededor del 61% de la demanda de energía primaria, lo que expone el sistema energético chileno a choques externos y a la volatilidad global de precios (Figura 1.2).

## 1.2 Vista general de la matriz energética actual y las emisiones

### 1.2.1 Demanda total de energía

Aunque Chile sigue dependiendo sustancialmente de los combustibles fósiles, su panorama energético ha cambiado significativamente en los últimos años. La participación de combustibles fósiles en el suministro total de energía ha caído de casi un 80% en 2010 a cerca del 60% en 2024, impulsada principalmente por reducciones en el sector eléctrico (Figura 1.3). La participación de combustibles fósiles en el consumo final total sigue siendo prácticamente la misma que en 2010, alrededor del 62%.

**Figura 1.3** ▶ Demanda de energía por fuente en Chile, 2010-2024



IEA. CC BY 4.0.

*El petróleo representa más de 40% de la demanda total de energía. La proporción de combustibles fósiles en la demanda ha disminuido en los últimos años, pero aún representan más de 60% del total*

Nota: El petróleo incluye productos primarios y secundarios.

Fuentes: AIE (2025b) y estimaciones de AIE para 2024.

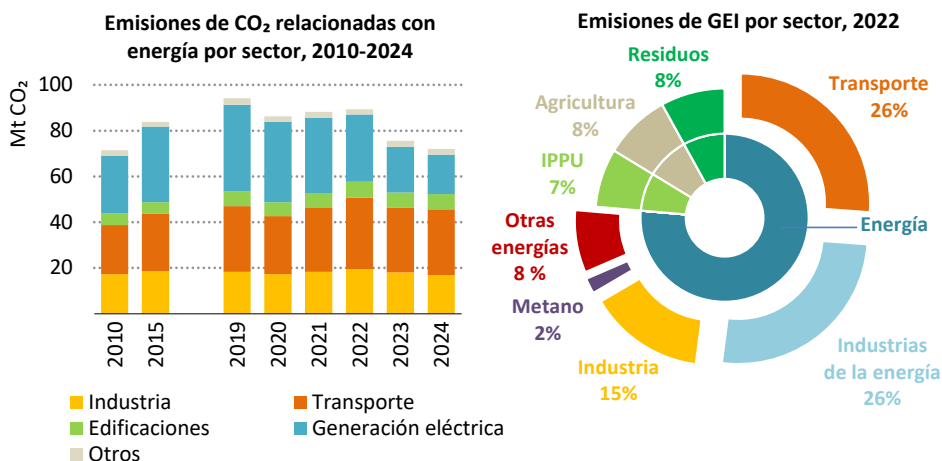
El petróleo es la mayor fuente de energía en Chile, representando 43% de la demanda total de energía, del cual 98% es importado. El gas natural representa alrededor del 14% de la demanda: la mayor parte se importa a través de dos terminales de gas natural licuado (GNL) o por gasoducto desde Argentina. El carbón representa ahora solo 7% de la demanda total de energía, una caída significativa respecto a su participación de mercado de 20% en 2019. La bioenergía —principalmente en forma de leña para calefacción residencial— representa casi una cuarta parte de la demanda de energía: se utiliza especialmente en las regiones del sur, donde hasta 90% de los hogares rurales dependen de la leña para calefacción. La demanda de biogás ha crecido en la última década, pero sigue representando solo 1% de la

demanda total de bioenergía y residuos. La energía solar y eólica han experimentado un rápido crecimiento, pasando de menos de 1% de la demanda en 2015 a 7% en 2024.

### 1.2.2 Emisiones y contaminación del aire

Las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas con la energía y los procesos industriales en Chile, que representan alrededor de tres cuartas partes de sus emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI), alcanzaron su máximo en 2019. En 2024, estaban aproximadamente 20% por debajo de este máximo, impulsadas por el cierre anticipado de las centrales a carbón (Figura 1.4). El sector del transporte es responsable de aproximadamente 40% de las emisiones. La generación de electricidad y la industria, más de la mitad de la cual corresponde a la minería, representan aproximadamente 25% cada una.

**Figura 1.4 ▶ Emisiones de CO<sub>2</sub> y GEI relacionadas con la energía por sector en Chile**



IEA. CC BY 4.0.

*Las emisiones relacionadas con la energía representan tres cuartas partes del total de GEI de Chile y alcanzaron su máximo en 2019*

Notas: IPPU = procesos industriales y uso de productos. "Otros" incluyen la agricultura y otros sectores energéticos.

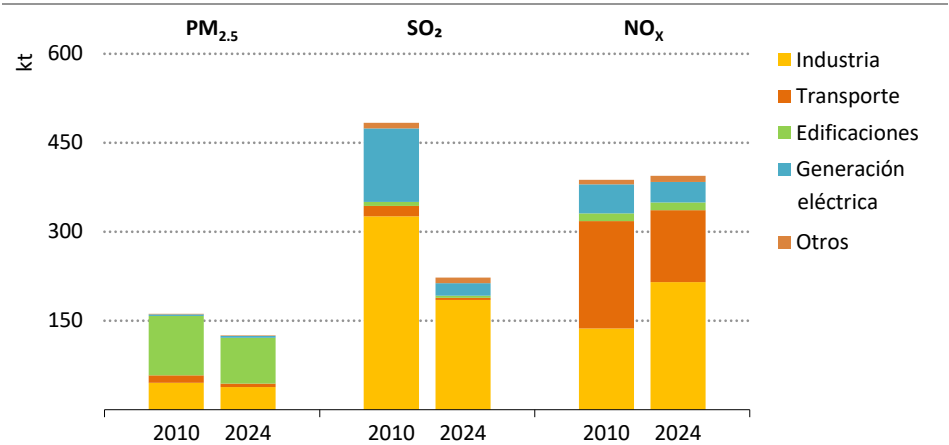
Fuentes: AIE (2025c); MMA (2024).

Aproximadamente 90% de los chilenos están expuestos a aire contaminado y alrededor de 10% a aire muy contaminado, con importantes consecuencias para la salud.<sup>1</sup> La contaminación del aire es severa: la concentración nacional promedio de material

<sup>1</sup> El aire contaminado y el aire fuertemente contaminado corresponden a tener una densidad de PM<sub>2.5</sub> superior a 5 µg/m<sup>3</sup> y 35 µg/m<sup>3</sup> respectivamente.

particulado fino (PM<sub>2,5</sub>) en 2024 fue de alrededor de 17 microgramos por metro cúbico (µg/m<sup>3</sup>), más de tres veces el nivel de referencia de 5 µg/m<sup>3</sup> de la guía de la Organización Mundial de la Salud (OMS) (IQAir, 2025). En 2024, más de 5.000 personas en Chile murieron prematuramente por exposición a aire contaminado, más del doble del número de muertes por accidentes de tráfico. Además de su fuerte impacto en la salud pública, la contaminación del aire frena el crecimiento económico al aumentar los costos sanitarios, reducir la productividad e incrementar las jubilaciones anticipadas.

**Figura 1.5 ▶ Emisiones de contaminantes por sector en Chile, 2010 y 2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Las emisiones de PM<sub>2,5</sub> y SO<sub>2</sub> han disminuido desde 2010, pero las emisiones de NO<sub>x</sub> se han mantenido prácticamente constantes*

Notas: kt = kilotonelada; PM<sub>2,5</sub> = material particulado fino; SO<sub>2</sub> = dióxido de azufre; NO<sub>x</sub> = óxidos de nitrógeno. “Otros” incluye agricultura y otros usos no energéticos.

Fuente: análisis de la AIE basado en el Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA).

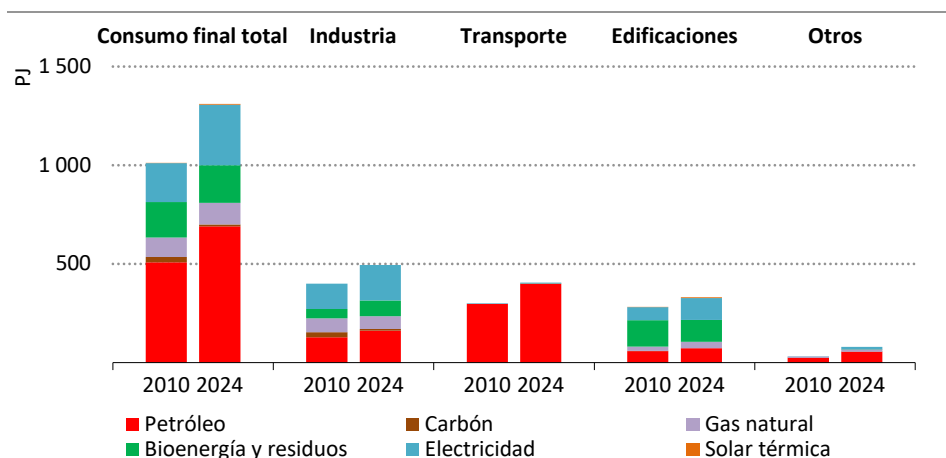
Las disparidades regionales son pronunciadas, especialmente en los meses de invierno, cuando la combustión de leña y el polvo procedente de la construcción, la agricultura y las carreteras sin asfaltar agravan la contaminación por partículas, afectando de forma desproporcionada a las comunidades de bajos ingresos que dependen del uso de biomasa para calefacción. Antofagasta, en el norte de Chile, experimenta altos niveles de emisiones de contaminantes procedentes de actividades mineras a gran escala y de plantas industriales, mientras que la contaminación del aire en Valparaíso, en el centro de Chile, proviene de una combinación de transporte, industria y combustión residencial de leña. Temuco, en el sur de Chile, sufre episodios severos de contaminación por PM<sub>2,5</sub> en invierno como resultado de la calefacción residencial a leña, con barreras culturales y económicas que dificultan la adopción de combustibles alternativos más limpios.

### 1.2.3 Consumo final total

El consumo final total de energía en Chile fue de aproximadamente 1.300 PJ en 2024, con los combustibles fósiles representando alrededor de 60% (Figura 1.6). El petróleo representó 53% del total y la electricidad 23%.

La industria fue el mayor sector de uso final, con 38% de la demanda, seguida del transporte con más de 30%, mientras que las edificaciones fueron responsables de la mayor parte del resto. El petróleo representó casi 100% del consumo de energía en el transporte, lo que hace que el sector sea responsable de alrededor de 60% del consumo total de petróleo. La industria representó casi una cuarta parte del consumo de petróleo, y los camiones y la maquinaria minera fueron responsables de dos tercios del consumo industrial de petróleo.

**Figura 1.6 ▶ Consumo final total por sector y origen en Chile, 2010-2024**



IEA. CC BY 4.0.

**Los combustibles fósiles siguen desempeñando un papel fundamental en todos los sectores de consumo final**

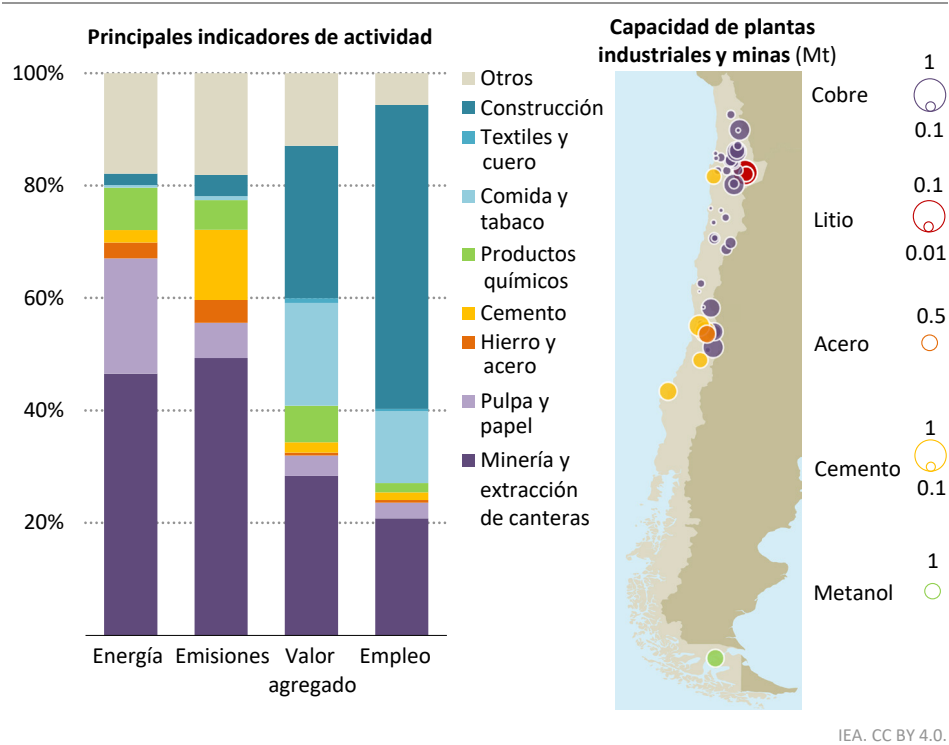
Nota: "Otros" incluyen la agricultura y otros usos no relacionados con la energía.

Fuentes: AIE (2025b) y estimaciones de AIE para 2024.

#### Industria

La industria es el mayor sector de consumo final de energía en Chile, ya que representa el 38% del consumo final total de energía en 2024. La minería es, por mucho, el mayor subsector industrial. Chile es el mayor productor de cobre del mundo. También es un importante productor de molibdeno y litio, y la coproducción de varios metales a partir de algunos minerales permite obtener fuentes secundarias de ingresos a partir de un único yacimiento minero. La minería seguirá siendo una industria de crucial importancia, aunque enfrenta algunos riesgos relacionados con el clima, ya que más de 80% de sus minas de cobre se ubican en zonas de estrés hídrico.

**Figura 1.7 ► Medidas clave de actividad industrial y ubicación de las principales instalaciones industriales en Chile, 2023**



*El cobre es la principal industria de Chile, con 36 minas distribuidas por el norte del país; otros subsectores industriales tienden a estar más concentrados geográficamente*

Notas: Mt = millones de toneladas. Solo una planta de metanol y una de acero están operando en Chile desde el cierre de la planta siderúrgica de Huachipato en 2024. Se muestran las principales medidas de actividad para 2023, el último año para el que se dispone de todos los datos.

Fuentes: análisis de la AIE basado en Global Energy Monitor (2025); AIE (2023); Instituto Nacional de Estadísticas (2025).

Las emisiones directas de la industria alcanzaron su máximo en 2022, con alrededor de 20 millones de toneladas de dióxido de carbono (Mt CO<sub>2</sub>), pero desde entonces han disminuido en 2,5 millones de toneladas, a pesar de que el consumo de energía aumentó 3% desde 2022 y el valor agregado económico de la industria se expandió casi 6%. El petróleo es la mayor fuente de combustibles fósiles utilizada en la industria, suministrando alrededor de un tercio de su demanda de energía. Su consumo alcanzó su punto máximo en 2022, y la posterior disminución del uso de petróleo ha sido el principal motor de la reducción de emisiones. La electrificación, la mejora de la eficiencia energética y el aumento del uso de bioenergía han contribuido a frenar el crecimiento de los combustibles fósiles. Nuevas reducciones de emisiones dependerán en gran medida de reducciones continuas en la demanda de petróleo, especialmente en el sector minero.

Las minas de cobre chilenas se concentran en el norte, mientras que las industrias pesadas como el acero y el cemento se encuentran principalmente cerca de Santiago. El acero y el cemento representan un componente relativamente pequeño de la demanda de energía industrial en comparación con los promedios mundiales, especialmente desde el cierre de la planta siderúrgica de Huachipato en 2024, lo que dejó a la región sin producción primaria de arrabio. Excepto por la planta de metanol de Methanex, el sur de Chile no cuenta actualmente con grandes instalaciones industriales pesadas, pero sus recursos de energía eólica en la región de Magallanes podrían servir de base para una futura industria de hidrógeno electrolítico.

Como en muchos países, la energía y las emisiones asociadas a los sectores industriales no siempre corresponden a su contribución a la economía (Figura 1.7). La minería representa 47% de la energía industrial y 28% del valor agregado industrial. Las industrias convencionales intensivas en energía —que incluyen hierro y acero, cemento, productos químicos, metales no ferrosos y pulpa y papel— consumen 34% de la energía industrial mientras que solo aportan 13% del valor agregado industrial. En cambio, la demanda directa de energía y las emisiones del subsector de la construcción son pequeñas, pero aportan empleo y valor significativos a la economía.

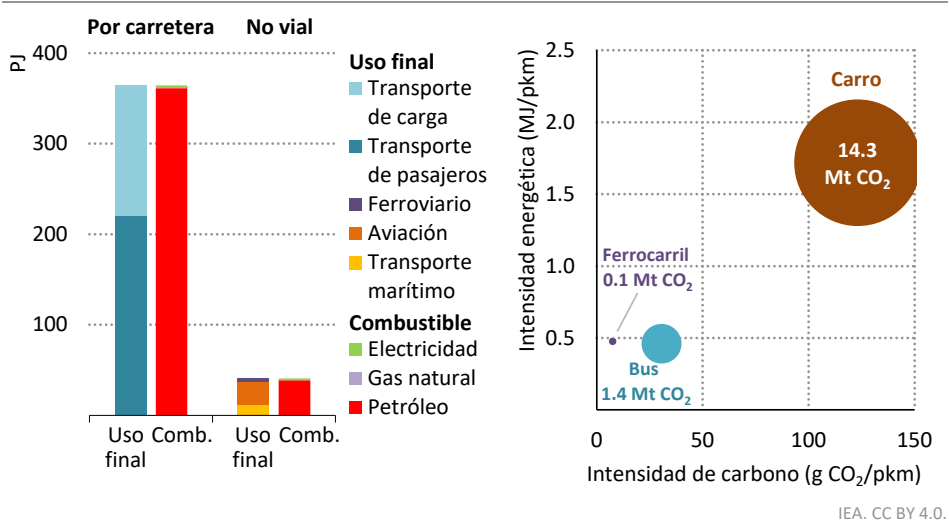
### Transporte

El transporte representa más de 30% del consumo final total de energía en Chile y casi 60% de su consumo total de petróleo. El transporte de pasajeros por carretera es responsable de más de la mitad del consumo de energía del transporte, del cual casi 100% se cubre actualmente con petróleo (Figura 1.8).

El transporte urbano desempeña un papel crucial en Chile, que es uno de los países más urbanizados del mundo, con alrededor de 88% de la población viviendo en zonas urbanas. La región metropolitana de Santiago alberga cerca de 40% de la población chilena, y los altos ingresos promedio en la ciudad implican niveles más elevados de propiedad y uso de vehículos que en otras partes del país. Al mismo tiempo, la densidad urbana ha favorecido el desarrollo de servicios de transporte público, que se están electrificando progresivamente. Casi 15% de las ventas de autobuses nuevos fueron eléctricos en 2024, una de las cuotas de mercado más altas de América Latina (AIE, 2025d).

Santiago cuenta con una de las mayores flotas urbanas de autobuses eléctricos del mundo. La ciudad aspira a que los autobuses eléctricos representen 70% de su flota a comienzos de 2026 y ha elaborado un plan para modernizar la red de transporte, con cofinanciación estatal. El progreso de Santiago se ha apoyado en asociaciones público-privadas y mecanismos innovadores de licitación que exigen que 50% de las flotas de autobuses sean eléctricas. También se están desarrollando redes de autobuses eléctricos en Valparaíso, Concepción, Antofagasta, Coquimbo-La Serena, Colina, Rancagua, Puerto Montt y Copiapó, que es la primera ciudad del país con una flota de autobuses de transporte público 100% eléctricos.

**Figura 1.8 ▶ Consumo energético del sector transporte, e intensidad energética y de carbono de los modos de transporte de pasajeros en Chile, 2024**



*Los ferrocarriles y los autobuses dependen del petróleo, igual que los vehículos particulares, pero son menos intensivos en energía y menos intensivos en carbono que los vehículos*

Notas: MJ/pkm = megajulios por pasajero-kilómetro; g CO<sub>2</sub>/pkm = gramos de dióxido de carbono por pasajero-kilómetro; Comb. = combustible. El tamaño de la burbuja es proporcional a las emisiones totales de CO<sub>2</sub> de cada tipo de modo de transporte.

En Santiago, la política de racionamiento vial “Restricción vehicular 2025” y la expansión de las líneas de metro y de las ciclovías están fomentando el uso de opciones de transporte distintas a los vehículos particulares. Junto con la electrificación de la flota de autobuses y la adopción de estándares más estrictos de eficiencia de combustible (ver el Capítulo 2), estas medidas están ayudando a reducir la dependencia del petróleo en el transporte por carretera y a diversificar las opciones de movilidad.

Desde 2015, la actividad del transporte marítimo en Chile ha aumentado 3%, el ferrocarril de pasajeros 17%, el transporte de mercancías por carretera 10% y la aviación doméstica casi 70%. De todos los modos de transporte de pasajeros, el ferrocarril tiene la menor intensidad de carbono, con 8 gramos de CO<sub>2</sub> por pasajero-kilómetro, y es 16 veces más eficiente que los vehículos. Casi toda la demanda de aviación, transporte marítimo y transporte de mercancías por carretera se satisface actualmente con petróleo. No obstante, iniciativas de política recientes buscan reducir la dependencia del petróleo en el sector de la aviación (por ejemplo, la Hoja de Ruta de Combustible Sostenible para Aviación), en el sector marítimo (como la

firma de la Declaración de Clydebank en 2021)<sup>2</sup> y en el transporte de mercancías por carretera, mediante compromisos para endurecer los estándares de eficiencia de combustible para camiones y medidas para fomentar la electrificación del transporte de carga en la Estrategia y Hoja de Ruta de Electromovilidad.

### Edificaciones

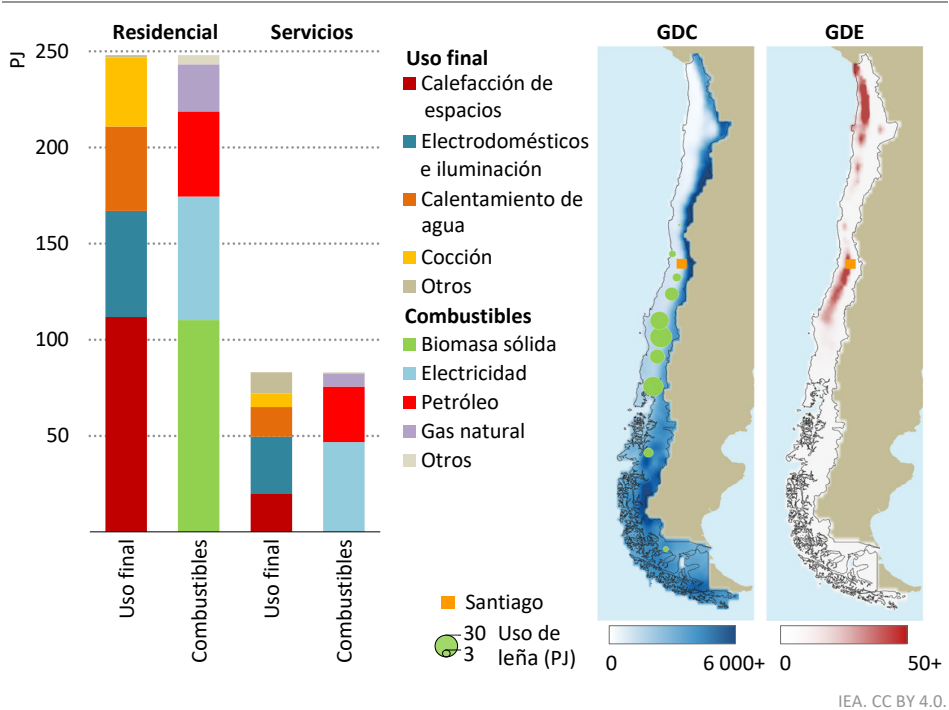
Las edificaciones representan una cuarta parte del consumo total de energía en Chile. El consumo de energía en edificaciones ha crecido a una tasa promedio anual de 1,2% desde 2010. La electricidad y la biomasa sólida cubren, cada una, alrededor de un tercio de la demanda, mientras que el petróleo y el gas aportan la mayor parte del resto (Figura 1.9).

Una gran parte de la población vive en regiones donde las viviendas necesitan calefacción durante parte del año, especialmente en las zonas centrales y meridionales más frías. Esto hace que la calefacción de espacios sea el principal uso final de energía en las edificaciones, representando alrededor del 40% del consumo de energía. Las redes de distribución de gas suministran a casi 1.000.000 de hogares gas para calefacción de espacios y de agua. Sin embargo, muchos hogares dependen de la combustión de biomasa sólida en forma de leña para calefacción. Los hogares rurales dependen especialmente de la biomasa: utilizaron 40% de la biomasa sólida quemada en los hogares en 2023, a pesar de representar solo 12% de la población. Además de causar contaminación del aire, la leña es una forma ineficiente de proporcionar calor. Chile ha introducido varias medidas para mejorar la eficiencia de la calefacción basada en biomasa (ver el Anexo B, Tabla B.5).

La electricidad se utiliza ampliamente tanto en edificaciones residenciales como de servicios. En los hogares, los electrodomésticos representan la mayor parte de la demanda de electricidad. Las necesidades de refrigeración de espacios son relativamente bajas y la electrificación de la calefacción sigue siendo limitada. Sin embargo, la demanda de refrigeración de espacios está aumentando, especialmente en las zonas norte y central del país, impulsada por temperaturas más altas y mayores ingresos. La electricidad es la principal fuente de energía en el subsector de servicios, donde se utiliza principalmente para electrodomésticos, iluminación y desalinización. La disponibilidad limitada de recursos de agua dulce en algunas partes de Chile, en particular en el norte, hace que el uso de la desalinización esté aumentando y represente una proporción creciente del consumo de electricidad en el sector de edificaciones.

<sup>2</sup> La Declaración de Clydebank tiene como objetivo colectivo apoyar el establecimiento de corredores marítimos verdes y ha sido firmada por 28 países.

**Figura 1.9 ▶** Demanda de energía en edificaciones por combustible y uso final, y necesidades de calefacción y refrigeración en Chile, 2024



*La calefacción de espacios representa 40% del consumo de energía en edificaciones, gran parte del cual proviene actualmente de biomasa sólida*

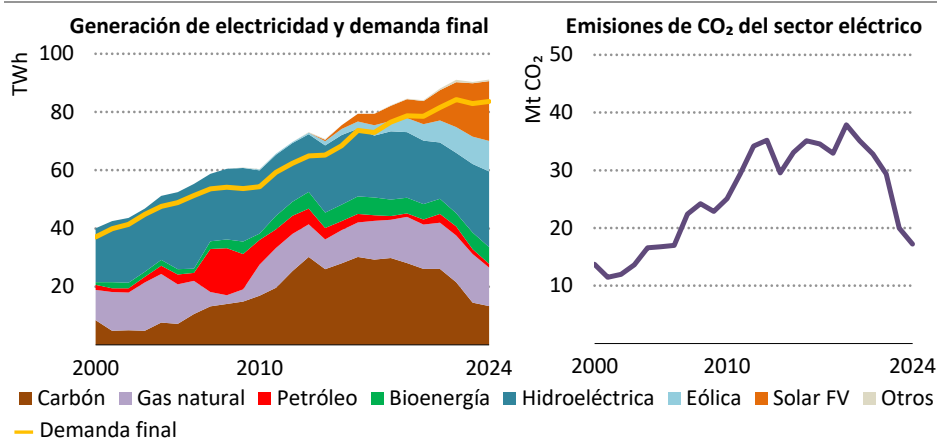
Notas: HDD = grados-día de calefacción, usando un umbral de 16 °C; CDD = grados-día de refrigeración, usando un umbral de 21 °C. Los grados-día representados en el mapa corresponden al promedio del periodo 2020-2024. A modo de referencia, en 2024 la población de Estados Unidos tuvo en promedio 1.460 HDD y 550 CDD. “Otros usos finales” incluye desalinización, refrigeración de espacios y centros de datos. “Otros combustibles” incluye energía solar térmica y biogás. La leña en el gráfico de la derecha se basa en estimaciones del Instituto Forestal (INFOR, 2023) para 2023; los círculos de leña se centran en cada región administrativa correspondiente.

1.2.4 Sector eléctrico

El sistema eléctrico de Chile ha experimentado una profunda transformación en las dos últimas décadas, impulsada por una combinación de reformas estructurales de mercado, una demanda creciente y un fuerte impulso político hacia la descarbonización y la resiliencia. Respalda por el desarrollo económico y el crecimiento demográfico, la demanda de electricidad aumentó 3,1% anual desde 2010, frente a un promedio de 2,2% en la región de ALC, alcanzando 84 teravatios-hora en 2024. El consumo de electricidad per cápita en Chile es superior al promedio de ALC: la demanda de electricidad per cápita fue de 4,2 MWh/per

cápita en 2024, frente a un promedio de 2,3 MWh/per cápita en ALC. Esto representa un aumento de 31% en Chile respecto al nivel de 2010, de 3,2 MWh/per cápita.

**Figura 1.10** ▶ Generación de electricidad y demanda final, y emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en Chile, 2000-2024



IEA. CC BY 4.0.

*Desde los años 2000 hasta mediados de la década de 2010, el crecimiento de la generación eléctrica estuvo impulsado en gran medida por el aumento de la generación a carbón*

Nota: TWh = teravatio-hora.

A comienzos de la década de 2000, la mezcla de generación eléctrica en Chile estaba dominada por la hidroeléctrica y el gas natural (Figura 1.10). Desde mediados de la década de 2000, Chile diversificó su mezcla eléctrica en respuesta a sequías recurrentes y a interrupciones en las importaciones de gas. Esto provocó un aumento posterior del uso de carbón y un cambio temporal, después de 2005, desde la generación a gas hacia generación con derivados del petróleo. En la década de 2010, la generación a carbón superó al gas y a la hidroeléctrica como principal fuente de electricidad. Sin embargo, las presiones de costos, las crecientes preocupaciones ambientales y la oposición pública llevaron a un acuerdo en 2019 entre el Ministerio de Energía y las empresas implicadas para eliminar progresivamente el uso de carbón en la generación eléctrica hacia 2040 (véase el Anexo B). La generación eléctrica a carbón alcanzó su máximo en 2016 y se redujo 56% para 2024.

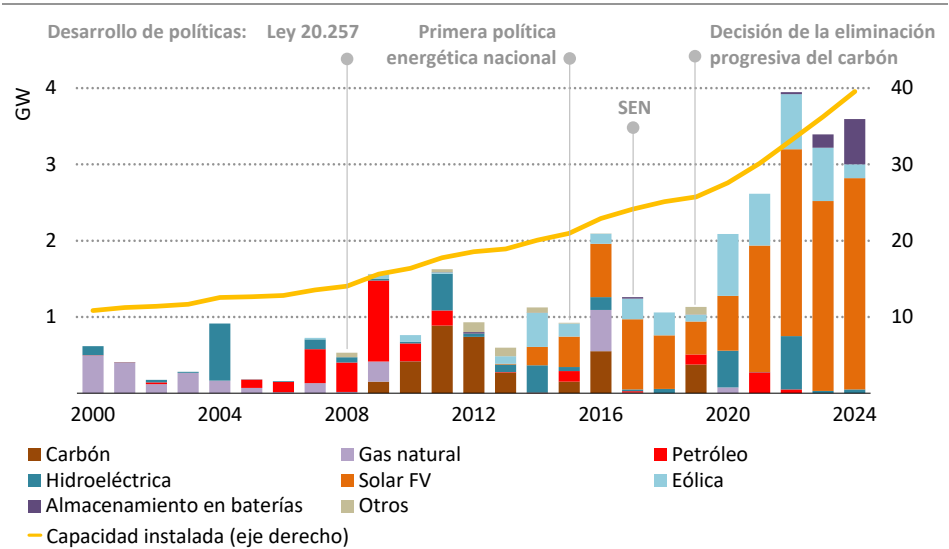
El Plan de Descarbonización 2024 establece acciones específicas para eliminar progresivamente los 3,8 GW restantes de capacidad instalada a carbón, garantizando al mismo tiempo la seguridad energética. Incluye medidas para apoyar el rápido despliegue de energías renovables mediante subastas, incentivos de mercado y el desarrollo de almacenamiento en baterías, que ganó impulso en 2023 en un contexto de aumento de las tasas de vertimiento de energía renovable y disminución de los costos de los paquetes de baterías. (Ministerio de Energía, 2024)

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica (solar FV) se ha convertido en la fuente de electricidad de más rápido crecimiento en Chile. Para 2024, la solar FV representaba 23% de la matriz de generación, uno de los porcentajes más altos del mundo. El auge de la solar FV ha contribuido a una marcada reducción de las emisiones del sector eléctrico desde 2022, que en 2024 descendieron a niveles observados por última vez en 2006.

La hidroelectricidad representó 29% de la generación eléctrica en 2024, manteniéndose como una fuente renovable clave y despachable en la matriz eléctrica. No obstante, las sequías recurrentes en los últimos años han afectado la generación hidroeléctrica y han generado preocupación sobre su fiabilidad.

El gas natural sigue desempeñando un papel de equilibrio, con un suministro que depende en gran medida de las importaciones de GNL y de las importaciones por gasoducto desde Argentina. Chile opera dos terminales de GNL: Quintero, que atiende al centro de Chile y a centrales eléctricas cercanas a Santiago, y Mejillones, que suministra al norte del país, una zona intensiva en minería.

**Figura 1.11 ▶ Aumentos de capacidad por tipo y capacidad instalada total, y principales hitos de política en Chile, 2000-2024**



IEA. CC BY 4.0.

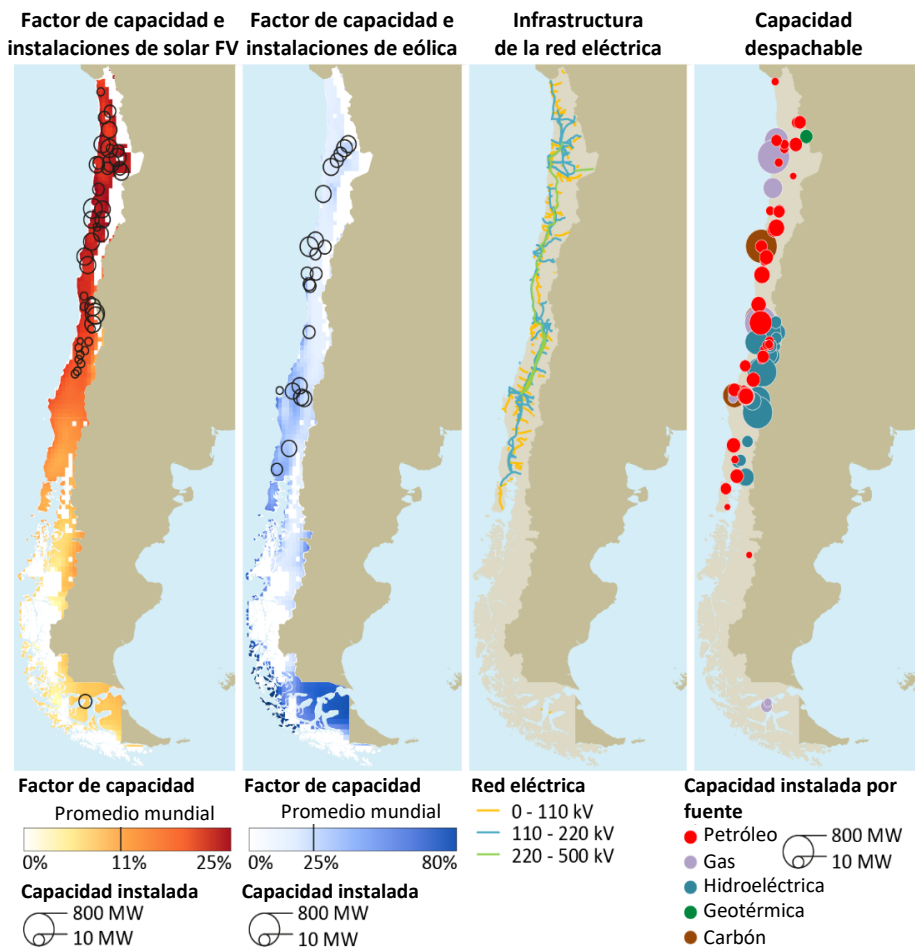
*La energía solar fotovoltaica y la eólica representaron la mayor parte de las nuevas incorporaciones de capacidad cada año desde 2014*

Nota: GW = gigavatios; SEN = sistema eléctrico nacional.

Desde 2013, las energías renovables han dominado las nuevas incorporaciones de capacidad (Figura 1.11). La Ley 20.257, de 2008, estableció un mandato de participación mínima de renovables en la matriz de generación, y el objetivo de que las renovables alcanzaran 20%

de la capacidad total de generación eléctrica para 2025 ya se ha cumplido. Las redes de transmisión se han ampliado, conectando zonas remotas con abundantes recursos renovables a los centros de demanda y reduciendo los vertimientos de energía.

**Figura 1.12** ► Potencial de energías renovables para recursos solares y eólicos, y sistema eléctrico actual en Chile



IEA. CC BY 4.0.

*Con excelentes recursos solares en el norte y recursos eólicos en el sur, Chile cuenta con algunos de los mejores potenciales de energías renovables del mundo*

Nota: kV = kilovoltio; MW = megavatio.

La geografía de Chile dio lugar al desarrollo de tres sistemas eléctricos separados: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Lagos y cubre la mayor parte de la demanda de electricidad; el Sistema Eléctrico de

Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), ambos en el sur del país. El SEN se extiende a lo largo de 3.100 km y se formó en 2017 mediante la interconexión de los antiguos sistemas central (SIC) y norte (SING), lo que permitió una mayor flexibilidad del sistema y una mejor integración de las energías renovables (Figura 1.12).

Chile, pionero en la liberalización del mercado eléctrico, estableció en 1982 un mercado mayorista spot basado en costos marginales. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), creado en 2016 a partir de la integración de instituciones existentes, actúa como operador independiente del sistema, garantizando operaciones seguras y económicamente eficientes y acceso no discriminatorio a la red.

Chile ha logrado avances significativos en la evaluación de la resiliencia de sus sistemas eléctricos y en el fortalecimiento de la infraestructura de redes eléctricas. Sin embargo, un apagón generalizado en febrero de 2025 puso de relieve vulnerabilidades en la resiliencia del sistema y en la coordinación operativa (Cuadro 1.1).

### **Cuadro 1.1 ► El apagón eléctrico de febrero de 2025: impactos y llamado a reformas**

El 25 de febrero de 2025, Chile experimentó su primer apagón a gran escala desde 2010, que afectó a unas 19 millones de personas y causó pérdidas económicas estimadas en 450 millones de USD (AIE, 2025). La interrupción se originó por una desconexión inesperada en una línea de transmisión de 500 kilovoltios (kV) entre las subestaciones Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, un corredor esencial que en ese momento transportaba energía equivalente a 20% de la demanda eléctrica. El SEN se dividió en dos subsistemas independientes, uno norte y otro centro-sur, y ninguno de los dos pudo mantenerse estable (EPRI, 2025).

El impacto inmediato subrayó la importancia social y política de la seguridad eléctrica. El transporte público se vio interrumpido y el sistema de metro de la capital fue suspendido. Sectores críticos, incluida la minería del cobre, se vieron obligados a detener sus operaciones. En respuesta, el gobierno declaró un estado de emergencia temporal e impuso un toque de queda nocturno. La restauración se retrasó debido a la pérdida de varios sistemas de comunicación, monitoreo y telecontrol. La electricidad se restableció gradualmente a partir de última hora del mismo día, y alrededor de 90% de los hogares se reconectaron en las primeras horas del 26 de febrero tras el apagón nacional (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025a, b, c).

La geografía singular de Chile ha dado lugar a un sistema de transmisión longitudinal, con líneas de alta tensión que recorren gran parte del país. La instalación ubicada en el centro del incidente es un componente fundamental de la red nacional, ya que permite el flujo de electricidad desde los territorios del norte, ricos en recursos solares, hacia la región central densamente poblada, donde la demanda es más elevada. Esta configuración longitudinal plantea desafíos operativos: la energía debe viajar distancias muy largas, lo

que hace que el sistema sea altamente sensible a caídas de tensión y oscilaciones. Esto crea la necesidad de un despliegue específico de equipos para ayudar a regular el voltaje y mantener la estabilidad del sistema.

Veinte días después del evento, el CEN elaboró un informe técnico que recogía la cronología de los hechos. Para garantizar la transparencia y el rigor técnico, el CEN encargó una revisión independiente de su informe al EPRI, complementada con un estudio de investigadores locales para evaluar las causas profundas del suceso. La revisión del EPRI identificó la necesidad de mejorar los mecanismos de defensa de la red y los protocolos de recuperación, y recomendó medidas como aumentar la redundancia de los sistemas de protección, reforzar el control de voltaje en la generación conectada mediante convertidores y mejorar la formación de los operadores.

### 1.3 Desarrollos en la política energética

La estrategia nacional de descarbonización se ha beneficiado de una notable continuidad en la definición de objetivos. En 2017, el Consejo de Ministros adoptó un Plan Nacional de Acción de Cambio Climático. En 2020, el presidente de Chile anunció por primera vez un objetivo nacional de alcanzar emisiones netas cero hacia mediados de siglo, tras el compromiso del país de implementar plenamente el Acuerdo de París asumido en la Cumbre del G20 en Osaka un año antes. El objetivo de emisiones netas cero se incorporó posteriormente a la Estrategia Climática de Largo Plazo, adoptada por el Consejo de Ministros y comunicada a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en 2021, y finalmente se consagró como objetivo jurídicamente vinculante en la Ley Marco sobre Cambio Climático de 2022. El objetivo abarca todos los sectores relacionados con la energía.

La Ley Marco sobre Cambio Climático establece un sistema nacional de inventario de GEI e introduce presupuestos de emisiones de GEI tanto a nivel de toda la economía como a nivel sectorial. El sector de uso del suelo, cambio de uso del suelo y silvicultura (LULUCF) representa más de la mitad de la reducción proyectada de emisiones de GEI necesaria para alcanzar la neutralidad de carbono, lo que subraya su papel fundamental en el equilibrio de las emisiones residuales en todo el país.

En julio de 2025, el Consejo de Ministros adoptó una Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) actualizada. Esta compromete a Chile a un presupuesto nacional de emisiones de 1.100 millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (Mt CO<sub>2</sub>-eq) para el periodo 2020-2030, con una trayectoria que implica que las emisiones de GEI alcancen su máximo en 2025, y establece un tope para 2030 de 95 Mt CO<sub>2</sub>-eq. También fija un presupuesto nacional de emisiones de 480 Mt CO<sub>2</sub>-eq para 2031-2035, con el compromiso de limitar las emisiones de GEI a 90 Mt CO<sub>2</sub>-eq para 2035. Incluye presupuestos sectoriales de emisiones para transporte, energía, edificaciones, residuos y agricultura.

La NDC actualizada confirma el objetivo establecido en 2019 de eliminar progresivamente el carbón en la generación eléctrica para 2040, mediante un acuerdo público-privado entre el gobierno y los propietarios de activos de carbón. Su implementación se basa en un decreto de 2020 que preveía el cierre de ocho centrales a carbón (de un total de 28) para 2024 como medida intermedia. Desde entonces, han cerrado 11 centrales a carbón. La NDC también establece que la intensidad energética de la economía en su conjunto debe reducirse en una quinta parte entre 2019 y 2035, y que 80% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables para 2030. Además, reafirma el objetivo de reducir las emisiones nacionales de metano en 10% para 2035 y de que estas emisiones alcancen su máximo en 2025. Se incluyen objetivos de calidad del aire: la NDC exige una reducción de 25% de las partículas finas respecto a los niveles de 2016 para 2030 y una reducción de 30% para 2035, a implementarse mediante la disminución de las emisiones de carbono negro.

El Ministerio de Energía ha elaborado y actualizado regularmente los correspondientes Planes Energéticos a Largo Plazo (PELP) desde 2016. Estos planes quinquenales establecen proyecciones de oferta y demanda de energía en un horizonte de 30 años bajo diferentes escenarios y proporcionan la base para las medidas de política sectorial. Incluyen:

- Un decreto de planificación energética que establece clústeres de desarrollo de energías renovables en áreas específicas del país.
- Plan Anual de Expansión de la Transmisión.
- Planes específicos como el Plan Sectorial para la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático en Energía, el Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, el Plan de Cambio Climático del Sector Minero 2025-2029 y el reciente Plan de Descarbonización del Sistema Eléctrico.

### **Cuadro 1.2 ► Políticas de fijación de precios del carbono en Chile**

Chile fue uno de los primeros países de América Latina en diseñar e implementar la fijación de precios del carbono en el sector energético. Su panorama de políticas de precios al carbono es hoy bastante diverso e incluye varios instrumentos.

Chile implementó por primera vez un “impuesto verde” en 2017 (Ley 20.780). Este incluía tres componentes: un impuesto al carbono, un impuesto a contaminantes locales y un impuesto sobre los vehículos livianos nuevos. En conjunto, estos tres impuestos cubrían alrededor de 40% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> equivalente del país. El gobierno fijó el impuesto al carbono en 5 USD por tonelada de dióxido de carbono (t CO<sub>2</sub>) y lo aplicó a todas las fuentes estacionarias con una capacidad térmica de 50 megavatios (MW) o más, como centrales eléctricas y calderas industriales. El nivel del impuesto a contaminantes locales —como dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y material particulado fino— variaba en función de los niveles de emisión, la exposición de la población y las condiciones locales de contaminación. El nivel del impuesto a los vehículos livianos nuevos se basaba en el desempeño energético y las emisiones. El impuesto verde excluía

inicialmente los sectores transporte, acero y minería. También se estableció un sistema de compensación que otorgaba descuentos a los generadores térmicos si el monto que debían pagar superaba sus costos marginales de operación.

La Ley de Modernización Tributaria (Ley 21.210), aprobada en febrero de 2020, introdujo dos cambios importantes. Redujo el umbral del impuesto al carbono para incluir instalaciones que emiten más de 25.000 t CO<sub>2</sub> al año y estableció una base legal para un sistema de compensación mediante créditos de carbono. Los cambios entraron plenamente en vigor en 2023 y condujeron a la creación del Sistema de Compensación de Emisiones, que permite a las entidades compensar parte o la totalidad de sus emisiones gravadas mediante la compra de créditos de carbono procedentes de proyectos aprobados de reducción o eliminación de emisiones en Chile.

Además, la Ley Marco sobre Cambio Climático de 2022 (Ley 21.455) estableció un sistema de normas de emisiones de GEI y certificados de reducción de emisiones. También reconoció el uso del Artículo 6 del Acuerdo de París, que establece un marco para que los países cooperen voluntariamente en la implementación de sus NDC mediante mercados internacionales de carbono y/o enfoques no basados en el mercado. Su principal objetivo es aumentar la ambición climática global garantizando la integridad ambiental. Actualmente, el Ministerio de Energía está desarrollando un piloto del sistema de comercio de emisiones (ETS, por sus siglas en inglés) para el sector energético. Se espera que el piloto del ETS comience a finales de 2025 o comienzos de 2026 y que complemente el impuesto al carbono introducido en 2017.

En el marco de su NDC actualizada y de otras políticas climáticas nacionales, Chile ha delineado varias medidas para fortalecer la fijación de precios del carbono, entre ellas:

- Un aumento gradual del nivel del impuesto verde hasta igualar el precio social del carbono. Según los planes del gobierno, la tasa alcanzará al menos 35 USD/t CO<sub>2</sub>-eq para 2030.
- Un mecanismo para incentivar la eficiencia energética y la adopción de tecnologías de bajas emisiones en el sector industrial, teniendo en cuenta las circunstancias específicas de cada subsector.
- Un aumento del nivel actual de los impuestos a los combustibles en el sector transporte para alinearlos con la tasa del impuesto verde.

Chile también está explorando el uso de los mercados internacionales de carbono para acelerar la descarbonización de su sector energético. Ha firmado acuerdos bilaterales con Japón (2015), Suiza (2024) y Singapur (2025), que pueden ayudar a canalizar fondos externos para apoyar proyectos y tecnologías relevantes.



## Transición energética para 2050: análisis sector por sector

Una estrategia de toda la economía  
para la reducción de emisiones

### R E S U M E N

- Cumplir los ambiciosos objetivos climáticos de Chile, al tiempo que se busca mejorar la seguridad energética y aumentar la competitividad económica a largo plazo, depende de cambios significativos en su sector energético. El Escenario de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés) de la AIE presenta una posible trayectoria. Se basa en cuatro pilares: mejorar la eficiencia energética; descarbonizar el sector eléctrico; electrificar sectores de uso final; y asegurar que la modernización y expansión de la red eléctrica permita la integración de las energías renovables y apoye la electrificación.
- La demanda energética industrial sigue creciendo hasta 2035, tras lo cual las eficiencias técnicas y de los materiales comienzan a reducir la demanda. Para 2050, la electricidad proporciona la mitad de la energía industrial en el APS, frente a un tercio actualmente. La minería electrifica más rápidamente, con una sustitución generalizada de equipos móviles diésel por alternativas de baterías más eficientes que pueden aprovechar los recursos solares. La bioenergía y el hidrógeno de bajas emisiones también contribuyen, especialmente en la industria intensiva en energía.
- La demanda energética para el transporte se desplaza hacia la electricidad, ya que políticas como la Estrategia Nacional de Electromovilidad elevan la cuota de ventas de vehículos eléctricos a casi el 100% para 2035. En consecuencia, las emisiones del transporte caen más de un 10%, incluso cuando el número de vehículos aumenta casi un tercio. La aviación y el transporte marítimo son más difíciles de descarbonizar, pero los biocombustibles líquidos reemplazan casi el 20% de la demanda de petróleo de Chile para 2050.
- La demanda energética en el sector de las edificaciones se reduce gracias a las mejoras de eficiencia. En particular, la demanda energética para la calefacción de espacios se reduce a más de la mitad para 2050, ya que las bombas de calor eficientes y rentables se convierten en un proveedor clave de calefacción residencial, y a medida que la calidad de la biomasa y el aislamiento de las edificaciones mejoran. La eficiencia de los electrodomésticos también contribuye, tanto para el aire acondicionado en el norte como a medida que crece el número de dispositivos domésticos.
- Satisfacer la creciente demanda eléctrica de los usuarios finales, sumado al incremento de la producción de hidrógeno, requiere que la generación de electricidad aumente más del doble en la próxima década. Las energías renovables sustentan este crecimiento, aprovechando sus excelentes recursos solares en el norte y eólicos en el

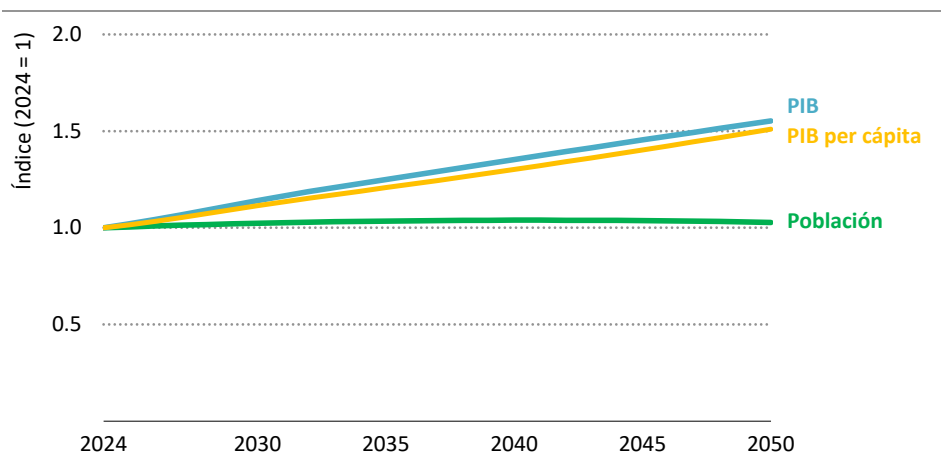
sur, lo que respalda la eliminación progresiva de la generación eléctrica a base de carbón. La energía hidroeléctrica despachable y el gas natural ayudan a integrar las energías renovables variables, la capacidad de almacenamiento en baterías supera los 8 gigavatios para 2035 y las incorporaciones anuales a la red se cuadruplican en comparación con la actualidad.

- Actualmente, Chile importa más del 90% de sus combustibles fósiles. La minería del carbón terminó en 2020 y la producción de petróleo y gas natural se limita a pequeños campos en el sur. En el APS, mientras la producción de combustibles fósiles disminuye, la dependencia general de Chile de las importaciones se reduce gracias a la transición energética.

## 2.1 Introducción

Nuestros escenarios proyectan un crecimiento económico sostenible en Chile junto con una aceleración de la descarbonización. Se proyecta que la población en 2050 sea un 3% mayor que en 2024, mientras que el producto interno bruto (PIB) crecerá un 2% anual hasta 2035 y un 1,5% a partir de entonces (Figura 2.1). El PIB *per cápita* aumentó un 22% entre 2010 y 2024: se prevé que aumente más de un 20% respecto al nivel actual para 2035 y más del 50% para 2050.

**Figura 2.1** ▶ Indicadores económicos y demográficos clave para Chile, 2024-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Aunque la población se mantiene estable, el PIB aumenta un 55% para 2050*

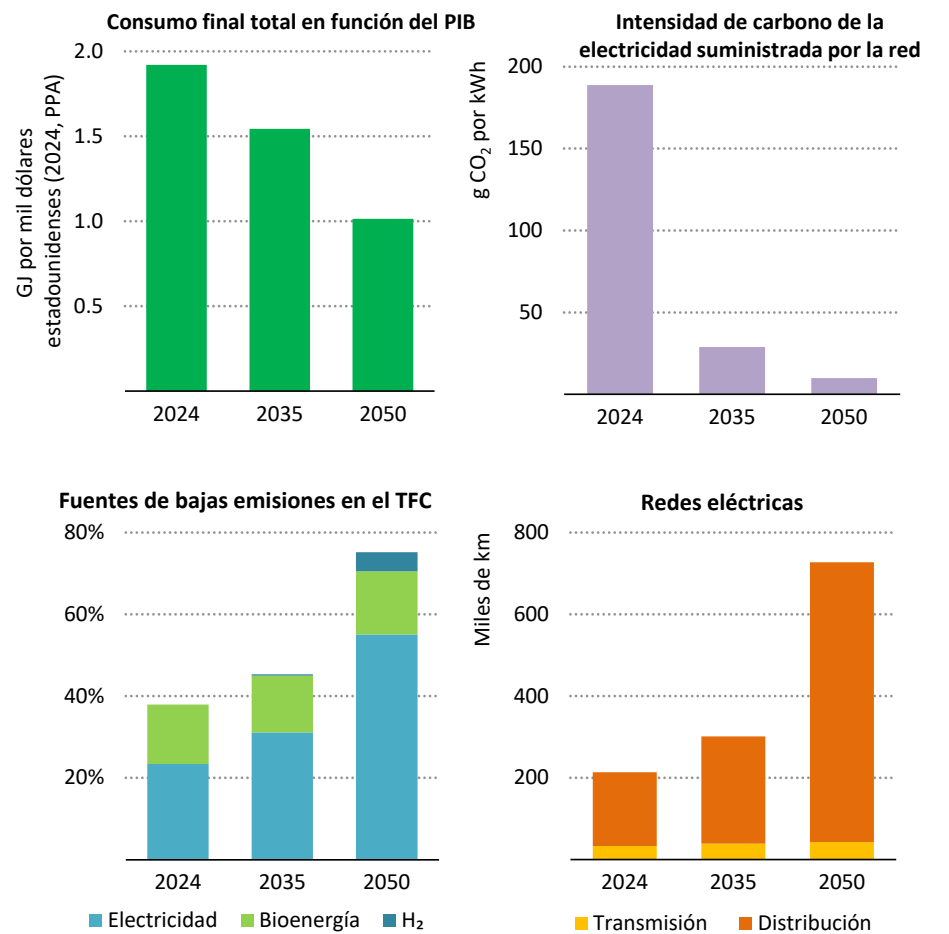
Notas: PIB = producto interno bruto. Los cálculos se basan en el PIB expresado en dólares estadounidenses del año 2024 en términos de paridad de poder adquisitivo.

Fuentes: análisis de la AIE basado en el FMI, Oxford Economics y Naciones Unidas.

## 2.2 Pilares clave del Escenario de Compromisos Anunciados

Chile aspira a alcanzar la neutralidad de carbono para 2050. Su ambicioso objetivo requiere una transformación integral en todo su sistema energético. La trayectoria del Escenario de Compromisos Anunciados (APS) se basa en cuatro pilares fundamentales que, en conjunto, buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) mientras se mejoran la seguridad energética y el desarrollo económico (Figura 2.2). Ninguno de los pilares actúa de manera aislada, y existen fuertes sinergias entre ellos: por ejemplo, electrificar la demanda de uso final (como parte del pilar 3) mejora la eficiencia energética (pilar 1) y permite que la electricidad de bajas emisiones desplace el consumo directo de combustible (pilar 2), pero depende en última instancia de redes eléctricas resilientes y seguras (pilar 4).

**Figura 2.2 ▶ Pilares clave de la trayectoria de transición energética en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La transición energética de Chile se basa en cuatro pilares: mejorar la eficiencia, descarbonizar el sector eléctrico, electrificar los sectores de uso final y contar con redes eléctricas resilientes*

Nota: TFC = consumo final total; GJ = gigajulio; PPA = paridad de poder adquisitivo; g CO<sub>2</sub> = gramos de dióxido de carbono; kWh = kilovatio-hora; km = kilómetro; H<sub>2</sub> = hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno.

**Pilar 1: Eficiencia energética – hacia una transición rentable**

La eficiencia energética es la piedra angular de la trayectoria del APS, que prevé una disminución de la intensidad de energía final del 20% respecto a los niveles de 2024 para 2035 y alrededor del 45% para 2050. La justificación económica es convincente: mejorar la eficiencia energética reduce el gasto en combustible y la dependencia de las importaciones,

mientras que al mismo tiempo reduce la necesidad de nuevas tecnologías de emisiones cercanas a cero, especialmente en sectores de difícil descarbonización, y de aumentar la capacidad de fuentes renovables.

### *Pilar 2: Descarbonización del sector eléctrico – la piedra angular*

En el APS, el sector eléctrico ve la intensidad del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) caer hasta el 15% de los niveles actuales para 2035 y casi un 5% para 2050. Esta rápida reducción de la intensidad de CO<sub>2</sub> está impulsada por la acelerada eliminación de la generación eléctrica a base de combustibles fósiles, la rápida expansión de las renovables y el refuerzo estratégico de la infraestructura de la red para integrar renovables variables y garantizar un suministro fiable de energía. La descarbonización del sector eléctrico es de vital importancia, ya que todos los sectores de uso final dependen de la electrificación como principal medio de reducción de emisiones. Afortunadamente, Chile cuenta con un excelente potencial de recursos energéticos renovables que proveen una base para alcanzar este objetivo.

### *Pilar 3: Electrificación y cambio a combustibles de bajas emisiones en los usos finales – abordando el lado de la demanda*

El tercer pilar es la electrificación generalizada y el cambio de combustible en los sectores de uso final, que transforma los patrones de consumo energético en Chile. La cuota de electricidad en el consumo final total aumenta del 23% en la actualidad a aproximadamente el 30% en 2035 y al 55% en 2050 en el APS. Esta trayectoria de electrificación se complementa con el desarrollo y despliegue estratégico de hidrógeno, donde el hidrógeno de bajas emisiones <sup>1</sup> representa aproximadamente el 5% del consumo final total en 2050, especialmente para usos finales difíciles de electrificar directamente, como la industria intensiva en energía, el transporte de larga distancia y los equipos móviles pesados utilizados en operaciones mineras. La estrategia integral de cambio de combustible en el APS requiere una inversión significativa en infraestructura nueva, pero ofrece una oportunidad para mejorar la seguridad energética, la eficiencia energética y la competitividad económica.

### *Pilar 4: Redes eléctricas fiables y resilientes - la columna vertebral de la electrificación y la integración de energías renovables*

Garantizar redes eléctricas robustas y resilientes es el cuarto pilar de la transición. Sustenta la electrificación de los usos finales y apoya la transición hacia un sector eléctrico descarbonizado. Las redes eléctricas son un elemento crucial en la transición energética en Chile. El APS experimenta una expansión de alrededor del 40% entre 2024 y 2035 y un aumento hasta alrededor del 240% para 2050, impulsado en gran parte por una mayor

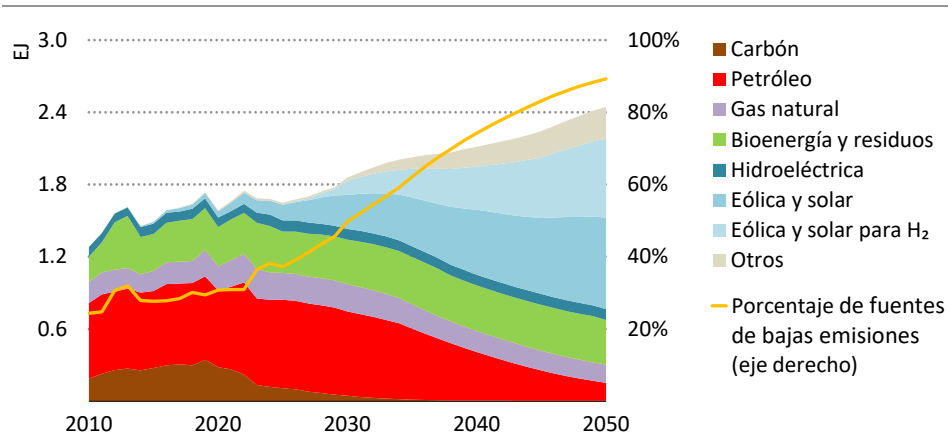
<sup>1</sup> El hidrógeno de bajas emisiones se refiere al hidrógeno producido mediante electrólisis del agua con electricidad generada a partir de fuentes de bajas emisiones, como las energías renovables. También incluye hidrógeno producido a partir de biomasa o de combustibles fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono, siempre que se alcancen altas tasas de captura de CO<sub>2</sub>. Por favor, consultar el Anexo C para obtener más detalles.

inversión en redes de distribución. La expansión de la red le permitirá a Chile aprovechar al máximo sus abundantes recursos solares y eólicos, que están concentrados lejos de los principales centros de demanda. También será necesaria la inversión en digitalización, automatización de redes y tecnologías avanzadas de transmisión para garantizar la estabilidad del sistema. En última instancia, la electricidad asequible depende de la integración exitosa de las energías renovables en una red modernizada.

### 2.3 Demanda energética

La demanda total de energía en Chile enfrenta dinámicas contrastantes en el APS. El crecimiento económico impulsa el aumento de la demanda, pero las mejoras en la eficiencia, a menudo impulsadas por la electrificación, contribuyen a moderar el consumo de combustible. A pesar de las mejoras en la eficiencia, la demanda energética en Chile aumenta un 20% para 2035 en comparación con los niveles de 2024, y alrededor del 45% para 2050 (Figura 2.3). Este crecimiento está impulsado por el desarrollo y el despliegue de la producción de hidrógeno de bajas emisiones, que representa el 85% del aumento de la demanda energética de aquí a 2050. Esto le permite a Chile aprovechar hidrógeno de bajas emisiones en el mercado nacional, al mismo tiempo que crea oportunidades de exportación y posiciona al país como un actor destacado en el mercado global de hidrógeno de bajas emisiones (ver el Capítulo 4).

**Figura 2.3 ▶ Demanda energética por fuente y cuota de fuentes de bajas emisiones en Chile en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

**Las fuentes de bajas emisiones en la demanda energética pasan de una cuota del 38% en 2024 a más del 60% en 2035 y al 90% en 2050, una transformación significativa**

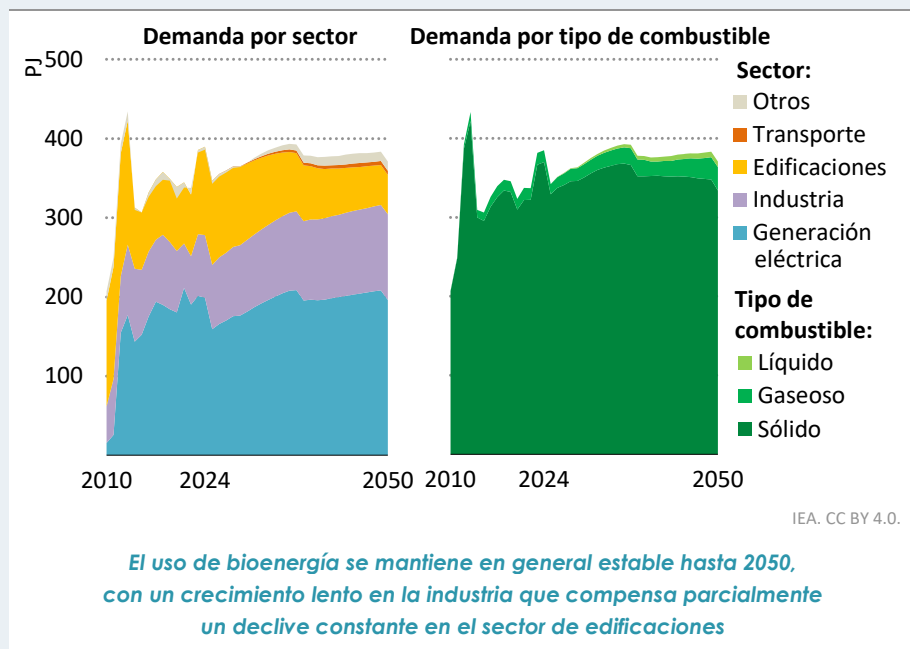
Notas: EJ = exajulio. Eólica y solar para H<sub>2</sub> se refiere al uso de energía eólica y solar para la producción de hidrógeno de bajas emisiones tanto para uso doméstico como para exportación.

La cuota de fuentes de bajas emisiones en la demanda energética aumenta del 38% en 2024 a más del 60% en 2035 y al 90% para 2050. La expansión de la capacidad eólica y solar impulsa esta transición a la energía limpia, con un aumento en la producción de estas tecnologías más de cinco veces para 2035 y 12 veces para 2050 en comparación con la actualidad. La energía hidroeléctrica sigue desempeñando un papel importante, cubriendo el 5% de la demanda en 2035 y el 4% en 2050. El uso de bioenergía sigue estando en gran medida sin cambios en términos absolutos, aunque su cuota disminuye de casi el 25% hoy al 15% para 2050 (Cuadro 2.1).

### Cuadro 2.1 ► Bioenergía: llegó para quedarse

La bioenergía representa aproximadamente el 23% de la demanda energética, siendo el segundo combustible más utilizado en Chile. En 2024, el consumo alcanzó casi 400 PJ, casi en su totalidad en forma de biomasa sólida. Aproximadamente la mitad se utilizó en el sector eléctrico, mientras que el resto se repartió entre la industria y la calefacción de espacios en edificaciones, especialmente en las regiones del sur, donde muchos hogares siguen utilizando la leña como combustible (Figura 2.4).

**Figura 2.4 ► Demanda de bioenergía por sector y tipo de combustible en Chile en el APS, 2010-2050**



Nota: PJ = petajulio.

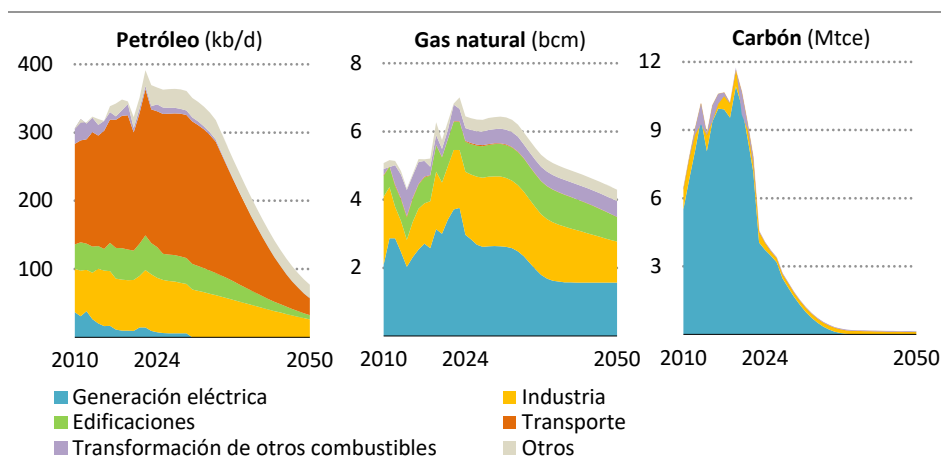
En Chile, la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) y la Estrategia de Transición Energética Justa priorizan la expansión de la energía eólica y solar fotovoltaica (PV),

reconociendo al mismo tiempo la importancia de la bioenergía como fuente complementaria para sectores de energía despachable y para sectores de difícil descarbonización. Escalar la bioenergía presenta desafíos, incluyendo altos costos de inversión, disponibilidad limitada de biomasa, infraestructura limitada para la actualización del biogás y una fuerte competencia de la energía solar y eólica de bajo costo. Sin embargo, los flujos de residuos orgánicos podrían suministrar hasta 78 PJ al año de bioenergía sostenible, principalmente a partir de estiércol de ganado y residuos de cultivos, si se abordan las barreras regulatorias y financieras (Ludlow, et al., 2021).

En el APS, el uso total de bioenergía se mantiene en general estable hasta 2050, aunque su cuota disminuye del 23% actual a aproximadamente el 15% en 2050. La biomasa sólida sigue dominando, aunque el biogás y, en menor medida, los biocombustibles líquidos, ganan fuerza para 2050. En las edificaciones, el consumo de bioenergía disminuye más de un 50% en 2050 en comparación con la actualidad, ya que el número de hogares que usan biomasa disminuye en una cuarta parte y los hogares emplean estufas y combustibles más eficientes, por ejemplo, pellets y leña de baja humedad. Este descenso se compensa parcialmente con un aumento del uso en el sector industrial.

La proporción de combustibles fósiles en la matriz energética del APS cae de alrededor del 65% hoy a alrededor del 40% para 2035, y solo al 12% para 2050. Cada combustible fósil sigue una trayectoria distinta (Figura 2.5).

**Figura 2.5 ▶ Demanda de petróleo, gas natural y carbón por sector en Chile en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La demanda de petróleo y carbón disminuye bruscamente, mientras que la demanda de gas natural disminuye aproximadamente un tercio de aquí a 2050*

Nota: kb/d = mil barriles por día; bcm = mil millones de metros cúbicos; Mtce = un millón de toneladas de carbón equivalente.

La demanda de petróleo disminuye en el APS de más de 350 mil barriles diarios (kb/d) en 2024 a unos 300 kb/d en 2035, y aproximadamente 75 kb/d para 2050. El petróleo es actualmente el combustible más importante en Chile y representa más del 70% de la demanda de combustibles fósiles en 2035. Sin embargo, la demanda de petróleo disminuye más rápido que la demanda de gas natural a partir de 2035, y el gas natural representa la misma proporción del consumo de combustibles fósiles que el petróleo para 2050. La reducción del consumo de petróleo se debe en gran medida a un mayor uso de vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés) en el sector del transporte, respaldada por objetivos de eficiencia, infraestructura de carga ampliada y modelos de EV más asequibles. El consumo de petróleo en otros sectores —incluido el subsector minero y la calefacción para edificaciones— también disminuye de forma constante a medida que aumentan las alternativas de bajas emisiones.

La demanda de gas natural, que superó los 6 bcm en 2024, baja de los 6 bcm en 2035 y a 4 bcm en 2050 en el APS, principalmente debido a su papel cada vez menor en la generación eléctrica. A medida que la generación solar y eólica se expande, las centrales eléctricas a gas natural pasan de producir electricidad a granel a ofrecer flexibilidad y capacidad segura. Fuera del sector eléctrico, principalmente en la industria, especialmente como materia prima para la producción de metanol, y en edificaciones para calefacción, el consumo de gas natural disminuye a un ritmo menor hasta 2050.

La demanda de carbón en Chile ya ha caído drásticamente, pasando de un pico de casi 12 Mtce en 2019 a unas 4 Mtce en 2024. Se prevé que este declive continúe, impulsado por la retirada gradual de las centrales térmicas de carbón, que se completarán para 2040. La demanda residual de carbón, que se proyecta en poco más de 0,1 Mtce en 2050, se limita principalmente a usos industriales.

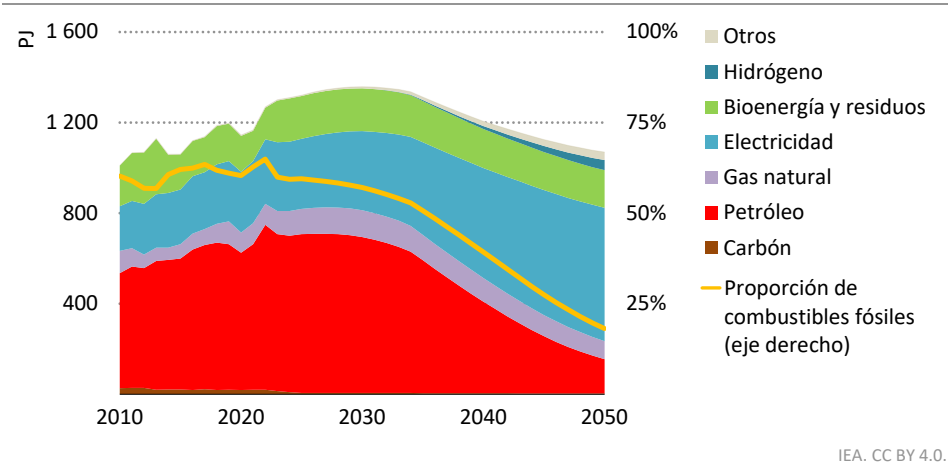
## 2.4 Sectores de uso final

El consumo final total en Chile sigue una trayectoria diferente a la de la demanda energética total, manteniéndose relativamente estable hasta 2035 y luego disminuyendo un 20% respecto al nivel actual para 2050 (Figura 2.6). La capacidad de satisfacer la creciente demanda de servicios energéticos mientras se reduce el consumo energético en el APS es el resultado de esfuerzos acelerados para electrificar los usos finales y mejorar la eficiencia energética. Las tecnologías eléctricas son mucho más eficientes que las tecnologías que sustituyen: por ejemplo, los vehículos eléctricos son entre dos y cuatro veces más eficientes que las alternativas a base de combustibles fósiles, y las bombas de calor son entre tres y cinco veces más eficientes. Las mejoras técnicas en eficiencia energética también son importantes. La Ley de Eficiencia Energética de 2021 (Ley nº 21.305) establece estándares e incentivos rigurosos en todos los sectores de uso final, identificando específicamente la magnitud de la oportunidad en las operaciones mineras y la calefacción residencial. En el APS, las medidas en todos los sectores suponen una mejora anual en la intensidad energética final del 2% hasta 2035 y del 2,8% en el periodo 2035-2050.

La cuota de combustibles fósiles en los sectores de uso final experimenta una transformación sustancial, descendiendo del 62% en 2024 al 54% en 2035 y alcanzando el 22% en 2050. La

electricidad impulsa gran parte de esta transición, con un aumento de su participación en el consumo final total del 23% en 2024 a más del 30% en 2035 y al 55% en 2050. La cuota de bioenergía y residuos se mantiene estable en torno al 14-16-%, pero esto proporciona una energía significativamente más útil que hoy en día, ya que mejora la calidad del combustible y los avances en eficiencia en tecnologías de calefacción y cocción reducen el desperdicio energético y aumenta su cuota en el sector industrial. De manera similar, el gas natural mantiene su cuota en aproximadamente 8% y se utiliza principalmente en la industria, especialmente como materia prima para la producción de metanol. El hidrógeno de bajas emisiones comienza a ganar fuerza después de 2035 y equivale al 5% del consumo final total en 2050 incluyendo la producción *in situ*; se utiliza principalmente para alimentar maquinaria móvil pesada en minas, transporte de mercancías pesadas, producción de productos químicos y otras actividades difíciles o imposibles de electrificar.

**Figura 2.6 ▶ Consumo final total por fuente y cuota de fuentes de combustibles fósiles en Chile en el APS, 2010-2050**



*El consumo final total disminuye después de 2030, con las mejoras en eficiencia derivadas de la electrificación y las políticas de eficiencia energética que permiten prestar más servicios con menos energía*

### 2.4.1 Sector industrial

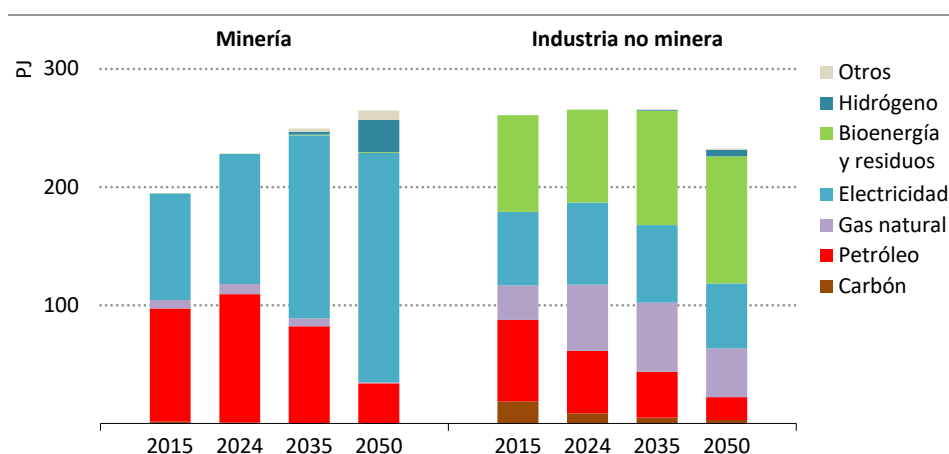
La demanda energética industrial en Chile está prevista para crecer ligeramente a un ritmo de alrededor del 0,4% cada año durante la próxima década. A pesar de este crecimiento, las emisiones continúan disminuyendo desde su pico en 2022 a una tasa promedio del 2,4% anual en el APS.<sup>2</sup> Más allá de 2035, la demanda total de energía industrial comienza a

<sup>2</sup> Las emisiones industriales incluyen tanto las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles como las emisiones de procesos industriales que transforman materiales química o físicamente, por ejemplo, la liberación de CO<sub>2</sub> en la producción de cemento a partir de carbonato cálcico.

disminuir, impulsada por mejoras más rápidas en la eficiencia material y técnica, lo que supone nuevas reducciones de emisiones. En el APS, la eficiencia energética industrial — medida como la proporción entre la demanda energética y el valor agregado por la industria— mejora un 1,5% anual en promedio hasta 2035, y un 1,7% en promedio después hasta 2050. Esto supone un gran aumento en comparación con el ligero descenso observado en promedio en la última década y refleja una combinación de mejoras técnicas en los procesos existentes, electrificación y una mejora en la eficiencia de los materiales.

La dependencia de las importaciones de petróleo disminuye a medida que la cuota de petróleo en la demanda energética industrial pasa de casi un tercio hoy a una décima parte en 2050 (Figura 2.7). El consumo de gas natural en la industria disminuye un 35% para 2050 en comparación con hoy, siendo la producción de metanol el 85% del uso de gas natural en la industria para 2050, frente al 60% actual. Aunque el hidrógeno electrolítico representa aproximadamente una cuarta parte de la materia prima de hidrógeno producida para la producción de metanol para 2050, el gas natural también sigue desempeñando un papel como fuente de materia prima de CO<sub>2</sub>.

**Figura 2.7 ▶ Demanda energética por combustible en las industrias mineras y no mineras en Chile en el APS, 2015-2050**



IEA. CC BY 4.0.

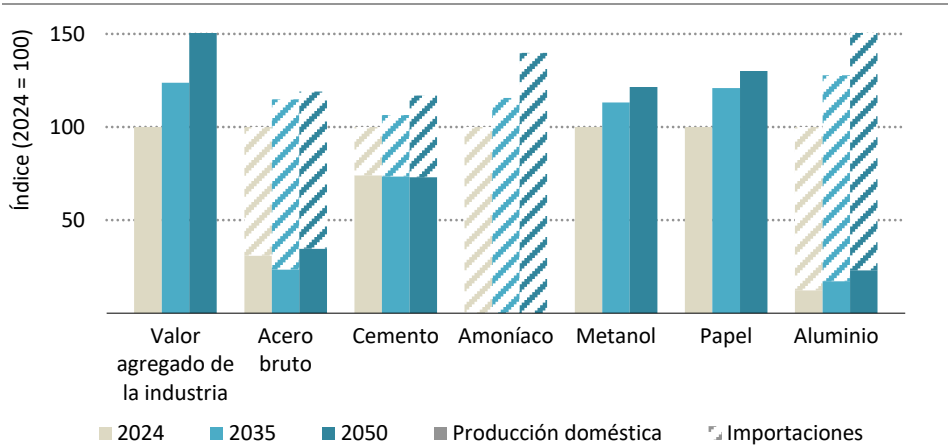
*La minería consume alrededor de la mitad de la energía industrial y es un buen candidato para una mayor electrificación, mientras que la industria no minera mejora la eficiencia y utiliza más bioenergía*

En cambio, la cuota de electricidad en la demanda energética industrial crece seis puntos porcentuales para 2035 en el APS, momento en el que cubre el 43% de la demanda energética industrial. Este crecimiento se concentra en el subsector minero, aunque hay una pequeña contribución de cierta electrificación de la producción de metanol. La cuota de bioenergía en la demanda energética industrial también aumenta, pasando del 16% en 2024

al 22% en 2050, principalmente debido a su creciente uso en industrias intensivas en energía, donde proporciona el 73% de la energía en el subsector de la pulpa y el papel para 2050, y el 31% en el subsector del cemento, frente al 63% y 10% en 2024 respectivamente.

La eficiencia de los materiales es responsable de un tercio de las reducciones de emisiones de industrias intensivas en energía entre ahora y 2035. La producción de acero en Chile ya emplea únicamente materiales reciclados. Los subsectores de cemento, aluminio y química reducen la demanda de materias primas en el APS aumentando el uso de materiales cementantes sustitutos y ampliando el reciclaje de chatarra y plásticos. Un uso final más eficiente, como una vida útil más larga en las edificaciones, también reduce la demanda total de materiales, reduciendo la demanda de acero, cemento y metanol entre un 3 y un 9% respectivamente para 2035, en comparación con un caso sin esfuerzos para mejorar la eficiencia del material. En general, estas reducciones en la demanda de materiales por uso final reducen la demanda energética en un 7% en la industria intensiva en energía para 2050 en comparación con la actualidad. La eficiencia de los materiales es una opción rentable para la reducción de emisiones en el sector industrial y reduce la necesidad de nuevas tecnologías en sectores de difícil descarbonización, algunos de los cuales requieren altos niveles de inversión.

**Figura 2.8 ▶ Productos industriales clave: demanda, producción nacional e importaciones en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Chile depende en gran medida de las importaciones de productos industriales clave, excepto el metanol y el papel*

Notas: El amoníaco se refiere únicamente al amoníaco producido para usos convencionales, que en Chile es principalmente para fertilizantes y explosivos en minería, y no para su uso como combustible (Los proyectos de exportación y el uso de amoníaco como combustible a base de hidrógeno se discuten en el capítulo 4.)

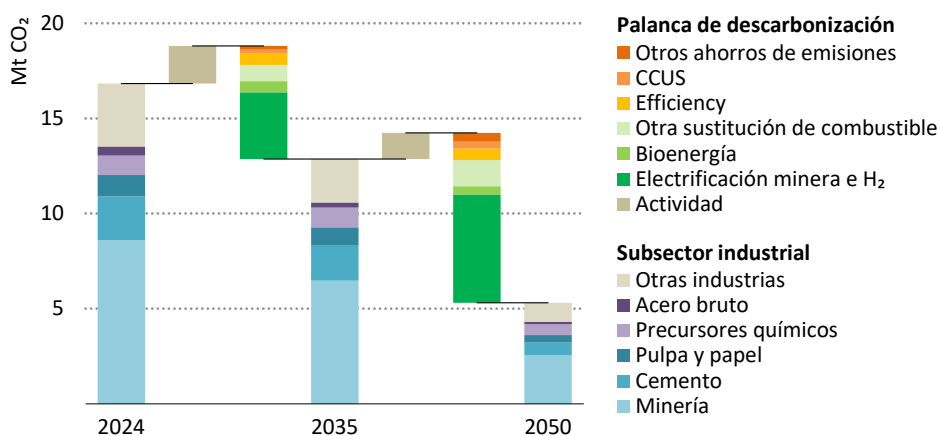
Los productos de la industria pesada son los materiales fundamentales para muchos otros sectores, y su demanda sigue creciendo en el APS (Figura 2.8). Chile depende de la

importación de muchos productos industriales clave, incluido el amoníaco, que se utiliza principalmente como explosivos para minería, y también se importa indirectamente en forma de fertilizantes nitrogenados. (El capítulo 4 analiza cómo la aparición de una industria de hidrógeno de bajo costo en Chile podría alterar esta perspectiva de demanda interna al internalizar la producción de algunos materiales industriales clave, especialmente el amoníaco.)

### Trayectoria de emisiones

En el APS, las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector industrial caen un 24% respecto al nivel actual en 2035 y un 68% en 2050 (Figura 2.9). La mayoría de las reducciones hasta 2035 se deben al cambio de combustible, con la electrificación de la minería y otras industrias ligeras como la manufactura y textil desempeñando un papel especialmente importante. Más allá de 2035, lograr mayores reducciones de emisiones en algunos subsectores requiere nuevas tecnologías que aún no se han implementado a gran escala. Con sus ricos recursos de energía renovable, Chile está bien posicionado para producir hidrógeno mediante electrólisis. En el APS, el hidrógeno cubre el 7% de la demanda energética industrial para 2050, principalmente en la industria minera. La electrólisis *in situ* produce el 25% del hidrógeno utilizado para la producción local de metanol para 2050.

**Figura 2.9 ► Palancas clave de descarbonización para la reducción de emisiones en la industria en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*El cambio de combustible es el motor más importante de la reducción de emisiones, pero también se necesitan medidas de eficiencia y nuevas tecnologías como el CCUS para lograr una descarbonización profunda*

Notas: Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono; CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono. La eficiencia incluye mejoras en la eficiencia material y técnica. Otros ahorros incluyen el despliegue de energía solar geotérmica y de concentración, y una ligera disminución de la intensidad de CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles.

Lograr una descarbonización profunda en la industria pesada requiere el despliegue de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). El APS almacena 1,1 Mt de CO<sub>2</sub> al año en el sector industrial para 2050, lo que equivale a aproximadamente el 6% de sus emisiones industriales actuales. Más del 90% de esto se requiere para descarbonizar el subsector de minerales no metálicos, especialmente para la producción de cemento. Aunque el CCUS aumenta los costos de producción, la dificultad de descarbonizar la producción de cemento hace que sea complicado alcanzar emisiones netas cero sin cierto uso de tecnologías CCUS.

### *La electrificación es la palanca clave para la descarbonización de la minería*

La minería —principalmente cobre, pero también litio, molibdeno y varios otros minerales— es fundamental para la economía y el sector energético en Chile. La minería representa casi la mitad del consumo energético industrial. El crecimiento de su demanda energética continúa en el APS hasta 2050, a pesar de las mejoras técnicas continuas, impulsadas por el aumento de la demanda de minerales y metales, así como por la disminución de la ley de mineral (ver el Capítulo 4, sección 4.3). Las reducciones de emisiones relacionadas con la minería cuentan con el apoyo del Plan de Cambio Climático del Sector Minero, que establece presupuestos claros de emisiones para cada década a futuro. El subsector minero en Chile ya obtiene alrededor de la mitad de su energía de la electricidad, que utiliza principalmente para triturar y moler minerales, concentrar cobre y procesos de electro-obtención. El APS contempla un mayor despliegue de electrificación en las operaciones mineras, y la cuota de electricidad en la energía utilizada en la minería aumentará más del 60% para 2035.<sup>3</sup>

El petróleo es el principal combustible fósil de la industria en Chile. Se utiliza principalmente para camiones de transporte y equipos móviles como excavadoras. La Estrategia Nacional de Electromovilidad, que aplica a los camiones mineros, exige que toda la maquinaria móvil grande vendida para 2035 sea de cero emisiones. Se prevé que esto conduzca a la electrificación de los vehículos utilizados en la minería y es el principal motor de que la demanda eléctrica en la minería aumente en 12 teravatios-hora (TWh) para 2035, equivalente al 4% del consumo total actual de electricidad en Chile. Varios grandes proyectos de electrificación demuestran que este cambio ya está en marcha. Por ejemplo, en Escondida —la principal mina de cobre del mundo— ya comenzó el reemplazo de la flota de 160 camiones por alternativas eléctricas y se aspira a completar la electrificación para 2033. Medidas políticas adicionales, como el apoyo a las renovables fuera de la red o el fortalecimiento de la red en la región de Antofagasta, donde se encuentran muchas minas de cobre, podrían acelerar aún más la tendencia hacia la electrificación y reducir la dependencia del petróleo importado.

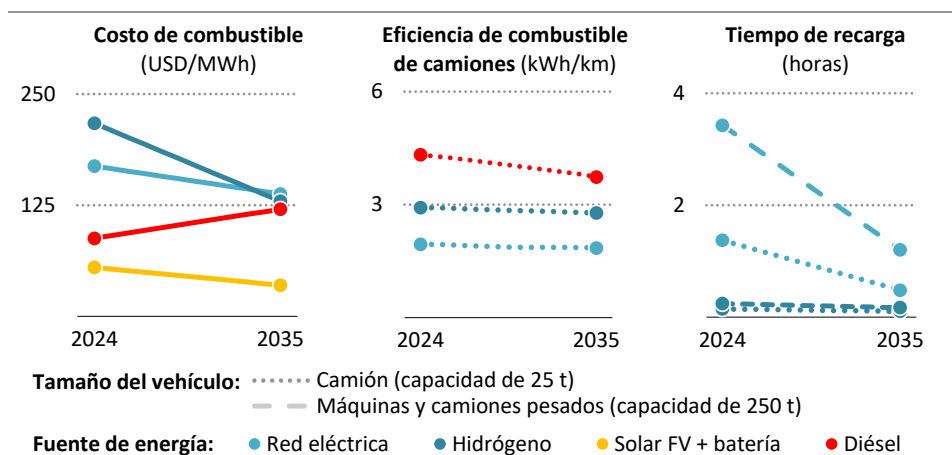
El caso de la electrificación de camiones mineros está mejorando de forma constante. Los camiones mineros son vehículos personalizados que pueden costar más de diez veces más

---

<sup>3</sup> Algunas operaciones mineras utilizan electricidad para la desalinización debido a la limitada disponibilidad de agua dulce en el norte de Chile, donde se encuentran numerosos yacimientos de mineral. La demanda energética asociada a la desalinización no entra dentro del ámbito de la clasificación de uso energético del sector industrial, pero esas demandas energéticas se discuten en el Recuadro 2.3.

que los camiones pesados de carga usados en carretera, dependiendo del tamaño del vehículo. Aunque las alternativas eléctricas tienen costos iniciales más altos, la rápida aceleración en la tecnología de baterías está reduciendo los costos. Debido a que son entre dos y tres veces más eficientes que sus alternativas diésel, hoy en día los camiones eléctricos son aproximadamente un 15% más económicos de operar cuando se cargan con electricidad de la red (Figura 2.10). Dado que los camiones mineros funcionan con un horario casi de 24 horas, los costos del combustible contribuyen significativamente al costo total de operación. En muchos casos, los menores costos de combustible se traducen en un menor costo total de propiedad. Los costos del combustible podrían reducirse aún más aprovechando el potencial de energía solar de bajo costo en la región de Antofagasta, donde se concentra la industria del cobre, lo que también reduciría los riesgos para la seguridad asociados a los combustibles importados o a las redes eléctricas (Cuadro 2.4). El funcionamiento continuo de los camiones eléctricos de minería supone una gran presión sobre sus baterías, lo que subraya la importancia de adoptar diseños de baterías que maximicen la vida útil, así como de implementar protocolos adecuados de operación y carga para reducir la degradación y la necesidad de reemplazar baterías.

**Figura 2.10** ▶ Costos de combustible y parámetros técnicos de equipos mineros por tipo de combustible en Chile en el APS, 2024-2035



IEA. CC BY 4.0.

*La electricidad puede ser una fuente de energía de bajo costo y alta eficiencia para los camiones mineros, dependiendo de cómo se genere. Sin embargo, los vehículos de hidrógeno pueden repostarse mucho más rápido.*

Notas: USD = dólar estadounidense; MWh = megavatio-hora; t = tonelada. Los precios de la red se basan en el promedio anual. Los costos del combustible de hidrógeno asumen la producción fuera de la red en la región de Antofagasta e incluyen estimaciones del costo del almacenamiento de hidrógeno. Los costos de la infraestructura de repostaje no se incluyen en el costo del combustible para ningún tipo de combustible. Las baterías de camiones se estiman en 0,8 MWh y las de maquinaria pesada en 2 MWh. El tiempo de recarga eléctrica asume que la batería se recarga entre el 20% y el 80%; el tiempo de recarga del hidrógeno ofrece una autonomía equivalente a la opción eléctrica. En 2024 se usan cargadores de 350 kilovatios, y en 2035 de 1 megavatio.

Se necesita nueva infraestructura para permitir la electrificación y apoyar la carga a alta velocidad. Es un requisito previo para minimizar el tiempo de inactividad de los equipos móviles, aunque los cargadores y sus actualizaciones de red asociadas pueden tener precios elevados. Si las minas no se conectan a la red eléctrica, se enfrentan a altos costos por baterías que permiten un funcionamiento las 24 horas. Electrificar una flota de 100 grandes camiones de carga, cada uno con una capacidad de batería de 2 MWh, implica una demanda promedio de potencia de unos 15 MW, lo cual es pequeño en comparación con otras industrias como un centro de datos convencional, que consume alrededor de 25 MW, o una fundición primaria de aluminio de 100 kilotoneladas al año, que consume alrededor de 200 MW. Sin embargo, la demanda de potencia máxima podría ser mucho mayor para la minería; por ejemplo, si toda la carga se produjera durante los cambios de turno, la demanda máxima podría superar los 100 MW. Los patrones de turnos en las minas, los movimientos de vehículos y los horarios de carga deben gestionarse cuidadosamente para ayudar a reducir el costo de los nuevos sistemas electrificados, aprovechando cuando sea posible los periodos de bajos precios de la electricidad. Las tecnologías emergentes y las prácticas innovadoras también tienen un papel importante. Por ejemplo, la infraestructura de carga dinámica que utiliza tecnología de pantógrafo puede permitir que los vehículos se recarguen mientras están en uso, y la tecnología de intercambio de baterías se está probando en minas de cobre en Mongolia para reducir los tiempos de recarga y la demanda máxima de electricidad.

La electricidad ofrece una mayor eficiencia y menores costos energéticos totales que los combustibles diésel e hidrógeno utilizados en equipos móviles, pero resulta difícil electrificar algunas aplicaciones. Por ejemplo, las excavadoras eléctricas de cubos en Centinela, una gran mina de cobre y oro en la región de Atacama, solo pueden usarse durante cuatro horas tras haber sido cargadas durante tres horas, mientras que sus pequeños camiones pueden trabajar siete horas tras una sola hora de carga. Grandes prototipos de camiones de hidrógeno con cargas útiles superiores a 150 toneladas se han utilizado en minas de Australia, la República Popular China (en adelante China) y Sudáfrica para electrificar indirectamente el transporte y reducir los tiempos de repostaje. Algunos de los retos habituales de desplegar hidrógeno en el sector del transporte por carretera, como construir una infraestructura adecuada de carga o encontrar terrenos para depósitos de hidrógeno, son más manejables en el transporte fuera de carretera para la minería porque los equipos tienen movimientos predecibles y programados y no recorren largas distancias.

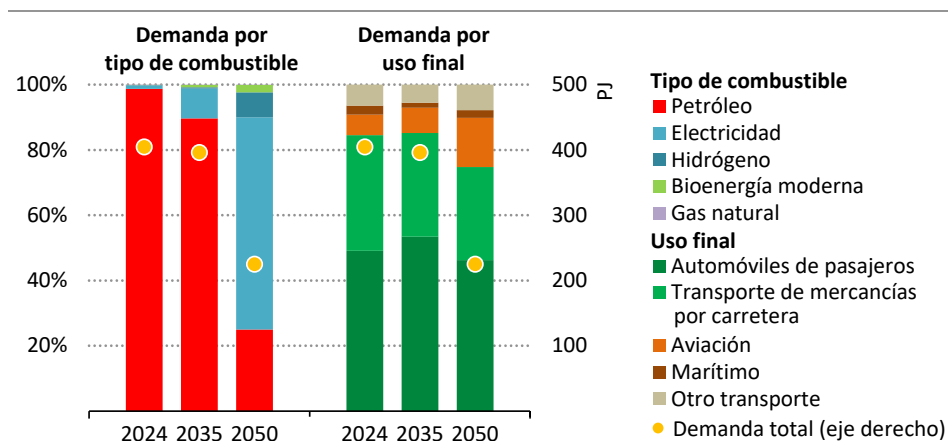
Aunque la recarga acelerada es un beneficio significativo, existen varias barreras para el despliegue de hidrógeno en los equipos móviles de minería. La infraestructura de repostaje de hidrógeno es costosa y puede representar más de un tercio del costo final del combustible (AIE, 2025). También puede ser complicado obtener el agua necesaria para la producción local de hidrógeno en las regiones áridas donde se encuentran las minas en Chile. Además, las ventajas de tiempos acelerados de repostaje para el hidrógeno podrían disminuir con el tiempo si se cumplen las ambiciones de carga a escala de megavatios de equipos eléctricos. Las ventajas generales de eficiencia y costo operativo de la electrificación probablemente la conviertan en la opción preferida para la mayoría de los equipos móviles, y eso se refleja en el APS. Sin embargo, para sitios con grandes cantidades de maquinaria pesada, o donde la

expansión de la red eléctrica limita la capacidad para añadir una carga fiable a alta velocidad para todos los equipos, el hidrógeno podría resultar ser un sustituto eficaz del petróleo.

### 2.4.2 Sector del transporte

El transporte por carretera representó alrededor del 90% de los más de 400 PJ de demanda energética anual en el sector del transporte en 2024 (Figura 2.11). La aviación representó el 6% y el transporte marítimo el 3%. En el APS, la electrificación de vehículos de pasajeros y vehículos comerciales ligeros aporta mejoras significativas en la eficiencia, al igual que los estándares de eficiencia que incentivan nuevas mejoras técnicas en los vehículos de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés) y favorecen la penetración de los vehículos eléctricos a lo largo del tiempo. Las ventas de autobuses eléctricos siguen aumentando en el APS, y las ventas de camiones de carga medianos y pesados eléctricos empiezan a aumentar, especialmente más allá de 2030. Como resultado, la demanda energética en el sector del transporte es aproximadamente un 3% menor que hoy en 2035 y un 45% menor en 2050. Mientras tanto, la demanda energética para la aviación aumenta y su cuota en la demanda total de energía para el transporte crece, alcanzando el 8% para 2035, frente al 6% actual.

**Figura 2.11 ▶ Cuota de la demanda energética y demanda total energética del transporte por combustible y modo en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

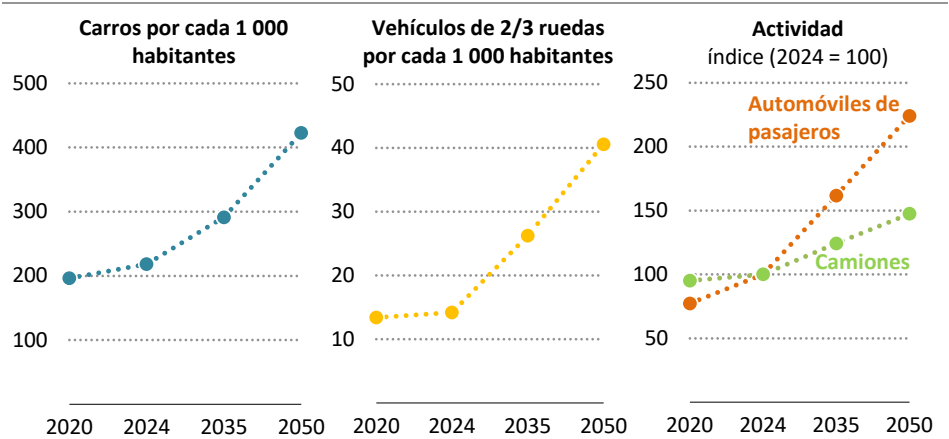
*La electrificación y la adopción de vectores energéticos basados en hidrógeno reducen la demanda total de petróleo en el transporte*

Notas: Otros medios de transporte incluyen vehículos de dos o tres ruedas, autobuses, ferrocarril, transporte no especificado y energía consumida en el suministro de combustibles a través de oleoductos.

La cuota del petróleo en el consumo energético del transporte cae de casi el 100% hoy al 90% en 2035 y alrededor del 25% en 2050, mientras que la cuota de electricidad se acelera del 1% en 2024 a casi el 10% en 2035 y el 65% en 2050. La aviación y el transporte marítimo

son difíciles de electrificar, pero existe margen para reducir las emisiones utilizando portadores de energía basados en hidrógeno, que representan alrededor del 8% de la demanda total de energía de transporte para 2050 en el APS. La bioenergía también se utiliza cada vez más junto con combustibles basados en hidrógeno en el sector de la aviación.

**Figura 2.12 ▶ Propiedad de vehículos y actividad del transporte por carretera en Chile en el APS, 2020-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La propiedad de vehículos se duplica para 2050 y el transporte de pasajeros aumenta a más del doble, mientras que el transporte de mercancías por carretera aumenta un 60%*

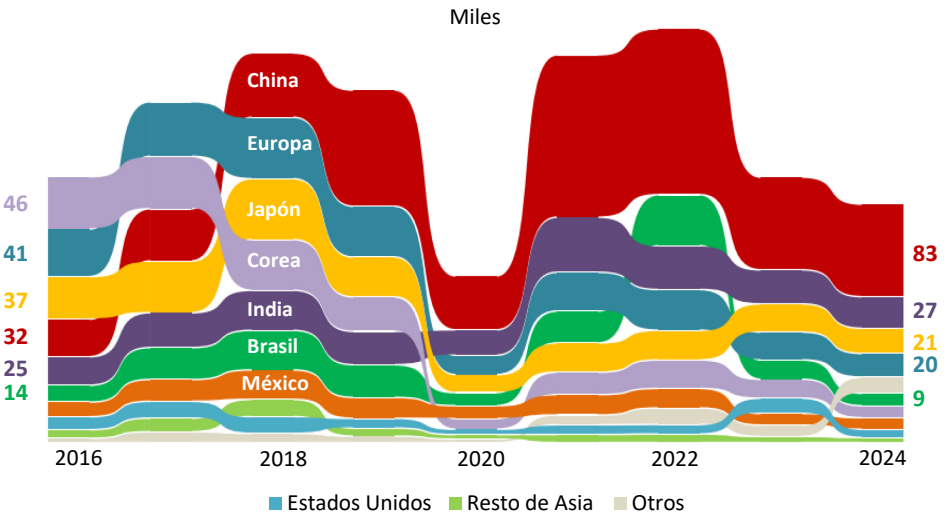
Notas: Índice de actividad basado en pasajeros-kilómetro para vehículos de pasajeros y toneladas-kilómetro para camiones. Los camiones incluyen camiones de mercancías pesados y medianos utilizados en carretera (los camiones todoterreno, como los usados en la minería, se tratan por separado en el sector industrial).

La propiedad de vehículos está aumentando en Chile a medida que aumentan los ingresos, casi duplicándose para 2050 (Figura 2.12). El crecimiento económico eleva la actividad de transporte de mercancías por carretera a un 60% por encima del nivel actual para 2050.<sup>4</sup> Chile no fabrica automóviles en el país y, por tanto, importa todos sus vehículos. En 2016, Corea, Europa y Japón fueron los tres principales exportadores de vehículos a Chile. Sin embargo, desde 2018, China lidera las importaciones, aumentando casi cinco veces el número de vehículos importados entre 2016 y 2022 (Figura 2.13). En 2024, China representó más de dos de cada cinco vehículos vendidos en Chile, muy por encima de India con un 13% y Japón con un 11% de las importaciones de vehículos en Chile. Los vehículos eléctricos representaron el 4% de las importaciones de automóviles en 2024, de los cuales más del 70% procedían de China.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Los vehículos todoterreno utilizados en la minería se clasifican dentro del sector industrial, no como parte del sector del transporte (ver la sección 2.4.1).

<sup>5</sup> Los vehículos eléctricos incluyen vehículos eléctricos a batería y vehículos híbridos enchufables.

**Figura 2.13 ▶ Automóviles importados a Chile por país de origen, 2016-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*En los últimos años, China se ha convertido en el mayor exportador de automóviles a Chile, representando más del 40% de las importaciones en 2024*

Chile tiene políticas claras para garantizar la calidad de los vehículos importados. Prohíbe la importación de vehículos usados que tengan más de cinco años, aunque existen algunas excepciones, especialmente en zonas de libre comercio. Los vehículos ligeros y de media resistencia deben cumplir con las normas de emisiones Euro 6c. Las importaciones de vehículos pesados deben cumplir con las normas Euro 5, y las normas Euro 6 se aplicarán a partir de 2026.

### *La electrificación, el pilar clave para la descarbonización del transporte por carretera*

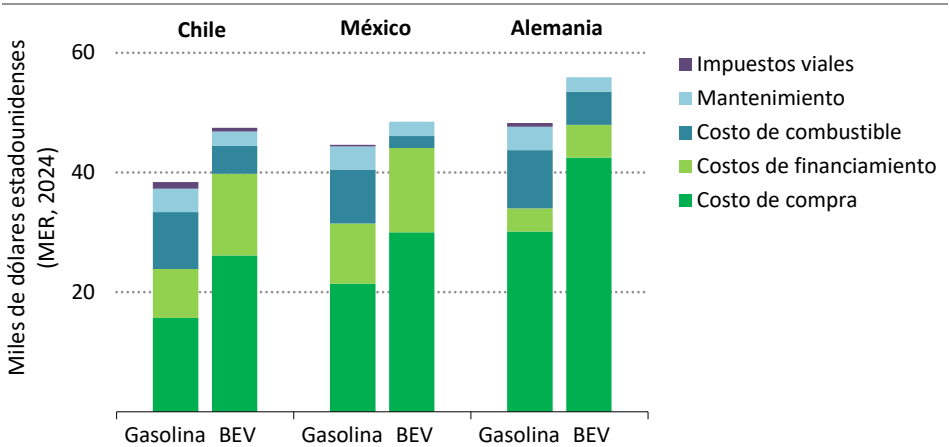
En 2021, Chile promulgó una ley que establece objetivos de eficiencia de combustible para vehículos ligeros que entró en vigor en 2024. Apoya el despliegue de vehículos eléctricos permitiendo el triple conteo de vehículos de cero emisiones en el cálculo del consumo medio de combustible para las ventas de flotas. Además <sup>6</sup>, existen varios otros incentivos para que los consumidores cambien a vehículos de bajas emisiones. Por ejemplo, el sistema de impuesto vial basado en emisiones que eximió a los vehículos de cero emisiones del impuesto de circulación en 2023 y 2024, y que ofrece tasas impositivas preferenciales hasta 2030.

<sup>6</sup> El mecanismo actual de penalización por objetivos fallados es una multa de aproximadamente 80 USD por cada 1 km por litro de gasolina, equivalente a déficit por vehículo vendido por el fabricante.

En el APS, la cuota de mercado de los vehículos eléctricos en Chile aumenta de alrededor del 2% en 2024 a casi el 100% en 2035, en línea con la Estrategia Nacional de Electromovilidad. Este cambio rápido depende de varias condiciones facilitadoras, incluyendo la provisión adecuada de estaciones de carga en zonas urbanas y rurales, políticas y regulaciones fiscales y de eficiencia energética que lo respalden, y el acceso a modelos de EV asequibles para los consumidores.

Ya se están logrando avances. Durante los primeros tres cuartos de 2025, las ventas de vehículos eléctricos en Chile se aceleraron, alcanzando una cuota de mercado de casi el 3%, frente al 2% en 2024. A finales de septiembre de 2025 había más de 1.500 puntos de carga de acceso público, y se prevé que esta cifra aumente más de 40 veces para vehículos ligeros para 2035 en el APS. Sin embargo, los costos iniciales de comprar un vehículo eléctrico y los costos de financiación asociados siguen siendo más altos que los de un vehículo de combustión interna (Figura 2.14), y solo tres modelos eléctricos en el mercado en Chile tienen actualmente un precio de alrededor o inferior a USD 20.000. Los EV podrían resultar más atractivos para los compradores potenciales mediante incentivos fiscales, programas de arrendamiento de baterías y tasas de interés más bajas para los compradores.

**Figura 2.14 ▶ Costo total de propiedad a cinco años de un SUV compacto de gasolina frente a uno eléctrico de batería en Chile, México y Alemania**



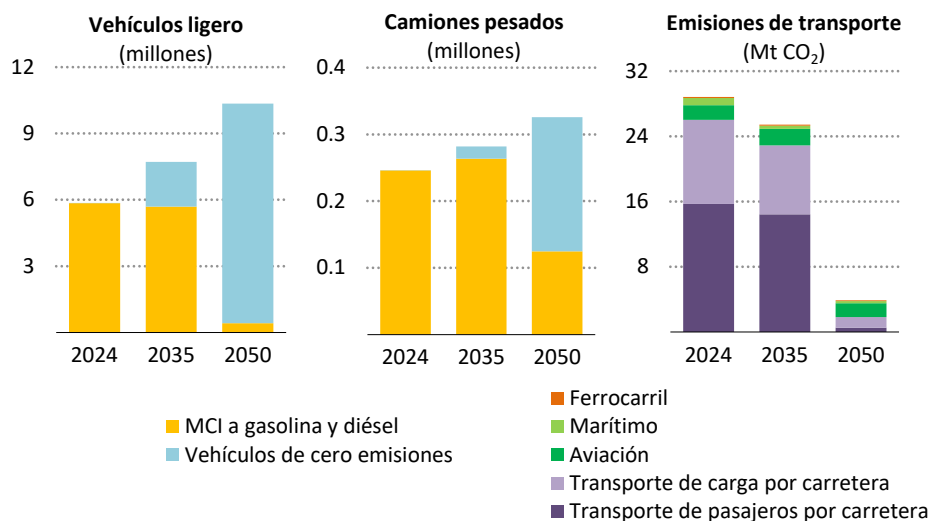
IEA. CC BY 4.0.

**Nuevas reducciones en los costos de compra y financiación de los vehículos eléctricos mejorarían su competitividad en comparación con sus equivalentes a gasolina**

Notas: SUV = vehículo utilitario deportivo; MER = tasa de cambio de mercado; BEV = vehículo eléctrico de batería. Comparación basada en el segmento de SUV compactos en los tres países, la financiación asume un depósito del 30% sobre el precio de compra, con tasas de interés del 14% para Chile; 13% para México y 6% para Alemania. El análisis considera un periodo de propiedad de cinco años, con impuestos al rodamiento y circulación calculados a partir del año de compra de 2026. El consumo de combustible para motores de gasolina es de 7-8 litros por 100 km, mientras que los modelos BEV consumen 0,19 kWh/km.

A medida que la infraestructura de electromovilidad para transporte por carretera se expande y las ventas de vehículos eléctricos continúan acelerándose, la flota de vehículos ligeros de pasajeros de cero emisiones aumenta de menos de 8.000 en 2024 a casi 2 millones en 2035 y a más de 8 millones en 2050 en el APS (Figura 2.15). Para vehículos pesados, Chile ha emitido su hoja de ruta nacional en la que afirma que el 100% de las ventas de vehículos pesados serán cero emisiones para 2045. En el APS, esto impulsa un aumento de los camiones de carga medianos y pesados de carretera con cero emisiones de menos del 0,1% del mercado en 2024 al 20% en 2035, y la flota de camiones de carga medianos y pesados de cero emisiones crece de unos 300 hoy a más de 18.000 en 2035, y poco más de 200.000 en 2050. Chile también está impulsando una ambiciosa estrategia de electrificación de autobuses (ver el Capítulo 1). En el APS, los vehículos eléctricos representan la mayoría, alcanzando el 98% de los vehículos de cero emisiones en Chile para 2050: los vehículos restantes utilizan pilas de combustible de hidrógeno, que son una opción rentable para algunas aplicaciones de larga distancia, y en agrupaciones en centros de transporte a lo largo de rutas de alta actividad y en puertos de repostaje, aprovechando el potencial de producción de hidrógeno en Chile.

**Figura 2.15 ▶ Parque de vehículos por tipo de combustible y emisiones por modo de transporte en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*A medida que crece el parque de vehículos de cero emisiones, las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con el transporte caen casi un 90% para 2050, donde la aviación representa alrededor del 45% de las emisiones restantes*

Nota: Los vehículos ligeros incluyen vehículos ligeros de pasajeros por carretera y vehículos comerciales ligeros por carretera. Los camiones pesados incluyen camiones de carga pesada y mediana utilizados en carretera (los camiones todoterreno, como los usados en la minería, se tratan por separado en el sector industrial).

Una flota creciente de vehículos eléctricos implica la necesidad de tener cargadores adecuados para los vehículos. Chile ha emitido nuevas regulaciones para apoyar la carga de vehículos eléctricos, incluyendo las regulaciones de 2022 sobre interoperabilidad de sistemas de carga de vehículos eléctricos mediante el Decreto nº 12. Estas regulaciones de carga incluyen un protocolo abierto que apoya la interoperabilidad entre redes y la información en tiempo real para los clientes. Mientras tanto, el número de puntos de carga públicos está aumentando rápidamente, aunque alrededor del 75% de ellos se encuentran en el área metropolitana alrededor de Santiago (Observatorio de Infraestructura de Carga de Chile, 2025). Chile cuenta con unos 1.500 puntos de carga públicos, lo que equivale a aproximadamente un cargador público por cada seis vehículos eléctricos (AIE, 2025), y el número de puntos de carga rápida, es decir, de más de 50 kilovatios (kW), aumentó un 40% en 2024.

La estrategia de electromovilidad tiene como objetivo ambicioso tener al menos un cargador cada 100 kilómetros (km) a lo largo de corredores interurbanos. Además, pretende mejorar el acceso a infraestructura de carga más allá del área metropolitana de Santiago. Esto requerirá una planificación e inversión cuidadosas no solo en cargadores, sino también en la red eléctrica.

Emisiones

Se prevé que las emisiones del sector del transporte en Chile disminuyan drásticamente en las próximas décadas. En 2024, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del transporte alcanzaron casi 30 millones de toneladas de dióxido de carbono (Mt CO<sub>2</sub>), principalmente procedentes del transporte de pasajeros y mercancías por carretera. En el APS, las emisiones caen alrededor de un 12% para 2035, reflejando el impacto de la electrificación, las mejoras en la eficiencia y los avances tecnológicos (ver el Capítulo 1). La aviación y el transporte marítimo representan una proporción creciente de las emisiones restantes (Cuadro 2.2). Para 2050, las emisiones de transporte en el APS son un 90% menores que en 2024, y alrededor del 45% de las emisiones restantes provienen de la aviación, que hoy representa solo el 6% de las emisiones del sector del transporte.

Cuadro 2.2 ► Combustible sostenible para aviación en Chile

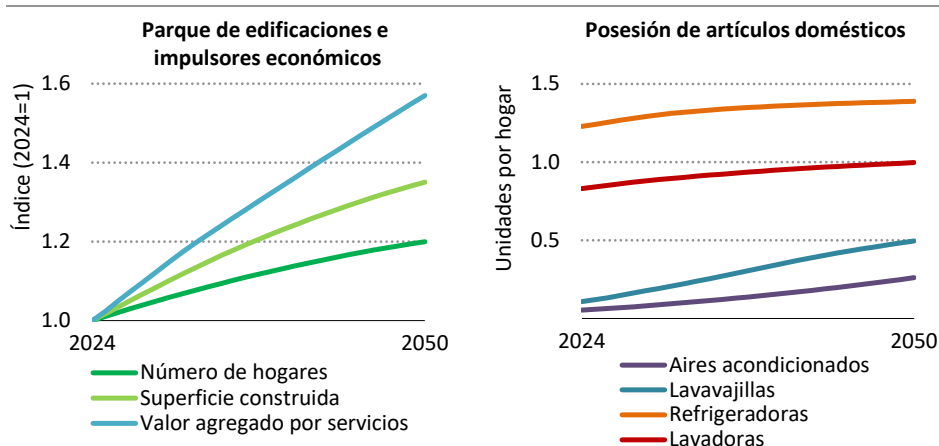
La aviación nacional en Chile representa actualmente algo menos del 2% del consumo final total de energía. Se prevé que esta cuota aumente cerca de 2.5% para 2035, impulsada por un aumento del 40% en la actividad de aviación nacional. La aviación se considera un sector difícil de descarbonizar, ya que las tecnologías para reducir sustancialmente sus emisiones no están fácilmente disponibles a gran escala y son mucho más caras que los combustibles fósiles. Hoy en día, la principal opción para reducir las emisiones de la aviación consiste en mezclar combustible de aviación sostenible (SAF), que es queroseno de base biológica o sintético, con combustible convencional para aviones. Chile se unió al programa ACT-SAF de la Organización de la Aviación Civil Internacional (OACI) en 2023, que se centra en el fortalecimiento de capacidades y el desarrollo del mercado SAF (OACI, 2025).

En el APS, la proporción de SAF en la demanda energética en la aviación en Chile aumenta de casi cero hoy al 5% para 2035 y a más del 20% en 2050. Esto es coherente con la dirección de la política en Chile, pero no alcanza el objetivo del gobierno de aumentar la tasa de mezcla del SAF al 50% del combustible utilizado tanto en la aviación nacional como internacional para 2050. Chile ha establecido objetivos ambiciosos para el uso del SAF en vuelos internacionales, al igual que la Unión Europea, Brasil, Japón y otros. Existen preocupaciones de que el precio de producción de SAF, que puede ser de tres a siete veces superior al del queroseno convencional a chorro, aumente los costos para los pasajeros. Sin embargo, aumentar las cuotas de participación hasta los niveles de APS para 2035 supondría solo aumentos marginales en los precios medios de los billetes, mientras reduciría las emisiones en 140 kt de CO<sub>2</sub> en 2035.

Chile actualmente no produce biocombustibles ni SAF, pero planea establecer una planta piloto de producción de SAF para 2030. Se espera que estas instalaciones utilicen petróleo residual y otros residuos como materia prima y sirvan como punto de partida para la producción nacional de SAF y proporcionen una oportunidad para escalar rápidamente la adopción de SAF (Vuelo Limpio, 2024).

### 2.4.3 Sector de edificaciones

**Figura 2.16 ▶ Impulsores seleccionados de la actividad en edificaciones en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

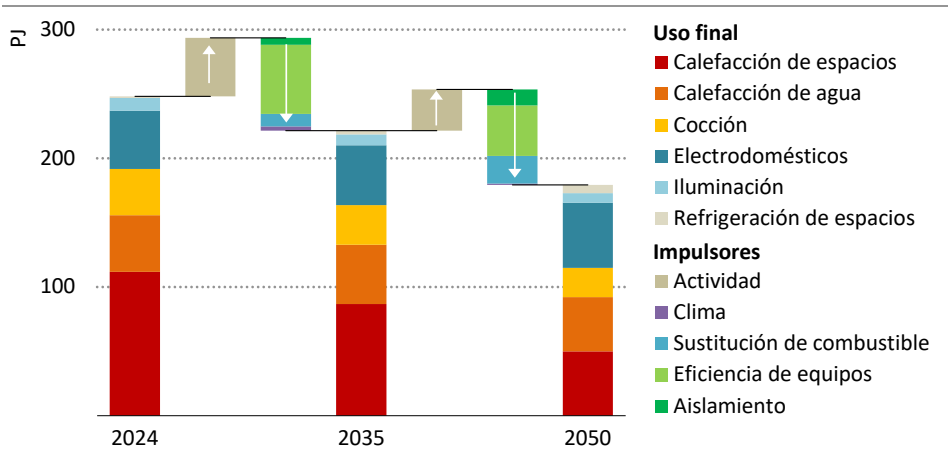
*El aumento de la producción económica, el aumento del parque de edificaciones y los mayores niveles de propiedad de equipos están impulsando la demanda energética*

El sector de edificaciones en Chile consume alrededor de 330 PJ anualmente, de los cuales tres cuartas partes de la demanda proviene del sector residencial. Tanto el sector de servicios como el residencial en el sector de edificaciones verán aumentar sus necesidades energéticas

en los próximos años (Figura 2.16). Se prevé que la producción económica del sector servicios aumente casi un 60% para 2050. El número de hogares también se prevé que aumente un 20% para 2050 y la superficie construida aumentará aún más rápido, pasando de unos 700 millones de metros cuadrados actualmente a aumentar en torno a un 35% para 2050. Se proyecta que los niveles de propiedad de equipos domésticos aumenten a diferentes ritmos para los distintos tipos de electrodomésticos. Por ejemplo, las refrigeradores y lavadoras ya están ampliamente presentes en los hogares, mientras que la propiedad de lavavajillas es menor y aumenta rápidamente. El aumento de ingresos y el aumento de los grados-día de refrigeración, una medida de las necesidades de refrigeración, aumentarán la proporción de hogares que poseen aire acondicionado del 5% actual a casi el 25% para 2050.

A pesar de este aumento en las necesidades de servicios energéticos, se prevé que la demanda energética en el sector de edificaciones disminuya en promedio casi un 0,3% anual hasta 2035 y luego un 0,5% anual hasta 2050 como resultado de las mejoras en eficiencia y el cambio de combustible. El sector servicios experimenta un aumento de la demanda energética un 1,8% anual entre 2024 y 2035, y luego un 1% anual hasta 2050. El sector residencial experimenta una caída de casi un 30% en la demanda para 2050 en comparación con la actualidad.

**Figura 2.17 ▶ Demanda energética residencial por uso final y factores que impulsan el cambio en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Las medidas de eficiencia compensan el crecimiento de la actividad hasta 2050, reduciendo la demanda energética en todos los usos finales residenciales, excepto en electrodomésticos y refrigeración de espacios*

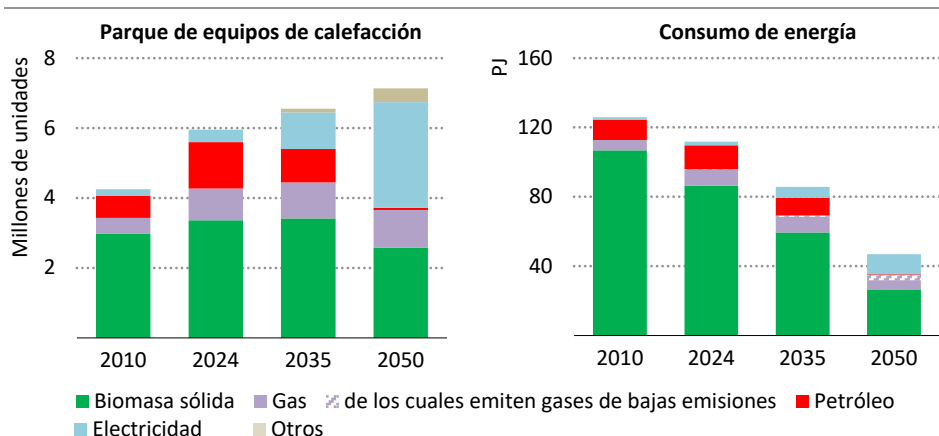
Notas: El aislamiento incluye todas las medidas para mejorar el rendimiento energético de los envoltorios de las edificaciones en nuevas construcciones y mediante la adaptación de edificaciones existentes. La eficiencia de los equipos se refiere a la eficiencia técnica de los equipos y electrodomésticos.

La disminución de la demanda energética residencial se debe principalmente a una reducción en el consumo de energía para calefacción de espacios como resultado de un cambio de los

calentadores convencionales de biomasa hacia alternativas más eficientes. Más del 40% de los ahorros derivados de la eficiencia de los equipos se deben a equipos de calefacción de espacios más eficientes y a una mejora en el aislamiento. El aumento de las temperaturas promedio contribuye a reducir la necesidad de calefacción en 15 PJ para 2050, aunque el efecto neto es pequeño, ya que el consumo de refrigeración aumenta en 11 PJ en el mismo periodo. El efecto general de estos cambios es reducir la cuota de la calefacción de espacios en la demanda energética residencial del 45% actual a menos del 30% en 2050 en el APS (Figura 2.17).

### *Cambio tecnológico en la calefacción: reducir la dependencia de la biomasa sólida*

**Figura 2.18 ▶** Inventario de dispositivos de calefacción por fuente de energía y consumo energético para calefacción de espacios residenciales en Chile en el APS, 2010-2050



IEA. CC BY 4.0.

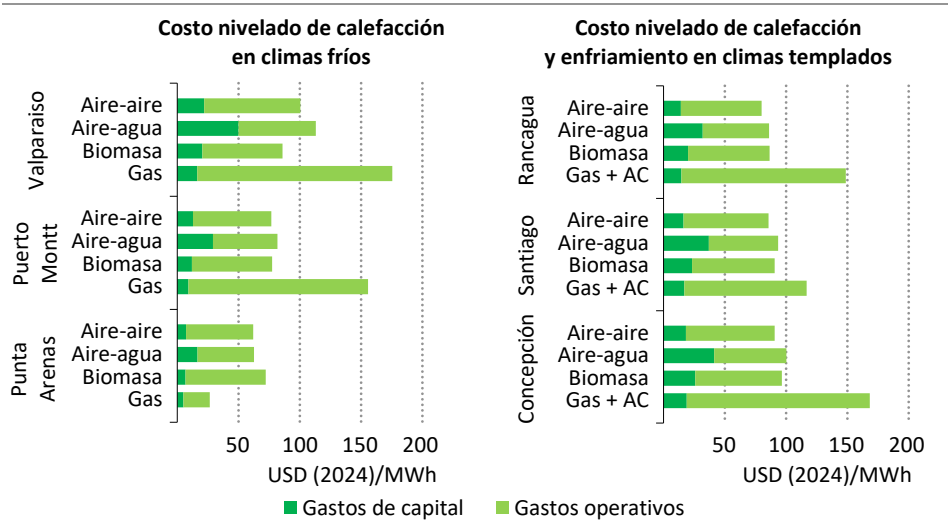
*La calefacción de espacios en Chile se encamina hacia una mayor electrificación y eficiencia, alejándose del uso de petróleo y de los calefactores de biomasa poco eficientes*

Notas: Los gases de bajas emisiones se refieren al biogás y al biometano. Otros incluyen la calefacción urbana y la energía geotérmica.

La calefacción de espacios es el mayor uso final de energía en el sector de edificaciones en Chile. Actualmente, la mayoría de la calefacción de espacios utiliza biomasa. Cuando se quema biomasa con alto contenido de humedad, la combustión es más contaminante y menos eficiente. Las estufas ineficientes pueden consumir el doble de combustible que los dispositivos eficientes con biomasa de alta calidad para producir la misma cantidad de calor. El APS prevé un cambio sustancial en las tecnologías de calefacción hacia un uso más eficiente de la bioenergía y un despliegue significativo de la electrificación para cumplir objetivos a largo plazo. Hoy en día, la bioenergía se utiliza en aproximadamente la mitad de los hogares con necesidades de calefacción y representa más de tres cuartas partes de la

demanda energética para calefacción residencial (Figura 2.18). En el APS, el consumo anual de bioenergía para calefacción de espacios residenciales es aproximadamente un 65% menor para 2050 que hoy, y la proporción de hogares que utilizan bioenergía para calefacción cae al 35%.

**Figura 2.19 ▶ Costo nivelado de la calefacción y refrigeración de espacios para diversas tecnologías en ciudades seleccionadas de Chile**



IEA. CC BY 4.0.

*Las bombas de calor son competitivas en costos en la mayoría de las regiones a pesar del mayor costo inicial, mientras que el uso de gas es sensible a los precios regionales y depende de la conexión a las redes de gas*

Notas: Aire-aire = bomba de calor aire-aire; aire-agua = bomba de calor aire-agua; biomasa = estufa eficiente de biomasa; gas = caldera de condensación de gas; AC = aire acondicionado. El costo nivelado de calefacción y refrigeración estima el costo promedio de proporcionar 1 MWh de calefacción o refrigeración de espacios a lo largo de la vida útil del equipo, considerando el costo de capital del equipo más la instalación; los gastos operativos incluyen el costo del combustible y el mantenimiento regular. El análisis utiliza grados-día de calefacción y refrigeración promedios para 2020-2024 correspondientes a las ciudades seleccionadas. Se asumen precios promedio del mercado para los equipos en 2024 y los costos proyectados del combustible para el resto de la vida útil de los equipos bajo el APS. Se asume que los precios de la electricidad son uniformes en todo Chile. Para el gas natural, los precios son más bajos en Punta Arenas según lo regulado por la Ley de Servicios de Gas para la Región de Magallanes y la Antártida chilena. El precio de la biomasa puede variar según la ubicación, la forma (*pellets*, troncos) y el tipo de madera. En este análisis se asume un precio uniforme de 61 USD/MWh. Se estima una vida útil de 17 años para las calderas de gas, 15 años para aire-aire y 18 años para las bombas de calor de agua subterránea. Se supone que las estufas y aires acondicionados de biomasa tienen una vida útil de 10 años.

Varios objetivos y medidas políticas apoyan este cambio hacia una calefacción más eficiente. Las leyes actuales ya regulan la calidad de la leña y otros combustibles derivados de la madera. Los programas regionales apoyan la sustitución de las estufas tradicionales de leña por estufas de *pellets* más eficientes, o el cambio a la calefacción eléctrica mediante bombas

de calor. El APS cuenta con un mayor apoyo financiero de estos programas gubernamentales para facilitar el cambio a tecnologías de calefacción más eficientes.

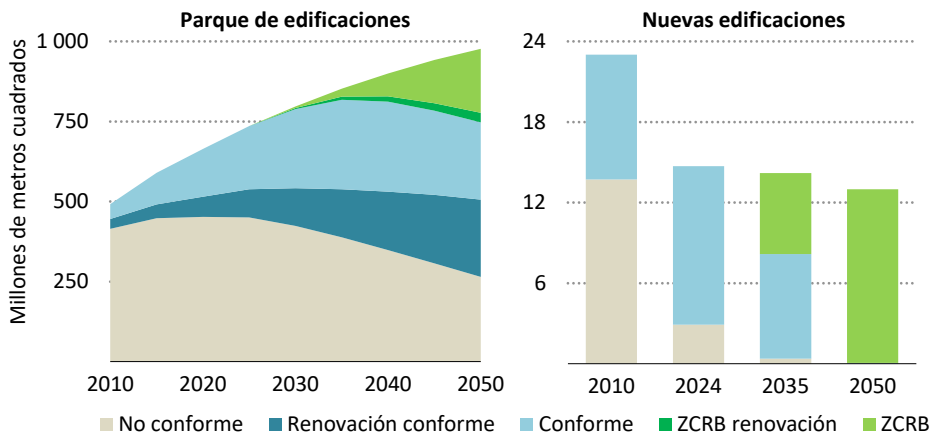
Las opciones para la calefacción de espacios dependen de factores como los perfiles de temperatura anual, la geografía, los precios del combustible y la densidad poblacional. Las bombas de calor son competitivas en costos a lo largo de su vida útil con otras tecnologías de calefacción gracias a su alta eficiencia y bajos costos operativos, y las bombas de calor con funcionamiento reversible son muy adecuadas para regiones con necesidades tanto de calefacción como de refrigeración, como el centro de Chile (Figura 2.19). En el APS, las bombas de calor y otras tecnologías eléctricas representan más de la mitad de las ventas de equipos de calefacción para 2050. Las estufas de biomasa eficientes que usan combustible con bajo contenido de humedad también pueden ser una opción adecuada de calefacción, especialmente en zonas con redes menos fiables. Las calderas de condensación de gas generalmente tienen costos iniciales más bajos que las bombas de calor, pero dependen de la conexión a las redes de distribución de gas, y su competitividad en costos a lo largo de la vida es sensible a los precios relativos de la electricidad y el gas, que varían según la región. El uso de gas natural para la calefacción de viviendas disminuye un 40% para 2050 en el APS debido al cambio a equipos de calefacción más eficientes y a medida que se introduce una proporción creciente de biometano en las redes de gas. Una pequeña pero creciente parte de la calefacción también se cubre mediante la geotermia y la calefacción urbana, que juntas representan el 6% del consumo energético de la calefacción de espacios residenciales para 2050 en el APS.

### *Impulso de la eficiencia energética en edificaciones*

Existen varias medidas políticas e incentivos para mejorar la eficiencia energética del parque de edificaciones. Las normas obligatorias de rendimiento energético para nuevas edificaciones residenciales, basadas en las zonas climáticas de Chile, están vigentes desde 2023. La ley de eficiencia energética también amplía los requisitos de rendimiento energético a las nuevas edificaciones públicas, comerciales y de oficinas. Para viviendas existentes, hay subvenciones gubernamentales disponibles para apoyar mejoras en la eficiencia energética.

De acuerdo con el objetivo establecido en la Política Nacional de Energía (2022), todas las nuevas construcciones en 2050 deberán cumplir con un estándar de alta eficiencia energética y ser preparados para cero emisiones netas de carbono. Chile tiene políticas de subsidio a la vivienda de larga data, lo que le ayuda a lograr una menor cuota de vivienda informal que algunos de sus homólogos regionales. En el APS, la implementación completa de políticas de cumplimiento y aplicación garantiza que casi todas las nuevas construcciones cumplan con los estándares de rendimiento energético en edificaciones para 2035. Mejorar el parque de edificaciones existente también juega un papel importante para apoyar los objetivos de descarbonización, ya que la mayoría de los hogares informan de tener poco o ningún aislamiento. Para abordar esto, el APS prevé una tasa anual de rehabilitación del 1,3% de la superficie existente para 2035, que se mantendrá hasta 2050. Para 2050, las edificaciones preparadas para cero emisiones de carbono representan casi una cuarta parte de la superficie total (Figura 2.20).

**Figura 2.20 ▶ Superficie construida por tipo de envolvente en Chile en el APS, 2010-2050**



*Las normativas que exigen nuevas construcciones altamente eficientes reducen la proporción de envolventes no conformes a una cuarta parte de la superficie total para 2050*

Nota: ZCRB = edificio preparado para cero emisiones de carbono, que representa un edificio altamente eficiente energéticamente que utiliza energía renovable directamente o un suministro energético que puede ser completamente descarbonizado, como la electricidad o la calefacción distrital.

Más de tres cuartas partes de la electricidad que se consume en el sector de edificaciones en Chile hoy se utiliza para electrodomésticos e iluminación, lo que subraya la importancia de medidas para mejorar su eficiencia. Existen normas mínimas de rendimiento energético (MEPS, por sus siglas en inglés) para la iluminación interior, los aires acondicionados y los refrigeradores, que en conjunto representan casi el 40% de la demanda eléctrica residencial. En los últimos años, las MEPS para iluminación interior se han ido reforzando progresivamente, pasando de 40 lúmenes por vatio en 2021 a 85 lúmenes por vatio en 2025. Esta norma excluye del mercado tecnologías menos eficientes como los bombillos incandescentes y halógenos.

Además de las mejoras previstas en las MEPS para refrigeradores, el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026 tiene como objetivo reforzar las MEPS para los aires acondicionados y establecer estándares para televisores, secadoras de ropa, hornos eléctricos, microondas y lavavajillas. La eficiencia promedio de los aires acondicionados en Chile hoy en día es de alrededor de 3,1.<sup>7</sup> Esto está por debajo del promedio global de 3,8 y muy por debajo del promedio de 6,6 en Japón, que es líder en eficiencia de aires

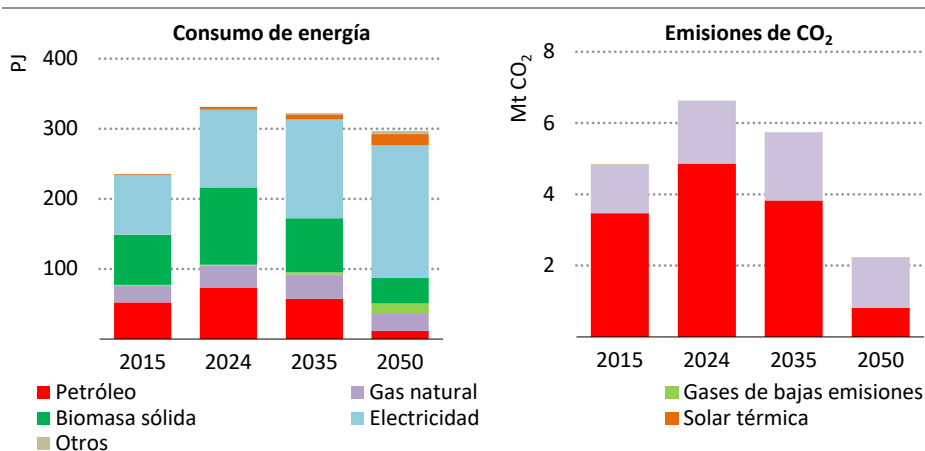
<sup>7</sup> Una proporción que representa que el aire acondicionado consume 1 unidad de electricidad para producir 3,1 unidades de refrigeración.

acondicionados. Los estándares para los aires acondicionados se vuelven más rígidos en el APS, y para 2035, la eficiencia del parque de aires acondicionados en Chile aumentará casi un 50%. Para 2050, se prevé que el consumo de energía por refrigerador disminuya un 30% y el de iluminación por metro cuadrado disminuya en un tercio. En conjunto, estas mejoras de eficiencia en el APS evitan 11 TWh de demanda eléctrica para electrodomésticos, iluminación y aires acondicionados en las edificaciones para 2050, equivalente al 35% del consumo eléctrico actual en las edificaciones en Chile.

### Trayectoria de emisiones

El consumo energético en el sector de edificaciones genera actualmente emisiones anuales de 6,6 Mt de CO<sub>2</sub>, lo que supone algo menos del 10% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en Chile. Se proyecta que este nivel baje a 2,2 Mt de CO<sub>2</sub> para 2050 en el APS (Figura 2.21). La reducción se debe en gran parte a la electrificación de la calefacción y la cocción, la mejora de la eficiencia en la construcción y el uso creciente de equipos altamente eficientes. Más del 90% de la disminución de emisiones refleja una disminución en la demanda total de petróleo, incluso en forma de gas licuado de petróleo.

**Figura 2.21 ▶ Consumo energético por combustible en edificaciones y las correspondientes emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile en el APS, 2015-2050**



IEA. CC BY 4.0.

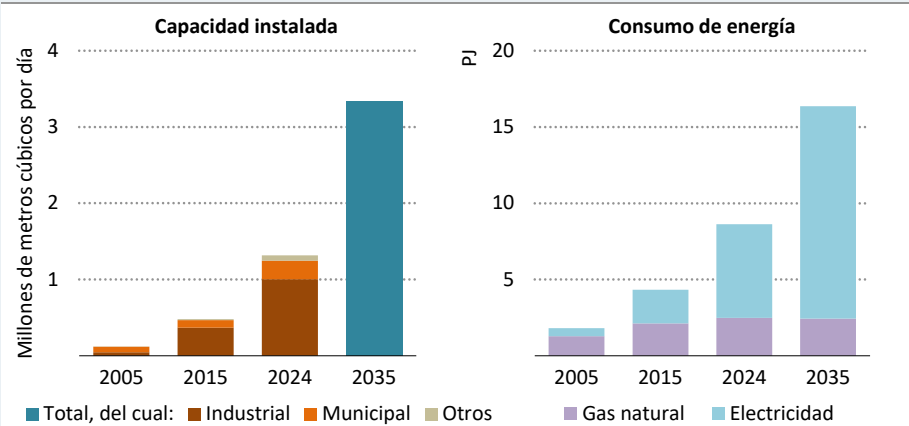
*Las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector de edificaciones disminuyen en dos tercios para 2050, a medida que el petróleo y gas natural son reemplazados por otros combustibles y el consumo general disminuye*

Notas: Los gases de bajas emisiones se refieren al biogás y al biometano. Otros incluyen a la calefacción urbana, la energía geotérmica y el carbón.

Cuadro 2.3 ▶ Desarrollos en la desalinización en Chile

Chile se caracteriza por grandes áreas de desierto y semidesierto, especialmente el desierto de Atacama en el norte. Estas zonas cubren alrededor del 40% del país y albergan alrededor del 12% de su población. Los yacimientos de cobre y litio se concentran en estas áreas, y las actividades mineras intensivas en agua sobrecargan los limitados recursos de agua dulce. La desalinización se utiliza cada vez más para cubrir las necesidades industriales y domésticas de agua, produciendo anualmente más de 300 millones de metros cúbicos de agua desalinizada. Un desarrollo reciente destacado es la ampliación de la planta de desalinización Norte, que ahora suministra toda el agua de la ciudad de Antofagasta, convirtiéndola en la primera ciudad de América Latina con más de 500.000 habitantes que depende exclusivamente del agua desalinizada.

Figura 2.22 ▶ Capacidad instalada de desalinización por uso final y consumo energético por combustible en Chile en el APS, 2005-2035



IEA. CC BY 4.0.

*El agua desalinizada en Chile se utiliza principalmente en la industria y la demanda está aumentando; se planea que continúe el uso reciente de tecnologías eléctricas para la ampliación de capacidad de desalinización*

Fuente: análisis de la AIE basado en DesalData de Global Water Intelligence (GWI, 2023).

Los cambios climáticos y el aumento de las necesidades hídricas significan que se espera que la capacidad de desalinización aumente 2,5 veces para 2035. Algunas plantas existentes utilizan combustibles fósiles para la desalinización térmica, pero la ósmosis inversa y otras tecnologías de desalinización electrificada basadas en membranas pueden ser hasta diez veces más eficientes, y estas tecnologías están destinadas a usarse para todas las ampliaciones de capacidad neta. Se espera que la desalinización consuma casi 4 TWh anuales para 2035 en el APS (Figura 2.22). Además, bombear agua a operaciones

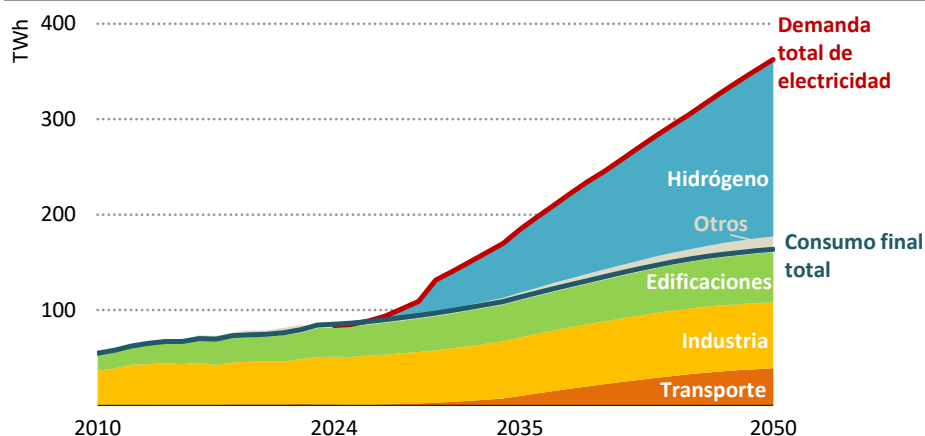
mineras de gran altitud aumenta el consumo energético asociado. El costo, el consumo energético y el impacto ambiental de la eliminación de salmueras subrayan la importancia de hacer todo lo posible para maximizar el uso eficiente del agua y la reutilización de aguas residuales tratadas.

## 2.5 Sector eléctrico

### 2.5.1 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica en Chile está destinada a crecer rápidamente en los próximos años debido a la electrificación del transporte y la minería, y a la producción de hidrógeno de bajas emisiones (Figura 2.23). En el APS, la demanda eléctrica, incluyendo la electricidad tanto en red como fuera de la red para producir hidrógeno, crece a un ritmo promedio del 6% anual hasta 2050, el doble de la tasa de los últimos 15 años y un crecimiento más rápido que el observado en otras economías latinoamericanas. La demanda promedio *per cápita* de electricidad sube de 4,2 megavatios-hora *per cápita* (MWh/cápita) en 2024 a 9 MWh/cápita en 2035. La demanda final de electricidad, sin necesidad de producción de hidrógeno ni de otros sectores energéticos, aumenta de 84 TWh en 2024 a casi 120 TWh en 2035 y casi 180 TWh en 2050. Si se incluye la demanda de producción de hidrógeno, las cifras para 2035 y 2050 aumentan a casi 185 TWh y 365 TWh respectivamente.

**Figura 2.23 ► Demanda eléctrica por sector en Chile en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

**La electrificación del transporte y el despliegue de electrolizadores para la producción de hidrógeno son los principales motores del crecimiento de la demanda eléctrica**

Nota: TWh = teravatio-hora. Otros incluyen el consumo eléctrico para el sector energético, además de la electricidad para la generación de hidrógeno. Los datos hasta e incluyendo 2023 se basan en estadísticas oficiales recopiladas por la AIE, mientras que las proyecciones para 2024 a 2050 se derivan de la modelización de la AIE.

La electrificación del transporte y la industria está emergiendo como un motor clave del crecimiento de la demanda eléctrica en Chile. La rápida adopción de los vehículos eléctricos juega un papel importante, junto con una mayor electrificación en el sector minero y para la calefacción de edificaciones, además del uso de electricidad para producir hidrógeno de bajas emisiones. Para 2050, se proyecta que la demanda eléctrica para la producción de hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis represente la mitad del consumo total de electricidad en Chile, lo que representa el mayor aumento individual en todas las categorías de demanda. Este aumento subraya el papel fundamental de Chile en el desarrollo global del hidrógeno de bajas emisiones, posible gracias a sus excepcionales recursos solares y eólicos, y respaldado por su ambiciosa estrategia nacional de hidrógeno.

El perfil de demanda eléctrica de Chile está experimentando una transformación significativa, impulsada por cambios estructurales en los patrones de consumo y tendencias de electrificación. La demanda máxima más que duplica en 2035 en comparación con 2024 y crece ligeramente más rápido que la demanda eléctrica promedio. La carga de vehículos eléctricos podría generar una presión adicional sobre el sistema eléctrico chileno, pero la carga inteligente puede mitigar el impacto en la demanda máxima desplazando la demanda a horas en las que la generación de renovables está en su máximo. También existe margen para incentivar una demanda flexible para otros usos, como la producción de hidrógeno mediante electrólisis. La gestión del lado de la demanda tiene el potencial de alinear la demanda con los patrones de producción de la generación solar fotovoltaica para aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles y limitar los vertimientos.

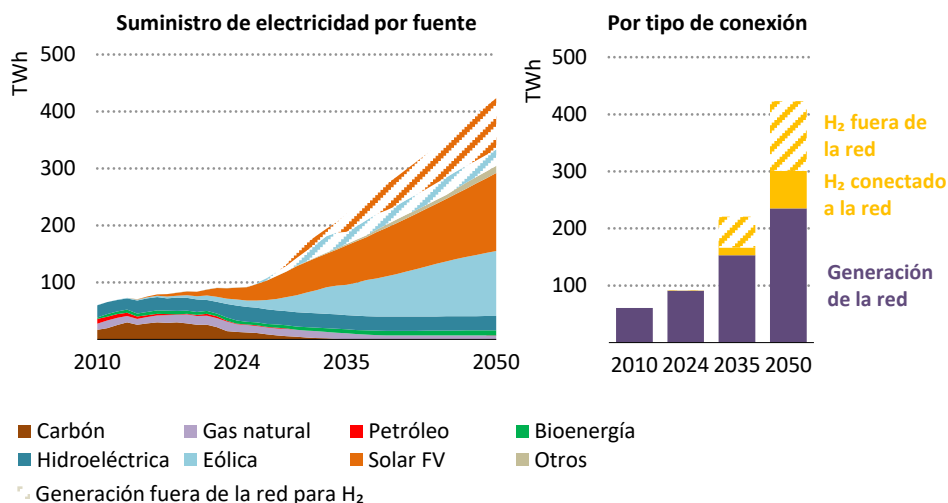
## 2.5.2 Suministro eléctrico

### *Generación de electricidad*

La matriz eléctrica está evolucionando rápidamente en Chile. La generación a base de carbón ha estado en declive desde 2018, y la generación de energías renovables ha aumentado rápidamente. Hoy en día, la energía eólica y solar fotovoltaica representan juntas el 34% de la generación total de electricidad, la hidroeléctrica más del 25% y el carbón y el gas natural alrededor del 15% cada uno (Figura 2.24).

En el APS, se proyecta que la generación total de electricidad aumente un 8% anual en promedio hasta 2035. Casi todo este crecimiento en el suministro eléctrico proviene de energías renovables, principalmente en forma de energía solar fotovoltaica a gran escala y energía eólica terrestre (Figura 2.25). La energía hidroeléctrica sigue contribuyendo aproximadamente a su nivel actual, pero su participación en la mezcla disminuye a medida que aumenta la generación total, y existe el riesgo de que su uso futuro pueda verse limitado por los efectos del cambio climático sobre la disponibilidad de agua. Será esencial una gestión cuidadosa de los recursos hidroeléctricos para mantener la seguridad de los estándares de suministro y garantizar la fiabilidad del sistema. Como resultado del crecimiento de las renovables, más del 95% de la generación total de electricidad está descarbonizada en el APS para 2035, aumentando hasta el 98% para 2050.

**Figura 2.24 ► Generación total de electricidad por fuente y tipo de conexión a la red en Chile en el APS, 2010-2050**



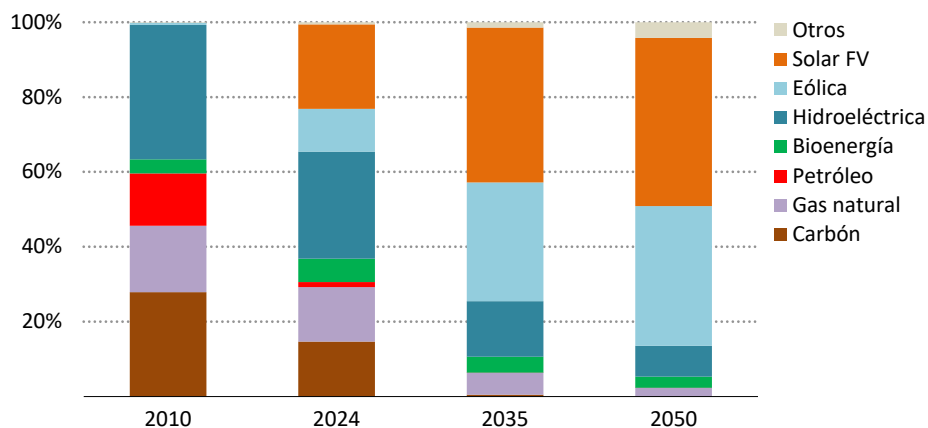
IEA. CC BY 4.0.

*La energía eólica y solar fotovoltaica son las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento en Chile, y las fuentes conectadas a la red representan el 70% del consumo total de electricidad para 2050*

Notas: Otras incluyen energía solar concentrada, geotérmica, marina, de residuos y otras fuentes. Fuera de la red para H<sub>2</sub> representa la generación de energías renovables dedicada a producir hidrógeno fuera de la red.

Como los mejores recursos renovables en Chile están ubicados lejos de los principales centros de demanda eléctrica, es probable que una parte de la generación de renovables opere fuera de la red para suministrar electricidad directamente a los electrolizadores destinados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones. Como resultado, la cuota de fuentes de electricidad conectadas a la red que cubren la demanda final de electricidad y los electrolizadores conectados a la red en el APS disminuye del 100% actual al 75% en 2035, y luego disminuye ligeramente hasta alrededor del 70% en 2050. La generación en la red aumenta un 6% anual en promedio hasta 2035, donde la energía solar fotovoltaica y eólica representan una proporción cada vez mayor de la generación.

**Figura 2.25 ► Cuota de la generación total de electricidad por fuente en la red en Chile en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

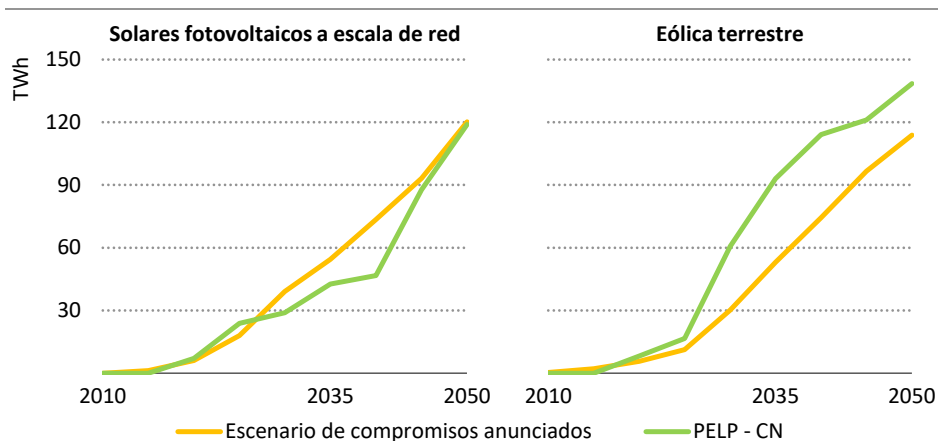
*Los combustibles fósiles suministran hoy el 30% de la generación conectada a la red, pero solo suministrarán el 6% en 2035; la energía eólica y solar fotovoltaica suministran tres cuartas partes de la generación conectada a la red para 2035*

Nota: Otras incluyen energía solar concentrada, geotérmica, marina, de residuos y otras fuentes.

Se prevé que la cuota de combustibles fósiles en la generación eléctrica disminuya en el APS del 30% de la matriz conectada a la red en 2024 al 6% en 2035. El carbón se irá eliminando gradualmente para 2040, en línea con los planes anunciados. La cuota de gas natural en la mezcla disminuye con el tiempo y se estanca en la década de 2040, con las centrales eléctricas de gas desplazando cada vez más sus operaciones a las tardes y las primeras horas de la mañana para complementar los patrones de generación de la energía solar fotovoltaica y eólica. La generación a base de petróleo, que alcanzó un máximo del 27% en 2008, cae a cerca de cero en 2035.

La expansión de las fuentes renovables de electricidad conectadas a la red en el APS está alineada con las trayectorias descritas en la Planificación Energética a Largo Plazo de Chile (PELP) (Figura 2.26). La generación a partir de la energía solar fotovoltaica es superior a la eólica, respaldada por sus excelentes recursos solares y condiciones favorables del mercado (Cuadro 2.4). El crecimiento tanto de la energía eólica terrestre como de la solar fotovoltaica se ve impulsado por el desarrollo de la capacidad de energías renovables fuera de la red para la producción de hidrógeno de bajas emisiones, que desempeña un papel cada vez más importante en el sistema energético chileno.

**Figura 2.26 ► Generación solar fotovoltaica y eólica terrestre conectadas a la red en Chile en el escenario PELP de Carbono Neutralidad y en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

**El fuerte crecimiento de la energía solar fotovoltaica y la generación eólica en el APS está en general alineado con el escenario de Carbono Neutralidad en la PELP**

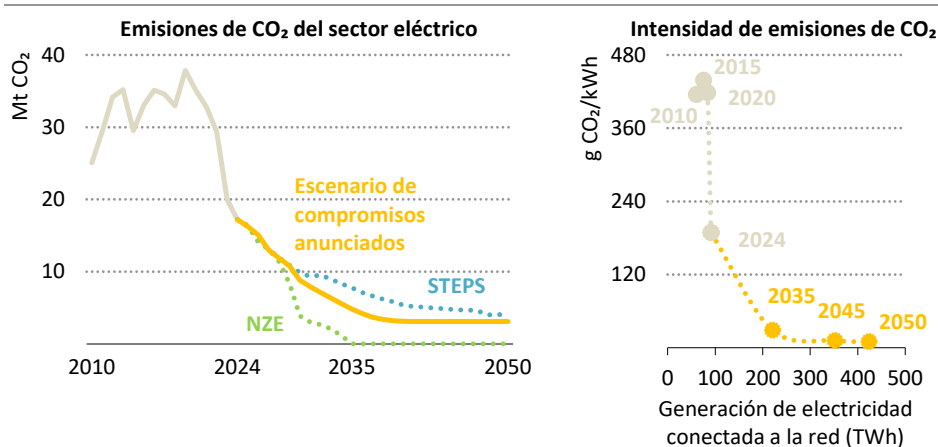
Nota: PELP - CN = representa el escenario de Carbono Neutralidad de en la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) de Chile.

Fuente: Ministerio de Energía (2025).

### Emisiones de CO<sub>2</sub>

Las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en Chile ya han comenzado a disminuir desde su máximo histórico en 2019 de 37,9 Mt, impulsadas por la reducción en la generación eléctrica a partir de carbón. En 2024, las emisiones del sector eléctrico totalizaron 17 Mt, menos de la mitad del nivel de 2019, y representaron el 24% del total de emisiones relacionadas con la energía en Chile. En el APS, el sector energético es el que más rápido se descarboniza para 2035, gracias al crecimiento de las renovables y al fuerte descenso de la generación basada en combustibles fósiles, y es responsable de solo el 10% de todas las emisiones relacionadas con la energía en 2035 (Figura 2.27). La intensidad de emisiones de la matriz eléctrica chilena fue de 189 gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora (g CO<sub>2</sub>/kWh) en 2024, lo que está por debajo del promedio del país en la región de América Latina y el Caribe (ALC), y aproximadamente al nivel de la Unión Europea. En el APS, la intensidad de emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación eléctrica en la red en Chile cae drásticamente hasta 29 g CO<sub>2</sub>/kWh para 2035.

**Figura 2.27 ► Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico e intensidad de emisiones eléctricas en Chile en el APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la generación eléctrica en la red disminuyen rápidamente hasta 2035 debido a la eliminación progresiva de la generación a base de carbón y al creciente despliegue de energías renovables*

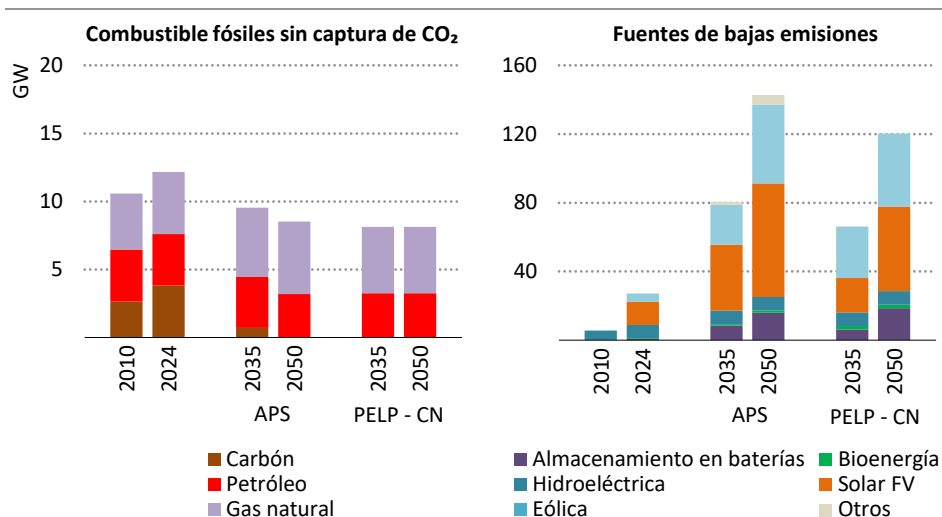
Nota: g CO<sub>2</sub>/kWh = gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora; STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; NZE = Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050.

### Capacidad eléctrica instalada

A medida que aumenta la demanda en el APS, las capacidades eléctricas instaladas en Chile crecen para todas las tecnologías excepto el carbón y el petróleo (Figura 2.28). Chile está comprometido con eliminar progresivamente la generación a base de carbón para 2040 como parte de su estrategia nacional de descarbonización. El APS prevé que la capacidad de carbón caiga por debajo de 1 gigavatio (GW) para 2035. Este proceso comenzó con el plan de eliminación progresiva del carbón de 2019 y se reforzó con las revisiones de 2025 de las normas de emisiones para centrales termoeléctricas.

Existen varias vías para reducir las emisiones de la generación de energía a partir de carbón en Chile. Incluyen: reutilizar plantas para proporcionar un balanceo de carga flexible en lugar de operar en modo base, permitir la cocombustión con combustibles de bajas emisiones como biomasa o amoníaco y acelerar la retirada de plantas. Convertir las unidades de carbón para funcionar con gas natural ofrece una opción de transición adicional que podría reducir las emisiones y ayudar a mantener la fiabilidad del sistema. Aunque desempeña un papel en la industria y en la generación de energía en otras regiones, la captura, el uso y el almacenamiento de carbono no se proyecta como parte del portafolio de soluciones para descarbonizar la generación a base de carbón en el APS porque no se considera una opción rentable ni técnicamente madura. Sea cual sea el enfoque que se adopte, es esencial desplegar una capacidad eléctrica alternativa de bajas emisiones suficiente para permitir que la transición se lleve a cabo sin comprometer la seguridad eléctrica.

**Figura 2.28** ▶ Capacidad instalada conectada a la red por fuente en Chile en el escenario de Carbono Neutralidad PELP y en el APS, 2010-2050



IEA. CC BY 4.0.

*En el APS, la capacidad renovable instalada casi se triplica para 2035, liderada por el rápido crecimiento de la energía solar fotovoltaica. El almacenamiento en baterías se expande en paralelo para apoyar la integración de energías renovables*

Notas: GW = gigavatios; APS = Escenario de Compromisos Anunciados. PELP - CN = representa el escenario de carbono Neutralidad en la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) de Chile. Otras incluyen la energía solar concentrada, las tecnologías geotérmicas y marinas.

Fuente: Ministerio de Energía (2025).

La conversión y la retirada anticipada de centrales térmicas de carbón son cuestiones importantes para Chile. Tienen posibles implicaciones para los costos y el empleo y plantean consideraciones de seguridad del suministro, ya que las centrales de carbón actualmente proporcionan servicios auxiliares esenciales como la regulación de frecuencia mediante inercia, el control de voltaje y la reserva giratoria. A medida que las centrales térmicas de carbón se eliminen, garantizar la continuidad de la prestación de los servicios auxiliares esenciales que actualmente proporcionan será fundamental para mantener la estabilidad de la red. Esto subraya la necesidad de invertir en paralelo en infraestructura de red, tecnologías de almacenamiento y recursos avanzados basados en inversores formadores de red, ya que estos son capaces de ofrecer servicios de sistema similares. Mecanismos como la fijación de precios del carbono podrían ayudar a reducir la brecha de costos y hacer que la conversión sea más atractiva para los propietarios de centrales de carbón. Se podrían implementar medidas para ayudar a quienes pierden su empleo a encontrar un nuevo trabajo (ver el Capítulo 3).

## **Cuadro 2.4 ► Costos de las energías renovables y las tecnologías de combustibles fósiles en Chile**

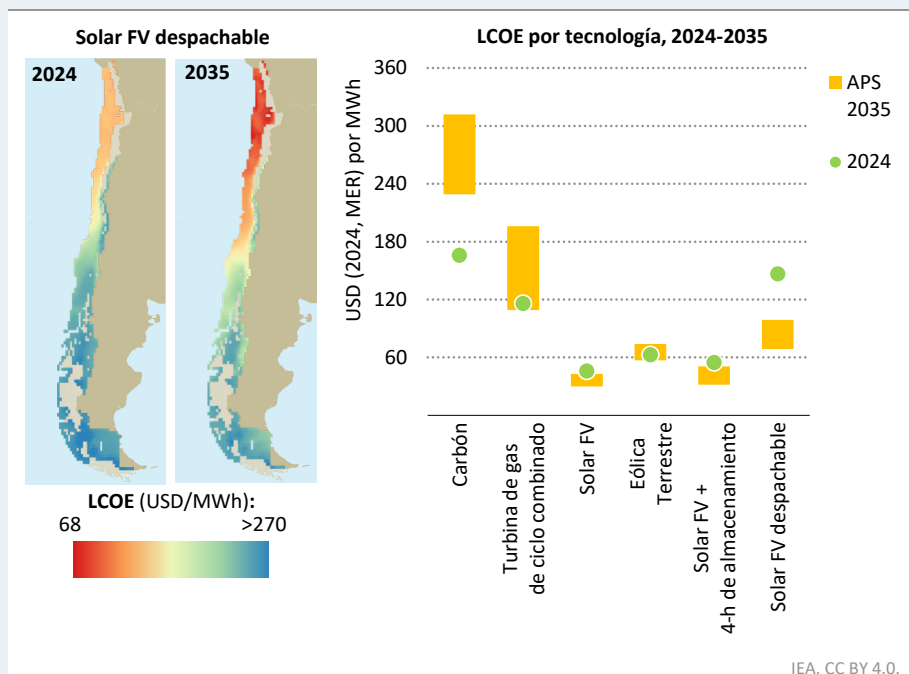
El costo nivelado de la electricidad (LCOE) es una métrica ampliamente utilizada para comparar el costo promedio de la generación eléctrica entre tecnologías a lo largo de su vida económica. Combina la inversión de capital, la financiación, el combustible, la operación y el mantenimiento, y los costos asociados a los precios del carbono en un único costo por unidad de producción (Figura 2.29). Aunque es útil para comparar tecnologías en términos de costos, el LCOE no tiene en cuenta el valor de cada tecnología y, por tanto, no considera explícitamente la contribución que cada tecnología aporta a la adecuación o a la flexibilidad del sistema, ni los costos de medidas de integración como el refuerzo de la red que cada tecnología requiere. El Modelo Global de Energía y Clima de la AIE busca superar las deficiencias del LCOE aplicando un LCOE ajustado por valor que combina el LCOE y el valor relativo en el sistema de cada tecnología, e incluye todos los costos de generación y relacionados con la red en una evaluación de los costos totales del sistema.

A pesar de sus limitaciones, la métrica LCOE proporciona información útil sobre diferentes tecnologías. Las tecnologías despachables, como las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT), tienen LCOE que reflejan tanto los costos de capital como los de combustible. La energía nuclear tiene altos costos de inversión iniciales, pero costos operativos relativamente bajos, ambos reflejados en el LCOE. Las renovables variables, como la energía solar fotovoltaica y la eólica, no tienen costos de combustible: su LCOE depende en gran medida de los costos iniciales de inversión y financiación, junto con su desempeño, que refleja el factor de capacidad del recurso renovable utilizado.

Las renovables en Chile ya superan a los combustibles fósiles en términos puramente de costos, aunque una comparación justa entre tecnologías requiere tener en cuenta las diferencias en disponibilidad y fiabilidad. El LCOE de la energía solar fotovoltaica está ahora por debajo de 50 USD/MWh, con un costo adicional de unos 10 USD/MWh para combinarla con almacenamiento en baterías de cuatro horas con una capacidad nominal del 20% de la capacidad solar fotovoltaica. En cambio, el LCOE de las CCGT de gas se sitúa cerca de 120 USD/MWh, y el del carbón cerca de 170 USD/MWh. Aunque la energía solar fotovoltaica no es despachable por sí sola, puede diseñarse y combinarse con almacenamiento en baterías para proporcionar una capacidad firme. Por ejemplo, un sistema en Chile que combine 600 MW de energía solar fotovoltaica (con un factor de capacidad del 20%) con 400 MW/1 600 MWh de almacenamiento en baterías puede entregar 100 MW de capacidad firme (proporcionando en total un factor de capacidad del 95%, comparable con centrales eléctricas despachables) con un LCOE inferior a 110 USD/MWh.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> El LCOE para el caso de solar fotovoltaico despachable es superior a la cifra de LCOE citada para el caso de almacenamiento solar fotovoltaico + cuatro horas de almacenamiento, ya que la configuración del sistema aquí planteada implica un equilibrio diferente entre solar fotovoltaico y almacenamiento en baterías.

**Figura 2.29** ▶ LCOE de tecnologías energéticas en Chile en el APS, 2024-2035



*Para 2035, se proyecta que la energía solar fotovoltaica despachable (combinada con almacenamiento en baterías) sea competitiva en costo con la generación despachable basada en combustibles fósiles en muchas regiones de Chile.*

Notas: LCOE = costo nivelado de la electricidad; Todas las tecnologías emisoras están sujetas a un impuesto al carbono de 5 USD/t CO<sub>2</sub> (t CO<sub>2</sub>) en 2024 y de 160 USD/t CO<sub>2</sub> en 2035. El rango inferior para el carbón asume un factor de capacidad del 40%, mientras que el rango superior refleja un factor de capacidad del 20%. Para las CCGT de gas, el rango inferior asume una reducción del 20% en los costos de combustible y un factor de capacidad del 95%, mientras que el rango superior asume un aumento del 20% en los costos de combustible y un factor de capacidad del 20%. El rango inferior para la energía solar fotovoltaica se basa en costos de capital de 565 USD/kW, en comparación con 900 USD/kW en el rango superior. Para la eólica terrestre, el rango inferior asume 1.420 USD/kW y el rango superior 2.000 USD/kW. La configuración de solar fotovoltaica más almacenamiento de cuatro horas asume una planta solar fotovoltaica de 1 megavatio (MW) acoplada a un almacenamiento en baterías de 0,2 MW/0,8 MWh. La energía solar fotovoltaica despachable se refiere a la combinación óptima de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías a escala de servicios públicos (de cuatro horas de duración) diseñada para proporcionar energía de base con un factor de capacidad del 95%, suministrando electricidad de forma constante en todas las horas y días. El rango inferior asume sitios de energía solar fotovoltaica con un factor de capacidad superior al 20%, mientras que el rango superior refleja sitios con un factor de capacidad superior al 15%. Los costos de inversión de las baterías para almacenamiento de cuatro horas son de 1.022 USD/kW para 2024 y 687 USD/kW para 2035 en el APS.

Para 2035, se prevé que los costos de la energía solar fotovoltaica despachable disminuyan significativamente a medida que los mercados locales maduren y la

innovación aporte nuevas mejoras en la tecnología solar fotovoltaica. La caída de los costos de las baterías reduce el LCOE de la energía solar fotovoltaica con almacenamiento a menos de 75 USD/MWh y por debajo de 70 USD/MWh en regiones con recursos de alta calidad. Esto está muy por debajo de los 110 USD/MWh que se observan en el extremo inferior del rango de LCOE para las CCGT de gas en 2024, y el LCOE de las CCGT de gas podría aumentar en los próximos años, dado que se prevé que los precios del combustible y del CO<sub>2</sub> aumenten hasta 2035.

Las comparaciones de los costos totales del sistema, que incluyen tanto los costos de generación como los relacionados con la red, también proporcionan comparaciones útiles de diferentes combinaciones eléctricas. Como se detalla en el Capítulo 4, integrar una mayor cuota de renovables en Chile contribuye a reducir los costos del sistema eléctrico en general, incluso cuando se tiene en cuenta la necesidad de inversiones adicionales en la red.

La capacidad de generación de energía a gas natural aumenta modestamente en el APS hasta superar los 5 GW para 2035, con la mayor parte de la inversión dirigida a turbinas de gas de ciclo abierto y a la conversión de centrales eléctricas de carbón para utilizar gas natural. Las centrales eléctricas de gas natural funcionan cada vez más durante horas de baja producción de renovables para sustituir parcialmente el carbón, desempeñando un papel fundamental como fuente despachable hasta la década de 2030 junto con la hidroeléctrica.

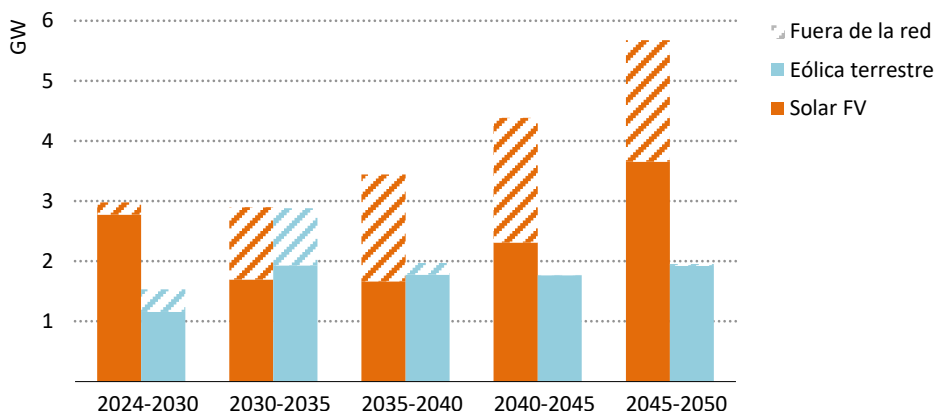
### *Incorporaciones de capacidad renovable*

En 2024, Chile volvió a batir su récord de instalaciones solares fotovoltaicas en el sector eléctrico, con 2,8 GW adicionales de capacidad. El pipeline actual de proyectos contiene más de 40 GW de capacidad adicional que ha recibido permisos ambientales. En el APS, la capacidad solar fotovoltaica en Chile se expande más rápido que cualquier otra tecnología, con un promedio anual de 2,3 GW conectados a la red hasta 2035 (Figura 2.30) y 2,7 GW a partir de entonces. Se espera que alrededor del 30% de la capacidad solar total prevista en el APS para 2035 se destine a la producción de hidrógeno de bajas emisiones fuera de la red, con la intención de aprovechar al máximo los excepcionales recursos solares de las regiones de Atacama y Antofagasta. Esta iniciativa para producir hidrógeno de bajas emisiones recibe un fuerte apoyo de política bajo la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.

La capacidad eólica conectada a la red en Chile se expande significativamente en el APS, multiplicándose por cinco para 2035 y alcanzando más de 45 GW para 2050. Se prevé que la capacidad eólica terrestre aumente en promedio 1,5 GW cada año hasta 2035. Chile se beneficia de condiciones de viento favorables tanto en la región norte de Antofagasta, cercana a polos mineros e industriales, como en la región sur de Magallanes (ver Capítulo 1), que ya ha atraído importantes proyectos de hidrógeno de bajas emisiones. Aunque Magallanes presenta desafíos logísticos debido a su ubicación remota, su excepcional potencial eólico la convierte en una zona muy prometedora para el desarrollo futuro. Aunque

Chile aún no cuenta con parques eólicos marinos operativos, el país está bien posicionado para convertirse en un líder regional en este sector en el futuro: su extensa costa de 6.000 km ofrece emplazamientos prometedores para el desarrollo de energía eólica flotante en aguas profundas, muchos de los cuales están relativamente cerca de los principales centros de consumo (Cuadro 2.5).

**Figura 2.30 ► Aumentos medios anuales de capacidad para renovables conectadas a la red y fuera de la red en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Las ampliaciones de capacidad solar fotovoltaica conectadas a la red promedian unos 2,5 GW al año hasta 2050, mientras que las incorporaciones eólicas terrestres promedian alrededor de 2 GW anuales en el mismo periodo*

El almacenamiento en baterías a escala de servicios públicos se está desplegando rápidamente en Chile para aliviar la congestión de la red, apoyar la integración de renovables variables y minimizar el vertido de generación renovable. En 2022, Chile aprobó una legislación que permite a las tecnologías de almacenamiento participar en los mercados eléctricos para el arbitraje energético y los pagos por capacidad. Las baterías son especialmente importantes en Chile porque el ritmo de desarrollo de la infraestructura del sistema de transmisión por sí solo no es suficiente para hacer frente a la creciente penetración de la generación renovable situada lejos de los centros de demanda. En 2024, se estima que se vertieron 6,2 TWh de electricidad de origen renovable, lo que representa alrededor del 20% del total de la generación solar fotovoltaica y eólica. El almacenamiento en baterías puede ayudar a reducir los niveles de vertido y apoyar la integración de renovables variables.

La cantidad de almacenamiento en baterías necesaria depende de la disponibilidad de otras fuentes de flexibilidad, incluidas las respuestas del lado de la demanda o los electrolizadores de hidrógeno (Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería, 2024). Una planificación cuidadosa

de la capacidad de almacenamiento, teniendo en cuenta la ubicación de las plantas renovables y las limitaciones de la red, es fundamental para permitir una integración eficiente de fuentes variables y gestionar la flexibilidad a corto plazo; también es clave garantizar el acceso al mercado para las baterías y proporcionar señales claras a largo plazo sobre la rentabilidad, lo que resulta esencial para asegurar la inversión y sostener los ingresos de esta tecnología. En el APS, el almacenamiento en baterías alcanza 8 GW y 19 GWh de almacenamiento para 2035, lo que equivale a aproximadamente una quinta parte de la capacidad solar fotovoltaica proyectada para esa fecha. El crecimiento continúa hasta 2050, momento en el que alcanza 16 GW y 35 GWh de almacenamiento.

Las fuentes renovables de energía disponibles las 24 horas tienen un papel importante junto a la energía solar fotovoltaica variable y la eólica. La energía hidroeléctrica desempeña un papel valioso en el sistema eléctrico actual, y los grandes embalses del país son importantes para la flexibilidad estacional, pero el APS solo prevé una expansión limitada de esta fuente de energía. La capacidad existente de Chile tiene en promedio más de 35 años, la resistencia social a los proyectos a gran escala limita los nuevos desarrollos y se espera que el cambio climático afecte a los caudales de agua (ver el Capítulo 4). Estos puntos refuerzan la importancia de optimizar la gestión y el almacenamiento del agua. Aunque las baterías dominan el almacenamiento en el APS, la hidroeléctrica de bombeo ofrece una solución única de almacenamiento de larga duración (más de ocho horas), especialmente a lo largo de la costa. La energía hidroeléctrica de bombeo podría desempeñar un papel de apoyo junto a las baterías en la gestión de la variabilidad a corto plazo de una hora a otra, que está llamada a aumentar de 2 a 7 GW para 2035, duplicando el crecimiento global del sistema (ver el capítulo 3 sobre seguridad eléctrica).

Las tecnologías renovables emergentes como la geotermia y la energía solar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés) podrían proporcionar generación continua para apoyar las renovables variables. Chile tiene un potencial geotérmico considerable a lo largo de la cordillera de los Andes, pero poco desarrollo hasta ahora. Los altos costos iniciales, la incertidumbre geológica y los largos plazos de los proyectos han obstaculizado los enfoques tradicionales para el desarrollo geotérmico. Sin embargo, las tecnologías geotérmicas de próxima generación que se benefician de las técnicas de perforación de petróleo y gas podrían abrir nuevas oportunidades (AIE, 2024).

La CSP ofrece promesas para el futuro, dado que el país cuenta con recursos solares de clase mundial en el desierto de Atacama. Los largos plazos de desarrollo han ralentizado el impulso de esta tecnología incipiente, pero un apoyo político reforzado que reconozca el valor sistémico del almacenamiento de larga duración podría ayudar a desbloquear un papel para la CSP en el cumplimiento de los objetivos de descarbonización en Chile. Tanto la geotermia como la CSP tienen dificultades para competir contra la energía solar fotovoltaica de muy bajo costo, lo que significa que solo desempeñan un papel marginal en la descarbonización del sector energético en el APS.

## Cuadro 2.5 ► Desbloqueando el potencial de la energía eólica marina de América Latina

2

La energía eólica flotante en alta mar es una rama del sector de la eólica marina que se distingue por su capacidad para desplegarse en aguas de más de 50–60 metros de profundidad que están fuera del alcance de las turbinas convencionales de fondo fijo (AIE, 2019). La tecnología está madurando de forma constante, con proyectos precomerciales ya operativos en el mar del Norte, el océano Atlántico y el mar Mediterráneo. A fecha de 2024, la energía eólica flotante sigue siendo una industria incipiente, con solo 0,1–0,3 GW en funcionamiento a nivel mundial. El tamaño de las turbinas para desarrollos eólicos marinos flotantes suele ser de unos 8 MW por flotador, en comparación con los 10–15 MW de las instalaciones eólicas marinas con cimentación fija actuales, pero la brecha se está reduciendo.

América Latina acaba de comenzar a explorar el potencial de la energía eólica marina. La región se beneficia de una larga costa y de recursos eólicos que ofrecen un potencial significativo. Aunque el grado de preparación tecnológica para plataformas eólicas flotantes en alta mar en América Latina sigue siendo bajo, existen claras sinergias con las cadenas regionales de suministro de petróleo y gas existentes. Hasta la fecha, solo se han desplegado boyas de monitoreo ambiental a pequeña escala y flotadores de prueba. No hay parques eólicos marinos en funcionamiento, ni fijos ni flotantes, en la región.

Sin embargo, recientemente el interés ha aumentado y el Consejo de Industrias Energéticas ha registrado 108 proyectos anunciados con una capacidad combinada de casi 230 GW. Aproximadamente el 75% de estos proyectos se concentran a lo largo de la costa atlántica de Brasil, y un número significativo se encuentra en Colombia. Aunque muchos de estos proyectos son especulativos, reflejan una ambición motivada en gran medida por el deseo de Brasil y Colombia de aprovechar su experiencia en petróleo y gas para apoyar el desarrollo de la energía eólica marina. Brasil está impulsando legislación para apoyar la energía eólica marina mediante mecanismos de contrato por diferencia y es el único país de la región con fabricación nacional de góndolas y palas de turbina, posicionándose como un posible centro regional. Colombia avanza con programas de subastas, asignaciones de fondos marinos e incentivos fiscales para atraer inversiones. Su hoja de ruta energética incluye explícitamente proyectos piloto y de demostración para la energía eólica marina como trampolín para construir conocimiento local antes de ampliar las subastas. También cuenta con una hoja de ruta dedicada a la energía eólica marina (Minenergía, 2022).

Aunque los gobiernos reconocen cada vez más el potencial del desarrollo de la energía eólica marina, el trabajo en planes a largo plazo y marcos regulatorios detallados está en una fase temprana. La inversión en esta etapa se centra en estudios de viabilidad, estudios de emplazamientos y creación de consorcios, más que en decisiones finales de inversión. Atraer inversión extranjera es un desafío crítico para el desarrollo de la energía eólica marina en América Latina. Empresas noruegas, españolas y del Reino Unido están

invirtiendo en Chile. Asimismo, otras empresas europeas, como Equinor, Acciona, Shell y CIP, han presentado propuestas de arrendamientos offshore en Brasil. Bancos y organizaciones internacionales de desarrollo apoyan activamente los estudios y el desarrollo de capacidades en la región.

La costa del Pacífico de Chile ofrece fuertes recursos eólicos en aguas profundas cercanas a la costa, así como a los principales centros de demanda eléctrica, y el país está a punto de convertirse en uno de los primeros de América Latina en desarrollar energía eólica marina flotante. En agosto de 2024, el desarrollador británico 17 Energy y la empresa chilena SC Power anunciaron planes para construir un parque eólico marino flotante de 960 MW frente a la costa de la región del Biobío – el proyecto Viento Azul Biobío – con operaciones previstas para comenzar en 2032. Más tarde ese año, los desarrolladores noruegos Deep Wind Offshore y 17 Energy también anunciaron proyectos de energía eólica marina fija y flotante a escala gigavática en Chile. Aún no existe una ley o un régimen regulatorio específico para la energía eólica marina en Chile, pero el país ya cuenta con un régimen regulatorio bien definido para las concesiones marítimas.

Aunque los desarrollos recientes subrayan el potencial de la energía eólica marina, aún queda mucho camino por recorrer. Los principales desafíos para los proyectos incluyen la ausencia de precedentes, la necesidad de mejoras en la infraestructura de red para integrar la energía eólica marina, junto con mejoras portuarias para acomodar grandes turbinas y plataformas flotantes, y la necesidad de que los operadores cumplan salvaguardas ambientales para proteger la pesca y los ecosistemas marinos. La energía eólica marina en Chile representa una oportunidad a medio y largo plazo. Sus perspectivas dependen de políticas y marcos regulatorios de apoyo, de un mayor desarrollo tecnológico y de los costos, pero podría proporcionar generación de energías renovables cerca de los principales centros de demanda.

### *Redes eléctricas*

El desarrollo de la red eléctrica es fundamental para permitir que Chile cumpla sus objetivos de descarbonización y garantice la seguridad energética a largo plazo. En el APS, las incorporaciones anuales de red se multiplican por cuatro para 2035, con alrededor del 85% impulsado por la expansión de la red y el 15% restante por la necesidad de reemplazar algunos activos existentes. La longitud total de la red alcanza los 300.000 km en 2035 y supera los 700.000 km para 2050. El aumento hasta 2035 implica el desarrollo de 6.000 km en redes de transmisión y 80.000 km en redes de distribución, lo que refleja la importancia de conectar la generación renovable descentralizada y unos usos finales cada vez más electrificados. El desarrollo de la red está estrechamente ligado al despliegue y la distribución geográfica del almacenamiento en baterías.

Además de los nuevos corredores de transmisión, la modernización de subestaciones existentes, los sistemas de control digital y los equipos avanzados de red, como los sistemas de transmisión flexible de corriente alterna (CA) (FACTS), incluidos los condensadores

síncronos (SVC) y los compensadores síncronos estáticos mejorados (eSTATCOM), serán esenciales para ayudar a regular el voltaje, garantizar el soporte de inercia y mantener la estabilidad del sistema con una alta penetración de renovables. La inversión necesaria se analiza en detalle en el Capítulo 3.

La resiliencia de la red se ha convertido en una preocupación central, especialmente tras el apagón a gran escala de febrero de 2025 (ver el recuadro 1.1) y el aumento de las interrupciones en las redes de distribución causadas por fenómenos meteorológicos extremos como deslizamientos de tierra y tormentas. Tanto el apagón como las recientes interrupciones subrayan la necesidad de fortalecer la red tanto en los sistemas de transmisión como en los de distribución, incluyendo el refuerzo de la redundancia, la mejora de la visibilidad y los protocolos de respuesta en tiempo real, y el fortalecimiento de las capacidades de recuperación del sistema (Capítulo 4). Chile está abordando estas preocupaciones mediante reformas regulatorias para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico.

Se espera que las ampliaciones anuales de las redes de distribución aumenten casi cinco veces para 2035, impulsadas por el aumento de la demanda eléctrica. Chile sacará el máximo provecho de estas ampliaciones de red si las acompaña con reformas regulatorias y otras medidas para impulsar la inversión en redes más inteligentes y resilientes, integrar energías renovables distribuidas y nuevos usos como la energía solar, el almacenamiento y los vehículos eléctricos en la operación y gestión de la red, y aumentar la fiabilidad y la resiliencia climática de las redes locales. Actualizar las normativas para facilitar el despliegue de recursos distribuidos y almacenamiento en baterías también ayudará a equilibrar la generación y las cargas a nivel local y mejorará la estabilidad de la red, mientras que incentivar la demanda flexible mediante tarifas horarias granulares y acelerar el despliegue de contadores inteligentes podría aliviar la congestión local y reducir la presión sobre los precios de la electricidad.

En el APS, el desarrollo de la red de transmisión está impulsado en parte por la necesidad de integrar las renovables mediante nuevos corredores de alta capacidad que conecten regiones ricas en recursos con centros de demanda. El plan de expansión, liderado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aborda la congestión y los riesgos para la seguridad con un programa de mejoras para aumentar la capacidad y la fiabilidad (Coordinador Eléctrico Nacional, 2025). Un proyecto emblemático es la línea de corriente continua de alta tensión Kimal–Lo Aguirre, el primer sistema chileno de  $\pm 600$  kilovoltios (kV), que se extenderá 1.500 km y conectará Antofagasta con Santiago, permitiendo la exportación de energía solar desde el norte. Se espera que este proyecto se complete en 2029. Se necesitan más refuerzos en el corredor norte-central para evitar la saturación de las líneas de corriente alterna, mientras que el corredor centro-sur enfrenta una creciente presión por el desarrollo de la energía eólica. En el extremo sur, históricamente un segmento débil, los proyectos eólicos terrestres planificados requerirán importantes mejoras de la red para conectar las zonas remotas con el sistema principal.

Chile está tomando medidas para acelerar el desarrollo de la transmisión y aliviar cuellos de botella de larga data. Su Ley de Transición Energética de 2024 faculta a las autoridades para acelerar proyectos prioritarios, simplificar la concesión de permisos y reforzar el proceso de planificación para obras urgentes. También asigna a los concesionarios más responsabilidad en la ejecución oportuna. Al reducir la burocracia y superar los obstáculos de aprobación, la ley pretende acortar los plazos y alinear mejor la capacidad de la red con el rápido crecimiento de la generación renovable.

En el ámbito regional, Chile pretende fortalecer los vínculos transfronterizos y ampliar los lazos con Argentina y Perú mediante iniciativas como el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) y el Sistema de Integración Energética de los Países del Cono Sur (SIESUR). Las mejoras en la línea Chile–Argentina de 345 kV y los nuevos corredores podrían añadir varios cientos de MW de capacidad de intercambio, impulsando la integración regional y mejorando la flexibilidad del sistema. Estos proyectos apoyan la visión de Chile de convertirse en un centro energético del Cono Sur. Se enfrentan a desafíos, incluyendo procesos de permisos prolongados, la necesidad de estándares técnicos armonizados y la coordinación entre diferentes mercados eléctricos. Sin embargo, tienen el potencial de mejorar la resiliencia de la red, reducir los costos de la electricidad y mejorar la integración de energías renovables a través de las fronteras.

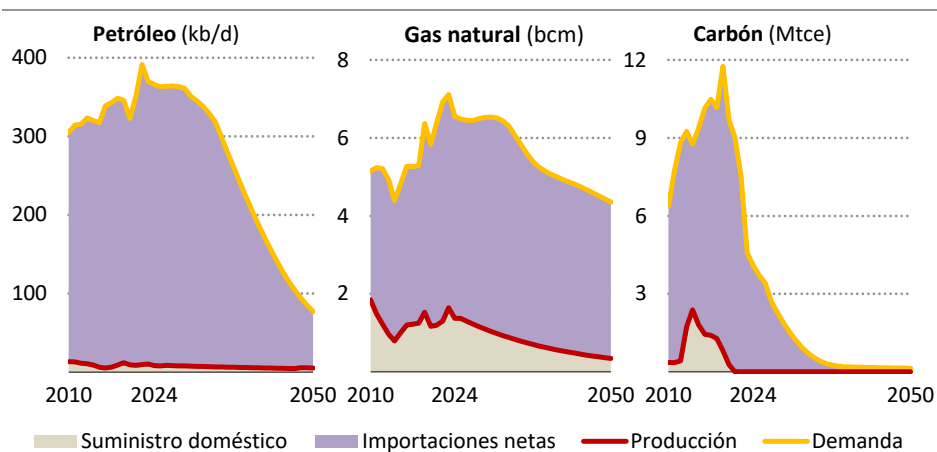
## 2.6 Suministro de combustibles fósiles

La producción nacional de petróleo y gas natural proviene casi en su totalidad de unos pocos yacimientos en la cuenca de Magallanes, en el extremo sur, donde la producción ha estado disminuyendo en los últimos años. Como resultado, Chile depende en gran medida de las importaciones, obteniendo aproximadamente el 98% de su petróleo y el 80% de su gas natural del extranjero. Las importaciones de gas natural por gasoducto desde Argentina se complementan con envíos de gas natural licuado a través de las terminales de Quintero y Mejillones.

El APS contempla pequeños desarrollos adicionales dentro de yacimientos de hidrocarburos existentes. Estos ayudan a ralentizar el declive, pero no alteran la perspectiva general de descenso de la producción a medida que los campos existentes maduran. Sin embargo, la disminución del consumo de combustibles fósiles reduce las importaciones netas con el tiempo, incluso con una menor producción nacional (Figura 2.31). En el APS, las importaciones de petróleo caen de 360 mil barriles diarios (kb/d) en 2024 a unos 300 kb/d en 2035 y por debajo de 75 kb/d en 2050, mientras que las importaciones de gas natural bajan de 5 mil millones de metros cúbicos (bcm) en 2024 a 4 bcm en 2050.

La última mina de carbón en Chile cerró en 2020, en línea con la política de retirada progresiva. Todo el carbón consumido hoy en día es importado. A medida que la demanda de carbón sigue disminuyendo con la retirada de las centrales térmicas de carbón, las importaciones en el APS caen de unos 4 Mtce hoy a 0,5 Mtce en 2035 y cerca de cero en 2050.

**Figura 2.31** ▶ Producción de petróleo, gas natural y carbón, demanda e importaciones netas en Chile en el APS, 2010-2050



IEA. CC BY 4.0.

*Actualmente, Chile importa aproximadamente el 98% de su petróleo, alrededor del 80% de su gas natural y todo su carbón, pero la disminución de la demanda implica que las importaciones disminuyen significativamente*



## Implicaciones de la trayectoria de transición energética

### Estrategias para garantizar una transición justa

#### R E S U M E N

- Los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones de Chile tienen implicaciones mucho más allá de su sector energético. La transición modelada en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS) plantea una posible vía para reducir la dependencia de la energía importada, abaratar las facturas energéticas de los hogares, crear nuevos empleos y mejorar la calidad del aire. Lograrlo requiere una inversión pública y privada significativamente mayor, grandes cambios en el sistema eléctrico y estrategias eficaces para afrontar las transformaciones en los patrones de empleo del sector energético.
- En el APS, la inversión promedio anual en el sector energético alcanza casi los 13.000 millones de dólares (USD) en el periodo hasta 2035, frente a los 4.500 millones de USD en la última década. La inversión en el sector eléctrico más que se duplica en la siguiente década. La inversión en redes eléctricas se vuelve más significativa, representando el 40% de la inversión total del sector eléctrico en el periodo de 2035 a 2050. En la próxima década, la inversión en el suministro de gas natural crece ligeramente, mientras que otros combustibles fósiles disminuyen, y el hidrógeno de bajas emisiones pasa a representar la mayor parte de la inversión en suministro energético.
- Chile ha logrado un acceso casi universal a la electricidad, pero persisten los problemas de asequibilidad y pobreza energética. Las mejoras en la eficiencia energética en el APS reducen la demanda y las facturas de energía de los hogares a más de la mitad para 2050, aunque los costos iniciales de equipos eficientes y bajas emisiones de carbono podrían dificultar su adopción en hogares de bajos ingresos sin políticas de apoyo adecuadas. La inversión anual en usos finales supera los 3.000 millones de USD en la próxima década, siete veces el promedio de 2015-2024. La gran mayoría está orientada a la eficiencia y la electrificación, especialmente en el sector del transporte. Los costos del sistema eléctrico por unidad de electricidad consumida disminuyen a medida que el costo variable de los combustibles fósiles es sustituido por el costo mayormente fijo de las renovables.
- Hoy en día, casi todos los combustibles fósiles utilizados en Chile se importan. Estos se reducen en un 72% para 2050 en el APS, lo que recorta los costos de importación de 14.000 millones a 3.000 millones de dólares y mejora la seguridad energética. El desarrollo de la producción de hidrógeno de bajas emisiones proyectado en el APS diversifica las opciones y crea nuevas oportunidades de exportación. Sustituir los combustibles fósiles importados por renovables nacionales y ampliar la electrificación

requiere inversión en redes eléctricas, gestión de la respuesta de la demanda, generación despachable y almacenamiento eléctrico.

- La contaminación atmosférica es responsable de unas 5.000 muertes prematuras cada año en Chile, lo que conlleva un alto costo humano. Recortes más rápidos y profundos en las emisiones procedentes de los sectores del transporte y la industria, y especialmente en la calefacción residencial en el APS, mejoran significativamente la calidad del aire y reducen el número acumulado de muertes prematuras.

## 3.1 Introducción

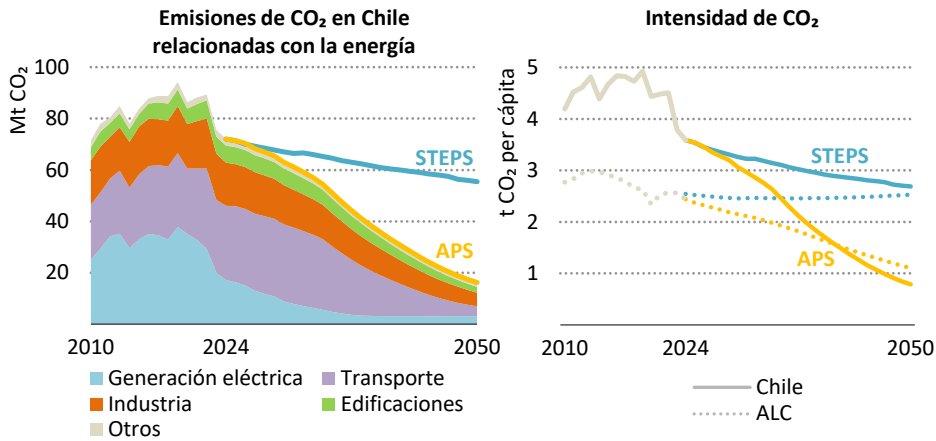
Las ambiciones climáticas de Chile implican una transformación económica más amplia que la del sector energético, que presenta desafíos, pero también ofrece nuevas oportunidades. Este capítulo explora las palancas clave para la reducción de emisiones y los beneficios asociados, como menores importaciones de energía, mayor seguridad energética, reducción de las facturas de energía de los hogares y mejor calidad del aire. También aborda posibles desafíos como la necesidad de una inversión masiva y los cambios en los patrones de empleo en el sector energético.

## 3.2 Trayectoria de emisiones netas cero en el Escenario de Compromisos Anunciados

Las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas con la energía en Chile en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS) siguen una trayectoria decisiva de descarbonización que refleja sus ambiciosos compromisos energéticos y climáticos. Sus emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía alcanzaron su máximo en 2019 con 94 millones de toneladas de dióxido de carbono (Mt CO<sub>2</sub>) y desde entonces han disminuido hasta alrededor de 72 Mt CO<sub>2</sub> en 2024. En el APS, esta trayectoria descendente continúa hasta mediados de siglo, con emisiones que caen un 45% desde su máximo hasta 51 Mt CO<sub>2</sub> en 2035 y una disminución más de un 80% hasta poco más de 16 Mt CO<sub>2</sub> para 2050 (Figura 3.1). Esto está muy por debajo del nivel de reducción logrado con las políticas promulgadas, como se refleja en el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS), en el que las emisiones alcanzan los 55 Mt para 2050.

En el APS, las emisiones del sector eléctrico caen más de un 70% para 2035 a medida que la generación de renovables aumenta, y las emisiones caen aún más, hasta solo 3 Mt CO<sub>2</sub> para 2050, una disminución del 80% respecto a los niveles de 2024. Las emisiones del sector del transporte siguen una trayectoria inicial más gradual, manteniéndose relativamente estables hasta 2030, para luego caer un 12% respecto a los niveles de 2024 en 2035 a medida que se acelera la adopción de vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés), y casi un 90% respecto a los niveles de 2024 para 2050, ya que los EV dominan las carreteras. Las emisiones del sector industrial caen un 24% respecto a los niveles de 2024 para 2035 y casi un 70% para 2050. Estas reducciones en la industria reflejan la electrificación de la minería, una mejora del 35% en la intensidad energética y un aumento en el uso de bioenergía, que cubre el 73% de la energía utilizada en la producción de pulpa y papel y el 31% del cemento para 2050. Para 2050, la captura, utilización y almacenamiento de carbono captan 1,1 Mt de CO<sub>2</sub> al año, y el hidrógeno de bajas emisiones suministra el 7% de la demanda energética en el sector industrial. Las emisiones del sector de la edificación disminuyen un 13% para 2035 y un 66% para 2050 en comparación con los niveles de 2024. Estas reducciones se deben a la electrificación generalizada de la calefacción y la cocción, la mejora de los estándares de eficiencia en la construcción y la adopción de bombas de calor y electrodomésticos eficientes.

**Figura 3.1 ▶ Emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía por sector y emisiones per cápita en Chile y ALC en el STEPS y APS, 2010-2050**



IEA. CC BY 4.0.

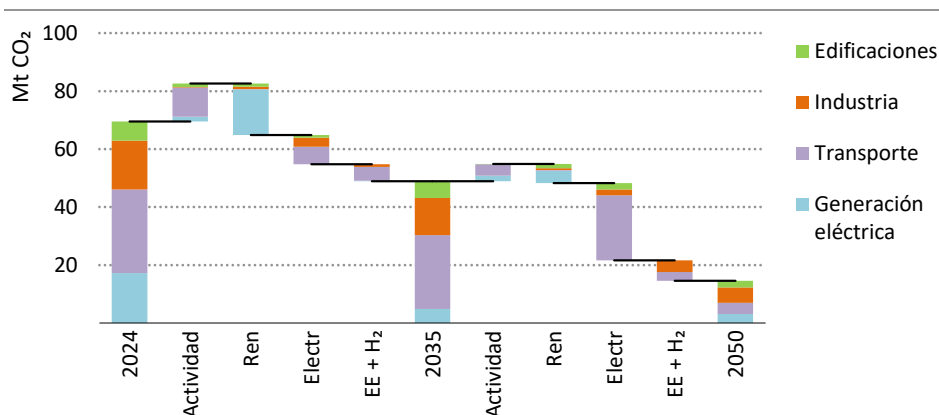
*La descarbonización acelerada de la energía y del transporte reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> a una quinta parte de su nivel actual para 2050, bajando las emisiones por debajo de 1 tonelada per cápita en Chile*

Nota: Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono; t CO<sub>2</sub> = toneladas de dióxido de carbono; STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; APS = Escenario de Compromisos Anunciados; ALC = América Latina y el Caribe.

En el STEPS, las emisiones disminuyen alrededor de un 10% en 2035 en comparación con los niveles de 2024. La mayoría de esas reducciones provienen del sector eléctrico, mientras que las emisiones de la industria, el transporte y las edificaciones se mantienen en general constantes hasta 2035.

En el APS, las renovables representan aproximadamente el 40% de las reducciones de emisiones hasta 2050 al desplazar a los combustibles fósiles en la generación eléctrica, lo que es más que suficiente para compensar el aumento global de la demanda de servicios energéticos impulsado por la creciente actividad económica. Los sectores de uso final también contribuyen mediante medidas de eficiencia y cambio de combustible, siendo el hidrógeno quien proporciona el 10% de la reducción de emisiones en la industria y el transporte. Con el tiempo, la electrificación y otras formas de cambio de combustible desempeñan un papel cada vez más importante para reducir las emisiones en todos los usos finales, subrayando la naturaleza integrada de la estrategia de descarbonización de Chile. Antes de 2035, la eliminación progresiva de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles es la palanca más importante para la reducción de emisiones. Después de 2035, la electrificación se convierte en un factor más importante para reducir las emisiones en la hoja de ruta hacia 2050 (Figura 3.2).

**Figura 3.2 ▸ Reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> mediante medidas de mitigación en Chile en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*La penetración de renovables y la electrificación directa, especialmente en el transporte, son los principales motores de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el APS para 2050*

Nota: Actividad = aumento de actividad; Ren = renovables; Electr = electrificación; EE + H<sub>2</sub> = eficiencia energética y cambio de combustible a hidrógeno.

### 3.3 Necesidades de inversión

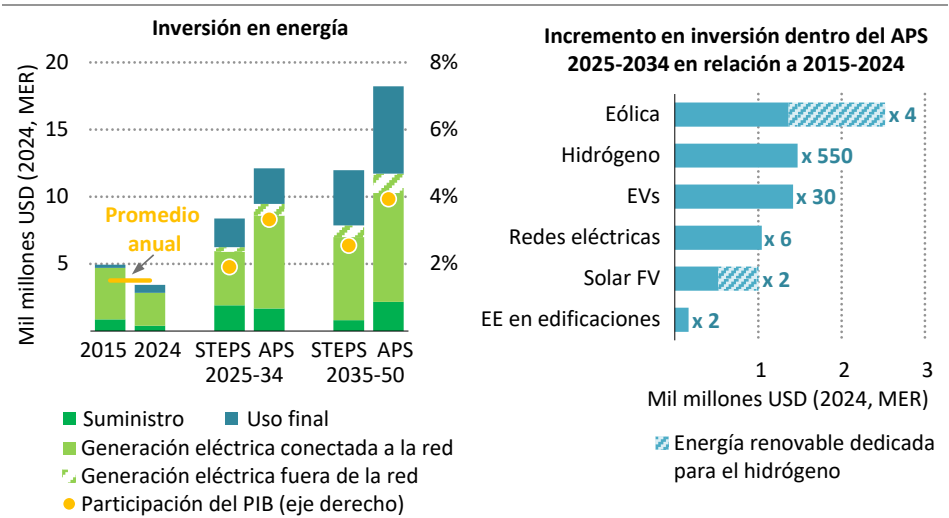
Se prevé que la inversión global en energía en Chile aumente drásticamente en la próxima década en el APS, reflejando el ambicioso impulso del país hacia el despliegue de tecnologías de energía limpia (Figura 3.3). La inversión promedio anual alcanza casi los 13.000 millones de USD en el periodo hasta 2035, un aumento sustancial respecto a los 4.500 millones de USD observados en la última década. Este aumento corresponde a un incremento de la inversión energética del 1,4% al 3,3% del producto interno bruto (PIB) de Chile. El crecimiento está impulsado por el despliegue a gran escala de renovables, el desarrollo de la red, la electrificación y la expansión de la infraestructura de suministro de hidrógeno, incluidos los electrolizadores. Escalar la inversión será un gran desafío, dado el monto significativo requerido y los retos para movilizar diversas fuentes de financiamiento. Las inversiones también están aumentando en el STEPS, aunque a un ritmo más lento que en el APS. En los sectores eléctrico y de suministro, esta diferencia refleja el desarrollo más fuerte de la generación renovable y la producción de hidrógeno bajo el APS. El APS ilustra además esfuerzos adicionales para impulsar la electrificación en los sectores de uso final, lo que resulta en una mayor reducción de las facturas de importación de petróleo en comparación con el STEPS (ver 3.5.1).

La inversión en el sector energético representa el 60% de la inversión energética total para 2035, aunque una parte del gasto energético en renovables se destina a la capacidad fuera

de la red para la producción de hidrógeno, lo que pone de manifiesto la naturaleza intersectorial de la transición energética. Más del 80% de la producción de hidrógeno de bajas emisiones en el APS está destinada a mercados de exportación, y 2.000 millones de dólares anuales de inversión se destinan a la generación renovable y a la infraestructura de hidrógeno dedicada a apoyar estas exportaciones.

En el APS, la energía eólica experimenta el mayor aumento de inversión: supera los 3.000 millones de dólares al año en 2035, frente a menos de 1.000 millones actuales. El suministro de hidrógeno ocupa el segundo lugar en términos de crecimiento de la inversión directa en la próxima década. Sin embargo, cuando se añade la capacidad de generación renovable dedicada necesaria para la producción de hidrógeno, esta es la primera en términos de aumento total de la inversión. Alrededor de la mitad de la inversión en el suministro de hidrógeno en el APS se destina a la capacidad de generación renovable, mientras que el resto se destina a infraestructura, electrolizadores y producción de combustibles.

**Figura 3.3 ▶ Inversión energética anual por sector, 2015 y 2024, y por escenario hasta 2050, e inversión incremental hasta 2035 en Chile en el APS**



IEA. CC BY 4.0.

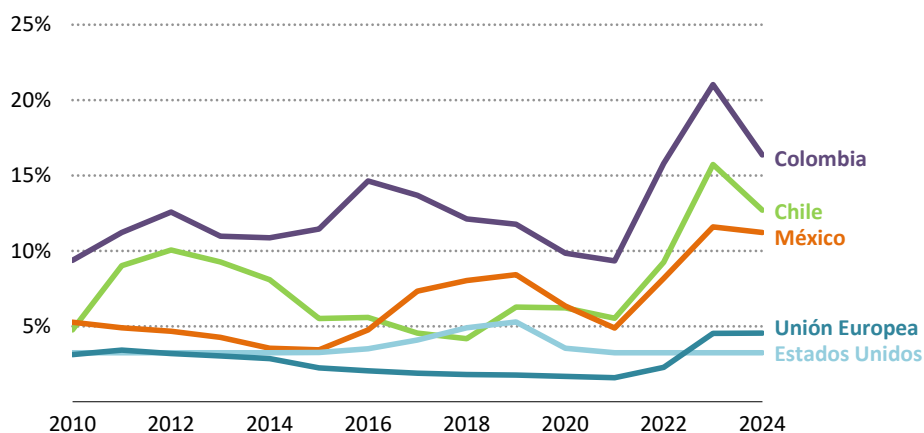
*La inversión energética se triplica en la próxima década en el APS hasta aproximadamente el 3,3% del PIB para 2035, siendo la energía eólica, los vehículos eléctricos y el hidrógeno los que requieren la mayor ampliación*

Notas: USD = dólar estadounidense; MER = tasa representativa del mercado; EE = eficiencia energética; EV = vehículos eléctricos. La energía fuera de la red se refiere a la generación fuera de la red para la producción de hidrógeno. El hidrógeno incluye toda la inversión relacionada con el hidrógeno y el suministro de combustibles a base de hidrógeno (incluidos los electrolizadores), sin contar la generación renovable dedicada.

### Fuentes de financiamiento

La transición energética de Chile en la próxima década requiere un aumento significativo de la inversión en el sector eléctrico, el suministro energético y las aplicaciones de uso final, incluyendo la electrificación y mejoras en la eficiencia. Movilizar capital de inversores privados e internacionales a tasas que permitan que los proyectos sigan siendo rentables es un desafío fundamental, ya que los costos de financiamiento en Chile y en la región de América Latina y el Caribe (ALC) son considerablemente más altos que en las economías avanzadas. Los costos medios de financiamiento rondaron el 13% en 2024, más del doble del nivel observado en 2021, creando un entorno difícil para que los proyectos de energía limpia intensivos en capital logren un retorno adecuado de la inversión (Figura 3.4).

**Figura 3.4 ▶ Tasas de préstamos a empresas en países o regiones seleccionados, 2010-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Los altos costos de financiamiento en Chile podrían ser una barrera importante para aumentar la inversión en energía limpia*

Nota: Los tipos de interés de la Unión Europea se calculan mediante un promedio ponderado según el producto interno bruto (PIB).

Fuentes: análisis de la AIE basado en el Banco Mundial (2025), Banco Central Europeo (2025), Reserva Federal de EE. UU. (2025) y Banco Central de Chile (2025).

Las elevadas tasas de interés reflejan tanto riesgos específicos de cada país como sectoriales, que están incorporados en el costo del capital a través de una tasa base y una prima de proyecto. Para tecnologías como la solar fotovoltaica (FV), la eólica o los electrolizadores, que dependen en gran medida del financiamiento mediante deuda debido a sus costos fijos y estructuras de ingresos, los elevados costos de endeudamiento representan una barrera crítica para su despliegue. Superar estos obstáculos requiere un enfoque integral que aborde múltiples dimensiones del riesgo simultáneamente. Chile tiene varias fortalezas sobre las que construir; cuenta con un historial probado de atracción de inversión extranjera en energía y

se sitúa constantemente entre los destinos de inversión más estables de la región de la ALC. También ha implementado subastas competitivas de energías renovables y contratos a largo plazo, proporcionando seguridad a los desarrolladores y reduciendo los costos de financiamiento (AIE y OLACDE, 2025). Estos mecanismos son especialmente importantes para proyectos de renovables y almacenamiento porque permiten a los posibles inversores formarse una visión clara sobre los ingresos futuros.

Fortalecer la certeza regulatoria y agilizar los procesos de licencias es esencial para reducir los riesgos del proyecto y mejorar la confianza de los inversores. En paralelo, el desarrollo de mercados de bonos verdes puede ayudar a diversificar las fuentes de financiamiento y atraer inversores institucionales para ofrecer acceso a capital a más largo plazo y de menor costo. Estas medidas deben complementarse con inversiones en redes eléctricas para garantizar la calidad del servicio y la fiabilidad, y con la provisión de flexibilidad del sistema, incluyendo la respuesta a la demanda y el almacenamiento, para garantizar que la energía de fuentes renovables variables pueda integrarse de forma fiable en el sistema eléctrico. La implementación conjunta de estas medidas es clave para crear un entorno financiero capaz de apoyar la transición energética limpia de Chile.

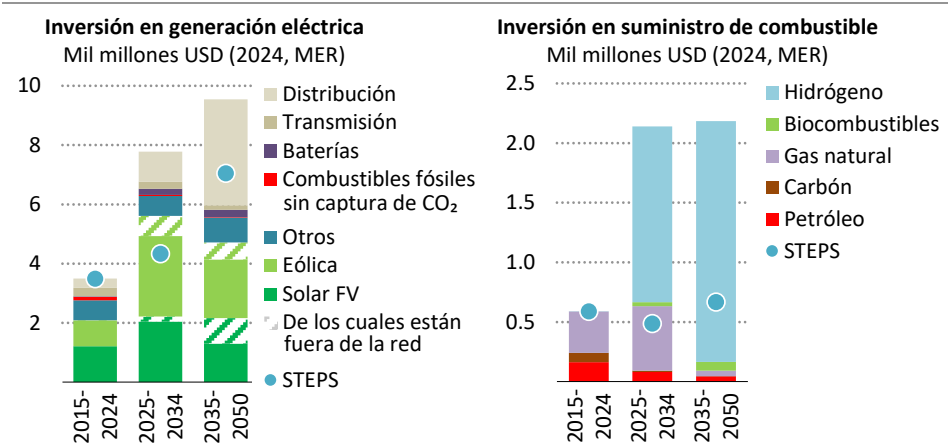
### *Inversión en el sector eléctrico y suministro de combustible*

La inversión en el sector eléctrico debe aumentar significativamente para apoyar la transición energética de Chile (Figura 3.5). En el APS, se necesita más del doble de la inversión promedio anual en el sector eléctrico en conjunto con relación a la última década. Alcanza un promedio de casi 8.000 millones de dólares al año durante la próxima década, con casi toda la inversión antes de 2035 dirigida a la generación eléctrica de bajas emisiones y a las redes eléctricas.

Es útil considerar por separado la inversión en generación conectada a la red y en infraestructura, incluidas las redes y el almacenamiento en baterías, frente a la generación fuera de la red destinada a suministrar electrolizadores para la producción de hidrógeno. Excluyendo la inversión en generación fuera de la red para hidrógeno, la inversión del sector eléctrico en el APS promedia 7.000 millones de USD al año para 2035, de los cuales las redes representan el 20%. La infraestructura de red representa el 40% de las necesidades totales de inversión entre 2035 y 2050, siendo la distribución la mayor parte de esa inversión, principalmente debido al aumento de la electrificación y, por tanto, a la mayor demanda eléctrica. En el STEPS, la inversión en redes sigue aumentando de forma constante, representando aproximadamente un tercio de las necesidades totales de inversión en el sector eléctrico entre 2035 y 2050. En el APS, la inversión acelerada subraya el impulso hacia una electrificación más profunda y una mayor integración de las energías renovables.

El almacenamiento y la flexibilidad también requieren inversión adicional, especialmente en baterías a escala de servicio público. La inversión en energía hidroeléctrica y otras renovables en el APS se mantiene estable hasta 2050 para mantener el nivel actual de generación hidroeléctrica.

**Figura 3.5 ▶ Inversión promedio anual en el sector eléctrico y suministro de combustible por tipo en Chile en el APS y STEPS, 2015-2050**



*En el APS, la inversión en fuentes de bajas emisiones en el sector eléctrico y en las redes eléctricas debe aumentar más rápido en comparación con el STEPS*

Notas: incluyen inversiones en renovables, excepto en energía solar fotovoltaica y eólica. La energía fuera de la red se refiere a la generación fuera de la red para la producción de hidrógeno.

El objetivo de descarbonización en el APS exige una inversión anticipada y una movilización de financiamiento más temprana que en el STEPS, en el que la inversión aumenta a un ritmo más lento para superar los 4.000 millones de USD en 2035 en el sector eléctrico. Aunque el papel del gobierno en la planificación de la red es vital, alcanzar los niveles de inversión en el APS depende en gran medida de atraer la participación del sector privado, especialmente en la generación de energías renovables.

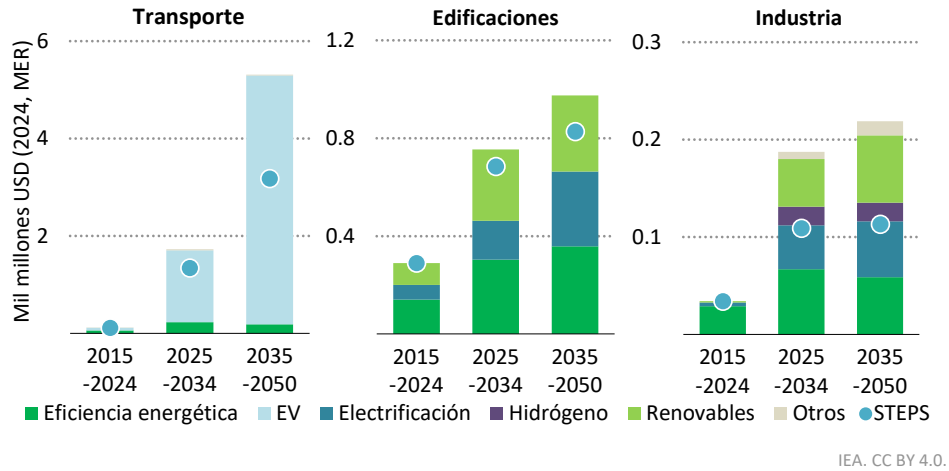
Durante la última década, la inversión energética en el suministro de combustible en Chile se ha centrado principalmente en el suministro de gas natural. Aumenta gradualmente hasta 2035 en el APS, aunque la inversión en otros suministros de combustibles fósiles disminuye. La mayor parte de la inversión en suministro de combustible en las próximas décadas se destinará al hidrógeno de bajas emisiones y promedia 1.500 millones de dólares al año entre 2025 y 2.000 millones de dólares al año entre 2035 y 2050.

### Inversión en sectores de uso final

La inversión en los sectores de uso final de la energía ha aumentado de forma constante en la última década (Figura 3.6). Desde 2011, la inversión creció a una tasa promedio anual del 4%, la mayor parte en el sector del transporte, especialmente gracias a la expansión del transporte público y la electrificación de la flota de autobuses. En la próxima década en el APS, la eficiencia energética y la electrificación son las áreas dominantes de inversión, con

una inversión promedio anual en los sectores de uso final que supera los 3.000 millones de USD, siete veces el nivel del periodo de 2015 a 2024, y un 35% más que en el STEPS.

**Figura 3.6 ▶ Inversión energética promedio anual en sectores de uso final por tipo en Chile en los APS y STEPS, 2015-2050**



*La inversión aumenta en todos los sectores de uso final, pero el transporte lidera el camino gracias a la rápida adopción de los vehículos eléctricos y la electrificación del transporte público*

Notas: EV = vehículos eléctricos. La inversión en eficiencia energética se define como el gasto incremental en nuevos equipos energéticamente eficientes o el costo de la remodelación que reduce el consumo energético (excluyendo la mano de obra). La intención es captar un gasto adicional en comparación con la tecnología de referencia, lo que conduce a una reducción del consumo energético. Las renovables para aplicaciones finales incluyen tecnologías detrás del medidor, como el calentamiento solar de agua y las bombas de calor subterráneas para la climatización de espacios. La categoría Otros incluye ferrocarril, búnkeres internacionales y combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono. Los vehículos eléctricos en esta figura incluyen vehículos eléctricos a batería, híbridos enchufables y vehículos de pila de combustible.

El transporte es el sector de uso final de más rápido crecimiento, con inversiones que alcanzan un promedio de 1.700 millones de USD al año en el APS en 2035, frente a los 110 millones actuales. La electrificación del transporte por carretera es el principal motor: la inversión anual en vehículos eléctricos se triplica entre 2035 y 2050, como resultado de la Estrategia Nacional de Electromovilidad de Chile, que exige que todas las ventas de vehículos nuevos sean cero emisiones para 2035. Los requisitos de inversión incluyen un gasto para un aumento de 40 veces en las 1.500 estaciones de carga que existen actualmente. El STEPS experimenta una adopción más moderada de vehículos eléctricos y ofrece aproximadamente la mitad del nivel del parque de vehículos eléctricos alcanzado en 2050 en el APS. En el STEPS, los requisitos de inversión para vehículos eléctricos y estaciones de carga son correspondientemente menores, alrededor del 60% del nivel del APS.

En el sector de las edificaciones, las necesidades anuales de inversión aumentan de unos 300 millones de dólares hoy a unos 700 millones en el STEPS y 770 millones en el APS en promedio durante la próxima década. En ambos escenarios, la mayoría de la inversión apoya mejoras en la eficiencia energética, incluyendo la modernización de edificaciones y la adopción de electrodomésticos más eficientes, además de la electrificación de equipos como bombas de calor, cocción y calefacción de agua. La inversión en estas áreas refleja el creciente nivel de adopción de tecnologías de calefacción de bajas emisiones en los centros urbanos y la rotación de material para electrodomésticos sujetos a los estándares mínimos de rendimiento energético establecidos en el Plan Nacional de Eficiencia Energética (2022-2026). La diferencia clave entre el APS y el STEPS es un aumento ligeramente acelerado de la inversión en electrificación y eficiencia en el APS, con un promedio de 450 millones de USD al año durante la próxima década, frente a los 370 millones de USD anuales en el STEPS.

La inversión relacionada con la energía en el sector industrial experimenta un aumento notable en el periodo hasta 2035 en ambos escenarios, aunque por debajo de los niveles de los sectores de transporte y edificaciones. La inversión en la industria se dirige a mejoras en la eficiencia de los materiales; electrificación, incluyendo la electrificación indirecta mediante producción de hidrógeno *in situ*; y un mayor uso de renovables, incluyendo biomasa y geotermia. La inversión total relacionada con el uso de energía en la industria pasa de un promedio anual de 30 millones de USD en el periodo 2015-2024 a un promedio anual de 100 millones de USD en la próxima década en el STEPS y casi 200 millones de USD en el APS. Las diferencias en la tasa de electrificación, especialmente de los vehículos utilizados en operaciones mineras, explican una cuarta parte de la variación entre ambos escenarios. El uso de hidrógeno en las industrias nacionales también juega un papel importante: aunque la inversión en hidrógeno por parte de la industria nacional es comparativamente baja en el APS antes de 2035, el STEPS no veía prácticamente ninguna.

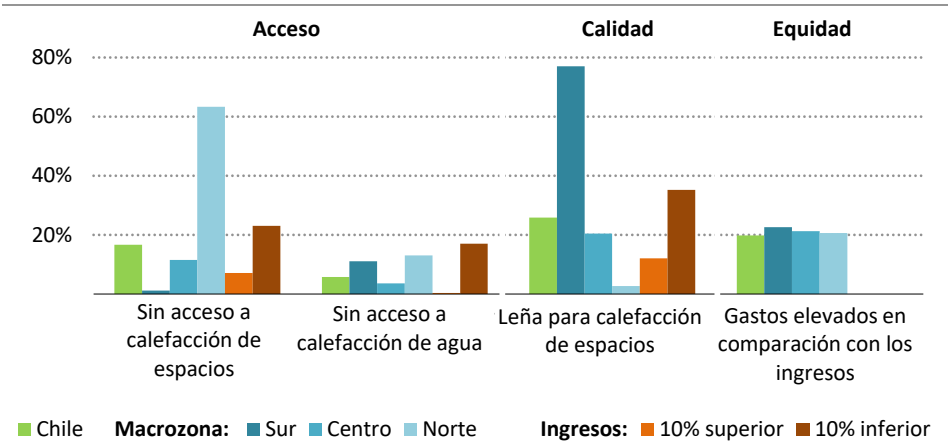
### 3.4 Transición justa

Garantizar el acceso a servicios energéticos asequibles, fiables y de alta calidad para todos ha sido durante mucho tiempo un objetivo central de la política energética en Chile. A pesar de los avances significativos en algunas áreas, especialmente el logro de un acceso casi universal a la electricidad, varios indicadores en las tres dimensiones de la pobreza energética —acceso, calidad y equidad— muestran que aún queda mucho por hacer.

A pesar de la casi universal tasa de acceso eléctrico en Chile, persisten brechas en el acceso a servicios energéticos esenciales como la calefacción de espacios y de agua (Figura 3.7). Alrededor del 15% de los hogares declara no tener acceso a calefacción de espacios y más del 5% afirma no tener acceso a calefacción de agua. Las disparidades regionales son evidentes: la falta de acceso es más prevalente en las regiones del norte, pero probablemente tenga un impacto más severo en las regiones más frías del centro y sur. Más del 75% de los hogares en las regiones del sur declara actualmente que la leña es su principal combustible para la calefacción de espacios, lo que provoca una grave contaminación del aire y problemas de salud relacionados. Además, más del 60% de los hogares reporta tener poco o ningún aislamiento, lo que incrementa la demanda energética y reduce el confort

interior. Estos desafíos afectan de forma desproporcionada a los hogares de bajos ingresos. Alrededor de uno de cada cinco hogares se enfrenta a un gasto energético elevado en relación con sus ingresos. Los hogares de bajos ingresos también tienen más probabilidades que otros de carecer de calefacción básica de espacios y de agua. Es importante destacar que estas cifras no reflejan el lado oculto de la pobreza energética: hogares que limitan los servicios energéticos esenciales porque no pueden permitírselos. Por ejemplo, se encontró que más del 15% de los hogares gastaba por debajo de lo esperado en comparación con hogares de tamaño similar y tipos de vivienda comparables, lo que indica necesidades energéticas no cubiertas (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2022) (Ministerio de Energía, 2025).

**Figura 3.7 ▶ Indicadores de acceso, calidad y equidad de pobreza energética por proporción de hogares y por macrozona y decil de ingresos en Chile, 2022**



IEA. CC BY 4.0.

*La pobreza energética sigue siendo un problema, como indican las importantes disparidades entre regiones y niveles de ingreso*

Nota: Las macrozonas se clasifican en las siguientes regiones: Sur (La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos, Aysén, Magallanes), Centro (Valparaíso, Región Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío), Norte (Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama, Coquimbo).

Fuentes: análisis de la AIE basado en CASEN 2022 y IX EPF. (Ministerio de Desarrollo Social y Familia, 2022) (INE, 2022)

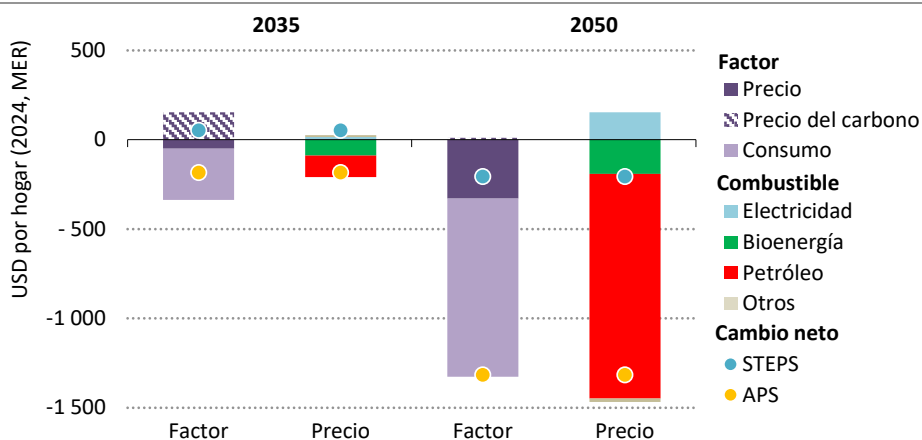
Hay varias razones para estos desafíos. Los costos iniciales de las tecnologías de energía limpia —como el aislamiento, las bombas de calor o los vehículos eléctricos— suelen dejarlas fuera del alcance de los hogares de bajos ingresos. Estos grupos tienen la mayor necesidad de mejoras de eficiencia y el menor acceso a financiamiento asequible. Además, pueden estar disponibles alternativas económicas, especialmente para calefacción. La leña, por ejemplo, suele ser barata y abundante, lo que la convierte en una opción atractiva en comparación con la calefacción y la cocción eléctrica, a pesar de sus impactos negativos para

la salud y el medio ambiente. Otros obstáculos incluyen una fuerte dependencia cultural de la leña, la falta de conciencia sobre sus impactos en la salud y el escaso acceso a información sobre las medidas de subvención existentes o las opciones de financiamiento.

### 3.4.1 Asequibilidad

Los niveles más altos de inversión que se requieren en el APS resultan en ahorros significativos en las facturas promedio de energía a lo largo del tiempo. Como se ha comentado, la inversión a gran escala en reformas de edificaciones, vehículos eléctricos, bombas de calor y electrodomésticos más eficientes apoya una transición hacia combustibles más limpios y una mayor eficiencia en los hogares y el transporte. Como resultado, las facturas promedio de energía de los hogares disminuyen gradualmente hasta 2035, ya que un aumento limitado de los precios del combustible a corto plazo se compensa con grandes ganancias de eficiencia a lo largo del tiempo (Figura 3.8). Para 2050, un aumento del gasto eléctrico doméstico impulsado por la electrificación del transporte y la calefacción se compensa con creces con una fuerte caída en el gasto en combustibles fósiles y biomasa sólida, y las facturas promedio caen a un nivel más de un 50% inferior al actual. En el STEPS, la caída en las facturas promedio de energía es más limitada, en gran parte debido a la menor penetración de los vehículos eléctricos.

**Figura 3.8** ► Cambio en la factura de energía promedio de los hogares por factor y combustible en Chile en el APS en comparación con 2024, en 2035 y 2050



IEA. CC BY 4.0.

*Las facturas de energía caen a medida que una mayor electrificación y mejoras en eficiencia reducen drásticamente el gasto en combustibles fósiles, mientras que aumentan en menor proporción el gasto en electricidad*

Notas: Las facturas de energía de los hogares incluyen gastos en consumo energético residencial y combustibles para transporte privado. Otras incluyen gas natural, calefacción urbana e hidrógeno.

Fuentes: Los precios de la energía se basan en el análisis del Centro de Datos Energéticos y de la AIE; Trayectoria del precio del CO<sub>2</sub> basada en (Ministerio de Energía, 2022)

Las tecnologías eficientes y bajas en carbono, como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, suelen ser competitivas en costos, o casi competitivas, a lo largo de su vida útil en comparación con sus equivalentes de combustibles fósiles, como se explica en el Capítulo 2. Pero sus mayores costos iniciales son una gran barrera para su adopción por parte de los consumidores de bajos ingresos. Las políticas de apoyo específicas pueden ayudarles a cubrir los costos iniciales de inversión y, posteriormente, beneficiarse de servicios energéticos más baratos y limpios.

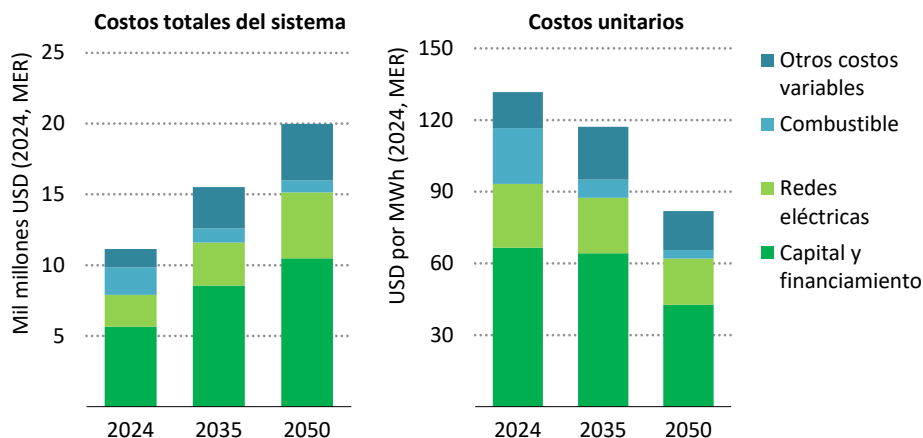
### *Costos de electricidad*

Los costos del sistema eléctrico cubren todos los gastos operativos y relacionados con la inversión asociados a la generación de energía en todo el sistema, incluidos los costos derivados de los insumos de combustibles fósiles; el mantenimiento de centrales eléctricas; el gasto de capital en activos nuevos y existentes; los servicios para mantener la estabilidad del sistema; y las redes de transmisión y distribución, incluyendo tecnologías avanzadas de transmisión y digitalización para la gestión del sistema. En el análisis de los costos eléctricos, se asume que se han realizado todas las inversiones necesarias y que se han asegurado fuentes de ingresos para garantizar tasas de retorno suficientes sobre el gasto de capital. Aunque los costos del sistema no son una medida directa de los precios mayoristas o minoristas de la electricidad, ya que excluyen el diseño del mercado y las estructuras tarifarias, sirven como un indicador útil de los costos subyacentes para suministrar electricidad y como un indicador para considerar cómo pueden evolucionar los precios al consumidor en diversos escenarios.

En muchos casos, los precios promedio de la electricidad para los consumidores son superiores al costo promedio del sistema. La diferencia entre los precios de la electricidad y los costos totales del sistema refleja principalmente beneficios adicionales (más allá de una rentabilidad suficiente sobre el gasto de capital), que pueden surgir por varias razones, incluyendo el diseño del mercado o acuerdos contractuales heredados.

En Chile, los costos del sistema por unidad de electricidad consumida disminuyen con el tiempo en el APS, cayendo un 15% entre 2024 y 2035 (Figura 3.9). La proporción de costos variables en el total de los costos del sistema disminuye significativamente a medida que se elimina la generación con carbón, y los costos fijos, incluidos los componentes de capital y de redes, se vuelven más prominentes a medida que la matriz de generación se orienta hacia renovables intensivas en capital. Los costos fijos aumentan a medida que crece la demanda eléctrica, pero disminuyen en términos absolutos cuando se miden por unidad de electricidad consumida. Los costos del sistema presentados en este análisis se expresan en términos ajustados por inflación; pueden evolucionar de forma diferente a lo largo del tiempo en términos nominales debido a la inflación general de precios.

**Figura 3.9** ▶ Costos totales anuales promedios del sistema eléctrico y costos unitarios por componente en Chile en el APS, 2024, 2035 y 2050



IEA. CC BY 4.0.

*La trayectoria de emisiones netas cero implica costos del sistema por unidad de electricidad más bajos en comparación con el sistema actual, con costos de combustible casi un 70% menor y costos unitarios del sistema un 15% menores para 2035*

Notas: MWh = megavatio-hora. Otras variables incluyen los costos de operación y mantenimiento y los costos de CO<sub>2</sub>.

### 3.4.2 Empleo

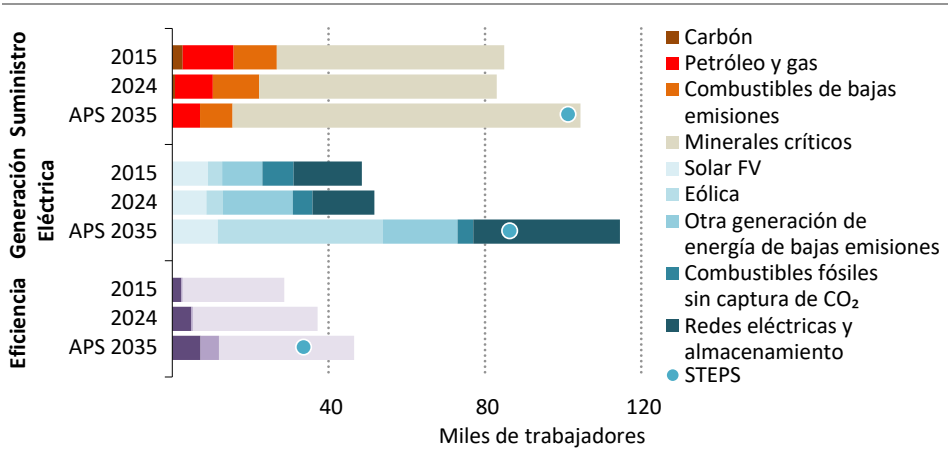
El APS representa oportunidades significativas para ampliar el empleo en el sector energético en Chile. Proporcionó alrededor de 170.000 empleos en 2024, lo que equivale a casi el 2% de la fuerza laboral total. En el APS, se prevé que crezca alrededor del 50% para 2035, añadiendo alrededor de 90.000 nuevos empleos (Figura 3.9). En el STEPS, el crecimiento es solo la mitad de alto, principalmente debido a un despliegue más lento de renovables y a una expansión más gradual de las redes, junto con menos empleos en eficiencia energética.

La mayor parte del crecimiento del empleo se produce en el sector eléctrico, con alrededor de 60.000 nuevos empleos en el APS. Con la capacidad instalada prevista para más que triplicarse para 2035, el desarrollo de renovables se convierte en un importante creador de empleo, junto con importantes requerimientos para la construcción y operación de redes y sistemas de almacenamiento de energía. Mejorar la eficiencia energética en edificaciones e industrias es intensivo en mano de obra y podría generar otros 10.000 empleos.

La minería y el procesamiento de minerales críticos, especialmente de litio y cobre, seguirán ganando importancia y tienen el potencial de crear casi 30.000 nuevos empleos, lo que compensa con creces las pérdidas proyectadas en el sector de los combustibles fósiles (ver el Capítulo 4). Además, muchas habilidades derivadas de actividades relacionadas con combustibles fósiles, como la capacidad de operar maquinaria pesada e implementar

protocolos de seguridad, son transferibles a la extracción y procesamiento de minerales críticos. Se proyecta que el sector del hidrógeno de bajas emisiones sea otro generador de nuevos empleos, especialmente en la construcción.

**Figura 3.10 ▶ Empleo energético en Chile por sector, 2015 y 2024, y en los APS y STEPS, 2035**



IEA. CC BY 4.0.

*El crecimiento del empleo en el sector eléctrico,  
los minerales críticos y la eficiencia energética supera con creces  
la pérdida de empleo en el sector de combustibles fósiles en el APS*

Notas: Las cifras de empleo energético abarcan empleos en servicios públicos, extracción y refinación de combustibles fósiles según las estadísticas nacionales, así como en el suministro de energía limpia, minerales críticos, eficiencia energética, construcción y actividades de servicios relacionadas.

Sin embargo, los desafíos están por venir. Los empleos en el sector energético y en la implementación de medidas de eficiencia energética suelen ser puestos altamente cualificados. Este es un aspecto positivo de la transición, pero la rapidez del cambio plantea desafíos y la falta de recursos humanos cualificados podría convertirse en un cuello de botella. Las proyecciones nacionales sugieren que podrían surgir carencias en la oferta de mano de obra cualificada para 2035, especialmente para ingenieros y técnicos de nivel medio (Ministerio de Energía, 2024). Atraer a más jóvenes a estudios técnicos y vocacionales relacionados con la energía es un área importante de acción. Estos esfuerzos deberían estar diseñados para incorporar y formar a las mujeres, ya que actualmente las mujeres representan solo alrededor del 20% de la fuerza laboral energética en Chile.

La descoordinación geográfica entre las ubicaciones probables de los proyectos y la mano de obra disponible requerirá atención. Los proyectos de minería de minerales críticos y de hidrógeno a gran escala se ubicarán en zonas remotas del norte y sur de Chile, mientras que la mayor parte de la fuerza laboral se concentra en Santiago y otras zonas urbanas. Políticas

proactivas, como iniciativas locales de contratación, desarrollo de infraestructura pública y esquemas de turnos rotativos, podrían ayudar a mitigar las dificultades. Es más probable que se creen empleos en el sector energético y en la eficiencia energética en zonas densamente pobladas, aunque algunos grandes proyectos de energías renovables y líneas de transmisión pueden requerir trabajos en regiones remotas.

### **Cuadro 3.1 ▶ Estrategia de Transición Energética Justa en Chile**

La eliminación progresiva del carbón en Chile está en marcha. La última mina cerró en 2020. Para finales de 2025, el 65% de sus centrales de carbón habrán sido retiradas, y las plantas restantes seguirán hasta 2040. La política de eliminación progresiva se basa en una Estrategia integral de Transición Energética Justa (JETS) presentada en 2021 y actualizada en 2025. El JETS tiene como objetivo minimizar el impacto socioeconómico en las comunidades que albergan centrales y puertos de carbón.

El marco del JETS, que se refleja en el Plan de Descarbonización 2024, está alineado con las mejores prácticas globales para la gestión de las transiciones del carbón. Se basa en cuatro pilares:

- Apoyar a los trabajadores y comunidades afectadas mediante programas de empleo, reconversión profesional y protección social.
- Estimular la diversificación económica y la inversión en industrias de energía limpia, incluyendo iniciativas de hidrógeno electrolítico y de economía circular.
- Reutilizar la infraestructura de carbón y mejorar la calidad ambiental mediante reformas regulatorias y planificación territorial.
- Establecer mecanismos de gobernanza inclusiva para coordinar acciones entre ministerios, autoridades locales, empresas y sociedad civil.

Chile ha desarrollado planes de acción locales como principal vehículo para lograr resultados de transición justa en las regiones dependientes del carbón. Su objetivo es garantizar que la eliminación progresiva del carbón no solo evite daños a las comunidades afectadas, sino que también apoye activamente su revitalización a largo plazo, abordando los desafíos sociales, económicos y ambientales específicos de cada área afectada. Sus objetivos incluyen apoyar a los trabajadores desplazados mediante la reconversión y la inserción laboral, promover nuevas industrias e inversiones, reutilizar la infraestructura local de carbón y mejorar la calidad ambiental. En la provincia de Tocopilla, por ejemplo, que vio el cierre de cuatro unidades de carbón entre 2019 y 2022, los planes de acción locales involucran a 58 partes interesadas y especifican 115 medidas relacionadas con energía, medio ambiente, salud y desarrollo económico. Las medidas van desde el apoyo a la educación y la formación profesional hasta mejoras en infraestructura y remediación ambiental, y los planes buscan garantizar una participación inclusiva mediante la colaboración con sindicatos y organizaciones ciudadanas locales.

Los planes de acción locales individuales se coordinan a nivel nacional a través del Comité Interministerial para la Transición Socioecológica Justa (ICJST), que incluye los ministerios de Medio Ambiente, Energía, Trabajo, Economía y otros. El ICJST proporciona orientación estratégica y garantiza que los planes de acción locales estén alineados con los objetivos nacionales de clima y desarrollo. Una secretaría técnica, dirigida por el Ministerio del Medio Ambiente, es responsable de articular, implementar y supervisar los planes, mientras que los comités locales participan en su diseño y supervisan su ejecución. Aunque el JETS proporciona un marco sólido, el éxito depende en última instancia de movilizar recursos públicos y privados para implementar los planes de acción. Conseguir un financiamiento suficiente es un desafío crítico para la viabilidad y legitimidad a largo plazo de la estrategia.

## 3.5 Seguridad energética

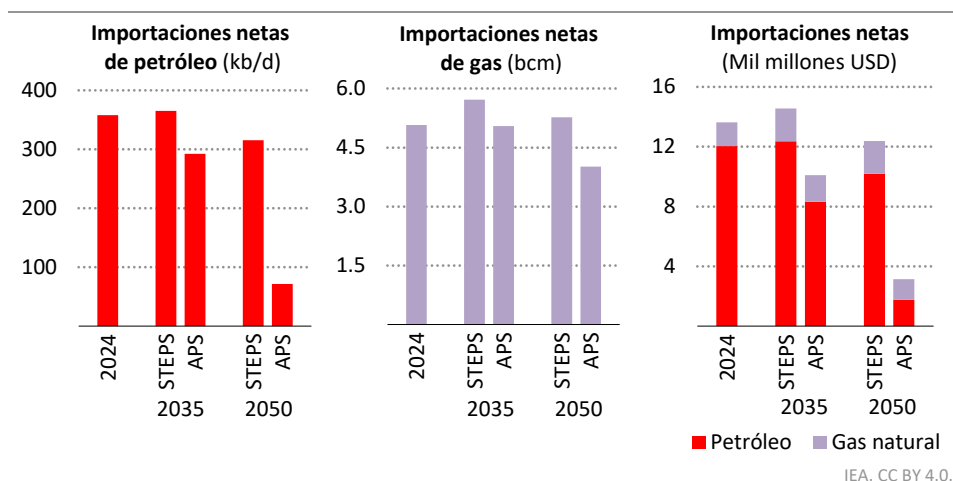
### 3.5.1 *Alejándose de la dependencia de la importación*

El cambio de Chile respecto a la dependencia de los combustibles fósiles, que son en gran parte importados, representa un cambio de paradigma fundamental que aprovecha los excepcionales recursos de energías renovables del país. En el APS, este cambio provoca una caída del 72% en las importaciones netas de energía de Chile entre 2024 y 2050. Aunque este cambio se produce a lo largo de un cuarto de siglo, sigue representando una transformación profunda, al reducir el gasto de Chile en importaciones de gas natural y petróleo en casi un 80%, pasando de unos 14.000 millones de dólares actuales a 3.000 millones de dólares en 2050, y aumentando al mismo tiempo su seguridad energética (Figura 3.11). Como resultado, las emisiones caen drásticamente.

En el STEPS, las políticas promulgadas son insuficientes para reducir las facturas de importación de combustibles fósiles en la próxima década, lo que provoca un aumento de alrededor de un 7% para 2035 en comparación con los niveles de 2024. El APS ofrece una vía para reducir las facturas de importación de combustibles fósiles, pero lograrlo requiere una inversión sustancial en la descarbonización de la electricidad y en la expansión de la electrificación.

Este cambio es posible y depende de: el despliegue de energías renovables en el sector eléctrico y en otros ámbitos; la electrificación del transporte por carretera y de muchos otros usos finales; la expansión y el refuerzo de las redes eléctricas; e importantes avances en eficiencia en todos los sectores. También refleja la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que actualmente está en proceso de revisión, pero que incluye proyectos a gran escala de amoníaco electrolítico para atender tanto la demanda interna como los mercados de exportación, reduciendo la dependencia de productos importados y creando nuevas fuentes de ingresos. En el APS, estos proyectos desempeñan un papel clave en la expansión de la producción de hidrógeno de bajas emisiones y en el posicionamiento de Chile como un exportador global líder de productos relacionados con el hidrógeno.

**Figura 3.11 ► Importaciones de petróleo y gas natural y facturas netas de importación en Chile en el STEPS y APS, 2024-2050**



*La electrificación y la descarbonización ayudan a Chile a reducir su dependencia de las importaciones de petróleo en el APS*

Nota: kb/d = mil barriles por día; bcm = Mil millones de metros cúbicos.

### 3.5.2 Seguridad eléctrica

La demanda y la oferta de electricidad deben estar equilibradas en todo momento, lo que requiere que los operadores del sistema aseguren recursos adecuados para satisfacer la demanda pico. La capacidad de generación, la infraestructura de transmisión, las tecnologías de almacenamiento y la respuesta a la demanda desempeñan todos papeles críticos. Sin embargo, garantizar la adecuación de recursos se vuelve cada vez más complejo a medida que la electrificación, el cambio climático y los cambios en los patrones de consumo remodelan los perfiles de demanda. En Chile, la creciente adopción de vehículos eléctricos eleva los picos diarios en el APS, mientras que los picos estacionales de invierno y verano están destinados a crecer debido al uso creciente de la calefacción eléctrica y de los aires acondicionados.

Aunque la demanda máxima de electricidad es una métrica crítica para evaluar la adecuación de recursos, el principal desafío en sistemas con una alta cuota de renovables variables radica en satisfacer la demanda cuando la baja producción renovable coincide con periodos de alto consumo, conocidos como carga neta máxima.<sup>1</sup> En estos momentos, la matriz de oferta difiere notablemente del promedio anual. La menor producción de energía eólica y solar fotovoltaica debe compensarse operando centrales despachables, como las que funcionan con gas natural, carbón o energía hidroeléctrica; aprovechando el almacenamiento; y desplegando medidas de respuesta a la demanda.

<sup>1</sup> La carga neta se define como la carga total menos la contribución de renovables variables.

Tradicionalmente, la planificación de la adecuación se ha centrado en periodos de baja producción de renovables, pero las horas con una cuota muy alta de renovables variables también plantean desafíos operativos. Por ejemplo, los operadores del sistema deben mantener suficiente inercia para ralentizar las desviaciones de frecuencia tras desequilibrios repentinos, dando tiempo a los sistemas de control y protección para responder y preservar la estabilidad de la red. Esto puede implicar mantener en funcionamiento un nivel mínimo de generación síncrona procedente de fuentes como centrales térmicas o hidroeléctricas. Otras opciones incluyen inercia sintética procedente de almacenamiento en baterías, renovables variables equipadas con inversores formadores de red y tecnologías avanzadas de red como sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna —incluidos compensadores estáticos síncronos mejorados (STATCOM) o condensadores síncronos— desplegados en puntos estratégicos de la red. El operador de la red en Chile llevó a cabo una licitación de condensadores síncronos en 2024 y están previstas nuevas licitaciones para infraestructura destinada a reforzar la red.

Además de poder satisfacer la demanda pico, los sistemas eléctricos deben ser lo suficientemente flexibles para gestionar la variabilidad en la oferta y la demanda, asegurando estabilidad instantánea y equilibrio horario a lo largo del año. A medida que se aceleran el despliegue de renovables variables y la electrificación, las necesidades de flexibilidad aumentan tanto en escala como en complejidad.

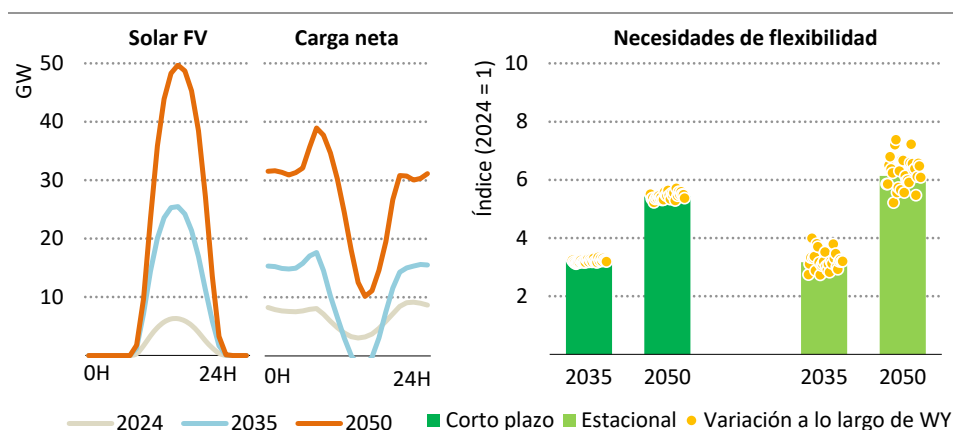
La flexibilidad a corto plazo aborda las variaciones de hora a hora, que cada vez están más influenciadas por un marcado ciclo diario de la energía solar fotovoltaica. Esto provoca cambios pronunciados en la carga residual: una caída pronunciada tras el pico matutino, a medida que la energía solar fotovoltaica aumenta, seguido de un rápido aumento por la tarde cuando la producción solar fotovoltaica disminuye y la demanda alcanza su máximo vespertino. En el APS, las necesidades de flexibilidad a corto plazo se triplican para 2035 en comparación con 2024, alcanzando el 48% de la demanda promedio, o 7 gigavatios (GW): este aumento es el doble del crecimiento promedio del sistema.

La flexibilidad estacional, en cambio, afronta desequilibrios a más largo plazo —semanales o mensuales— impulsados por la demanda sensible a la temperatura y la generación dependiente del clima. Las necesidades de flexibilidad estacional pueden variar significativamente de un año a otro debido a diferencias en los patrones de temperatura y clima. En el APS, las necesidades de flexibilidad estacional también se triplican en promedio entre 2024 y 2035 —duplicándose en comparación con el crecimiento promedio de la demanda eléctrica— y podrían aumentar casi cuatro veces más que en 2024 bajo condiciones meteorológicas desfavorables (Figura 3.12).

Actualmente, tanto las necesidades de flexibilidad estacional como a corto plazo en el sistema eléctrico chileno se cubren en gran medida con centrales térmicas e hidroeléctricas. En el APS, la proporción de renovables variables aumenta, las centrales térmicas de carbón se eliminan gradualmente y nuevas cargas potencialmente flexibles, como los vehículos eléctricos y las bombas de calor, se conectan a la red. Con menos capacidad térmica disponible y una demanda potencialmente más flexible, el almacenamiento en baterías —

que representa un tercio de la capacidad despachable instalada en Chile en 2035— y la respuesta a la demanda se proyecta que cubran una proporción creciente de las necesidades de equilibrio a corto plazo. Con el tiempo, las plantas térmicas restantes se desplazan cada vez más hacia la prestación de flexibilidad estacional y capacidad firme. Se espera que la energía hidroeléctrica siga siendo una fuente clave de flexibilidad tanto estacional como a corto plazo.

**Figura 3.12** ▶ Variación diaria promedio de la carga neta y las necesidades anuales de flexibilidad del sistema eléctrico en Chile en los APS, 2024, 2035 y 2050



IEA. CC BY 4.0.

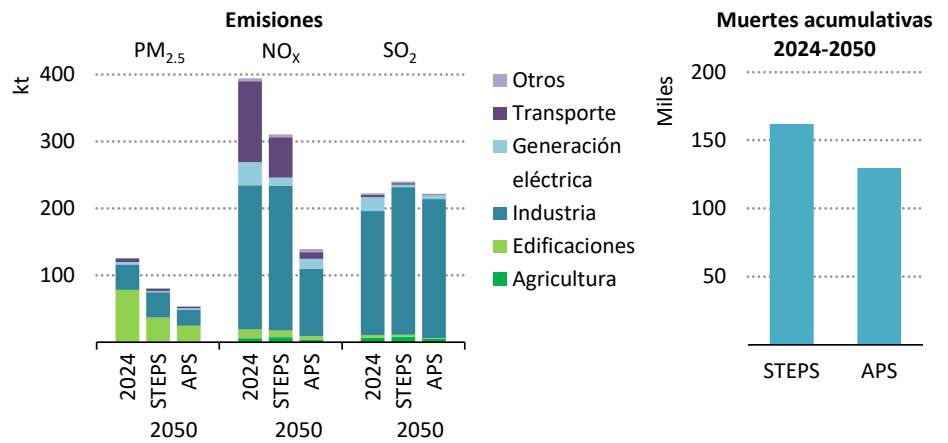
*Las necesidades de flexibilidad tanto a corto plazo como estacionales se triplican hasta 2035; las necesidades de flexibilidad estacional pueden variar significativamente de un año a otro debido a las variaciones meteorológicas*

Nota: GW = gigavatios; WY = años meteorológicos.

## 3.6 Contaminación del aire

La contaminación atmosférica sigue siendo uno de los desafíos ambientales y de salud pública más urgentes de Chile, con emisiones nacionales de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y partículas finas ( $\text{PM}_{2,5}$ ) que requieren reducciones significativas para cumplir los objetivos climáticos y de salud. En el STEPS, Chile logra avances limitados para 2050. Las emisiones de  $\text{NO}_x$  caen alrededor de un 20% respecto a los niveles actuales y las de  $\text{PM}_{2,5}$  alrededor de un 35%. Mientras que las emisiones de  $\text{SO}_2$  del sector eléctrico caen alrededor de un 80% a medida que las centrales de carbón se retiran y las renovables se expanden, las emisiones totales de  $\text{SO}_2$  aumentan alrededor de un 8% como resultado del incremento de la actividad minera e industrial (Figura 3.13).

**Figura 3.13 ▶ Contaminación del aire por contaminante y fuente, y número de muertes prematuras por escenario en Chile, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Una mayor ambición para reducir los principales contaminantes atmosféricos en el APS podría evitar alrededor de 32.000 muertes prematuras entre 2024 y 2050, en comparación con el STEPS.*

Nota: NO<sub>x</sub> = óxidos de nitrógeno; PM<sub>2.5</sub> = partículas con un diámetro de 2,5 micrómetros (µm) o menos; SO<sub>2</sub> = dióxido de azufre; kt = mil toneladas.

Fuente: análisis de la AIE basado en la modelización de IIASA (Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados).

En el APS, hay reducciones mucho mayores en los niveles de cada uno de estos contaminantes. Para 2050, las emisiones de NO<sub>x</sub> caen casi un 65% por debajo de los niveles de 2024 y las emisiones de PM<sub>2.5</sub> se reducen casi un 60%. Las emisiones de SO<sub>2</sub> caen drásticamente en el sector eléctrico, pero las emisiones de SO<sub>2</sub> en la industria siguen siendo un desafío, en parte por la naturaleza de ciertos procesos metalúrgicos. Muchos de estos procesos, especialmente la tostación de minerales de sulfuro en fundiciones de cobre, producen grandes corrientes de SO<sub>2</sub> que requieren sistemas dedicados de captura o tratamiento.

Santiago, hogar de aproximadamente el 40% de la población de Chile, es ampliamente reconocida como una de las ciudades más contaminadas de América Latina. Se beneficiará sustancialmente de reducciones en el nivel de PM<sub>2.5</sub>: se proyecta que las concentraciones en el STEPS caigan alrededor de un 12% para 2050 desde unos 29 microgramos por metro cúbico (µg/m<sup>3</sup>) en 2020. La reducción proyectada en el APS es tres veces mayor, del 36%, aunque Santiago seguiría muy por encima de las directrices de calidad del aire de la Organización Mundial de la Salud, que fijan un valor de 5 µg/m<sup>3</sup> (WHO, 2021). El transporte por carretera es una de las principales causas de las emisiones de PM<sub>2.5</sub> en muchas grandes ciudades, y Santiago no es diferente, aunque las emisiones de los sectores industrial y de edificaciones

también contribuyen. Las emisiones que se originan fuera de la ciudad también desempeñan un papel fundamental: la modelización de IASA muestra que aproximadamente la mitad de la carga de  $PM_{2,5}$  en Santiago se debe a la ganadería, el uso de fertilizantes y la industria fuera del área metropolitana.

En el sur de Chile, la combustión de madera en los hogares para calefacción y cocción es un factor importante en las emisiones de  $PM_{2,5}$  y conduce a concentraciones especialmente altas en invierno. Existen varias opciones para reducir estas emisiones: el uso de combustibles con bajo contenido de humedad, como leña seca y pellets de biomasa, reduce las emisiones, al igual que el uso de estufas modernas y eficientes que controlan el flujo de aire y la combustión; mejorar el aislamiento de las viviendas disminuye la cantidad de calefacción necesaria; y el cambio de biomasa a calefacción eléctrica evita por completo la combustión de madera. Gracias a estas medidas, el uso de biomasa sólida en edificaciones para calefacción de espacios y otros fines disminuye en dos tercios para 2050 en el APS.

El impacto humano de la contaminación atmosférica es severo en Chile: actualmente ocurren alrededor de 5.000 muertes prematuras cada año, lo que significa que más del doble de personas muere prematuramente cada año como resultado de la contaminación atmosférica que en accidentes de tráfico. Entre 2024 y 2050, se proyecta que las muertes prematuras acumuladas por contaminación del aire ambiental alcancen alrededor de 160.000 en el STEPS. La vía del APS evita más de 32.000 de estas muertes al lograr recortes más rápidos y profundos en las emisiones del transporte, la industria y la calefacción residencial.

En el APS, los beneficios económicos para Chile de la mejora de la calidad del aire son sustanciales y multifacéticos. Estimaciones recientes indican que la contaminación del aire cuesta actualmente al país 5.000 millones de dólares anuales, equivalente al 1,6% del PIB nacional. La carga económica es especialmente severa en el sur de Chile (La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos), donde se estima que los costos de la contaminación del aire representan el 4% del PIB regional (Universidad San Sebastián, 2024). La reducción de la exposición a  $PM_{2,5}$  ambiental y otros contaminantes disminuye el gasto sanitario al reducir la incidencia de enfermedades cardiopulmonares, asma y bronquitis crónica. Menos enfermedades se traducen en una reducción de los costos médicos directos y en un menor gasto en cuidados a largo plazo y productos farmacéuticos.

Evitar muertes prematuras también tiene un valor económico, cuantificado como el “valor de una vida estadística”, que sitúa el beneficio de cada vida salvada de una enfermedad cardiopulmonar en Chile en aproximadamente 2 millones de dólares (Barrientos, 2024). Sobre esta base, las 32.000 vidas preservadas para 2050 bajo el APS representan ganancias de bienestar social de alrededor de 66.000 millones de dólares estadounidenses en el periodo, lo que equivale al 20% del PIB anual actual. Estos beneficios económicos impulsados por la salud compensan una parte significativa de los costos de inversión en la transición hacia la energía limpia, lo que subraya el elevado retorno de la inversión en la mitigación de la contaminación atmosférica.



## Temas emergentes

## Oportunidades y desafíos en un clima cambiante

## RESUMEN

- Chile tiene el potencial de convertirse en líder mundial en el suministro de hidrógeno de bajas emisiones y consolidar su posición como principal productor de minerales críticos para la fabricación de tecnología de energía limpia a nivel global. Su desarrollo aumentaría la demanda de electricidad y requeriría medidas reforzadas de resiliencia del sistema eléctrico.
- Los excelentes recursos renovables de Chile podrían permitir una producción de hidrógeno de bajas emisiones competitiva en costos. Sin embargo, los costos de financiamiento son un factor importante, ya que suponen alrededor del 45% del costo promedio de producción de hidrógeno. Para 2050, los combustibles derivados del hidrógeno representan un mercado de exportación de 13 000 millones de USD para Chile en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS), respaldado por el potencial de utilizar los flujos de residuos biogénicos de CO<sub>2</sub> de su industria de la pulpa y el papel para producir metanol y combustibles sintéticos.
- El uso interno de hidrógeno en Chile se cuadruplica para 2050 en el APS, con un potencial de crecimiento adicional derivado de la recuperación de la producción de amoníaco en el país, que hoy se importa, lo que profundizaría la creación de valor. Chile podría aprovechar su base industrial para crear una demanda temprana de hidrógeno de bajas emisiones produciendo amoníaco, urea y otros fertilizantes nitrogenados. Esto reduciría el déficit comercial al disminuir la dependencia de las importaciones de explosivos para la industria minera y de fertilizantes para la agricultura. Para 2035, el amoníaco producido electrolíticamente en Chile será competitivo con las tecnologías basadas en gas en el APS, y un aumento de la producción nacional podría reducir la exposición a los volátiles mercados internacionales spot.
- Chile es el mayor productor mundial de cobre y el tercer productor mundial de litio. En el APS, la demanda global de cobre aumenta un 50% para 2050 respecto a los niveles actuales, y la demanda de litio se multiplica por siete en ese mismo periodo. En 2040, los ingresos chilenos por minerales críticos alcanzan los 100 000 millones de dólares, cerca de una quinta parte del total mundial. La cartera actual de proyectos de cobre sugiere una disminución de la producción chilena después de 2035, y la producción de litio se estabilizaría sin nuevos proyectos.
- Existen oportunidades para que Chile apoye la innovación tecnológica y así mejorar su papel en la cadena de suministro de minerales críticos. El país está fortaleciendo su marco político y regulatorio para garantizar que la extracción de minerales se realice conforme a los objetivos nacionales de sostenibilidad y a las normas internacionales.

- El sistema eléctrico chileno ha demostrado ser resistente a riesgos sísmicos, pero las amenazas relacionadas con el clima se están intensificando. El aumento de las temperaturas y el descenso prolongado de las precipitaciones ejercen aún más presión sobre la fiabilidad y la planificación de la red. Los impactos más severos en las precipitaciones se encuentran en la región sur y central, donde se concentran las instalaciones hidroeléctricas. Los riesgos derivados de los incendios forestales también están aumentando. La geografía de Chile añade complejidad y requiere estrategias de adaptación específicas para cada región. Chile ha desarrollado una serie de herramientas para evaluar la resiliencia, pero aún no están completamente integradas en la planificación de la política energética a largo plazo.

## 4.1 Introducción

Aunque la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones es, hoy en día, limitada, aumenta rápidamente en el Escenario de Compromisos Anunciados (APS) hasta alcanzar los 200 millones de toneladas de hidrógeno (Mt H<sub>2</sub>) en 2050, donde Chile representa el 2% de la producción global, convirtiéndose así en uno de los mayores exportadores del mundo. En el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS), la demanda es solo una quinta parte del nivel del APS en 2050, y se limita a países con marcos políticos que fomentan el uso de hidrógeno de bajas emisiones o con mandatos específicos para combustibles de bajas emisiones en los sectores naviero y aeronáutico. En el Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE), por otro lado, la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones es el doble que en el APS para 2050.

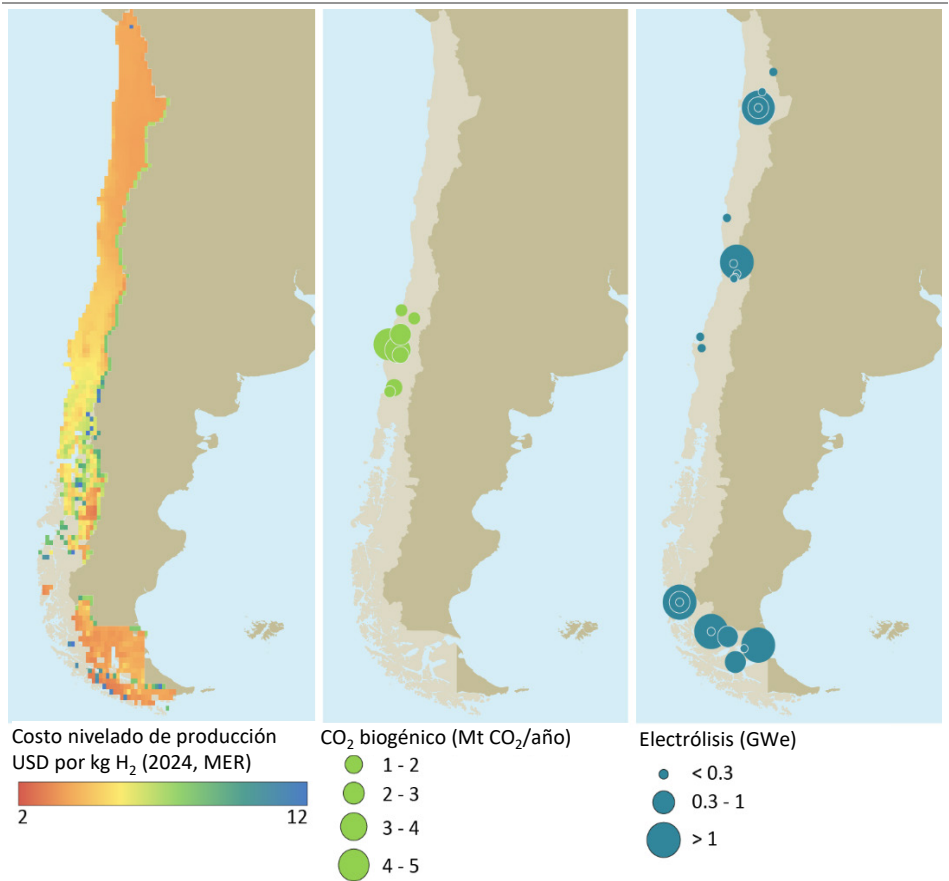
Chile es un gran productor de cobre y litio. La demanda de ambos metales aumenta en todos los escenarios de la AIE hasta 2050, año en que la demanda global anual de cobre alcanza casi las 40 millones de toneladas (Mt) en el APS, frente a las 27 Mt actuales. La demanda global de cobre es un 6% menor en el STEPS y un 4% mayor en el escenario NZE. La demanda global anual de litio alcanza 1,5 Mt en 2050, frente a las 0,2 Mt de 2024: es aproximadamente un 25% menor en el STEPS y un 20% mayor en el escenario NZE. A medida que aumenta la demanda, Chile, junto con otros países de América Latina, podría aprovechar las sinergias regionales para ascender en las cadenas de suministro de minerales críticos y producir productos de mayor valor añadido.

Chile podría posicionarse como un productor clave de hidrógeno de bajas emisiones y de los minerales críticos necesarios para la fabricación de tecnologías de energía limpia. Para ello, debe poder satisfacer la demanda adicional de electricidad y adoptar medidas para garantizar la resiliencia del sistema eléctrico. Este capítulo explora los desafíos que esto plantea para Chile.

## 4.2 Hidrógeno de bajas emisiones

En 2024, Chile produjo casi 200 kilotoneladas (kt) de hidrógeno, lo que supone alrededor del 0,2% de la producción mundial. Este se utilizó principalmente para producir metanol y, en menor medida, para el refinado. El reformado de gas natural con vapor suministró aproximadamente el 85% de la producción total de hidrógeno, lo que representó más del 10% de la demanda de gas natural en Chile.

**Figura 4.1** ▶ Costo nivelado de la producción de hidrógeno electrolítico fuera de la red, recursos disponibles de CO<sub>2</sub> biogénico y proyectos de hidrógeno electrolítico anunciados con fecha de entrada en operación prevista para antes de 2030



IEA. CC BY 4.0.

*El norte y el sur de Chile ofrecen algunos de los costos de producción de hidrógeno más bajos del mundo y cuentan con la segunda mayor cartera de proyectos anunciados en América Latina*

Notas: GWe = gigavatio eléctrico; Mt = millones de toneladas; kg H<sub>2</sub> = kilogramos de hidrógeno; USD = dólar estadounidense; MER = tasa de cambio de mercado. La producción de hidrógeno se basa en la configuración de menor costo entre la fotovoltaica solar (PV), la energía eólica terrestre y los sistemas de baterías. Las suposiciones tecnológicas siguen el Escenario de Políticas Declaradas de la AIE para 2030. Los recursos biogénicos de CO<sub>2</sub> se refieren a corrientes de CO<sub>2</sub> de origen biogénico, es decir, subproductos, donde las emisiones que superan las 100 kilotoneladas anuales de CO<sub>2</sub> en un radio de 30 kilómetros pueden agregarse para lograr economías de escala que permitan la posible captura y combinación con hidrógeno para producir combustibles sintéticos o urea.

Fuentes: análisis de la AIE basado en datos de Jülich Systems Analysis in Forschungszentrum Jülich utilizando el conjunto de modelos ETHOS Jülich Forschungszentrum (2025) y la Base de Datos de Proyectos de Producción de Hidrógeno e Infraestructura de la AIE (AIE, 2025a, b).

En los últimos años, Chile ha experimentado un rápido aumento en el número de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones anunciados, impulsado por su destacado potencial de energías renovables. Si se llevaran a cabo todos los proyectos anunciados, la producción anual de hidrógeno electrolítico en Chile podría superar los 1,3 Mt H<sub>2</sub> para 2030, lo que representaría alrededor del 3,5% de la producción global anunciada de hidrógeno (37,7 Mt H<sub>2</sub>) y casi el 5% de la producción anunciada basada en electrólisis (Figura 4.1). Chile posee el segundo mayor número de proyectos en cartera de América Latina, después de Brasil, y el décimo más grande a nivel mundial. No obstante, estos proyectos aún están lejos de madurar: las instalaciones operativas en Chile siguen en el rango de megavatios de un solo dígito, y solo el 0,01% del volumen anunciado para 2030 ha alcanzado, al menos, una decisión final de inversión, frente a más del 11% a nivel global. Esta incertidumbre sobre el despliegue limita la adopción del hidrógeno en el STEPS, pero el APS proyecta un crecimiento significativo, en línea con las ambiciones de Chile en materia de hidrógeno y con sus compromisos climáticos globales. Su demanda total de hidrógeno de bajas emisiones para 2035, incluyendo tanto el consumo nacional como la exportación, es más de cinco veces superior a la del STEPS. En el APS, la mayor parte de la producción de hidrógeno proviene de proyectos sin conexión a la red eléctrica, lo que permite a los desarrolladores aprovechar directamente los excelentes recursos renovables de Chile sin ejercer una presión adicional sobre el sistema eléctrico.

#### **4.2.1 Ventajas competitivas para desarrollar la producción de hidrógeno de bajas emisiones en Chile**

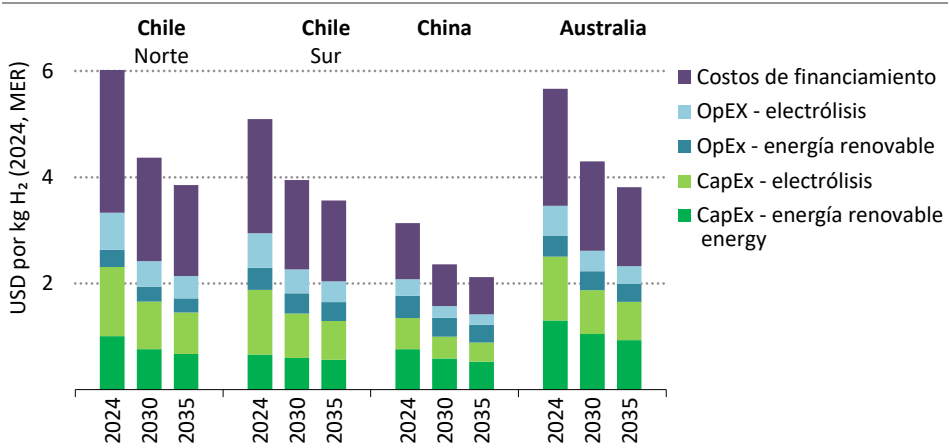
Teniendo en cuenta las políticas establecidas a nivel global, el costo de producción de hidrógeno electrolítico podría bajar hasta situarse entre 2 y 4 USD por kg H<sub>2</sub> en varias partes del mundo para el año 2030. Esto acercaría a algunas regiones a la paridad de costos con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles: el costo de producción de hidrógeno a partir de gas natural sin captura de carbono, osciló entre 0,8 y 4,4 USD/kg H<sub>2</sub> en 2024, siendo más alto en los países importadores de gas natural.

Se espera que para 2030 China produzca hidrógeno electrolítico por alrededor de 2 USD/kg H<sub>2</sub> y que sea el productor con el costo más bajo del mundo. En otros países, como Australia, Oriente Medio, Chile y otros países latinoamericanos, el costo de producción podría situarse en torno a los 4 USD/kg H<sub>2</sub> (Figura 4.2).<sup>1</sup> Las variaciones en estos costos entre estas regiones son relativamente modestas, lo que significa que la competitividad global dependerá probablemente de factores específicos de cada proyecto, como el costo de

<sup>1</sup> Aunque parte de la electricidad conectada a la red podría complementar a las renovables dedicadas en proyectos fuera de la red para aumentar el uso de los electrolizadores, la viabilidad económica de estas configuraciones híbridas dependerá en gran medida de las tarifas de electricidad, que varían según el país y la región. Estas tarifas también pueden cambiar con el tiempo por diversas razones regulatorias y de planificación del sistema y, a diferencia de los costos tecnológicos o las tasas de aprendizaje, no pueden anticiparse. Dado que esta evaluación económica se centra en el potencial de recursos y en elementos de costo que pueden proyectarse razonablemente, solo examina configuraciones fuera de la red.

capital, los costos locales de ingeniería, adquisición y construcción (EPC, por sus siglas en inglés) y las condiciones de financiamiento, más que de diferencias en el potencial de recursos renovables.

**Figura 4.2 ▶ Costo indicativo nivelado de producción de hidrógeno a partir de electrólisis con energía renovable fuera de la red en ubicaciones favorables, 2024-2035**



IEA. CC BY 4.0.

*En Chile, los altos costos de financiamiento y de los electrolizadores dominan los costos de producción; reducir el CapEx disminuye los gastos de inversión y financiamiento, lo que redunda en una bajada significativa de los costos totales*

Notas: CapEx = gasto de capital; OpEx = gasto operativo; La energía renovable incluye baterías estacionarias. La producción de hidrógeno se basa en la configuración de menor costo entre los sistemas solares fotovoltaicos, eólicos terrestres y de baterías en ubicaciones óptimas del país o región mostrada. En 2024, el CapEx de energía solar fotovoltaica es de 600-920 USD por kilovatio (kW); el CapEx de eólica terrestre es de 1 050-1 580 USD/kW; el CapEx de baterías es de 175 USD por kilovatio-hora (kWh); y el CapEx de electrolizadores es de 900-2 300 USD por kilovatio eléctrico (kWe), con una eficiencia del 58-63%. En 2030, el CapEx de energía solar fotovoltaica es de 400-650 USD/kW; el CapEx de eólica terrestre es de 940-1 550 USD/kW; el CapEx de baterías es de 175 USD/kWh; y el CapEx de electrolizadores es de 670-1 610 USD/kWe, con una eficiencia del 62-64%. del stack de los electrolizadores se reemplaza tras 50 000 horas de funcionamiento. Se supone que el costo del capital está entre el 5,8% y el 8,4%, y para Chile se asume un 8,4%. Los factores de capacidad de la energía solar fotovoltaica se calculan asumiendo instalaciones solares fotovoltaicas a escala de servicio público con módulos de silicio policristalino (mejor tecnología disponible [BAT] en 2030) y seguimiento de un solo eje con ángulo de inclinación adaptado al sitio para sistemas de inclinación fija. Los factores de capacidad de la eólica terrestre se calculan en base a un aerogenerador con un diámetro de rotor de 182 metros (m), una altura de buje de 111-189 m y una capacidad de referencia de 6,5 megavatios (MW), todo ello adaptado al sitio (BAT en 2030). Los factores de capacidad de la eólica marina se calculan en base a un aerogenerador con un diámetro de rotor de 222 m, una altura de buje de 100-170 m y una capacidad de 10-17 MW, también adaptados al sitio (BAT en 2030). Los factores de capacidad de la energía solar fotovoltaica y de la eólica se calculan a partir de factores de capacidad promedio durante el periodo 2000-2019. No se incluyen los costos del agua.

Fuente: análisis AIE basado en factores de capacidad de Jülich Systems Analysis en Forschungszentrum Jülich utilizando el conjunto de modelos ETHOS Jülich Forschungszentrum (2025).

Los bajos costos de producción de hidrógeno en China reflejan su capacidad para obtener equipos físicos y capital financiero a un costo inferior al de sus competidores. Aunque los abundantes recursos renovables de Chile permiten producir una cantidad determinada de hidrógeno con menos equipos que en China, esta ventaja por sí sola no es suficiente para igualar el costo de producción de hidrógeno de China. Los costos de los electrolizadores son más del doble en Chile que en China <sup>2</sup> y, además, los costos de financiar la producción intensiva en capital contribuyen a alrededor del 45% del costo nivelado del hidrógeno en Chile, frente a menos del 35% en China, donde el acceso a financiamiento de bajo costo está facilitado por bancos estatales.

Se prevé que una continua caída en los costos de las energías renovables, junto con una reducción en los costos de los electrolizadores impulsada por un mayor despliegue, una mejor integración de sistemas y la innovación tecnológica, reduzca los costos de producción de hidrógeno a nivel mundial. A medida que esto ocurre, existen tres formas clave de mejorar la competitividad de Chile:

- **Reducir el costo del capital.** La experiencia internacional demuestra que el apoyo de gobiernos e instituciones públicas puede reducir los costos de financiamiento y fomentar la inversión privada. Chile también puede contribuir a reducir el costo de capital de los proyectos mitigando la incertidumbre regulatoria, agilizando la obtención de permisos, desarrollando infraestructuras habilitadoras, como redes eléctricas o puertos, proporcionando garantías y buscando la colaboración con instituciones de financiamiento para el desarrollo, como bancos multilaterales. Los desarrolladores pueden mitigar los riesgos específicos de cada proyecto asegurando acuerdos de adquisición a largo plazo y exigiendo garantías de rendimiento o garantías similares a los fabricantes y proveedores originales de equipos.
- **Acceder a equipos más asequibles.** El limitado papel de Chile en la manufactura global significa que no puede impulsar por sí solo reducciones del gasto de capital (CapEx). Sin embargo, puede fomentar la colaboración internacional y una mayor integración en las cadenas de suministro globales para facilitar la transferencia tecnológica y las economías de escala. También puede trabajar para minimizar los costos del proyecto, ya que alrededor del 50% de los costos de inversión del proyecto son costos EPC que dependen en mayor medida de las condiciones locales.

<sup>2</sup> Los electrolizadores en China son considerablemente más económicos debido a las fuertes economías de escala, una cadena de suministro de manufactura madura y una amplia experiencia en grandes proyectos de construcción, que reducen los costos de sistemas de las instalaciones auxiliares de la planta y el EPC, los cuales representan alrededor del 80% del CapEx total. Estas ventajas se ven reforzadas por políticas gubernamentales de apoyo que han impulsado la demanda interna, así como por empresas que aprovechan recursos financieros y experiencia procedentes del sector renovable. Sin embargo, el costo del stack de los electrolizadores chinos (20% del CapEx) también es menor debido a niveles de rendimiento y eficiencia más bajos, así como a un cumplimiento limitado de las normas internacionales.

- **Reducir los costos de operación y mantenimiento y maximizar la eficiencia de la generación de energía.** Esto implica optimizar el mantenimiento y sus calendarios. En el caso de la energía solar fotovoltaica, también significa minimizar la acumulación de polvo, polen, sal y otras partículas en las superficies de los paneles, ya que esta acumulación puede reducir significativamente la producción de energía, especialmente en las regiones áridas de Chile. La región de Antofagasta ya está abordando este desafío, para lo cual está evaluando el impacto del ensuciamiento y desarrollando estrategias de mitigación para la producción posterior de hidrógeno.

Construir una nueva industria, como la del hidrógeno de bajas emisiones, lleva tiempo, y es mucho más probable que tenga éxito si cuenta con el apoyo del gobierno y de las agencias públicas en cuestiones clave. Las prioridades incluyen reducir el riesgo de los proyectos en sus fases iniciales mediante medidas como el apoyo a los gastos de desarrollo (DevEx)<sup>3</sup>, y el desarrollo de infraestructura portuaria compartida para reducir costos y facilitar el desarrollo de clústeres de proyectos, como en la asociación ENAP-EDF para utilizar las instalaciones portuarias existentes en el estrecho de Magallanes para la exportación de amoníaco. (Soventix Chile, 2024)

La política pública también puede fortalecer la creación de valor local apoyando la manufactura nacional y la integración de la cadena de suministro, como ilustra el financiamiento de CORFO<sup>4</sup> para el establecimiento de instalaciones de ensamblaje de electrolizadores, y asegurando que haya una capacidad de desalinización adecuada disponible para proyectos en regiones áridas (ver el Capítulo 2, Cuadro 2.3). Aunque el costo del agua podría representar hasta alrededor del 3% del costo de producción del hidrógeno, los grandes proyectos requerirán plantas desalinizadoras de gran tamaño, con largos plazos de ejecución y una inversión inicial significativa. Una planificación previa puede garantizar que mejoren el acceso local al agua y también apoyar proyectos relacionados con el hidrógeno.

#### **4.2.2 *Los combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones en Chile podrían abrir un gran mercado de exportación***

El ritmo de desarrollo de los mercados globales de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados sigue siendo incierto. Si se amplía el comercio de combustibles de bajas emisiones, será fundamental diversificar la oferta para limitar los riesgos de concentración y mejorar la resiliencia del mercado. En un panorama de suministro diversificado, Chile podría desempeñar un rol importante. El hidrógeno parece destinado a desempeñar un papel importante en la descarbonización del transporte marítimo y de la aviación en todo el mundo, por lo que existe una oportunidad para que Chile contribuya a la descarbonización

---

<sup>3</sup> DevEx representa el costo asociado al desarrollo de un proyecto hasta el punto de cierre financiero o construcción.

<sup>4</sup> CORFO es el acrónimo de la Corporación Chilena para el Desarrollo de la Producción, una organización gubernamental dedicada a promover el crecimiento económico regional.

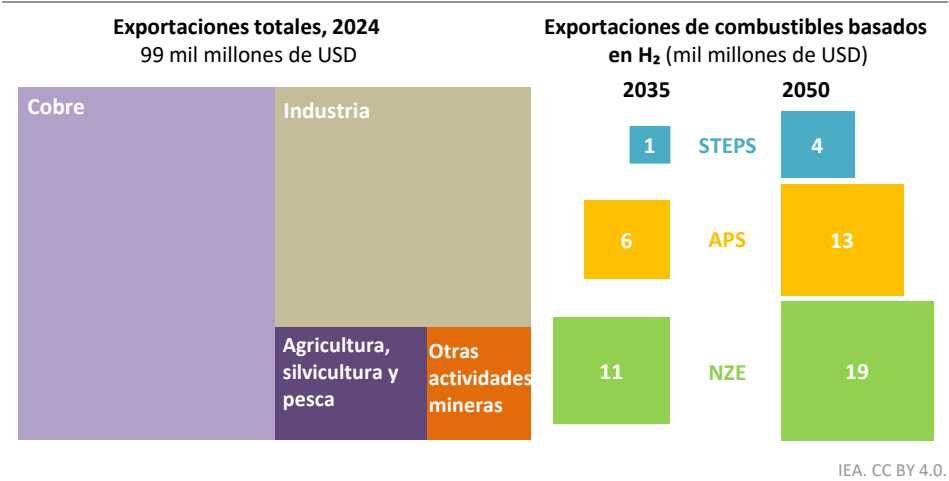
del transporte marítimo internacional suministrando combustibles búnker de bajas emisiones a buques internacionales y apoyando su uso en los buques que hacen escala en sus puertos. El potencial alcance de esta contribución se subraya con la creación de un consorcio que incluye a BHP, Berge Bulk, Engie y Mejillones Ammonia Energy, cuyo objetivo es realizar ensayos de craqueo de amoníaco a bordo para el transporte de mineral de cobre en buques graneleros. De manera similar, sus recursos de CO<sub>2</sub> biogénico y sus ambiciones de producción de combustibles sostenibles de aviación significan que Chile podría desempeñar un papel en la descarbonización del sector aeronáutico (ver el Capítulo 2, Cuadro 2.2).

En el APS, el mercado global de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados alcanza cerca de 200 Mt equivalentes de hidrógeno (H<sub>2</sub>-eq)<sup>5</sup> para 2050, con un valor estimado de casi 800 000 millones de dólares. El comercio interregional ronda los 55 Mt H<sub>2</sub>-eq para 2050, con un valor de unos 200 000 millones de dólares, aproximadamente dos tercios del valor actual del comercio mundial de gas natural (alrededor de 300 000 millones de dólares). Los combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones, como el amoníaco y el metanol, representan más de la mitad de la energía consumida por el sector naviero en 2050, pero menos del 10% en el sector de la aviación. En el STEPS, el mercado global del hidrógeno de bajas emisiones sigue siendo modesto, alcanzando alrededor de 40 Mt H<sub>2</sub>-eq para 2050, con un valor estimado de 180 000 millones de dólares y con exportaciones de 20 Mt H<sub>2</sub>-eq. En el escenario NZE, tanto la demanda como las exportaciones se expanden sustancialmente: el mercado global se amplía hasta casi 400 Mt H<sub>2</sub>-eq, superando los 1,3 billones de dólares, y el comercio interregional es más del 30% superior al del APS, con casi 75 Mt H<sub>2</sub>-eq y 300 000 millones de dólares.

Para 2050, Chile representa más del 6% del comercio interregional de hidrógeno de bajas emisiones en el APS (excluyendo los intercambios intrarregionales dentro de las regiones del Modelo Global de Energía y Clima [GEC-M] de la AIE). Sus exportaciones de más de 3,5 Mt H<sub>2</sub>-eq de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones en el APS podrían generar unos 13 000 millones de dólares en ingresos para 2050 (Figura 4.3). Esta cantidad es comparable a casi el 15% del valor total de sus exportaciones en 2024. En el STEPS, la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones es menor, al igual que el potencial exportador de Chile. En el escenario NZE, el aumento de la demanda global de hidrógeno de bajas emisiones incrementa aún más las oportunidades de exportación de Chile y fortalece su posición como principal proveedor global.

<sup>5</sup> H<sub>2</sub>-eq (equivalente de hidrógeno) se refiere a la cantidad de hidrógeno, en unidades de masa, necesaria para producir amoníaco, metanol o queroseno sintético, permitiendo una comparación directa entre diferentes combustibles y portadores basados en hidrógeno.

**Figura 4.3 ► Tamaño del mercado de las exportaciones totales de Chile en 2024 y exportaciones de combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones, 2035-2050**



*Para 2050, las exportaciones de combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones en el APS alcanzan los 13 000 millones de dólares, lo que equivale a casi el 15% de sus exportaciones totales actuales*

Notas: STEPS = Escenario de Políticas Declaradas; APS = Escenario de Compromisos Anunciados; NZE = Escenario de emisiones netas cero para 2050. Los valores en USD se expresan en valores de 2024 usando la MER.

Fuente: Exportaciones totales *free on board* de Banco Central de Chile en 2024 (2025).

A nivel mundial, los principales mercados de importación de hidrógeno de bajas emisiones son Japón, Corea y Europa. Aunque Australia y Oriente Medio están más cerca de los posibles importadores asiáticos, Chile se beneficia de rutas marítimas directas que evitan grandes puntos de congestión como los estrechos de Ormuz, Bab-el-Mandeb y Malaca. Cuando el hidrógeno se transporta en forma de amoníaco u otros combustibles sintéticos líquidos, el hecho de que Chile esté más lejos solo aumenta marginalmente los costos, incrementando el costo nivelado del hidrógeno en unos 0,2 USD/kg H<sub>2</sub>. En lo que respecta a las exportaciones a Europa, Chile debe competir con proveedores del norte de África y otras regiones más cercanas a los mercados europeos, así como con proveedores de América Latina, como Brasil, cuyas rutas marítimas hacia Europa no implican atravesar posibles cuellos de botella como el canal de Panamá. La preocupación por la seguridad energética podría llevar a los países importadores a diversificar el suministro de hidrógeno, como reflejan los cuatro lotes regionales de las licitaciones de suministro de H<sub>2</sub>Global<sup>6</sup>, que incluyen uno para América

<sup>6</sup> H2Global es un mecanismo de doble subasta que apoya el comercio internacional de hidrógeno de bajas emisiones adjudicando contratos de suministro a largo plazo a precio fijo a través del intermediario Hintco, que luego organiza subastas a corto plazo para vender el hidrógeno de bajas emisiones. El proveedor del fondo cubre la brecha entre los precios de la oferta y la demanda.

Latina y Australia, financiado por Alemania. Sin embargo, la incertidumbre regulatoria en torno a las definiciones de hidrógeno de bajas emisiones, fundamentales para la elegibilidad a la exportación y la obtención de acuerdos de compra, puede afectar al desarrollo oportuno del proyecto (ver el recuadro 4.1).

**Cuadro 4.1 ▶ Normas internacionales para hidrógeno destinado a la exportación**

Varios países y regiones, entre ellos la Unión Europea, India y el Reino Unido, ya cuentan con esquemas de certificación que definen metodologías para cuantificar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con el hidrógeno. Otros, como Japón y Corea, han anunciado umbrales, pero aún están desarrollando reglas de medición. Chile necesitará medir los atributos ambientales del hidrógeno utilizando estándares compatibles con los mercados clave de demanda, aunque sus umbrales difieran. Estas normas deben alinearse con las normas de la Organización Internacional de Normalización (ISO) para garantizar la comparabilidad y el reconocimiento internacional, y en particular con la serie ISO 19870, que proporciona una metodología estandarizada para calcular las emisiones de GEI a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno.

Los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones anunciados en Chile planean utilizar electrólisis del agua. La mayoría pretende utilizar únicamente energía solar fotovoltaica y energía eólica, lo que daría lugar a emisiones cero (excluyendo las emisiones asociadas a la fabricación de las tecnologías, las cuales no están cubiertas por los umbrales actuales). Sin embargo, es posible que se siga utilizando parte de la electricidad de la red, por ejemplo para asegurar el funcionamiento estable de los electrolizadores, y las emisiones atribuibles a la electricidad de la red deberían incluirse. Si menos del 20% del consumo de electricidad proviene de la red, con el factor de emisión actual de la red (189 kilogramos de dióxido de carbono equivalente por megavatio-hora [kg CO<sub>2</sub>-eq/MWh]), el proyecto seguiría cumpliendo los umbrales de emisiones de GEI establecidos por la Unión Europea (3,38 kilogramos de dióxido de carbono equivalente por kilogramo de hidrógeno [kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>]), Japón (3,4 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>) y Corea (4 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>). Los marcos *well-to-wheel* (del pozo a la rueda), como el utilizado en la Unión Europea, también requieren que se contabilicen las emisiones asociadas al transporte marítimo, que pueden alcanzar hasta 1 kg CO<sub>2</sub>-eq/kg H<sub>2</sub>.

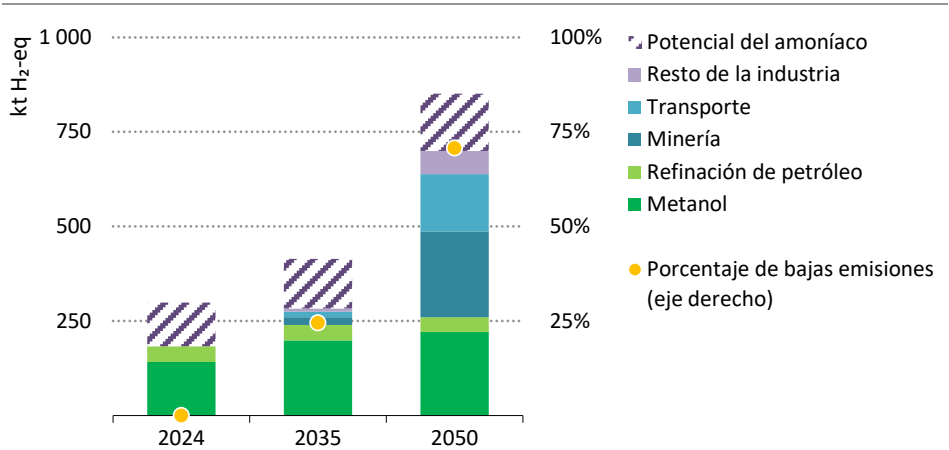
**4.2.3 Estimulación de la demanda interna**

A finales de los años 80, se estableció una planta de producción de metanol en la región de Magallanes, Chile, para aprovechar los abundantes recursos de gas natural de la zona. Para 2024, la región producía más de 1 Mt de metanol al año, lo que supone alrededor del 1% del suministro global, que se exporta a otros mercados de América Latina y la zona de Asia-Pacífico.

La mayoría de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones anunciados en Chile han estado condicionados de manera similar por las expectativas de futuras oportunidades de exportación, con una demanda interna limitada de manera general, una tendencia que también se observa en los anuncios de proyectos en otros países latinoamericanos y africanos. Sin embargo, la demanda interna puede crear la infraestructura y la experiencia necesarias para una ampliar posteriormente la producción, y convertir a Chile en un destino más atractivo para la inversión internacional orientada al mercado de exportación.

Inicialmente, los esfuerzos de Chile para crear demanda interna se centraron en el transporte por carretera de gran capacidad y en maquinaria minera todoterreno para operaciones de superficie. El programa HidroHaul, con el apoyo de CORFO, respaldó la construcción de la primera estación de repostaje de hidrógeno y el desarrollo de camiones de pila de combustible de hidrógeno que entraron en servicio en 2025. Sin embargo, las limitaciones tecnológicas y la creciente competitividad de la electrificación directa están limitando el despliegue de hidrógeno en estos sectores, lo que ha propiciado que Chile vaya cambiando gradualmente su enfoque hacia otras aplicaciones que podrían reforzar la demanda interna y sustituir las importaciones, como la producción de amoníaco y productos derivados del mismo (Cuadro 4.2).

**Figura 4.4 ▶ Consumo interno de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno en Chile por sector en el APS, 2024-2050**



IEA. CC BY 4.0.

*El consumo de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno casi se cuadruplica hasta 2050, con potencial adicional de crecimiento asociado a la relocalización nacional de la producción de amoníaco*

Notas: kt = kilotonnes; H<sub>2</sub>-eq = equivalente de hidrógeno. El potencial de amoníaco refleja la demanda de hidrógeno necesaria para sustituir los usos convencionales existentes, incluyendo importaciones directas e indirectas como fertilizantes como la urea, pero no considera los usos emergentes, como combustible para el transporte marítimo o en centrales eléctricas.

En el APS, el consumo anual de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno aumenta de unos 180 kt H<sub>2</sub>-eq en 2024 a 280 kt H<sub>2</sub>-eq en 2035 y casi 700 kt H<sub>2</sub>-eq en 2050, mientras que la cuota de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno de bajas emisiones en el consumo nacional total aumenta de casi cero en la actualidad al 70% en 2050, especialmente en los sectores industrial y del transporte (Figura 4.4). En el STEPS, el crecimiento del consumo interno se limita casi por completo a los usos convencionales existentes, y no se llega ni a la mitad del nivel de demanda previsto en el APS.

En el sector del transporte, la electrificación es la tecnología dominante para lograr la reducción de emisiones. Sin embargo, la electrificación completa de los camiones de larga distancia y de gran alcance es complicada. En el APS, el hidrógeno complementa la electrificación, y algunos vehículos eléctricos de pila de combustible utilizados en el transporte por carretera adoptan un enfoque híbrido en el que el hidrógeno aumenta la autonomía de la batería. Para 2050, el hidrógeno cubre el 20% de las necesidades de transporte de mercancías pesadas. El hidrógeno para el transporte de mercancías por carretera depende de una red de distribución: esto incrementa el costo del suministro de combustible, pero una planificación cuidadosa de la ubicación de las estaciones de repostaje cerca de la red vial existente puede mantener estos costos al mínimo. La industria minera también utiliza hidrógeno en maquinaria móvil pesada (ver el Capítulo 2).

### *La industria existente y las refinerías podrían utilizar hidrógeno para reducir las importaciones de gas natural*

Aproximadamente la mitad del petróleo consumido en Chile se refina a nivel nacional. En la actualidad, las refinerías consumen alrededor de 3 petajulios (PJ) de gas natural para producir hidrógeno, lo que supone aproximadamente el 1% del consumo total de gas natural en Chile. El uso de hidrógeno producido domésticamente con bajas emisiones en lugar de hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles en las refinerías podría ser una forma rentable de estimular la demanda interna de hidrógeno. De las tres refinerías de petróleo existentes en Chile, la refinería Gregorio, ubicada en Magallanes, se encuentra especialmente bien posicionada para aprovechar el hidrógeno de bajas emisiones producido localmente. La empresa estatal chilena de petróleo y gas ENAP, que opera la refinería Gregorio, está consolidando su experiencia en la producción de hidrógeno con un proyecto de electrolisis de 1 megavatio (MW) que está a punto de finalizar en esta región.

Hoy en día, la producción de acero en Chile se limita al reciclaje de chatarra en hornos de arco eléctrico (EAF). Estos hornos tienen una demanda de energía térmica relativamente baja, que suele ser cubierta por gas. En el APS, este consumo alcanza casi 0,5 PJ en 2050, lo que supone el 0,1% de la demanda energética industrial. Aunque podría ser suministrado por hidrógeno, esta cantidad es insignificante en comparación con el sector industrial en su conjunto. La mayor demanda de hidrógeno en la producción de hierro y acero depende de tecnologías emergentes que utilizan hidrógeno de bajas emisiones para producir hierro de reducción directa (DRI). Sin embargo, añadir nueva capacidad de producción es un reto en el mercado actual: el alto horno de Huachipato en Chile cerró en 2024 debido a la presión de los costos provocada por la sobrecapacidad global en la producción primaria de acero.

La construcción de una nueva planta de hidrógeno DRI con emisiones cercanas a cero y la misma capacidad de producción que el alto horno de Huachipato añadiría alrededor de 90 kt a la demanda nacional de hidrógeno y podría aprovechar la producción nacional de mineral de hierro (el mineral de hierro en Chile tiene un contenido de hierro del 66,7%, que es superior al de muchas otras regiones productoras importantes, y se acerca al 67% de ley requerido para el DRI). Para estimular la nueva producción, se necesitarían medidas tanto por el lado de la demanda, como estrategias dedicadas a la adquisición, como por el lado de la oferta, como el apoyo financiero para reducir los riesgos de los proyectos. La producción nacional de acero reduciría la necesidad de importar hierro y acero, en los que Chile gastó más de 3 000 millones de dólares en 2023, y en los que probablemente gastará más en los próximos años tras el cierre de la planta de Huachipato. Las nuevas plantas de hidrógeno DRI también podrían facilitar la sustitución de las exportaciones de mineral de hierro por exportaciones de hierro briquetado en caliente, que tiene un mayor valor.

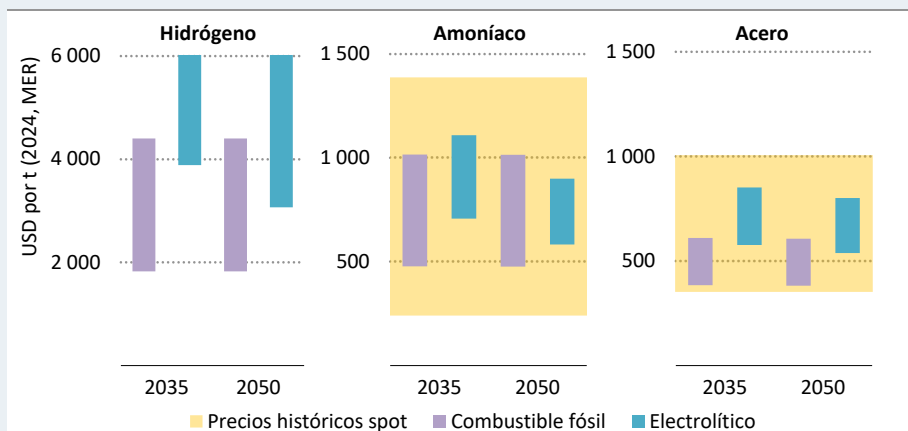
#### **Cuadro 4.2 ► Hidrógeno electrolítico para una nueva industria nacional de amoníaco en Chile**

El amoníaco es una materia prima esencial para la producción de fertilizantes y explosivos utilizados en la minería. En 2023, Chile importó 350 kt de amoníaco, principalmente de Trinidad y Tobago y de Estados Unidos, para su uso en la producción de explosivos para la minería en la planta Prillex América, ubicada en Mejillones. Además, importó indirectamente alrededor de 250 kt de amoníaco en forma de fertilizantes, de los cuales el 90% correspondía a urea. En 2024, Chile gastó 180 millones de dólares en la importación de amoníaco para la fabricación de explosivos para la minería y 440 millones de dólares en fertilizantes a base de nitrógeno, cuyo costo ha aumentado en los últimos años debido a los altos precios globales del gas natural.

La demanda de materiales industriales en el APS se basa en la prolongación de las tendencias históricas, lo que proyecta la continuidad de las importaciones de amoníaco a Chile. Sin embargo, las mejoras tecnológicas y la caída de los costos de la producción electrolítica podrían hacer que una incipiente industria nacional de amoníaco sea competitiva en la parte alta del rango de precios históricos del mercado spot (Figura 4.5).

Chile tiene una larga historia de producción nacional de fertilizantes. a finales del siglo XIX, cuando la población mundial crecía rápidamente, el país desempeñó un papel fundamental en la expansión del sector agrícola al convertirse en uno de los primeros exportadores de fertilizantes extraídos de depósitos locales de salitre. La preocupación por la sostenibilidad a largo plazo de los fertilizantes minerales importados impulsó la invención del proceso Haber-Bosch en Europa a principios del siglo XX. Este proceso desplazó las exportaciones chilenas, ya que permitía la producción de fertilizantes sintéticos a partir de nitrógeno capturado del aire. Con el tiempo, transformó a Chile en un importador de amoníaco y de sus productos derivados.

**Figura 4.5 ▶ Costo de producción nivelado de productos industriales clave que utilizan tecnologías basadas en combustibles fósiles e hidrógeno en Chile en el APS, 2035 y 2050**



IEA. CC BY 4.0.

*Con el tiempo, las industrias nacionales que utilizan hidrógeno electrolítico local se vuelven más competitivas, especialmente en la producción de amoníaco*

Notas: t = tonelada. Los precios históricos del amoníaco se basan en precios *free on board* en Medio Oriente entre 2022 y septiembre de 2025. Los precios históricos del acero se basan en mercados agregados de acero al contado. El rango de costos de las tecnologías refleja únicamente la variación en el precio de la energía y no en otros costos. Los precios del gas natural varían entre 9 y 25 USD por gigajulio, reflejando el rango histórico de precios del gas natural para la industria en Chile en los últimos 15 años. Los precios del hidrógeno electrolítico consideran una variedad de tecnologías de generación renovable y calidades de recurso. Las rutas de producción del hidrógeno son la reforma de metano con vapor (combustibles fósiles) y la electrólisis con energías renovables dedicadas fuera de la red. Se utilizan las mismas rutas para la producción de amoníaco, incluyendo también los costos de la síntesis Haber-Bosch. Los costos del acero basados en combustibles fósiles utilizan un alto horno y un horno de oxígeno básico; el acero electrolítico utiliza hierro de reducción directa con 100% hidrógeno electrolítico y un horno de arco eléctrico. Los costos de producción nivelados no incluyen subvenciones ni precios del carbono.

La demanda interna de hidrógeno podría aumentar en 60 kt si el amoníaco que se utiliza hoy en día para la producción de explosivos se produjera en Chile, en lugar de importarse. Ya hay proyectos en marcha para producir amoníaco con este fin, incluso en la planta existente de Mejillones. Esta producción adicional podría desplazar otras importaciones de explosivos para la minería e incluso generar un excedente para la exportación. Se espera que la demanda de explosivos para la minería en América Latina crezca entre un 5% y un 8% en la próxima década, impulsada por la disminución de la ley del mineral y el aumento de la demanda de minerales críticos. Por otro lado, las nuevas tecnologías de emulsión utilizadas como explosivos en la minería podrían reducir la demanda de explosivos nitrogenados.

Sustituir la demanda de nitrógeno de los fertilizantes que actualmente se importan por producción nacional de amoníaco podría aumentar la demanda de hidrógeno en 45 kt. Sin embargo, la sustitución directa de los fertilizantes por amoníaco de bajas emisiones puede suponer un reto debido a la dependencia de la urea en las industrias chilenas. Aunque la urea es fácil de almacenar y transportar, su producción requiere una fuente de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como materia prima. La producción convencional de urea obtiene CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles utilizados para producir hidrógeno, pero esto no es posible cuando el hidrógeno se produce electrolíticamente, ya que no se generan emisiones directas de CO<sub>2</sub> en el lugar de producción. A menos que el sector agrícola nacional esté dispuesto y pueda cambiar a fertilizantes que no requieran una materia prima de carbono, como los nitratos de amonio y sus derivados, las plantas de bajas emisiones deberán ubicarse junto a otras fuentes de CO<sub>2</sub> si el amoníaco que producen se va a utilizar para la producción de fertilizantes. La industria de la pulpa y el papel podría proporcionar más de 14 Mt/año de CO<sub>2</sub> biogénico, mucho más de lo necesario para satisfacer una demanda de urea de alrededor de 0,2 Mt de CO<sub>2</sub>. Las sinergias entre estas industrias podrían ayudar a acelerar el despliegue de una industria nacional.

### *Aprovechamiento de las emisiones residuales de CO<sub>2</sub> biogénico para la producción de combustibles derivados del hidrógeno*

El hidrógeno de bajas emisiones y el CO<sub>2</sub> pueden combinarse para producir combustibles sintéticos. Dado que el CO<sub>2</sub> incorporado en estos combustibles se termina emitiendo durante la combustión, su sostenibilidad depende por completo de las fuentes de carbono e hidrógeno utilizadas para producirlos. Aprovechar tanto los recursos biogénicos de CO<sub>2</sub> de Chile como su potencial de hidrógeno de bajas emisiones podría permitir al país convertirse en un proveedor competitivo de combustibles sintéticos, ya sea para el mercado nacional o para la exportación, especialmente en los sectores de la aviación y el suministro de combustible búnker a los buques.

El CO<sub>2</sub> procedente de subproductos de plantas de bioetanol y biogás cuesta entre 20 y 30 USD/t de CO<sub>2</sub> y es una de las fuentes de CO<sub>2</sub> más económicas debido a su alta concentración en las corrientes de proceso. Sin embargo, la disponibilidad de estas fuentes concentradas es limitada, ya que solo representan el 3% del CO<sub>2</sub> biogénico generado actualmente en corrientes de procesos industriales en el mundo. Las fuentes biogénicas diluidas en gases de combustión, como las fábricas de pulpa y papel, las centrales de biomasa y las plantas de incineración de residuos, son otra fuente de suministro, aunque los costos de captura suelen ser más elevados, en torno a 85 USD/t de CO<sub>2</sub>. La producción de pulpa y papel es la mayor fuente de emisiones biogénicas de CO<sub>2</sub>, ya que representa casi el 60% del CO<sub>2</sub> liberado por corrientes de procesos biogénicos industriales a nivel mundial. En las fábricas de pulpa kraft, la mayor parte de estas emisiones proviene de la combustión de licor

negro <sup>7</sup> en calderas de recuperación química y de la combustión de mezclas de residuos de madera (*hog fuel*) <sup>8</sup> en calderas específicas. El CO<sub>2</sub> capturado de los gases de escape de estas calderas, combinado con hidrógeno de bajas emisiones, podría utilizarse producir metanol u otros combustibles sintéticos, lo que podría proporcionar una fuente adicional de ingresos para la industria.

En el APS, la demanda mundial de metanol de bajas emisiones (excluyendo el biometanol) para el transporte marítimo y como materia prima química alcanza casi 135 Mt para 2050, mientras que la demanda de queroseno sintético aumenta hasta unos 45 Mt. Chile podría producir hasta 10 Mt de metanol sintético o 4 Mt de queroseno sintético si utilizara exclusivamente para ese fin sus recursos biogénicos de CO<sub>2</sub>.

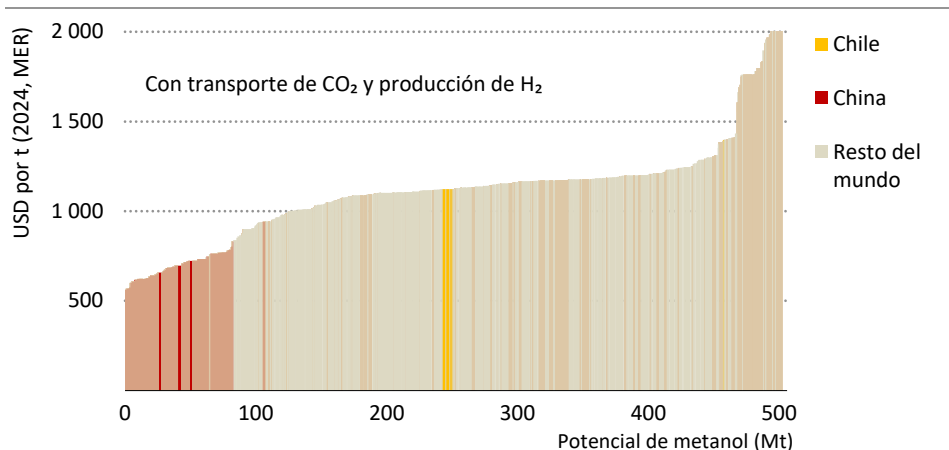
La producción de pulpa en Chile genera aproximadamente 14 Mt/año de CO<sub>2</sub> biogénico a partir de corrientes de gases de combustión. Aunque aún no se han anunciado iniciativas formales para capturar y utilizar el CO<sub>2</sub> biogénico de las fábricas de pulpa del país, esfuerzos similares están comenzando en otros lugares. Por ejemplo, en Brasil, la empresa eléctrica Eletrobras y el productor de pulpa y papel Suzano están explorando la producción de combustibles sintéticos a partir de CO<sub>2</sub> biogénico.

El costo más bajo de producción de hidrógeno en Chile es de alrededor de 3 USD/kg H<sub>2</sub> en 2030, pero el costo nivelado del hidrógeno electrolítico en la región donde se encuentran la mayoría de las fuentes biogénicas de CO<sub>2</sub> ronda los 5 USD/kg H<sub>2</sub>. A este precio, el costo de producción de metanol superaría los 1 100 USD por tonelada (t) de metanol, ya que el hidrógeno representa alrededor del 85% del costo total del metanol. En estas condiciones, la producción de metanol sería más competitiva en China y en algunas zonas de Europa y Estados Unidos. No obstante, si el CO<sub>2</sub> de las regiones donde se encuentran las fábricas de papel pudiera transportarse al norte de Chile, donde el hidrógeno es más barato de producir, el metanol podría producirse por menos de 1 000 USD/t, incluyendo los 40 USD/t de costo de transporte de CO<sub>2</sub> por 1 000 kilómetros (km) en barco. A este precio, Chile podría convertirse en un productor competitivo (Figura 4.6). Aunque China y otros países podrían seguir siendo capaces de producir metanol a un costo promedio menor, el aumento de la demanda global y la necesidad de disponer de fuentes de suministro diversificadas dejarían amplio margen para que Chile se consolidara como un proveedor competitivo.

<sup>7</sup> El licor negro es un subproducto del proceso de pulpado kraft que contiene lignina disuelta, hemicelulosas y productos químicos de cocción usados para separar las fibras de celulosa de la madera. Conserva más de la mitad del contenido energético original de la madera.

<sup>8</sup> El *hog fuel* es una mezcla de subproductos y residuos de madera, como corteza, serrín, astillas y residuos forestales.

**Figura 4.6 ► Costo nivelado de la producción de metanol utilizando hidrógeno electrolítico y CO<sub>2</sub> biogénico capturado de emisiones residuales de procesos industriales, 2030**



IEA. CC BY 4.0.

*Transportar CO<sub>2</sub> biogénico a zonas de producción de hidrógeno de bajo costo podría permitir que Chile se convierta en un proveedor competitivo de metanol de bajas emisiones*

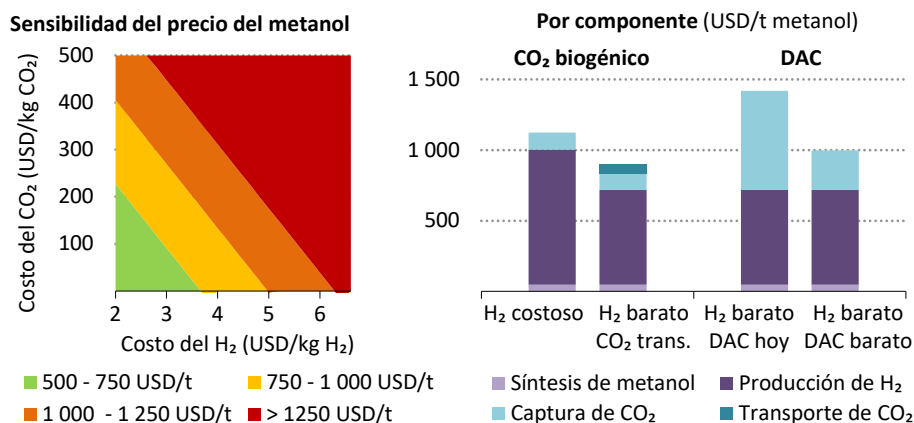
Notas: La producción de hidrógeno se basa en la configuración de menor costo entre sistemas de energía solar fotovoltaica, eólica terrestre y baterías en todos los emplazamientos adecuados situados a menos de 200 km de la fuente de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Las hipótesis tecnológicas siguen el Escenario de Políticas Declaradas de la AIE para 2030. El análisis incluye únicamente fuentes biogénicas de CO<sub>2</sub> con emisiones superiores a 100 kt CO<sub>2</sub>/año, o agrupaciones de instalaciones en un radio de 30 km que emiten en conjunto 100 kt CO<sub>2</sub>/año. Las fuentes de emisiones biogénicas incluyen: plantas de bioetanol (a nivel mundial); depuración (o *upgrading*) de biogás a biometano (solo en Europa y Estados Unidos); centrales eléctricas de biomasa (a nivel mundial); incineradoras de residuos (a nivel mundial); y fábricas de pulpa y papel (a nivel mundial). Los costos nivelados de captura asumidos son: 25 USD/t CO<sub>2</sub> para bioetanol; 30 USD/t CO<sub>2</sub> para biometano; y 85 USD/t CO<sub>2</sub> para otras plantas.

Fuente: El costo nivelado del hidrógeno fue calculado por Jülich Systems Analysis en Forschungszentrum Jülich utilizando el conjunto de modelos ETHOS.

A medio plazo, mientras la demanda global de combustibles líquidos sintéticos, ya sea metanol o queroseno, siga siendo modesta, el acceso a hidrógeno de bajo costo será esencial para que Chile pueda ser un proveedor competitivo. De lo contrario, las regiones con una disponibilidad similar de CO<sub>2</sub>, pero con menores costos de hidrógeno, podrían producir estos combustibles de forma más económica. A largo plazo, la disponibilidad limitada de CO<sub>2</sub> biogénico se convierte en una restricción más importante a medida que aumenta la demanda de combustibles líquidos sintéticos (Figura 4.7). En ese momento, la disyuntiva será si resulta más rentable producir combustibles con hidrógeno ligeramente más costoso combinado con CO<sub>2</sub> biogénico, o si es mejor recurrir a la captura directa del aire (DAC) combinada con hidrógeno más barato. Suponiendo que el CO<sub>2</sub> procedente de la DAC siga siendo alrededor de 400 USD/t CO<sub>2</sub> más costoso que la captura de CO<sub>2</sub> postcombustión, la producción basada

en CO<sub>2</sub> biogénico podría seguir siendo competitiva en costos incluso si el costo del hidrógeno es hasta 3 USD/kg H<sub>2</sub> más alto. En este contexto, el transporte de CO<sub>2</sub> sigue favoreciendo la eficiencia de costos y márgenes más elevados. Sin embargo, si los costos de la DAC descienden hasta los 200 USD/t CO<sub>2</sub>, como apuntan algunas estimaciones a largo plazo, el panorama cambia: la producción basada en DAC se vuelve más atractiva allí donde el hidrógeno puede producirse por solo 0,8 USD/kg H<sub>2</sub> menos que en regiones que dependen del CO<sub>2</sub> biogénico. Esta situación podría beneficiar a las regiones del norte y del sur de Chile. En última instancia, esto sugiere que la producción futura de metanol y queroseno sintético dependerá menos de la disponibilidad de CO<sub>2</sub> y más de dónde la electricidad sea más barata, lo que a su vez repercutirá en los costos del hidrógeno y del DAC.

**Figura 4.7** ▶ Sensibilidad al precio del metanol y costo indicativo de producción del metanol por componente en Chile



IEA. CC BY 4.0.

*El CO<sub>2</sub> y el hidrógeno barato y de bajas emisiones son clave para lograr metanol de bajo costo hoy en día; la caída de los costos de la captura directa de aire (DAC, por sus siglas en inglés) haría que el costo del hidrógeno sea el principal factor de competitividad del metanol*

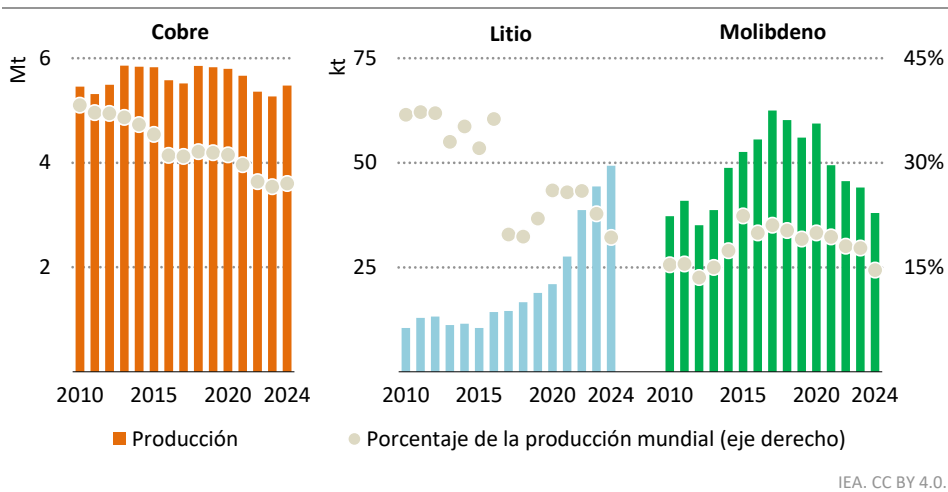
Notas: DAC = captura directa del aire. El H<sub>2</sub> caro se refiere a un costo de hidrógeno de bajas emisiones de 5 USD/kg H<sub>2</sub>, correspondiente al costo nivelado optimizado en las regiones donde se encuentran las fábricas de papel de Chile. El H<sub>2</sub> barato se refiere a un costo de hidrógeno de bajas emisiones de 3,5 USD/kg H<sub>2</sub>, que representa el costo nivelado optimizado en la zona de menor costo de Chile. Al incluir el transporte de CO<sub>2</sub>, se asume una distancia de 1 200 kilómetros (km) en barco, con un costo de transporte de 45 USD/t CO<sub>2</sub>. El DAC actual corresponde a un costo de captura de CO<sub>2</sub> de 500 USD/t CO<sub>2</sub>, mientras que el DAC barato supone un costo futuro de 200 USD/t CO<sub>2</sub>. Los valores en USD se expresan en valores de 2024, usando la MER.

Fuente: análisis de la AIE basado en el Global CCS Institute (2025).

### 4.3 Minerales críticos para la transición energética

La minería es la segunda industria más grande de Chile después del sector servicios y desempeña un papel vital en su economía. En la última década, la minería ha representado más del 10% del producto interno bruto y ha proporcionado más del 10% del empleo directo e indirecto. Chile es actualmente el mayor productor mundial de cobre, el segundo mayor productor de molibdeno y el tercer mayor productor de litio, todos ellos minerales críticos de vital importancia para la industria energética (Figura 4.8). A diferencia de la minería en otros países, que a menudo está dominada por materias primas a granel como el mineral de hierro y la alúmina, el sector minero en Chile está especialmente centrado en los minerales más críticos actuales. Se prevé que el cobre y el litio, que juntos representan más del 85% del valor de sus exportaciones mineras en 2024, adquieran aún mayor importancia a medida que aumentan la electrificación y la demanda de baterías.

**Figura 4.8 ▶ Producción de litio, molibdeno y cobre en Chile, 2010-2024**



*Chile ha suministrado en promedio entre el 20% y el 30% de todo el cobre, litio y molibdeno utilizados en el mundo en los últimos años*

#### 4.3.1 Perspectivas globales

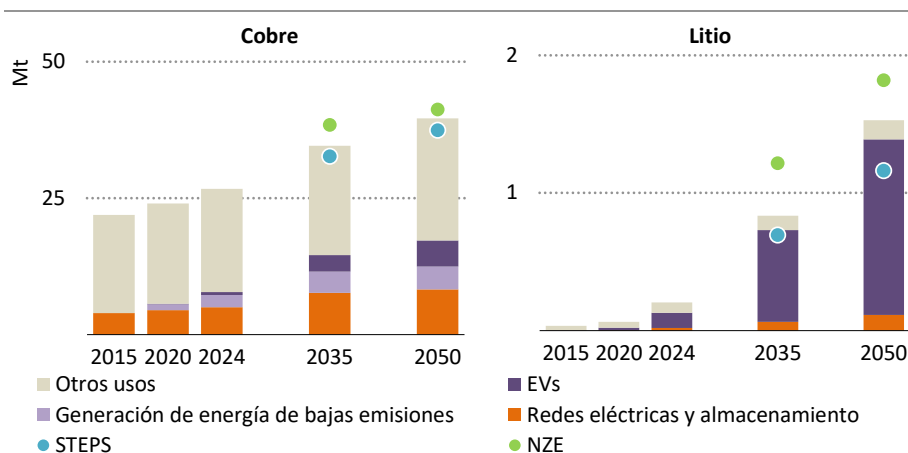
##### Perspectivas de la demanda global

El cobre es el único mineral crítico utilizado en todas las principales tecnologías de energía limpia, incluidos los vehículos eléctricos (EV), la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y las redes eléctricas. Esto se debe a su alta conductividad eléctrica, durabilidad, ductilidad y resistencia a la corrosión. En 2024, la demanda mundial de cobre refinado, excluyendo la chatarra de uso directo, fue de aproximadamente 27 Mt. En el APS, la demanda global aumenta a unos 35 Mt para 2035 y 40 Mt para 2050. Aunque la construcción y las redes eléctricas siguen siendo los mayores usos de cobre, los vehículos eléctricos son la fuente de

demanda de crecimiento más rápido: se prevé que su cuota en el mercado global del cobre aumente del 2% en 2024 al 12% para 2050. La demanda mundial de cobre procedente de los sectores solar, eólico y de la construcción aumenta aproximadamente un 50% entre 2024 y 2050.

El aumento de las ventas de vehículos eléctricos ha provocado que la demanda de litio se triplique desde 2020, y se espera que la demanda vuelva a triplicarse hacia finales de la década. Casi el 90% de este crecimiento proyectado de la demanda refleja los requerimientos de vehículos eléctricos, pero se espera que la inversión en almacenamiento de electricidad en el APS se triplique para 2030, lo que también contribuye al crecimiento de la demanda (Figura 4.9).

**Figura 4.9** ▶ Demanda mundial de cobre y litio por sector en el APS en relación con los escenarios STEPS y NZE, 2015-2050



IEA. CC BY 4.0.

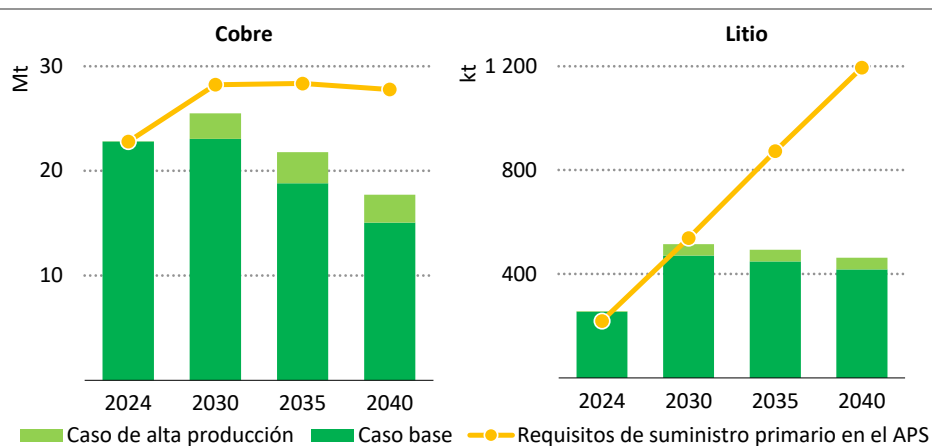
*Impulsada por la transición energética, la demanda de cobre aumenta un 50% y la de litio se multiplica más de siete veces para 2050*

### Balances globales de oferta y demanda

Entre los minerales energéticos clave, el cobre y el litio son los más expuestos a futuras brechas entre la oferta y la demanda (Figura 4.10).

El actual *pipeline* de proyectos mineros sobre cobre sugiere un posible déficit de la oferta de hasta el 30% para 2035, debido a la escasez de nuevos descubrimientos y factores como la disminución de la ley del mineral, el aumento de los costos de capital y los largos plazos de ejecución de los proyectos. Sin embargo, se espera que el reciclaje desempeñe un papel cada vez más importante para responder a la creciente demanda, con la oferta secundaria cubriendo el 22% y el 40% de la demanda global en 2035 y 2050 respectivamente, lo que estabiliza los requerimientos anuales de suministro primario por debajo de 30 Mt en el APS.

**Figura 4.10 ▸ Suministro mundial de cobre y litio extraído de proyectos existentes y anunciados, y necesidades primarias de suministro en el APS hasta 2040**



IEA. CC BY 4.0.

*La creciente demanda de cobre y litio significa que la oferta quedará por debajo de la demanda, a menos que se añadan nuevos proyectos al pipeline*

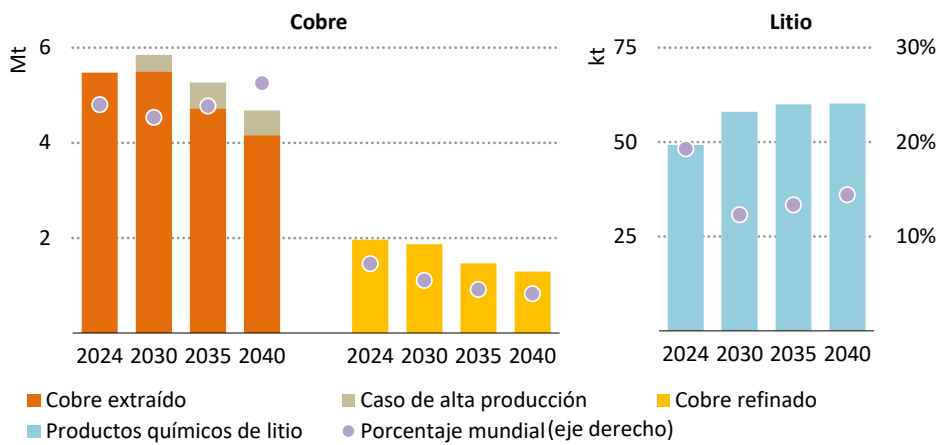
Notas: Los requerimientos de suministro primario se calculan como la demanda total neta de la oferta secundaria, teniendo en cuenta las pérdidas durante las operaciones de refinado. El caso base incluye la producción a partir de activos existentes y de aquellos en construcción, junto con proyectos con altas probabilidades de avanzar. El caso de alta producción también considera proyectos en una fase de desarrollo razonablemente avanzada, que buscan financiamiento y/o permisos.

Se prevé que los proyectos existentes y anunciados de litio produzcan cerca de 500 kt cada año (unos 2.500 kt en equivalente carbonato de litio para 2030), y esto es suficiente para mantener bien abastecidos los mercados en el APS. Después de 2030, se espera que el rápido crecimiento de la demanda empuje al mercado hacia el déficit. Sin embargo, hay mejores perspectivas de que se añadan nuevos proyectos de litio al *pipeline* de proyectos para satisfacer la creciente demanda que en el caso del cobre, ya que afrontan menos restricciones geológicas y requieren plazos de ejecución más cortos.

#### 4.3.2 Perspectivas para la producción de minerales críticos en Chile

Aunque Chile seguirá siendo un productor clave de litio y cobre, el *pipeline* de proyectos previstos sugiere que la producción nacional de ambos metales podría estabilizarse más allá de 2030-2035, y que luego disminuiría en el caso del cobre (Figura 4.11).

**Figura 4.11 ▶ Perspectivas para la producción de cobre y litio en Chile, 2024-2040**



IEA. CC BY 4.0.

*Los proyectos anunciados indican que la producción de cobre de Chile se estabilizará para 2030 y luego disminuirá, mientras que la producción de litio se estabilizará*

Notas: El caso base incluye la producción a partir de activos existentes y de aquellos en construcción, junto con proyectos con altas probabilidades de avanzar. El caso de alta producción también considera proyectos en una fase de desarrollo razonablemente avanzada, que buscan financiamiento y/o permisos.

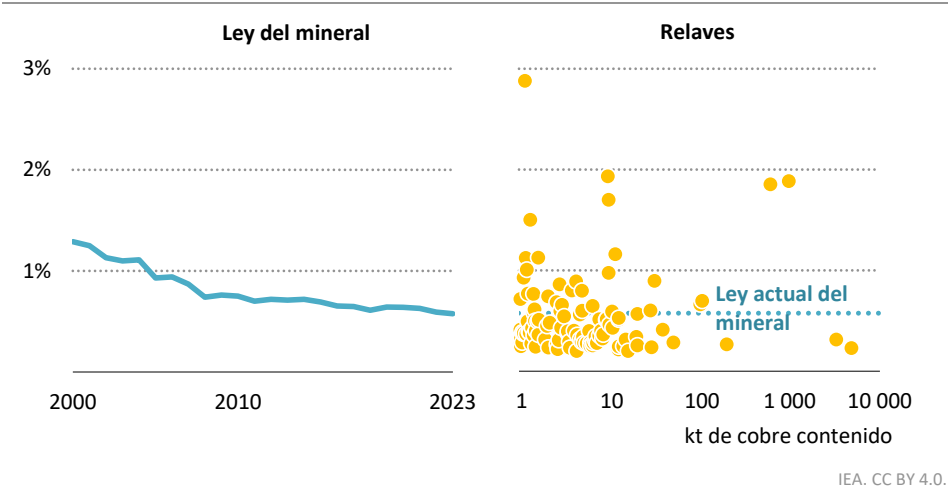
### Perspectivas para el cobre en Chile

El *pipeline* de proyectos base indica que se espera un crecimiento a corto plazo en la producción de cobre en Chile a partir de grandes proyectos nuevos en las minas Collahuasi y Quebrada Blanca, el aumento de la producción en los activos de Codelco, la expansión de la mina Centinela y la recuperación de la producción en la mina Los Bronces. A pesar de ello, el *pipeline* de proyectos sugiere que la producción de cobre en Chile podría alcanzar su pico hacia 2030 y luego disminuir hasta alrededor de 4 Mt (4,5 Mt en el caso alto, que además incluye proyectos en una etapa razonablemente avanzada de desarrollo y aquellos que buscan financiamiento y/o permisos). Como Chile es el mayor productor mundial de cobre, una caída en su producción tendría un impacto significativo en la oferta global.

Los desafíos que enfrenta la industria del cobre en Chile incluyen la disminución de la ley del mineral, el aumento de los costos de capital, la reducción en el número de nuevos descubrimientos de recursos y la escasez de agua (Figura 4.12). En los últimos 20 años, la ley promedio del mineral de cobre en Chile disminuyó en un tercio, del 0,9% al 0,6%, reflejando una tendencia global de agotamiento de recursos. Habrá que procesar mayores volúmenes de mineral para mantener los niveles de producción, lo que podría aumentar los costos unitarios de producción e intensificar los impactos ambientales y sociales de las actividades mineras.

El reprocesamiento de relaves, es decir, los residuos tras el procesamiento del mineral, está ganando atención como respuesta a estos desafíos. Aproximadamente 2 Mt de cobre contenido en relaves históricos están actualmente distribuidos en 100 sitios en Chile. Estos relaves contienen cobre de mayor ley que los minerales actualmente extraídos, y su reprocesamiento es económicamente viable. Según las tendencias actuales, la cantidad de cobre de alta ley en estos relaves podría alcanzar los 5,6 Mt para 2050, casi tres veces el nivel actual. Esto sugiere que los relaves podrían desempeñar un papel estratégico para aliviar futuras escaseces de suministro de cobre, mejorar la eficiencia en el uso de los recursos y apoyar la sostenibilidad de la industria del cobre en Chile. La reutilización de relaves también puede simplificar los planes de cierre de minas y reducir los costos asociados.

**Figura 4.12 ▶ Cobre: concentraciones promedias contenidas en la ley del mineral frente a los relaves en Chile**



*Recuperar cobre de los relaves podría aumentar la oferta, aumentar la eficiencia de los recursos y mejorar la sostenibilidad de la industria del cobre en Chile*

El molibdeno, un subproducto de la minería de cobre, se produce en Chile en minas como Chuquicamata y El Teniente, y su producción depende de la continuidad de la operación de estas minas de cobre. El molibdeno es un metal esencial utilizado tanto en aceros inoxidables de alta resistencia como en superaleaciones. Contribuye a la resistencia a la corrosión y a altas temperaturas, y tiene aplicaciones en el sector energético que van desde la perforación de petróleo y gas y los *pipelines* hasta la energía geotérmica.

*Perspectivas para el litio en Chile*

Chile forma parte del llamado triángulo del litio, que abarca Argentina, Bolivia y Chile, y el país posee alrededor del 30% de las reservas mundiales de litio. Su litio se extrae principalmente de salmueras y luego se refina localmente en carbonatos. Este método de producción tiene una huella de carbono menor que la minería de roca dura. Chile está bien

posicionado para beneficiarse del aumento de la demanda de baterías de fosfato de hierro y litio (LFP), que están ganando cuota de mercado debido a sus ventajas de costo y seguridad, y cuya producción generalmente utiliza directamente carbonato de litio.

Chile está llamado a seguir siendo el principal productor de litio en Sudamérica. La inversión prevista sugiere que la producción nacional podría aumentar en 10 kt desde el nivel actual hasta alrededor de 60 kt (unos 320 kt en equivalente carbonato de litio) antes de 2035. La región de Atacama sigue siendo un centro clave para la extracción de litio a partir de salmueras, con potencial de expansión si se abordan los obstáculos regulatorios y medioambientales.

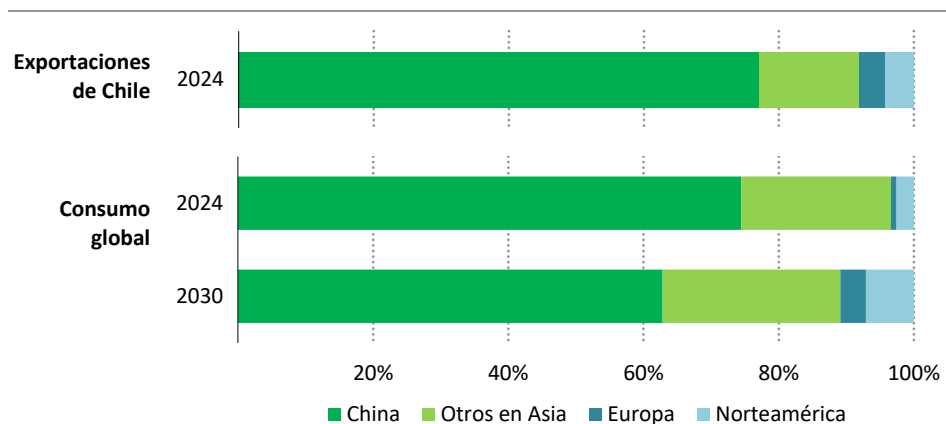
### 4.3.3 Oportunidades de exportación y nuevos mercados

La producción de litio y cobre en Chile está aabrumadoramente orientada a la exportación. Chile es un proveedor clave para muchos mercados y socios comerciales. Sus exportaciones de litio y cobre son importantes para la diversificación del suministro y refuerzan la resiliencia de las cadenas de valor internacionales.

#### Comercio de litio

Chile es responsable de alrededor del 25% de las exportaciones mundiales de litio. En 2024, el 92% de sus exportaciones de litio se destinaron a mercados de Asia, especialmente China. También es un importante exportador a Estados Unidos, al que suministra el 50% de su demanda, y a la Unión Europea, a la que suministra el 80% de su demanda de litio (Figura 4.13).

**Figura 4.13** ▶ Exportaciones de productos químicos de litio desde Chile y consumo mundial por región, 2024-2030



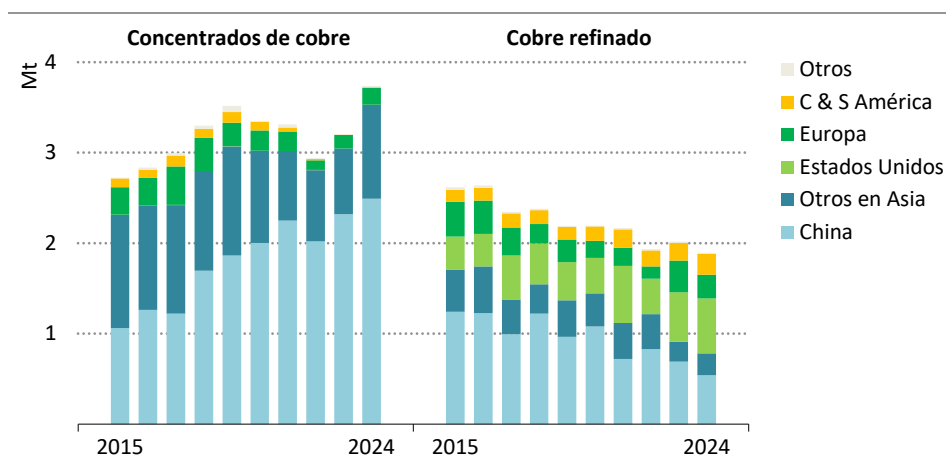
IEA. CC BY 4.0.

*Hoy en día, China es el principal destino de exportación de litio desde Chile; se prevé que las exportaciones a Estados Unidos y Europa crezcan a medida que la demanda global de litio se diversifique*

## Comercio de cobre

Chile es el principal exportador mundial de cobre, suministrando alrededor del 26% de las exportaciones globales de mineral de cobre y concentrados (Figura 4.14). Aproximadamente el 70% de sus exportaciones de mineral de cobre se dirigen a China y el 28% a otros mercados asiáticos, reflejando su papel en la manufactura global. Chile representa entre el 30% y el 40% del mercado de importaciones de cobre en Japón, India y Corea, y también es un proveedor importante para varios otros países.

**Figura 4.14 ▶ Exportaciones de cobre refinado y de mineral desde Chile por destino, 2015-2024**



IEA. CC BY 4.0.

*Las exportaciones de cobre refinado a Europa y Estados Unidos han disminuido, mientras que las exportaciones de concentrado de mineral a Asia han aumentado*

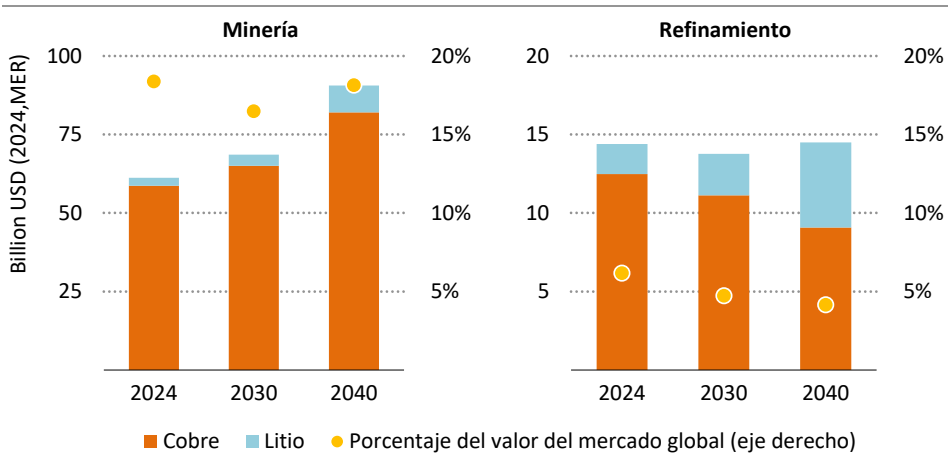
Notas: C & Sur América = Centro y Sudamérica. Los volúmenes tienen contenido de cobre.

La infraestructura y los vínculos comerciales de Chile podrían permitirle capturar más valor de su producción de cobre a través de la logística, el procesamiento y los servicios vinculados al sector minero. Como parte de su estrategia comercial más amplia, el gobierno chileno anunció en abril de 2025 un plan de acción para el Corredor Bioceánico de Capricornio (CBC), con un costo de 92 millones de dólares. El CBC es un corredor ferroviario diseñado para conectar puertos del sur de Brasil, a través de Paraguay y Argentina, con los polos costeros del Pacífico chileno de Antofagasta, Iquique y Mejillones. Su ruta planificada cruza el desierto de Atacama, donde se concentran las minas de cobre y litio en Chile. Este proyecto tiene el potencial de diversificar las rutas de exportación del país y de fortalecer su posición como productor y exportador clave de recursos minerales. En 2023, Chile acordó un marco con la Unión Europea para fortalecer la cooperación económica con el objetivo de facilitar el aumento del comercio de materias primas, incluido el litio y el cobre.

Ingresos

Se prevé que el valor total de mercado de los minerales críticos en Chile supere los 100.000 millones de dólares para 2040, con los ingresos procedentes del cobre triplicándose respecto al nivel actual y representando más de 80.000 millones de dólares del total de 2040. Esto implica que Chile asegurará cerca de una quinta parte de los ingresos mineros mundiales procedentes de minerales clave para la transición energética hasta 2040 (Figura 4.15).

**Figura 4.15 ▶ Valor de mercado de la producción minera y refinada de minerales críticos en Chile en un caso base, 2024, 2030 y 2040**



IEA. CC BY 4.0.

*Chile podría captar cerca de una quinta parte de los ingresos mundiales de la minería de minerales críticos hasta 2040*

Notas: El caso base incluye la producción a partir de activos existentes y de aquellos en construcción, junto con proyectos que tienen una alta probabilidad de avanzar hacia el desarrollo. Los ingresos globales de la minería de minerales críticos se evalúan en función de seis minerales: cobre, litio, níquel, cobalto, grafito y elementos de tierras raras. El valor de mercado se calculó multiplicando el volumen de producción regional en el caso base por el precio de mercado actual de los productos finales, teniendo en cuenta los márgenes de refinación.

**Cuadro 4.3 ▶ Valor agregado local e integración regional**

Para muchas tecnologías energéticas clave, la fabricación requiere más de un mineral crítico, y existen posibles sinergias entre la producción minera de cobre y litio en Chile y los proyectos mineros de otras partes de América Latina. Estas sinergias podrían impulsar la cooperación regional y la creación de valor compartido. La producción actual y prevista de níquel podría alcanzar los 90 kt y la de grafito los 70 kt al año en Brasil en 2035, y trabajar con la consolidada industria minera de litio de Chile podría suministrar materiales para la producción de baterías. Los proyectos mineros de tierras raras en Brasil

podrían proporcionar de forma similar insumos minerales clave a las cadenas de producción de motores de vehículos eléctricos.

Aunque los principales consumidores industriales de estos minerales críticos se encuentran actualmente fuera de América Latina, la manufactura aguas abajo está comenzando a desarrollarse en la región. Por ejemplo, México y Brasil están avanzando con plantas de fabricación de vehículos eléctricos, lo que podría impulsar la demanda regional de materiales para baterías. Sin embargo, las etapas intermedias de la cadena de valor, incluyendo la producción de celdas de baterías y el procesamiento químico de materiales catódicos, están en una etapa temprana de desarrollo en América Latina. Los proyectos actuales de fabricación de baterías se concentran en México, y la capacidad regional para convertir minerales extraídos en los productos químicos especializados necesarios sigue siendo limitada, aunque BYD, un fabricante chino, ha anunciado planes para un complejo integrado en Brasil que combine la producción de vehículos eléctricos con el procesamiento de materiales aguas arriba como el litio y el fosfato de hierro.

Chile produce litio directamente a partir de salmueras y lo refina en productos químicos de calidad para baterías. Avanzar hacia partes de mayor valor de la cadena de suministro, por ejemplo la producción de materiales activos de cátodo y sus precursores, requiere acceso a energía, insumos de procesamiento y capacidades técnicas especializadas. Fortalecer los vínculos industriales dentro de Chile y en toda la región ayudaría a crear una cadena de suministro latinoamericana más integrada y competitiva, y esto podría conducir a nuevos empleos y actividades industriales en Chile y en otras partes de la región.

#### 4.3.4 Impactos ambientales y gestión

##### Litio

Chile utiliza principalmente un método de producción de litio que consiste en evaporar salmueras para extraer litio. Esto requiere menos energía que producir litio a partir de mineral de roca dura mediante tueste, que es el proceso utilizado en algunos otros países. Chile ha priorizado recientemente la adopción de la tecnología de extracción directa de litio (DEL, por sus siglas en inglés), lo cual se refleja en la Estrategia Nacional del Litio anunciada en 2023. Se espera que la tecnología DLE utilice menos agua y tenga un impacto ambiental menor que los estanques de evaporación que se utilizan actualmente en Chile. Sin embargo, aunque informes recientes sugieren que los métodos DLE tienen el potencial de posibilitar una producción más sostenible, consumen más energía que los estanques de evaporación y pueden requerir capacidad adicional de la red eléctrica; como resultado, es necesario establecer protocolos para evaluar y gestionar los posibles impactos de la tecnología de reinyección de salmuera utilizada en la DLE (Bunel, 2024).

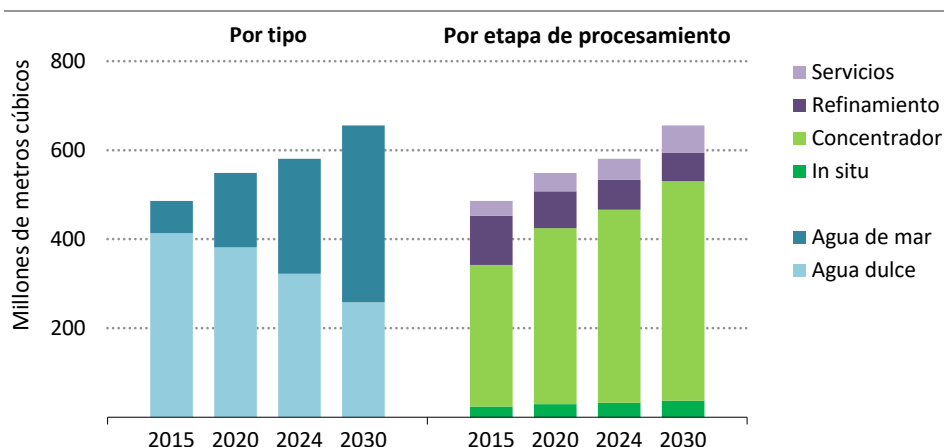
Algunas empresas mineras han establecido objetivos de reducción de GEI y ahora están firmando acuerdos de compra de energía con proveedores de energías renovables para

obtener electricidad limpia y reducir las emisiones. Por ejemplo, la empresa SQM aspira a producir litio neutro en carbono para 2030 y ser neutra en carbono para 2040, mientras que en 2024 la empresa Albemarle se comprometió a utilizar electricidad 100% renovable para sus operaciones en el Salar de Atacama y La Negra, en Chile. Garantizar que estos proyectos tengan acceso a una red eléctrica bien desarrollada es crucial para su éxito.

### Consumo de agua en la producción de cobre

En un caso de alta producción (ver la sección 4.3.2), la demanda total de agua de la industria minera del cobre en Chile aumenta a una tasa media anual del 1% durante la próxima década y supera los 650 millones de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) para 2035. El aumento de la demanda de agua en la industria del cobre refleja principalmente el uso de procesos de flotación más intensivos en agua y una disminución de la ley del mineral, lo que implica que se debe procesar más mineral para mantener los niveles de producción (Figura 4.16).

**Figura 4.16** ▶ Consumo de agua en la producción de cobre en un caso de alta producción en Chile, 2015-2030



IEA. CC BY 4.0.

*A pesar del aumento de los requerimientos de agua que refleja un descenso en la ley del mineral, el consumo de agua dulce disminuye a medida que aumenta la capacidad de desalinización*

Nota: Un caso de alta producción considera proyectos en una etapa razonablemente avanzada de desarrollo y que buscan financiamiento y/o permisos.

La minería del cobre en Chile está cambiando hacia el uso de agua de mar como parte de un esfuerzo más amplio para abordar la escasez de agua dulce. Desde 2015, la demanda de agua dulce de la industria del cobre ha disminuido de 400 a 320 millones de m<sup>3</sup>, y se espera que baje a unos 250 millones de m<sup>3</sup> para 2030. Este cambio refleja la finalización de importantes proyectos de desalinización de agua de mar que han más que triplicado la cantidad de agua

obtenida del mar. Prácticamente todos los proyectos de cobre que actualmente están en fase de viabilidad o de viabilidad preliminar incorporan desalinización de agua de mar. Se prevé que la producción de agua en plantas desalinizadoras para la minería de cobre alcance los 400 millones de m<sup>3</sup> al año para 2030 (ver el Capítulo 2, Cuadro 2.3).

### *Consumo energético, redes y reducción de emisiones*

El gobierno se fijó como objetivo alcanzar la neutralidad de carbono en el sector minero para 2040 y a nivel nacional para 2050. Actualmente, las emisiones de la minería representan aproximadamente la mitad de las emisiones totales de GEI del sector industrial en Chile. La producción de cobre implica emisiones significativas debido al uso de maquinaria pesada para transportar mineral y concentrado de cobre, así como de autobuses para el transporte de empleados. El procesamiento de mineral en plantas concentradoras consume cantidades sustanciales de electricidad. Las tendencias recientes en la minería de cobre incluyen un aumento en el uso de desalinización de agua de mar, una disminución de la ley del mineral y un aumento de los niveles de impurezas, todo lo cual conduce a mayores volúmenes de procesamiento de mineral y a un consumo adicional de electricidad.

La Ley de Transición Energética, publicada en diciembre de 2024, reconoce la importancia del sistema de transmisión para la transición energética y proporciona nuevas herramientas para reducir los retrasos que algunos proyectos han sufrido debido a las limitaciones de la red de transmisión. También se espera que las iniciativas para electrificar maquinaria pesada y facilitar operaciones remotas contribuyan a futuras reducciones de emisiones. Se está elaborando una Estrategia Nacional de Minerales Críticos, que incluye una revisión de las oportunidades y desafíos económicos, sociales y medioambientales que se espera surjan del desarrollo futuro de la industria minera en Chile y de las actividades industriales asociadas aguas arriba y aguas abajo. El análisis sector por sector relacionado con la reducción de emisiones identifica la electrificación como una palanca clave para la descarbonización en la minería, [ver el Capítulo 2, sección 2.4.1]).

### *Ambiental, social y gobernanza*

Las empresas mineras en Chile ejercen la responsabilidad ambiental adoptando prácticas de economía circular y persiguiendo objetivos como la neutralidad de carbono, la eficiencia hídrica y la conservación de la biodiversidad. Han incorporado estrategias sólidas de medioambiente, social y gobernanza en la planificación y en las operaciones corporativas. Estas estrategias buscan alinearse con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU y con estándares internacionales de la industria, como los desarrollados por la *Global Reporting Initiative* y el Consejo Internacional de Minería y Metales. En el caso del cobre, estos estándares incluyen la Copper Mark, una certificación que refleja un compromiso con una minería responsable y sostenible.

Ambos productores de litio en Chile, SQM y Albemarle, son reconocidos como algunos de los más sostenibles del sector gracias a sus esfuerzos para medir y reportar emisiones y a su participación en la Iniciativa para la Garantía Responsable de la Minería y su Norma para la

Garantía Responsable de la Minería. También se pueden encontrar ejemplos concretos de compromisos entre los productores de cobre: Codelco pretende reducir las emisiones de GEI en un 70% y el consumo de agua en un 60% para 2030; BHP ha hecho la transición a una energía 100% renovable en sus minas de Escondida y Spence y tiene como objetivo emisiones netas cero para 2050; y la mina Collahuasi aspira a alcanzar la neutralidad de carbono para 2040.

A nivel gubernamental, en 2025 Chile se convirtió en miembro implementador de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), un marco internacional que apoya una mejor gobernanza del sector mediante una mayor divulgación y disponibilidad pública de datos. En conjunto, estas iniciativas indican que Chile está consolidando su posición como líder en minería responsable y sostenible.

## 4.4 Resiliencia climática en el sector energético

La naturaleza extensa de la infraestructura física de los sistemas eléctricos hace que estén especialmente expuestos a los impactos de fenómenos meteorológicos extremos. Aunque el sistema eléctrico en Chile ha demostrado resiliencia frente a riesgos sísmicos, la creciente frecuencia e intensidad de eventos relacionados con el clima, como sequías prolongadas y tormentas severas, plantean nuevos desafíos para la fiabilidad de la red y la planificación del sistema. En las últimas décadas se han registrado olas de calor más frecuentes en Chile, un número decreciente de días con heladas y sequías prolongadas, especialmente en las regiones central y sur. Se espera que el aumento de las temperaturas y los cambios en los patrones de precipitación afecten a todos los principales activos energéticos en los sistemas eléctricos: la producción hidroeléctrica es vulnerable a una menor disponibilidad de agua; las centrales térmicas se enfrentan a limitaciones de refrigeración durante sequías y olas de calor; las redes eléctricas están expuestas a incendios forestales y tormentas; y las instalaciones en llanuras de inundación y zonas costeras enfrentan el riesgo de daños por inundaciones y marejadas ciclónicas.

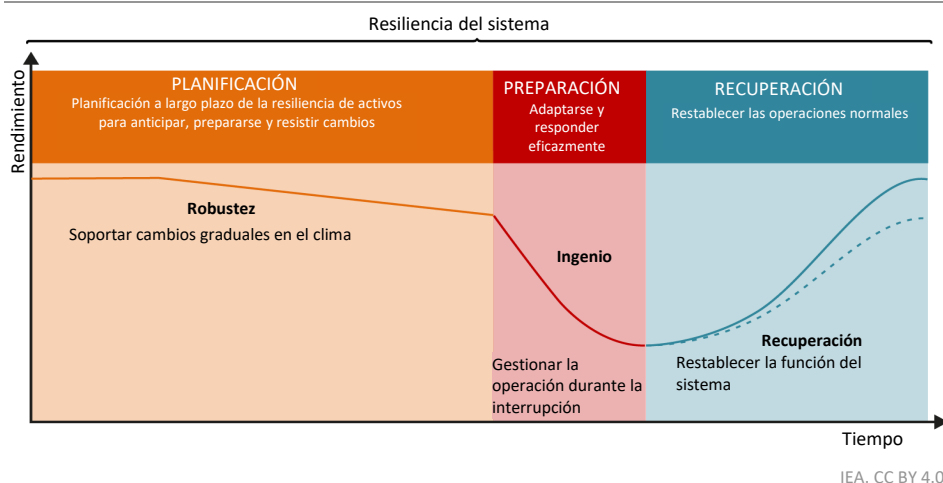
Esta sección examina los principios fundamentales de la resiliencia climática en el sector energético, con especial atención a las proyecciones climáticas para Chile, sus implicaciones para la generación hidroeléctrica y la exposición de las redes eléctricas a riesgos de incendios forestales. Se basa en los análisis de la Evaluación Nacional de Resiliencia Climática para Chile (AIE, 2024) que evaluó la exposición de su sistema eléctrico a riesgos relacionados con el clima e identificó áreas clave para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico.

### 4.4.1 Resiliencia climática en el sector energético

La resiliencia climática en el sector energético se refiere a la capacidad de un sistema para anticipar, absorber, adaptarse y recuperarse de los impactos de riesgos climáticos, como fenómenos meteorológicos extremos, sequías, deslizamientos de tierra u olas de calor (IEA, 2022) (Figura 4.17). La resiliencia climática es un componente clave de la seguridad energética e implica centrarse en tres cuestiones fundamentales:

- **Planificación:** la infraestructura y las operaciones deben diseñarse para poder soportar interrupciones.
- **Preparación:** los sistemas deben diseñarse para anticipar posibles interrupciones y minimizar su impacto, y los operadores del sistema necesitan planes de respuesta a emergencias que faciliten respuestas eficaces cuando se produzca una interrupción.
- **Recuperación:** los operadores del sistema y otros actores deben ser capaces de responder a las interrupciones de forma rápida y eficiente para restablecer las operaciones normales.

**Figura 4.17 ► Marco conceptual de la resiliencia climática para los sistemas energéticos**



*La resiliencia climática permite a los sistemas energéticos planificar, prepararse, resistir, adaptarse y recuperarse de las alteraciones relacionadas con el clima*

Comprender la resiliencia climática en el sector energético comienza distinguiendo entre tres conceptos clave: peligro, exposición y vulnerabilidad. El peligro se refiere a un evento físico relacionado con el clima, como una sequía, una ola de calor o un incendio forestal; en Chile, los sistemas hidroeléctricos están especialmente expuestos y son vulnerables a estos riesgos climáticos. La exposición se relaciona con la presencia de activos energéticos en áreas donde estos peligros pueden ocurrir; esto incluye, por ejemplo, centrales hidroeléctricas situadas en cuencas fluviales propensas a la sequía. La vulnerabilidad refleja cuán susceptibles son esos activos a daños o interrupciones, teniendo en cuenta su diseño, estado y capacidad adaptativa.

Mejorar la resiliencia climática, por ejemplo mediante una generación más diversificada, mejores previsiones y la mejora de la infraestructura, ayuda a garantizar un suministro eléctrico más seguro, fiable y asequible. Sin embargo, invertir en resiliencia puede presentar

desafíos de asequibilidad a corto plazo, ya que medidas como el refuerzo de la red, el almacenamiento de energía o la reubicación de infraestructura vulnerable requieren capital inicial. La planificación energética sostenible implica inevitablemente equilibrar los costos de mejorar la resiliencia con los beneficios, como un menor riesgo de cortes, menores costos de recuperación y una mayor fiabilidad del sistema.

#### 4.4.2 *Vista general de las condiciones climáticas en Chile: tendencias recientes y proyecciones*

La diversidad de zonas geográficas y climáticas en Chile significa que los impactos del cambio climático varían significativamente según la región, cada una enfrentándose a riesgos distintos. La forma alargada y la topografía variada de Chile plantean desafíos para la planificación energética nacional y la resiliencia de la infraestructura. La conclusión es que se necesitan enfoques de adaptación al clima específicos para cada región.

##### *Temperatura*

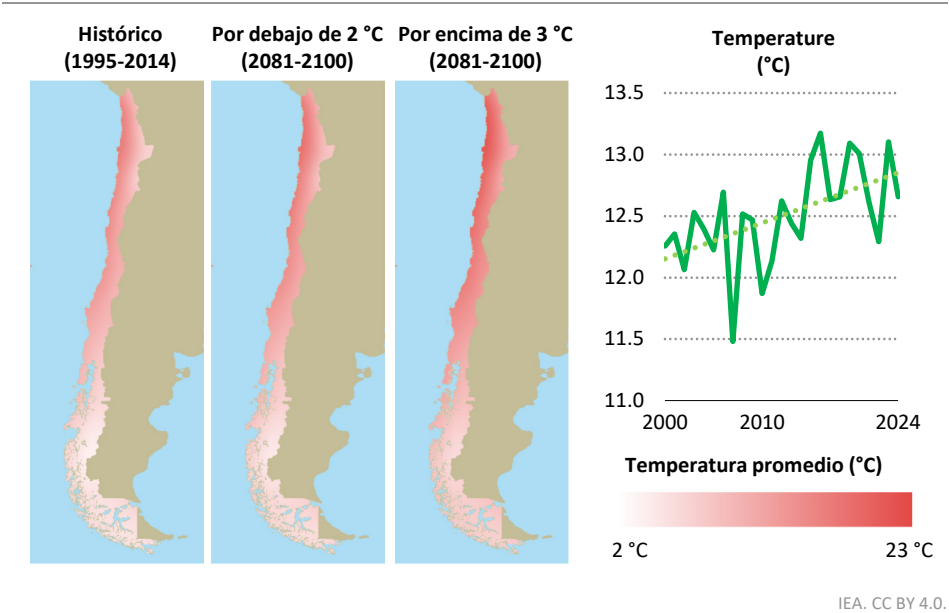
La temperatura promedio anual en Chile ha aumentado a un ritmo de 0,18 grados centígrados (°C) por década entre 1981 y 2022, y el país ha experimentado ocho de los diez años más cálidos de su historia registrada en las últimas dos décadas. Los aumentos de temperatura varían en magnitud, donde las zonas costeras se calientan más lentamente que otras debido al efecto moderador del océano. Si las temperaturas promedio continúan subiendo, es probable que las oscilaciones entre temperaturas extremas se vuelvan más frecuentes, con episodios de frío intenso en invierno y olas de calor en verano cada vez más habituales.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) proyecta que la temperatura media de la superficie terrestre de Chile, en un escenario de bajas emisiones (por debajo de 2 °C)<sup>9</sup> será 1,72 °C más alta que los niveles preindustriales (1850-1900) a mediados de siglo y 1,78 °C más alta a finales de siglo. En un escenario de altas emisiones (por encima de 3 °C)<sup>10</sup>, se proyecta que Chile experimente un calentamiento de 2,2 °C a mediados de siglo y de 3,7 °C a finales de siglo. En este escenario de altas emisiones, el IPCC proyecta que la temperatura en la región norte de Arica y Parinacota aumente hasta 4,98 °C por encima de los niveles preindustriales a finales de siglo, mientras que se proyecta que la región sur de Magallanes y Antártica Chilena se caliente 2,7 °C en el mismo periodo (Figura 4.18).

<sup>9</sup> “Menos de 2 °C” corresponde al escenario del IPCC SSP1-2.6 (Sexto Informe de Evaluación, [IPCC, 2021]) y es el más cercano al APS.

<sup>10</sup> “Por encima de los 3 °C” corresponde al escenario del IPCC SSP 3-7.0 (Sexto Informe de Evaluación).

**Figura 4.18 ▶ Evolución de la temperatura promedio en Chile e impacto proyectado del cambio climático**



*Las temperaturas están subiendo de forma constante en Chile debido al cambio climático, siendo las regiones del norte las que experimentan el calentamiento más pronunciado*

Fuente: análisis AIE basado en el IPCC (2021) interpolado a 0,1 grados Celsius (°C).

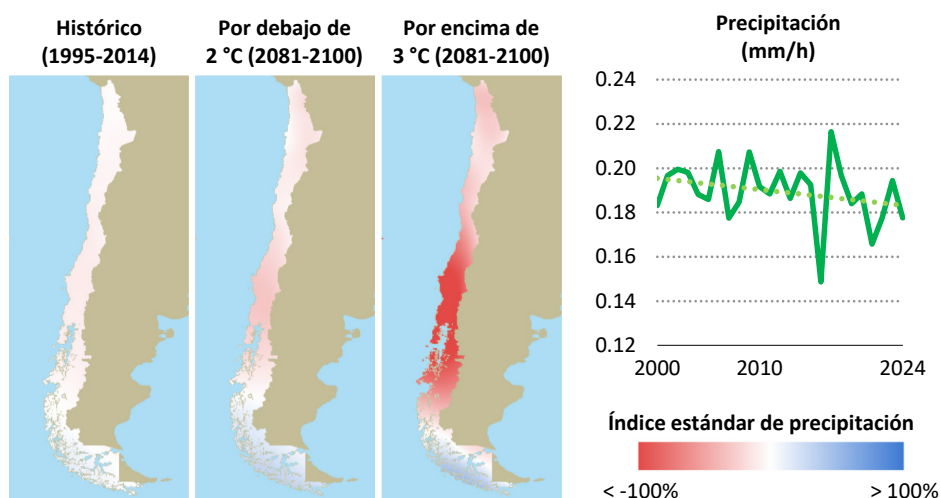
### Precipitaciones

Chile ha estado sufriendo un descenso de precipitaciones desde la década de 1960. La precipitación anual ha disminuido a una tasa promedio de 26 milímetros (mm) por década, con las mayores caídas (4-16% por década) produciéndose en las regiones sur y centro. Esto está desplazando la zona centro-sur de Chile hacia un clima semiárido. Los caudales de los ríos han disminuido y el manto de nieve y los glaciares están retrocediendo. En contraste, las regiones secas del norte, algunas de las cuales reciben menos de 70 mm de precipitación al año, han mostrado un ligero aumento de las precipitaciones.

Chile experimentó una sequía extrema y excepcionalmente prolongada en el periodo 2010-2015. Los estudios relacionaron aproximadamente el 25% del déficit de precipitación durante esta sequía con el cambio climático (*Center for Climate and Resilience Research*, 2015). Esta sequía prolongada fue perjudicial para la agricultura y los ecosistemas, y provocó más incendios forestales de lo habitual. Los embalses hidroeléctricos para generación eléctrica y riego agrícola alcanzaron mínimos históricos: la generación hidroeléctrica cayó 12 puntos porcentuales en el periodo 2010-2015 respecto a la década anterior, y Chile tuvo que compensar con generación e importaciones basadas en combustibles fósiles.

Se prevé que Chile enfrente un descenso generalizado de las precipitaciones para finales de siglo, aunque existen disparidades regionales significativas. Bajo el escenario de bajas emisiones (por debajo de 2 °C), la precipitación promedio podría caer un 6%, mientras que regiones centrales como Valparaíso y Santiago podrían experimentar descensos superiores al 14%. En el escenario de altas emisiones (por encima de 3 °C), la precipitación promedio podría disminuir un 16%, con algunas regiones registrando reducciones superiores al 30% en comparación con los niveles preindustriales (Figura 4.19).

**Figura 4.19** ▶ Evolución de la precipitación promedio en Chile e impacto proyectado del cambio climático



IEA. CC BY 4.0.

*Se proyecta que la precipitación continúe disminuyendo en las próximas décadas, con el centro y el sur de Chile como las zonas más afectadas*

Notas: mm/h = milímetro por hora. El Índice Estándar de Precipitación cuantifica las anomalías de precipitación entre 2081 y 2100 en relación con el promedio climatológico en el periodo preindustrial (1850-1900). Los valores cercanos a -100 representan condiciones extremadamente secas (sequía severa), mientras que los valores cercanos a 100 indican condiciones extremadamente húmedas.

Fuentes: análisis de la AIE basado en el IPCC (2021) interpolado a 0,1 °C.

#### 4.4.3 Impactos de las amenazas naturales y el cambio climático en el sistema eléctrico de Chile

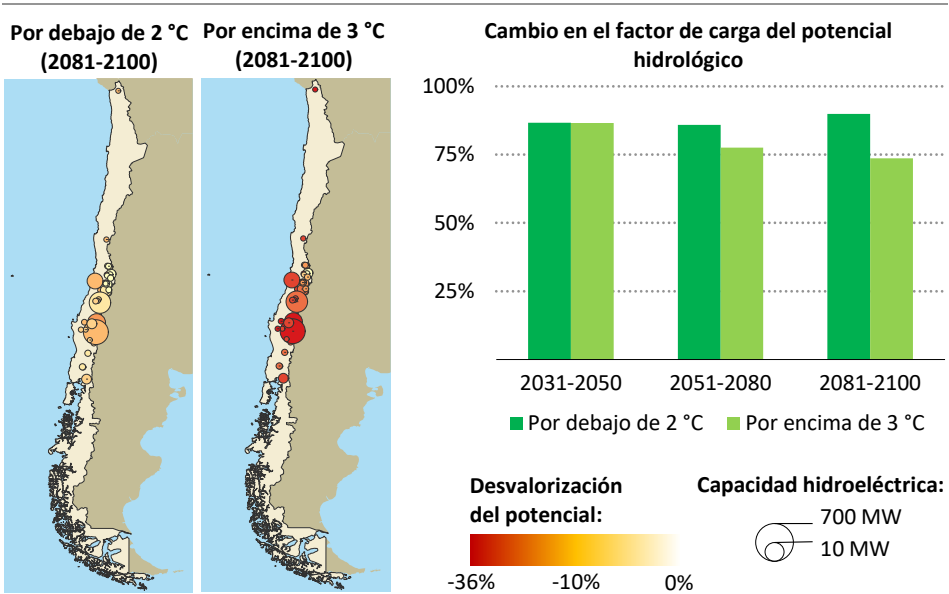
##### Impactos del cambio climático en la energía hidroeléctrica

Se prevé que la generación hidroeléctrica en Chile disminuya para el año 2100 debido a la reducción de precipitaciones y de caudales en regiones clave como los Andes Centrales y la Patagonia. La energía hidroeléctrica siempre ha sido una piedra angular del suministro eléctrico chileno, representando en promedio el 27% de la combinación en la última década, y se espera que siga contribuyendo de forma importante a la seguridad del suministro (ver

el Capítulo 2). Un clima más seco significa menos precipitaciones y menos deshielo, lo que se traduce en caudales de ríos y niveles de embalses más bajos, reduciendo así el potencial de generación hidroeléctrica.

Se espera que casi todas las grandes centrales hidroeléctricas de Chile enfrenten un clima más seco a mediados de siglo, especialmente las de las regiones centrales. En escenarios que muestran un calentamiento global de 3 °C o más, al menos el 50% de la capacidad hidroeléctrica instalada está expuesta a condiciones moderada o significativamente más secas a finales de siglo. Si no se implementan medidas de adaptación, los modelos proyectan que los factores promedios de carga potencial hidrológicos podrían disminuir un 10% bajo un escenario de bajas emisiones (por debajo de 2 °C) para 2100, y un 25% bajo un escenario de altas emisiones (por encima de 3 °C); este último resultado está en línea con el Plan Nacional de Adaptación, que cita una caída esperada del 22% en el factor de capacidad hidroeléctrica para 2100 bajo un escenario de alto calentamiento.

**Figura 4.20** ► Cambio en el factor de carga potencial hidrológico por central hidroeléctrica bajo diversos escenarios climáticos en relación con los niveles actuales



IEA. CC BY 4.0.

*Se espera que casi todas las grandes centrales hidroeléctricas de Chile enfrenten un clima más seco, lo que podría reducir su potencial de generación en un 25% para finales de siglo*

Notas: “Por debajo de 2 °C” corresponde al escenario del IPCC SSP1-2.6; “Por encima de 3 °C” corresponde al escenario del IPCC SSP3-7.0.

Fuentes: análisis de la AIE basado en el IPCC (2021) interpolado a 0,1 °C.

También se espera que la variabilidad hidrológica se intensifique, provocando fluctuaciones más amplias en la disponibilidad de energía hidroeléctrica a lo largo del tiempo. Aunque una reducción del potencial hidrológico afecta a la producción hidroeléctrica, estimar el descenso absoluto de la generación es complicado porque una disminución en los caudales de entrada no se traduce directamente en una caída inmediata de la generación. Las prácticas de gestión de embalses, como el almacenamiento estacional de agua y el balanceo multianual, permiten a los operadores amortiguar las variaciones a corto plazo en los caudales de entrada y optimizar la generación.

Las proyecciones climáticas indican sequías más frecuentes y posiblemente precipitaciones más erráticas, por ejemplo chubascos intensos en algunos años, que pueden causar inundaciones. Sin embargo, los años muy lluviosos no compensan necesariamente los periodos secos, y la escorrentía intensa causada por lluvias fuertes puede aumentar el uso de aliviaderos y acelerar la acumulación de sedimentos, lo que reduce el rendimiento de las presas hidroeléctricas y exige un mayor mantenimiento. Niveles elevados de calentamiento podrían hacer que las oscilaciones interanuales en el potencial hidrológico se amplíen, de modo que en algunos años esté solo ligeramente por debajo del promedio histórico y en otros sea extremadamente bajo, con una caída de más del 40% en la capacidad en los peores años (Figura 4.20). El aumento de la variabilidad complica la planificación energética: el sistema eléctrico debe ser resistente tanto a sequías de varios años como a choques repentinos, ya sean húmedos o secos.

El Plan Nacional de Adaptación del Sector Energético, que actualmente se está actualizando en el marco de la Ley Marco de Cambio Climático de 2022, señala explícitamente la disminución de la disponibilidad de agua para la energía como un tema prioritario. Las estrategias clave para mitigar este riesgo incluyen diversificar la mezcla de generación y reforzar la infraestructura. En particular:

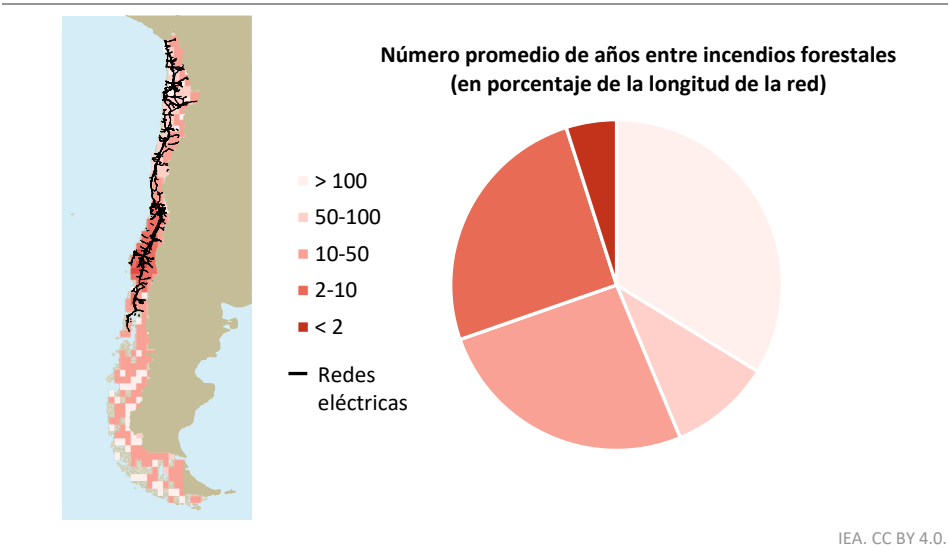
- La capacidad solar, eólica y de almacenamiento está creciendo rápidamente y no depende directamente del agua.
- Las mejoras en la red permitirán una mayor integración regional tanto dentro de Chile como con los países vecinos.
- Se están considerando nuevas tecnologías de refrigeración, como la refrigeración en seco o híbrida, para las centrales térmicas, con el fin de reducir su dependencia del agua dulce.
- Se están estableciendo acuerdos de contingencia. Algunas plantas ya han asegurado fuentes de agua de reserva o construido nueva infraestructura, por ejemplo tuberías desde fuentes de agua más fiables.

La mejora de la previsión de los caudales hidrológicos, la planificación integrada de recursos que tenga en cuenta la incertidumbre climática y el mantenimiento de márgenes de reserva desempeñan un papel importante en la mitigación de riesgos.

Riesgos de incendios forestales

Los incendios forestales representan un riesgo particular en Chile debido a su clima semiárido y a su vegetación resinosa de rápido crecimiento. En 2024, las temperaturas excepcionalmente altas vinculadas a El Niño y una sequía de una década provocaron la quema de más de 43.000 hectáreas de bosque, con importantes impactos humanos y económicos. Los incendios forestales recientes han sido más intensos que en el pasado debido a la falta de lluvias, picos extremos de temperatura y bosques de plantación altamente inflamables con grandes extensiones de pino y eucalipto. Las redes eléctricas son especialmente vulnerables a estos incendios. Las fallas en la red también pueden desencadenar incendios forestales, creando un riesgo bidireccional que exige una gestión proactiva del sistema y salvaguardas operativas robustas.

**Figura 4.21 ▶ La exposición de la red eléctrica de Chile al riesgo de incendios forestales, 2024**



IEA. CC BY 4.0.

**Más del 30% de las redes eléctricas en Chile se encuentran en zonas donde es probable que se produzcan incendios forestales al menos una vez cada diez años**

Notas: El mapa muestra la probabilidad anual promedio de que al menos un incendio ocurra dentro de una celda de cuadrícula de 0,5° × 0,5° (casi 2 500 km²). Las probabilidades se estiman utilizando un modelo lineal generalizado binomial negativo basado en registros históricos de incendios, la densidad de carbono de biomasa sobre el suelo y el Índice de Clima de Incendios. Las clases de probabilidad (<1%, 1-2%, 2-10%, 10-50% y 50-100%) se expresan como el intervalo promedio correspondiente entre incendios en cada celda de la cuadrícula: más de 100, 50-100, 10-50, 2-10 y menos de dos años, respectivamente. Estos intervalos representan expectativas estadísticas a largo plazo más que predicciones precisas para años individuales.

Fuentes: análisis de la AIE basado en: Servicio de Cambio Climático Copernicus (2019); Giglio et al. (2018); Santoro et al. (2021); OpenStreetMap (2025).

Las líneas de transmisión y distribución suelen atravesar zonas boscosas o rurales, y los incendios pueden provocar fácilmente que postes de madera o instalaciones auxiliares se

incendios. Los incendios forestales también pueden causar apagones generalizados al inutilizar líneas eléctricas o subestaciones clave, envolver las centrales eléctricas, restringir el acceso para el suministro de combustible o dañar torres y depositar hollín en los aisladores, lo que puede provocar chispas o cortocircuitos en las líneas. Además, las chispas de las líneas eléctricas pueden provocar incendios forestales si la vegetación y el suelo circundantes están suficientemente secos. En resumen, los incendios forestales suponen una amenaza real y directa para la seguridad del suministro eléctrico.

El análisis de la AIE indica que más del 25% de la red en Chile se encuentra en zonas donde es probable que se produzca un incendio forestal cada dos a diez años en promedio, y que el 5% de la red está en zonas donde los incendios forestales probablemente ocurran más de una vez cada dos años (Figura 4.21). Bajo las condiciones climáticas actuales, el riesgo de incendios forestales en Chile es mayor en las zonas semiáridas y en la región central de La Araucanía. Las investigaciones indican que los riesgos también aumentarán gradualmente en las regiones del sur, a medida que las condiciones más cálidas y secas se extienden a la región de los lagos de Chile y a la Patagonia. Un estudio basado en proyecciones climáticas encontró que la probabilidad de incendios forestales aumenta ligeramente en un escenario de bajas emisiones y considerablemente en uno de altas emisiones. El mismo estudio señaló que las praderas y bosques nativos del sur de Chile podrían volverse mucho más propensos al fuego a mediados y finales de siglo, y que los incendios podrían extenderse a zonas de alta biomasa que rara vez ardían antes. (Gajardo et al., 2025)

Tras los incendios de 2024, Chile creó el Servicio Nacional Forestal (Sernapor) para supervisar la gestión forestal con énfasis en la productividad sostenible y la mitigación del riesgo de incendios. Sernapor tiene la tarea de coordinar el Plan Nacional para la Reducción del Riesgo de Incendios Forestales, que actualmente pone más énfasis en las estrategias de supresión que en la prevención. Las medidas de adaptación para reforzar la resiliencia frente a incendios forestales se están convirtiendo en una necesidad. Estas incluyen:

- **Gestión de la vegetación:** asegurar una franja de seguridad adecuada, por ejemplo zonas de amortiguamiento de vegetación, alrededor de líneas eléctricas, subestaciones y postes críticos. (Las prácticas de gestión de la vegetación forman parte de los costos de mantenimiento ya incorporados en la modelización de costos de la AIE.)
- **Endurecimiento de la infraestructura y soterramiento de líneas eléctricas:** sustituir postes de madera por estructuras de acero o de hormigón en zonas de alto riesgo, aislar líneas críticas y utilizar tecnologías como conductores cubiertos, que son menos propensos a producir chispas. Desplegar más sensores en las líneas permite detectar fallos rápidamente para aislar tramos antes de que provoquen incendios.
- **Mejora del monitoreo y respuesta:** uso de detección de incendios por satélite y de estaciones meteorológicas dedicadas para recibir alertas tempranas de focos cercanos a activos clave de la red. Las compañías eléctricas en Chile están empezando a emplear drones y teledetección para patrullar las líneas en busca de daños inmediatamente después de un incendio, con el fin de acelerar la restauración.

- **Planificación del uso del suelo:** coordinación con las agencias forestales para gestionar el paisaje y crear cortafuegos cerca de los principales corredores de transmisión.

#### 4.4.4 Potenciar la resiliencia

##### *Preparación política para la resiliencia climática*

En los últimos cinco años, Chile ha desarrollado su marco de política energética para abordar la resiliencia climática, especialmente en el sector eléctrico. La Ley Marco sobre Cambio Climático de 2022 y el plan energético a largo plazo (PELP) actualizado consideran la resiliencia como un objetivo central, exigiendo planes sectoriales de adaptación e integrando los riesgos climáticos en la planificación energética de largo plazo. Las medidas clave incluyen diversificar la generación de electricidad, ampliar el almacenamiento de energía y fortalecer la infraestructura de la red. El Plan de Adaptación al Sector Energético de 2018 identificó acciones prioritarias, y estas se están actualizando para un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático más detallado. La agencia de gestión de riesgos de desastres SENAPRED, establecida en 2021, coordina la preparación y la respuesta entre sectores.

Aunque Chile ya ha avanzado mucho en la incorporación de la resiliencia y la adaptación en la elaboración de políticas energéticas, aún hay margen para hacer más:

- Aunque los objetivos de resiliencia están bien definidos, garantizar una adopción y aplicación coherentes por parte de todos los actores del sector energético, especialmente las pequeñas empresas eléctricas y los gobiernos locales, sigue siendo un desafío.
- La evaluación del riesgo climático aún no está sistemáticamente integrada en las primeras etapas de la planificación y autorización de infraestructuras energéticas, lo que puede limitar la eficacia a largo plazo de las medidas de resiliencia.
- Aunque Chile cuenta con sólidas herramientas analíticas, estandarizar su uso por parte de actores públicos y privados mejoraría la coordinación y la toma de decisiones.
- Es necesaria una inversión sostenida para alcanzar objetivos de resiliencia como el refuerzo de la red y el almacenamiento a gran escala, respaldada por incentivos regulatorios y acceso a financiamiento climático.
- El marco de políticas chileno permite actualizaciones, y estas deben estar impulsadas por un ciclo sistemático de evaluación y adaptación basado en nuevos datos climáticos.
- La participación pública ha sido una fortaleza en la planificación nacional, pero aún se podría hacer más para ampliar la participación a nivel local, especialmente en las comunidades más vulnerables.

##### *Mejora de la resiliencia de la red eléctrica*

La geografía y el aislamiento de Chile generan desafíos de resiliencia para su sistema eléctrico: su extensa red de transmisión atraviesa terrenos sísmicamente activos, bosques y zonas costeras, mientras que las limitadas conexiones transfronterizas restringen la

capacidad de equilibrar el suministro durante periodos de tensión. El corte de suministro eléctrico nacional de febrero de 2025, causado por una avería en una importante línea de transmisión de 500 kilovoltios, fragmentó la red en islas (ver el Capítulo 1, Cuadro 1.1) y puso de manifiesto que la resiliencia no solo consiste en restaurar el servicio tras una interrupción, sino en reforzar la planificación, las operaciones y la infraestructura para prevenir fallos, contener su propagación y recuperarse rápidamente. Para Chile, donde terremotos, erupciones volcánicas, inundaciones y deslizamientos de tierra se combinan con una alta penetración de energías renovables, fortalecer la resiliencia requiere un enfoque integral y por capas, construido en torno a tres pilares principales: prevención, contención y recuperación. Todas las acciones en estas tres áreas tendrán un costo, y algunas podrían ser muy costosas, lo que significa que sus costos y beneficios deberán sopesarse cuidadosamente y que habrá que establecer prioridades clave.

La prevención, el primer pilar, pretende reducir la probabilidad de un apagón eléctrico asegurando que las redes se adapten para reflejar su perfil de generación en evolución. El rápido crecimiento de la energía solar y eólica, especialmente en el norte, ya ha saturado los corredores de transmisión existentes. Proyectos estratégicos como la línea de corriente continua de alta tensión Entre Ríos–Lo Aguirre son fundamentales para trasladar el excedente de energía solar a los centros de demanda del centro del país. Construir redes de transmisión malladas podría ofrecer redundancia y flexibilidad, aunque su costo implica que los proyectos deben ser cuidadosamente priorizados. La planificación preventiva también requiere la incorporación de mapas de peligros en el trazado de las líneas para tener en cuenta los riesgos sísmicos, volcánicos y de deslizamientos de tierra. El endurecimiento de la infraestructura es igualmente importante: las subestaciones y torres deben diseñarse o adaptarse para resistir terremotos y tormentas, y el soterramiento de líneas en las ciudades puede reducir los riesgos asociados a incendios forestales y tormentas. En zonas propensas a inundaciones o en áreas costeras, elevar la infraestructura puede reducir la vulnerabilidad a tsunamis o inundaciones.

Existen varias otras formas de reforzar la prevención. Las compañías eléctricas pueden mitigar los riesgos que suponen los incendios forestales mediante la gestión de la vegetación, el uso de materiales resistentes al fuego, sistemas de detección de fallos y el despliegue de tecnologías como unidades de prevención de chispas para reducir los riesgos de ignición desde los equipos eléctricos. Además, las microredes en comunidades remotas o vulnerables pueden reducir la dependencia de líneas de transmisión largas y expuestas. El seguimiento del estado de los activos de alta tensión puede mejorarse mediante la digitalización y el uso de herramientas como imágenes satelitales e inteligencia artificial, que pueden detectar la invasión de la vegetación o los primeros signos de debilidad estructural. Con una generación renovable no sincrónica más variable, mantener la estabilidad de la red se vuelve más complicado. Las soluciones incluyen condensadores síncronos, compensadores síncronos estáticos (STATCOM), almacenamiento en baterías e inversores inteligentes con capacidades de formación de red. Estas soluciones dependen de redes de comunicación resilientes y de una ciberseguridad robusta para funcionar eficazmente. A medida que la red y sus necesidades de resiliencia evolucionan junto con los avances tecnológicos, la adaptación de

la regulación debe acelerarse en consecuencia para proporcionar la flexibilidad y la certeza necesarias para una implementación oportuna.

La contención, el segundo pilar, se centra en limitar el impacto de los fallos una vez que ocurren. Se pueden establecer planes para utilizar recursos distribuidos, como almacenamiento y microrredes, a fin de mantener cargas críticas como hospitales, servicios de emergencia o redes de comunicación durante interrupciones de la red principal. La gestión de la demanda y el corte de carga dirigido son herramientas adicionales para preservar la estabilidad cuando el sistema eléctrico está bajo presión. Los sistemas avanzados de monitoreo y las comunicaciones en tiempo real mejoran la visibilidad del operador, permitiendo intervenciones rápidas antes de que pequeños fallos se agraven, y la existencia de múltiples vías de comunicación aumenta la resiliencia. Reforzar el soporte de tensión en áreas débiles de la red ayuda a mantener el sistema estable y funcionando dentro de límites seguros durante cambios repentinos en la demanda o la oferta de electricidad. Todas estas medidas pueden ayudar a contener fallos y perturbaciones del sistema.

La recuperación, el tercer pilar, garantiza una restauración rápida tras un incidente. Los programas de certificación de operadores y las simulaciones de alta fidelidad están mejorando la preparación del personal para la respuesta a crisis. En periodos de alto riesgo, las plantas de arranque en negro, las subestaciones y los centros de comunicación críticos requerirán personal en el lugar, sistemas de comunicación de respaldo y equipos preposicionados para reducir los tiempos de restauración. Estas medidas proporcionan una red de seguridad, asegurando que, cuando se produzcan fallos, el sistema pueda volver a estar en línea de forma rápida y segura.

# ANEXOS





## Tablas de datos

### Nota general a las tablas

Este anexo incluye datos históricos y proyectados para el Escenario de Compromisos Anunciados, organizados en cinco conjuntos de datos:

- A.1: Suministro de energía en Chile.
- A.2: Consumo final en Chile.
- A.3: Sector eléctrico en Chile: generación bruta de electricidad y capacidad eléctrica.
- A.4: Emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile: emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales.
- A.5: Indicadores económicos y de actividad en Chile: selección de indicadores económicos y de actividad.

Las definiciones para regiones, combustibles y sectores se detallan en el Anexo C.

Las abreviaturas y siglas utilizadas en las tablas incluyen: CAAGR = tasa media de crecimiento anual compuesta; CCUS = captura, utilización y almacenamiento de carbono; EJ = exajulio; GJ = gigajulio; GW = gigavatio; Mt CO<sub>2</sub> = millones de toneladas de dióxido de carbono; TWh = teravatio-hora. El uso de combustibles fósiles en instalaciones sin CCUS se clasifica como “sin captura de carbono” (*unabated*).

Tanto en el texto de este informe como en las tablas de este anexo, el redondeo puede provocar pequeñas diferencias entre los totales y la suma de sus componentes individuales. Las tasas de crecimiento se calculan sobre una base media anual compuesta y se marcan como “n.a.” cuando el año base es cero o el valor supera 200%. Los valores nulos se indican con “-”.

### Fuentes de datos

El Modelo Global de Energía y Clima es un modelo muy intensivo en datos que abarca todo el sistema energético mundial. Las referencias detalladas sobre las bases de datos y publicaciones utilizadas en la modelización y el análisis pueden encontrarse en el Anexo E del *World Energy Outlook 2025*.

El año base formal de las proyecciones de este año es 2023, dado que es el año más reciente para el cual se dispone de una visión completa de la demanda y la producción de energía. No obstante, se han utilizado datos más recientes siempre que han estado disponibles, y se incluyen en este anexo las estimaciones para 2024 de producción y demanda de energía. Las estimaciones para 2024 se basan en el informe *Global Energy Review 2025* de la AIE, en el que los datos se derivan de diversas fuentes, incluidas las últimas remisiones mensuales de datos al Centro de Datos de Energía de la AIE, otras publicaciones estadísticas de administraciones nacionales y datos recientes de mercado de la serie de informes de mercado de la AIE sobre carbón, petróleo, gas natural, energías renovables y sector eléctrico. Las estimaciones de inversión incluyen datos para 2025 basados en el informe *World Energy*

*Investment 2025* de la AIE. Los datos históricos de capacidad bruta de generación eléctrica (Tabla A.3) provienen de las bases de datos *Power Plant Units* y *World Electric Power Plants*, ambas publicadas por *S&P Global Market Intelligence*; de la base de datos PRIS del Organismo Internacional de Energía Atómica; y de las bases de datos *Global Coal Plant Tracker* y *Global Oil and Gas Plant Tracker*, ambas publicadas por *Global Energy Monitor*.

#### *Nota definitoria: Tablas de suministro y transformación de energía*

El suministro total de energía (TES) equivale a la generación de electricidad y calor más el resto del sector energético, excluyendo electricidad, calor e hidrógeno, más el consumo final total, excluyendo electricidad, calor e hidrógeno. El TES no incluye el calor ambiental de bombas de calor ni el comercio de electricidad. La energía solar en TES incluye la generación solar fotovoltaica (FV), la energía solar de concentración (CSP) y el consumo final de energía solar térmica. Las pérdidas por conversión de biocombustibles son las pérdidas de conversión asociadas a la producción de biocombustibles (principalmente a partir de bioenergía sólida moderna) utilizados en el sector energético. La producción de hidrógeno de bajas emisiones corresponde a producción comercial de hidrógeno de bajas emisiones (excluyendo la producción in situ en instalaciones industriales y refinerías). Los insumos se refieren al total de insumos de combustible y los productos a la producción de hidrógeno. Aunque no se detallan por separado, la energía geotérmica y la energía marina (mareomotriz y undimotriz) se incluyen en la categoría de renovables tanto en el TES como en los sectores de electricidad y calor. Aunque no se detallan por separado, los residuos no renovables y otras fuentes se incluyen en el TES.

#### *Nota definitoria: Tablas de demanda energética*

Los sectores que componen el consumo final total (TFC) incluyen la industria (consumo energético y materias primas), el transporte y las edificaciones (residencial, servicios y otros no especificados). Aunque no se detallan por separado, la agricultura y otros usos no energéticos se incluyen en el TFC. Aunque no se detallan por separado, los residuos no renovables, la energía solar térmica y la energía geotérmica se incluyen en edificaciones, industria y el TFC.

#### *Nota definitoria: Tablas de electricidad*

La generación de electricidad, expresada en teravatios-hora (TWh), y los datos de capacidad eléctrica instalada, expresados en gigavatios (GW), se presentan en términos brutos, es decir, incluyen el consumo propio del generador. La capacidad eléctrica bruta proyectada es la suma de la capacidad existente y las nuevas incorporaciones, menos las retiradas. Aunque no se detallan por separado, otras fuentes se incluyen en la generación total de electricidad. El hidrógeno y el amoníaco son combustibles que pueden ofrecer una alternativa de bajas emisiones a la generación eléctrica con gas natural y carbón, ya sea mediante combustión conjunta o mediante la reconversión completa de las instalaciones. Los niveles de mezcla de hidrógeno en centrales de gas y de amoníaco en centrales de carbón se representan en los escenarios y se reflejan en las tablas. Los valores de generación eléctrica en las tablas se

basan en las participaciones de insumo de combustible, mientras que la capacidad de hidrógeno y amoníaco se deriva suponiendo un factor de capacidad típico.

#### *Nota definitoria: tablas de emisiones de CO<sub>2</sub>*

El CO<sub>2</sub> total incluye las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles fósiles y residuos no renovables; de los procesos industriales y de transformación de combustibles (emisiones de proceso); y de la quema en antorcha (*flaring*) y la eliminación de CO<sub>2</sub>. La eliminación de CO<sub>2</sub> incluye lo siguiente: emisiones capturadas y almacenadas procedentes de la combustión de bioenergía y residuos renovables; de la producción de biocombustibles; y por captura directa del aire.

Las dos primeras entradas suelen comunicarse como bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). Cabe señalar que parte del CO<sub>2</sub> capturado en la producción de biocombustibles y mediante captura directa de aire se utiliza para producir combustibles sintéticos, lo cual no se contabiliza como eliminación de CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> total capturado incluye el dióxido de carbono capturado en instalaciones con CCUS (por ejemplo, generación eléctrica e industria) y el CO<sub>2</sub> atmosférico capturado mediante captura directa de aire, pero excluye el CO<sub>2</sub> capturado y utilizado para la producción de urea.

#### *Nota definitoria: Indicadores económicos y de actividad*

La intensidad de emisiones, expresada en gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora (g CO<sub>2</sub> por kWh), se calcula sobre la base de las plantas exclusivamente eléctricas y del componente eléctrico de las centrales de cogeneración de calor y electricidad (CHP).<sup>1</sup> Los productos químicos primarios incluyen etileno, propileno, aromáticos, metanol y amoníaco. Los datos de producción industrial de aluminio excluyen la producción basada en chatarra generada internamente. La actividad de camiones pesados incluye la actividad de carga de camiones medianos y camiones pesados.

Las abreviaturas utilizadas incluyen: PIB = producto interno bruto; GJ = gigajulio; m<sup>2</sup> = metro cuadrado; Mt = millones de toneladas; pkm = pasajero-kilómetro; PPA = paridad de poder adquisitivo; tkm = tonelada-kilómetro.

#### *Licencias del Anexo A*

Sujeto al Aviso de la AIE para contenido licenciado bajo Creative Commons, este Anexo A de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Chile 2050 está licenciado bajo una licencia International Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0.



<sup>1</sup> Para derivar las emisiones asociadas únicamente a la generación eléctrica de las centrales de CHP, se asume que la producción de calor de una planta de CHP tiene una eficiencia de 90% y que el resto del insumo de combustible se asigna a la generación de electricidad.

**Tabla A.1: Suministro de energía en Chile**

|                                                       | Escenario de Compromisos Anunciados (PJ) |              |              |              |              |              | Acciones (%) |            |            | CAAGR (%) de 2024 a |             |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|---------------------|-------------|
|                                                       | 2010                                     | 2023         | 2024         | 2035         | 2040         | 2050         | 2024         | 2035       | 2050       | 2035                | 2050        |
| <b>Suministro total de energía</b>                    | <b>1 280</b>                             | <b>1 684</b> | <b>1 679</b> | <b>2 026</b> | <b>2 111</b> | <b>2 443</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>1.7</b>          | <b>1.5</b>  |
| <b>Energías renovables</b>                            | <b>287</b>                               | <b>583</b>   | <b>609</b>   | <b>1 219</b> | <b>1 526</b> | <b>2 138</b> | <b>36</b>    | <b>60</b>  | <b>88</b>  | <b>6.5</b>          | <b>4.9</b>  |
| Solar                                                 | -                                        | 69           | 78           | 375          | 542          | 904          | 5            | 19         | 37         | 15                  | 9.9         |
| Eólica                                                | 1                                        | 34           | 38           | 268          | 356          | 512          | 2            | 13         | 21         | 19                  | 11          |
| Hidroeléctrica                                        | 78                                       | 85           | 94           | 90           | 90           | 90           | 6            | 4          | 4          | -0.4                | -0.2        |
| Bioenergía sólida moderna                             | 206                                      | 367          | 370          | 367          | 352          | 334          | 22           | 18         | 14         | -0.1                | -0.4        |
| Bioenergía líquida moderna                            | -                                        | -            | -            | 4            | 5            | 7            | -            | 0          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| Bioenergía gaseosa moderna                            | 1                                        | 15           | 15           | 20           | 18           | 30           | 1            | 1          | 1          | 2.6                 | 2.7         |
| <b>Uso tradicional de la biomasa</b>                  | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Nuclear</b>                                        | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Gas natural</b>                                    | <b>178</b>                               | <b>246</b>   | <b>227</b>   | <b>202</b>   | <b>176</b>   | <b>151</b>   | <b>14</b>    | <b>10</b>  | <b>6</b>   | <b>-1.1</b>         | <b>-1.6</b> |
| Sin captura de carbono                                | 154                                      | 216          | 194          | 164          | 137          | 113          | 12           | 8          | 5          | -1.5                | -2.1        |
| Con CCUS                                              | -                                        | -            | -            | -            | -            | 1            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Petróleo</b>                                       | <b>628</b>                               | <b>719</b>   | <b>724</b>   | <b>592</b>   | <b>403</b>   | <b>149</b>   | <b>43</b>    | <b>29</b>  | <b>6</b>   | <b>-1.8</b>         | <b>-5.9</b> |
| Uso no energético                                     | 13                                       | 41           | 40           | 41           | 36           | 24           | 2            | 2          | 1          | 0.2                 | -1.9        |
| <b>Carbón</b>                                         | <b>187</b>                               | <b>134</b>   | <b>120</b>   | <b>13</b>    | <b>5</b>     | <b>4</b>     | <b>7</b>     | <b>1</b>   | <b>0</b>   | <b>-18</b>          | <b>-12</b>  |
| Sin captura de carbono                                | 187                                      | 134          | 120          | 12           | 5            | 3            | 7            | 1          | 0          | -19                 | -13         |
| Con CCUS                                              | -                                        | -            | -            | -            | -            | 1            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Sectores de electricidad y calor</b>               | <b>403</b>                               | <b>666</b>   | <b>645</b>   | <b>1 094</b> | <b>1 364</b> | <b>1 949</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>4.9</b>          | <b>4.3</b>  |
| <b>Energías renovables</b>                            | <b>95</b>                                | <b>399</b>   | <b>419</b>   | <b>1 012</b> | <b>1 307</b> | <b>1 893</b> | <b>65</b>    | <b>93</b>  | <b>97</b>  | <b>8.3</b>          | <b>6.0</b>  |
| Energía PV                                            | -                                        | 66           | 74           | 364          | 503          | 817          | 11           | 33         | 42         | 16                  | 9.7         |
| Eólica                                                | 1                                        | 34           | 38           | 268          | 356          | 512          | 6            | 24         | 26         | 19                  | 11          |
| Hidroeléctrica                                        | 78                                       | 85           | 94           | 90           | 90           | 90           | 15           | 8          | 5          | -0.4                | -0.2        |
| Bioenergía                                            | 15                                       | 201          | 199          | 205          | 96           | 196          | 31           | 19         | 10         | 0.3                 | -0.1        |
| <b>Hidrógeno</b>                                      | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Amoníaco</b>                                       | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Nuclear</b>                                        | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Gas natural sin captura de carbono</b>             | <b>73</b>                                | <b>132</b>   | <b>105</b>   | <b>76</b>    | <b>56</b>    | <b>55</b>    | <b>16</b>    | <b>7</b>   | <b>3</b>   | <b>-2.9</b>         | <b>-2.5</b> |
| <b>Gas natural con CCUS</b>                           | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Petróleo</b>                                       | <b>73</b>                                | <b>16</b>    | <b>13</b>    | -            | -            | -            | <b>2</b>     | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Carbón sin captura de carbono</b>                  | <b>161</b>                               | <b>119</b>   | <b>109</b>   | <b>6</b>     | -            | -            | <b>17</b>    | <b>1</b>   | -          | <b>-23</b>          | <b>n.a.</b> |
| <b>Carbón con CCUS</b>                                | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Otros sectores energéticos</b>                     | <b>88</b>                                | <b>43</b>    | <b>53</b>    | <b>496</b>   | <b>747</b>   | <b>1 298</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>23</b>           | <b>13</b>   |
| <b>Pérdidas por conversión de biocombustibles</b>     | -                                        | <b>3</b>     | <b>3</b>     | <b>7</b>     | <b>9</b>     | <b>9</b>     | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>8.0</b>          | <b>4.3</b>  |
| <b>Hidrógeno de bajas emisiones (fuera del sitio)</b> |                                          |              |              |              |              |              |              |            |            |                     |             |
| Insumos de producción                                 | -                                        | -            | -            | 239          | 371          | 667          | 100          | 100        | 100        | n.a.                | n.a.        |
| Producción (salidas)                                  | -                                        | -            | -            | 168          | 265          | 494          | 100          | 100        | 100        | n.a.                | n.a.        |
| Para combustibles a base de hidrógeno                 | -                                        | -            | -            | 163          | 250          | 442          | -            | 97         | 89         | n.a.                | n.a.        |

**Tabla A.2: Consumo final en Chile**

|                                    | Escenario de Compromisos Anunciados (PJ) |              |              |              |              |              | Acciones (%) |            |            | CAAGR (%) de 2024 a |             |
|------------------------------------|------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|---------------------|-------------|
|                                    | 2010                                     | 2023         | 2024         | 2035         | 2040         | 2050         | 2024         | 2035       | 2050       | 2035                | 2050        |
| <b>Consumo final total</b>         | <b>1 010</b>                             | <b>1 301</b> | <b>1 310</b> | <b>1 312</b> | <b>1 206</b> | <b>1 070</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>0.0</b>          | <b>-0.8</b> |
| Electricidad                       | 197                                      | 304          | 306          | 409          | 485          | 589          | 23           | 31         | 55         | 2.7                 | 2.6         |
| Combustibles líquidos              | 507                                      | 693          | 690          | 591          | 412          | 163          | 53           | 45         | 15         | -1.4                | -5.4        |
| Biocombustibles                    | -                                        | -            | -            | 4            | 5            | 7            | -            | 0          | 1          | n.a.                | n.a.        |
| Amoníaco                           | -                                        | -            | -            | -            | 1            | 1            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| Petróleo sintético                 | -                                        | -            | -            | -            | 2            | 4            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| Petróleo                           | 507                                      | 693          | 690          | 586          | 405          | 152          | 53           | 45         | 14         | -1.5                | -5.7        |
| Combustibles gaseosos              | 99                                       | 104          | 111          | 124          | 128          | 147          | 8            | 9          | 14         | 1.0                 | 1.1         |
| Biometano                          | 1                                        | 1            | 2            | 7            | 10           | 22           | 0            | 1          | 2          | 12                  | 9.7         |
| Hidrógeno                          | -                                        | -            | -            | 4            | 13           | 45           | -            | 0          | 4          | n.a.                | n.a.        |
| Metano sintético                   | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| Gas natural                        | 99                                       | 102          | 109          | 112          | 105          | 79           | 8            | 9          | 7          | 0.2                 | -1.2        |
| Combustibles sólidos               | 206                                      | 197          | 198          | 176          | 161          | 139          | 15           | 13         | 13         | -1.1                | -1.4        |
| Bioenergía sólida                  | 179                                      | 182          | 188          | 171          | 156          | 135          | 14           | 13         | 13         | -0.9                | -1.3        |
| Carbón                             | 27                                       | 14           | 9            | 5            | 5            | 3            | 1            | 0          | 0          | -5.2                | -4.1        |
| Calor                              | -                                        | -            | -            | 1            | 2            | 3            | -            | 0          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Industria</b>                   | <b>400</b>                               | <b>498</b>   | <b>494</b>   | <b>515</b>   | <b>514</b>   | <b>497</b>   | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>0.4</b>          | <b>0.0</b>  |
| Electricidad                       | 129                                      | 178          | 179          | 221          | 236          | 249          | 36           | 43         | 50         | 1.9                 | 1.3         |
| Combustibles líquidos              | 128                                      | 168          | 162          | 121          | 97           | 53           | 33           | 23         | 11         | -2.6                | -4.2        |
| Petróleo                           | 128                                      | 168          | 162          | 121          | 97           | 53           | 33           | 23         | 11         | -2.6                | -4.2        |
| Combustibles gaseosos              | 71                                       | 60           | 66           | 72           | 74           | 85           | 13           | 14         | 17         | 0.8                 | 1.0         |
| Biometano                          | -                                        | 1            | 1            | 3            | 5            | 10           | 0            | 1          | 2          | 11                  | 9.3         |
| Hidrógeno                          | -                                        | -            | -            | 3            | 10           | 33           | -            | 1          | 7          | n.a.                | n.a.        |
| Gas natural sin captura de carbono | 52                                       | 40           | 43           | 38           | 31           | 16           | 9            | 7          | 3          | -1.1                | -3.7        |
| Gas natural con CCUS               | -                                        | -            | -            | -            | -            | 1            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| Combustibles sólidos               | 72                                       | 92           | 87           | 99           | 101          | 102          | 18           | 19         | 21         | 1.2                 | 0.6         |
| Bioenergía sólida moderna          | 46                                       | 77           | 77           | 93           | 96           | 98           | 16           | 18         | 20         | 1.7                 | 0.9         |
| Carbón sin captura de carbono      | 26                                       | 14           | 9            | 5            | 4            | 2            | 2            | 1          | 0          | -5.2                | -5.6        |
| Carbón con CCUS                    | -                                        | -            | -            | -            | -            | 1            | -            | -          | 0          | n.a.                | n.a.        |
| Calor                              | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| Productos químicos                 | 36                                       | 37           | 41           | 53           | 54           | 54           | 8            | 10         | 11         | 2.4                 | 1.1         |
| Hierro y acero                     | 16                                       | 14           | 11           | 7            | 7            | 8            | 2            | 1          | 2          | -4.0                | -1.2        |
| Cemento                            | 12                                       | 11           | 11           | 11           | 11           | 11           | 2            | 2          | 2          | 0.0                 | 0.0         |
| Aluminio                           | -                                        | -            | -            | -            | -            | -            | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |

**Tabla A.2: Consumo final en Chile** (continuación)

|                                |            |            |            | Escenario de<br>Compromisos<br>Anunciados (PJ) |            |            | Acciones<br>(%) |            |            | CAAGR (%)<br>de 2024 a |             |
|--------------------------------|------------|------------|------------|------------------------------------------------|------------|------------|-----------------|------------|------------|------------------------|-------------|
|                                | 2010       | 2023       | 2024       | 2035                                           | 2040       | 2050       | 2024            | 2035       | 2050       | 2035                   | 2050        |
| <b>Transporte</b>              | <b>299</b> | <b>400</b> | <b>405</b> | <b>394</b>                                     | <b>310</b> | <b>216</b> | <b>100</b>      | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>-0.3</b>            | <b>-2.4</b> |
| Electricidad                   | 2          | 5          | 5          | 36                                             | 80         | 141        | 1               | 9          | 65         | 20                     | 14          |
| Combustibles líquidos          | 297        | 394        | 400        | 357                                            | 226        | 64         | 99              | 91         | 30         | -1.0                   | -6.8        |
| Biocombustibles                | -          | -          | -          | 3                                              | 4          | 5          | -               | 1          | 2          | n.a.                   | n.a.        |
| Petróleo                       | 297        | 394        | 400        | 353                                            | 221        | 54         | 99              | 90         | 25         | -1.1                   | -7.4        |
| Combustibles gaseosos          | 1          | 1          | 1          | 1                                              | 3          | 12         | 0               | 0          | 6          | 0.0                    | 10          |
| Biometano                      | -          | -          | -          | -                                              | -          | -          | -               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| Hidrógeno                      | -          | -          | -          | 1                                              | 3          | 12         | -               | 0          | 6          | n.a.                   | n.a.        |
| Gas natural                    | 1          | 1          | 1          | -                                              | -          | -          | 0               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| <b>Por carretera</b>           | <b>263</b> | <b>360</b> | <b>365</b> | <b>352</b>                                     | <b>267</b> | <b>172</b> | <b>90</b>       | <b>89</b>  | <b>80</b>  | <b>-0.3</b>            | <b>-2.9</b> |
| Vehículos ligeros de pasajeros | 117        | 196        | 199        | 210                                            | 155        | 100        | 49              | 53         | 46         | 0.5                    | -2.6        |
| Camiones pesados               | 59         | 52         | 52         | 58                                             | 56         | 42         | 13              | 15         | 19         | 1.0                    | -0.8        |
| <b>Edificaciones</b>           | <b>281</b> | <b>323</b> | <b>331</b> | <b>322</b>                                     | <b>308</b> | <b>297</b> | <b>100</b>      | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>-0.3</b>            | <b>-0.4</b> |
| Electricidad                   | 66         | 110        | 111        | 141                                            | 158        | 189        | 34              | 44         | 64         | 2.2                    | 2.1         |
| Combustibles líquidos          | 58         | 74         | 73         | 58                                             | 39         | 12         | 22              | 18         | 4          | -2.1                   | -6.7        |
| Biocombustibles                | -          | -          | -          | -                                              | -          | -          | -               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| Petróleo                       | 58         | 74         | 73         | 58                                             | 39         | 12         | 22              | 18         | 4          | -2.1                   | -6.7        |
| Combustibles gaseosos          | 22         | 30         | 33         | 38                                             | 39         | 39         | 10              | 12         | 13         | 1.3                    | 0.6         |
| Biometano                      | -          | 1          | 1          | 3                                              | 5          | 12         | 0               | 1          | 4          | 11                     | 10          |
| Hidrógeno                      | -          | -          | -          | -                                              | -          | -          | -               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| Gas natural                    | 21         | 29         | 31         | 34                                             | 33         | 25         | 9               | 11         | 8          | 0.8                    | -0.8        |
| Combustibles sólidos           | 134        | 105        | 110        | 77                                             | 59         | 36         | 33              | 24         | 12         | -3.2                   | -4.2        |
| Bioenergía sólida moderna      | 134        | 105        | 110        | 77                                             | 59         | 36         | 33              | 24         | 12         | -3.2                   | -4.2        |
| Uso tradicional de biomasa     | -          | -          | -          | -                                              | -          | -          | -               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| Carbón                         | 1          | -          | -          | -                                              | -          | -          | -               | -          | -          | n.a.                   | n.a.        |
| Calor                          | -          | -          | -          | 1                                              | 2          | 3          | -               | 0          | 1          | n.a.                   | n.a.        |
| <b>Residencial</b>             | <b>223</b> | <b>241</b> | <b>248</b> | <b>221</b>                                     | <b>201</b> | <b>179</b> | <b>75</b>       | <b>69</b>  | <b>60</b>  | <b>-1.0</b>            | <b>-1.2</b> |
| <b>Servicios</b>               | <b>57</b>  | <b>83</b>  | <b>83</b>  | <b>101</b>                                     | <b>107</b> | <b>118</b> | <b>25</b>       | <b>31</b>  | <b>40</b>  | <b>1.8</b>             | <b>1.4</b>  |

**Tabla A.3: Sector eléctrico en Chile**

|                                                    | Escenario de Compromisos Anunciados (TWh) |           |           |            |            |            | Acciones (%) |            |            | CAAGR (%) de 2024 a |             |
|----------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|---------------------|-------------|
|                                                    | 2010                                      | 2023      | 2024      | 2035       | 2040       | 2050       | 2024         | 2035       | 2050       | 2035                | 2050        |
| <b>Generación total</b>                            | <b>60</b>                                 | <b>90</b> | <b>91</b> | <b>221</b> | <b>285</b> | <b>423</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>8.4</b>          | <b>6.1</b>  |
| <b>Energías renovables</b>                         | <b>24</b>                                 | <b>57</b> | <b>63</b> | <b>210</b> | <b>278</b> | <b>416</b> | <b>69</b>    | <b>95</b>  | <b>98</b>  | <b>12</b>           | <b>7.5</b>  |
| Energía solar fotovoltaica                         | -                                         | 18        | 21        | 101        | 140        | 227        | 23           | 46         | 54         | 16                  | 9.7         |
| Eólica                                             | 0                                         | 9         | 10        | 74         | 99         | 142        | 11           | 34         | 34         | 20                  | 11          |
| Hidroeléctrica                                     | 22                                        | 24        | 26        | 25         | 25         | 25         | 29           | 11         | 6          | -0.4                | -0.2        |
| Bioenergía                                         | 2                                         | 6         | 6         | 7          | 8          | 9          | 6            | 3          | 2          | 2.0                 | 1.9         |
| de la cual BECCS                                   | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| CSP                                                | -                                         | 0         | 0         | -          | 3          | 7          | 0            | -          | 2          | n.a.                | 17          |
| Geotermia                                          | -                                         | 0         | 0         | 2          | 4          | 6          | 0            | 1          | 1          | 18                  | 11          |
| Marina                                             | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Nuclear</b>                                     | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| <b>Hidrógeno y amoníaco</b>                        | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| <b>Combustibles fósiles con CCUS</b>               | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| Carbón con CCUS                                    | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| Gas natural con CCUS                               | -                                         | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Combustibles fósiles sin captura de carbono</b> | <b>36</b>                                 | <b>33</b> | <b>28</b> | <b>11</b>  | <b>7</b>   | <b>7</b>   | <b>31</b>    | <b>5</b>   | <b>2</b>   | <b>-8.3</b>         | <b>-5.2</b> |
| Carbón                                             | 17                                        | 15        | 13        | 1          | -          | -          | 15           | 0          | -          | -23                 | n.a.        |
| Gas Natural                                        | 11                                        | 17        | 13        | 10         | 7          | 7          | 15           | 4          | 2          | -2.6                | -2.4        |
| Petróleo                                           | 8                                         | 2         | 1         | -          | -          | -          | 1            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |

|                                                    | Escenario de Compromisos Anunciados (GW) |           |           |            |            |            | Acciones (%) |            |            | CAAGR (%) de 2024 a |             |
|----------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|---------------------|-------------|
|                                                    | 2010                                     | 2023      | 2024      | 2035       | 2040       | 2050       | 2024         | 2035       | 2050       | 2035                | 2050        |
| <b>Capacidad total</b>                             | <b>16</b>                                | <b>36</b> | <b>40</b> | <b>107</b> | <b>134</b> | <b>191</b> | <b>100</b>   | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>9.4</b>          | <b>6.2</b>  |
| <b>Energías renovables</b>                         | <b>6</b>                                 | <b>24</b> | <b>27</b> | <b>89</b>  | <b>114</b> | <b>167</b> | <b>67</b>    | <b>83</b>  | <b>87</b>  | <b>12</b>           | <b>7.3</b>  |
| Solar PV                                           | -                                        | 11        | 13        | 49         | 63         | 100        | 34           | 46         | 52         | 12                  | 8.0         |
| Eólica                                             | 0                                        | 5         | 5         | 30         | 39         | 52         | 12           | 28         | 27         | 18                  | 9.6         |
| Hidroeléctrica                                     | 5                                        | 8         | 8         | 8          | 8          | 8          | 19           | 7          | 4          | 0.4                 | 0.2         |
| Bioenergía                                         | 0                                        | 1         | 1         | 1          | 1          | 1          | 1            | 1          | 1          | 4.9                 | 3.6         |
| de la cual BECCS                                   | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| CSP                                                | -                                        | 0         | 0         | 1          | 3          | 5          | 0            | 1          | 2          | 24                  | 16          |
| Geotermia                                          | -                                        | 0         | 0         | 0          | 1          | 1          | 0            | 0          | 0          | 15                  | 9.4         |
| Marina                                             | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Nuclear</b>                                     | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| <b>Hidrógeno y amoníaco</b>                        | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| <b>Combustibles fósiles con CCUS</b>               | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| Carbón con CCUS                                    | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| Gas natural con CCUS                               | -                                        | -         | -         | -          | -          | -          | -            | -          | -          | n.a.                | n.a.        |
| <b>Combustibles fósiles sin captura de carbono</b> | <b>11</b>                                | <b>12</b> | <b>12</b> | <b>10</b>  | <b>9</b>   | <b>9</b>   | <b>31</b>    | <b>9</b>   | <b>4</b>   | <b>-2.2</b>         | <b>-1.4</b> |
| Carbón                                             | 3                                        | 4         | 4         | 1          | -          | -          | 10           | 1          | -          | -14                 | n.a.        |
| Gas Natural                                        | 4                                        | 5         | 5         | 5          | 5          | 5          | 12           | 5          | 3          | 1.0                 | 0.6         |
| Petróleo                                           | 4                                        | 4         | 4         | 4          | 4          | 3          | 10           | 4          | 2          | -0.1                | -0.7        |
| <b>Almacenamiento en baterías</b>                  | -                                        | <b>0</b>  | <b>1</b>  | <b>8</b>   | <b>11</b>  | <b>16</b>  | <b>2</b>     | <b>8</b>   | <b>8</b>   | <b>24</b>           | <b>12</b>   |

**Tabla A.4: Emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile**

|                                                | Escenario de Compromisos Anunciados (Mt CO <sub>2</sub> ) |           |           |           |           |           | CAAGR (%) de 2024 a |             |
|------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------------|-------------|
|                                                | 2010                                                      | 2023      | 2024      | 2035      | 2040      | 2050      | 2035                | 2050        |
| <b>Total CO<sub>2</sub> *</b>                  | <b>72</b>                                                 | <b>76</b> | <b>72</b> | <b>51</b> | <b>36</b> | <b>16</b> | <b>-3.1</b>         | <b>-5.6</b> |
| <b>Actividades de combustión (+)</b>           | <b>69</b>                                                 | <b>73</b> | <b>71</b> | <b>50</b> | <b>35</b> | <b>16</b> | <b>-3.1</b>         | <b>-5.6</b> |
| Carbón                                         | 18                                                        | 12        | 11        | 1         | 0         | 0         | -20                 | -16         |
| Petróleo                                       | 42                                                        | 49        | 48        | 40        | 27        | 9         | -1.8                | -6.1        |
| Gas natural                                    | 9                                                         | 12        | 11        | 9         | 8         | 6         | -1.6                | -2.1        |
| Bioenergía y residuos                          | 0                                                         | 0         | 0         | 0         | -0        | -0        | -6.9                | n.a.        |
| <b>Otras remociones ** (-)</b>                 | <b>-</b>                                                  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| Producción de biocombustibles                  | -                                                         | -         | -         | -         | -         | -         | n.a.                | n.a.        |
| Captura directa de aire                        | -                                                         | -         | -         | -         | -         | -         | n.a.                | n.a.        |
| <b>Sectores de electricidad y calor</b>        | <b>25</b>                                                 | <b>20</b> | <b>17</b> | <b>5</b>  | <b>3</b>  | <b>3</b>  | <b>-11</b>          | <b>-6.4</b> |
| Carbón                                         | 15                                                        | 11        | 10        | 1         | -         | -         | -23                 | n.a.        |
| Petróleo                                       | 6                                                         | 1         | 1         | -         | -         | -         | n.a.                | n.a.        |
| Gas natural                                    | 4                                                         | 7         | 6         | 4         | 3         | 3         | -2.9                | -2.4        |
| Bioenergía y residuos                          | -                                                         | -         | -         | -         | -         | -         | n.a.                | n.a.        |
| <b>Otro sector energético **</b>               | <b>2</b>                                                  | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>1</b>  | <b>-2.0</b>         | <b>-1.1</b> |
| <b>Consumo final **</b>                        | <b>45</b>                                                 | <b>54</b> | <b>54</b> | <b>45</b> | <b>32</b> | <b>12</b> | <b>-1.6</b>         | <b>-5.6</b> |
| Carbón                                         | 2                                                         | 1         | 1         | 0         | 0         | 0         | -5.9                | -6.5        |
| Petróleo                                       | 36                                                        | 47        | 47        | 39        | 26        | 9         | -1.6                | -6.1        |
| Gas natural                                    | 4                                                         | 4         | 4         | 4         | 4         | 2         | -0.3                | -2.3        |
| Bioenergía y residuos                          | 0                                                         | 0         | 0         | 0         | -0        | -0        | -6.9                | n.a.        |
| <b>Industria**</b>                             | <b>17</b>                                                 | <b>18</b> | <b>17</b> | <b>13</b> | <b>10</b> | <b>5</b>  | <b>-2.4</b>         | <b>-4.3</b> |
| Productos químicos**                           | 1                                                         | 1         | 1         | 1         | 1         | 1         | 0.2                 | -2.2        |
| Hierro y acero**                               | 1                                                         | 1         | 1         | 0         | 0         | 0         | -5.5                | -5.8        |
| Cemento**                                      | 2                                                         | 2         | 2         | 2         | 1         | 1         | -2.0                | -4.7        |
| Aluminio**                                     | -                                                         | -         | -         | -         | -         | -         | n.a.                | n.a.        |
| <b>Transporte</b>                              | <b>21</b>                                                 | <b>28</b> | <b>29</b> | <b>25</b> | <b>16</b> | <b>4</b>  | <b>-1.1</b>         | <b>-7.4</b> |
| Por carretera                                  | 19                                                        | 26        | 26        | 23        | 13        | 2         | -1.2                | -9.7        |
| Vehículos ligeros de pasajeros                 | 8                                                         | 14        | 14        | 14        | 7         | 0         | -0.4                | -13         |
| Camiones pesados                               | 4                                                         | 4         | 4         | 4         | 4         | 1         | 0.6                 | -4.6        |
| <b>Edificaciones</b>                           | <b>5</b>                                                  | <b>7</b>  | <b>7</b>  | <b>6</b>  | <b>4</b>  | <b>2</b>  | <b>-1.3</b>         | <b>-4.1</b> |
| Residencial                                    | 3                                                         | 4         | 4         | 4         | 3         | 1         | -1.3                | -4.6        |
| Servicios                                      | 2                                                         | 2         | 2         | 2         | 2         | 1         | -1.3                | -3.3        |
| <b>Remociones totales de CO<sub>2</sub> **</b> | <b>-</b>                                                  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>0</b>  | <b>0</b>  | <b>0</b>  | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |
| <b>CO<sub>2</sub> total capturado**</b>        | <b>-</b>                                                  | <b>-</b>  | <b>-</b>  | <b>3</b>  | <b>6</b>  | <b>11</b> | <b>n.a.</b>         | <b>n.a.</b> |

\*Incluye emisiones de procesos industriales y de quema en antorcha (*flaring*)

\*\* Incluye emisiones de procesos industriales

**Tabla A.5: Indicadores económicos y de actividad en Chile**

|                                                                                      |        |        |        | Escenario de Compromisos Anunciados |        |        | CAAGR (%) de 2024 a |      |
|--------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|-------------------------------------|--------|--------|---------------------|------|
|                                                                                      | 2010   | 2023   | 2024   | 2035                                | 2040   | 2050   | 2035                | 2050 |
| Indicadores                                                                          |        |        |        |                                     |        |        |                     |      |
| Población (millones)                                                                 | 17.1   | 20.0   | 20.1   | 20.8                                | 20.9   | 20.6   | 0.3                 | 0.1  |
| PIB (2024 miles de millones de USD, PPA)                                             | 471    | 661    | 678    | 847                                 | 917    | 1 053  | 2.0                 | 1.7  |
| PIB per cápita (USD 2024, PPA)                                                       | 27 600 | 33 092 | 33 785 | 40 801                              | 43 982 | 51 032 | 1.7                 | 1.6  |
| TES/PIB (GJ por 1.000 USD, PPA)                                                      | 2.7    | 2.6    | 2.5    | 2.4                                 | 2.3    | 2.3    | -0.3                | -0.3 |
| TFC/PIB (GJ por 1.000 USD, PPA)                                                      | 2.1    | 2.0    | 1.9    | 1.5                                 | 1.3    | 1.0    | -2.0                | -2.4 |
| Intensidad de CO <sub>2</sub> de la generación eléctrica (g CO <sub>2</sub> por kWh) | 415    | 221    | 189    | 22                                  | 11     | 7      | -18                 | -12  |
| Producción industrial (Mt)                                                           |        |        |        |                                     |        |        |                     |      |
| Productos químicos primarios                                                         | 1.0    | 1.1    | 1.2    | 1.6                                 | 1.6    | 1.7    | 2.7                 | 1.4  |
| Acero                                                                                | 1.0    | 1.2    | 0.8    | 0.6                                 | 0.7    | 0.9    | -2.4                | 0.5  |
| Cemento                                                                              | 3.9    | 3.6    | 3.7    | 3.7                                 | 3.6    | 3.6    | -0.0                | -0.1 |
| Aluminio                                                                             | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0                                 | 0.0    | 0.0    | 0.0                 | 2.7  |
| Transporte                                                                           |        |        |        |                                     |        |        |                     |      |
| Vehículos ligeros de pasajeros (mil millones de pkm)                                 | 58     | 113    | 116    | 187                                 | 220    | 259    | 4.5                 | 3.1  |
| Camiones pesados (mil millones de tkm)                                               | 54     | 50     | 50     | 64                                  | 69     | 79     | 2.3                 | 1.8  |
| Edificaciones                                                                        |        |        |        |                                     |        |        |                     |      |
| Hogares (millones)                                                                   | 5.1    | 7.0    | 7.2    | 7.9                                 | 8.2    | 8.6    | 0.9                 | 0.7  |
| Superficie residencial (millones de m²)                                              | 401    | 574    | 584    | 679                                 | 712    | 762    | 1.4                 | 1.0  |
| Superficie de servicios (millones de m²)                                             | 91     | 137    | 140    | 173                                 | 188    | 215    | 2.0                 | 1.7  |



## Políticas

Las políticas adoptadas por los gobiernos son insumos clave para la análisis del informe *Hoja de ruta para la transición energética- Chile 2050*. Una visión general de las políticas, medidas y objetivos considerados en los distintos escenarios se presenta en las Tablas B.1 a B.6. Las tablas no incluyen todas las políticas y medidas, sino que destacan las más recientes y relevantes para la demanda energética mundial y regional en la actualidad. Un conjunto de datos de políticas más completo esta disponible en línea, en el *IEA Global Energy Policies Hub* <sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-energy-policies-hub>

**Tabla B.1► Políticas del sector eléctrico en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Año de publicación |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| • Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN) actualizada: reafirma el objetivo de que, como mínimo, 80% de la generación nacional de electricidad provenga de fuentes renovables para 2030.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2025               |
| • Plan de Descarbonización: plan de implementación orientado a 2030 para acelerar la eliminación progresiva del carbón, preservando la seguridad y la resiliencia energéticas.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 2025               |
| • Ley 21.721 de Transición Energética: disposiciones para acelerar obras de transmisión “necesarias y urgentes”; se autoriza a las empresas de generación a proponer y financiar por sí mismas proyectos de expansión de transmisión; se establecen incentivos financieros y jurídicos para evitar retrasos en proyectos de transmisión.                                                                                                                                                                                                           | 2024               |
| • Impuesto verde sobre fuentes fijas que emitan más de 100 toneladas de material particulado (t PM) al año o 25 000 toneladas de dióxido de carbono al año (t CO <sub>2</sub> /año); prevé un aumento del gravamen aplicado a las fuentes fijas de emisión en el sector eléctrico para 2035.                                                                                                                                                                                                                                                       | 2023               |
| • Objetivos actualizados de la Política Energética Nacional: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ La generación nacional de electricidad será 100% a partir de fuentes de emisiones cero para 2050 y, de ese total, 80% provendrá de fuentes renovables para 2030.</li> <li>○ El Sistema Eléctrico Nacional integrará 6.000 megavatios (MW) de capacidad de almacenamiento (baterías, bombeo hidráulico, almacenamiento de energía por aire comprimido y almacenamiento de energía de aire líquido) para 2050 y 2.000 MW para 2030.</li> </ul> | 2022               |
| • Ley 21.505 sobre Almacenamiento de Electricidad y Electromovilidad: establece incentivos de remuneración para sistemas de almacenamiento independientes y para sistemas de almacenamiento asociados a generación.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 2022               |
| • Acuerdo de Retiro y/o Reconversión de Centrales a Carbón, pero progresivo y seguro de la operación de las centrales a carbón: prevé la eliminación progresiva de las centrales eléctricas a carbón para 2040, con objetivos intermedios de cierre de plantas para 2024.                                                                                                                                                                                                                                                                          | 2019               |

**Tabla B.2 ► Políticas de hidrógeno de bajas emisiones en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Año de publicación |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Objetivos de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (actualización en curso):               <ul style="list-style-type: none"> <li>La capacidad de electrólisis (en operación y en desarrollo) alcanzará 5 gigavatios (GW) para 2025 y 25 GW para 2030.</li> <li>El valor de exportación de hidrógeno y sus derivados alcanzará 2 500 millones de USD al año en 2030.</li> </ul> </li> </ul> | 2020               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Programas Tecnológicos sobre Capacidades de Fabricación Local de Componentes Habilitantes para la Industria de Hidrógeno en Chile y Uso y Adopción de Hidrógeno en la Industria Chilena: apoyo financiero basado en proyectos, proporcionado por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), de hasta 60% de los costos del proyecto.</li> </ul>                                        | 2023-2025          |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Plan de Acción de Hidrógeno Verde y línea de financiamiento CORFO para Hidrógeno Verde: provisión de apoyo financiero de hasta 10 millones de USD para proyectos que establezcan capacidad nacional de fabricación de electrolizadores.</li> </ul>                                                                                                                                              | 2024               |

**Tabla B.3 ► Políticas sectoriales en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                               | Año de publicación |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>CDN actualizada: reducir las emisiones directas de las empresas nacionales a menos de 20% de las emisiones nacionales para 2030 y aumentar la notificación voluntaria de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).</li> </ul>             | 2025               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Ley Marco sobre Autorizaciones Sectoriales: reducir en un tercio los plazos de tramitación de permisos.</li> </ul>                                                                                                                              | 2025               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Impuesto verde sobre fuentes fijas que emitan más de 100 t PM/año o 25 000 t CO<sub>2</sub>/año.</li> </ul>                                                                                                                                     | 2023               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Estrategia Nacional del Litio: incorpora disposiciones en los contratos de litio que garanticen que una parte de la producción se venda a precio preferencial para su uso en industrias de refinación y baterías radicadas en Chile.</li> </ul> | 2023               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Política Nacional Minera 2050: el sector minero debe alcanzar la neutralidad de carbono y reducir su participación en el uso nacional de agua a menos de 5% para 2040.</li> </ul>                                                               | 2022               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Política Nacional Minera 2050: aumentar la producción de cobre al 28% de la producción mundial para 2050; Aumentar la producción de carbonato de litio a 380 kilotoneladas/año para 2030.</li> </ul>                                            | 2022               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Plan sectorial de cambio climático del sector minero: incluye medidas para promover la descarbonización de la minería, incluyendo estrategias de adaptación para la resiliencia climática.</li> </ul>                                           | 2024               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Ley 21.368: prohibición de la venta de productos plásticos de un solo uso en el sector alimentario y de botellas de plástico, para 2026.</li> </ul>                                                                                             | 2022               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Ley 21.305 de Eficiencia Energética: los sistemas de gestión energética serán obligatorios para los grandes consumidores de energía (&gt;50 tercalorías/año) para 2023</li> </ul>                                                               | 2021               |

**Tabla B.4 ► Políticas del sector transporte en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Año de publicación |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| • CDN actualizada: las emisiones de GEI del sector transporte alcanzan su máximo para 2030.                                                                                                                                                                                                                                  | 2025               |
| • Ley 21.505 sobre Almacenamiento de Electricidad y Electromovilidad: régimen temporal de exención fiscal para vehículos eléctricos e híbridos fabricados a partir de 2021, en vigor desde 2022 hasta 2030.                                                                                                                  | 2022               |
| • Estrategia Nacional de Electromovilidad (Resolución N.º 8/2022): 100% de los nuevos vehículos ligeros y medianos, y de los nuevos vehículos de transporte público urbano, serán de cero emisiones para 2035; 100% de las ventas de buses interregionales y vehículos de carga serán vehículos de cero emisiones para 2045. | 2021               |
| • Ley 21.305 de Eficiencia Energética: mejora gradual de la eficiencia de los vehículos ligeros hasta 28,9 kilómetros por litro para 2030.                                                                                                                                                                                   | 2021               |
| • Hoja de Ruta SAF 2050 Chile: combustibles de aviación sostenibles cubrirán la mitad de la demanda de combustible de aviación (vuelos nacionales e internacionales) para 2050 (la hoja de ruta se actualizará en 2027).                                                                                                     | 2024               |
| • Impuesto verde sobre la compra de vehículos nuevos, basado en el rendimiento urbano, la calificación de consumo de combustible, las emisiones de óxidos de nitrógeno y el precio del vehículo.                                                                                                                             | 2017               |
| • Subvenciones regionales para la sustitución de taxis con motor de combustión interna por vehículos eléctricos.                                                                                                                                                                                                             | 2021               |
| • Plan de Renovación de la Flota de la red Metropolitana de Movilidad: aspira a que 68% de la flota de buses urbanos de Santiago sea eléctrica para marzo de 2026.                                                                                                                                                           | 2025               |

**Tabla B.5 ► Políticas seleccionadas del sector de edificaciones en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Año de publicación |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| • CDN actualizada: reciclar el 40% de los residuos generados anualmente por el sector de la construcción para 2035.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 2025               |
| • CDN actualizada: medidas para mitigar las emisiones de hidrofluorocarbonos (HFC): proyectos piloto de contratación pública de equipos de refrigeración y aire acondicionado con menor impacto climático a implementarse antes de 2027; regulaciones sobre emisiones de HFC en grandes superficies refrigeradas o climatizadas a establecerse antes de 2028; regulaciones e incentivos para sustituir HFC convencionales en sectores prioritarios (transporte, refrigeración doméstica) a implementarse antes de 2030. | 2025               |
| • Ordenanza General de Urbanismo y Construcción: actualización de la normativa térmica que incorpora requisitos mínimos de rendimiento térmico para edificaciones educativas y de salud.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 2024               |
| • Objetivos actualizados de la Política Energética Nacional: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 100% de la calefacción a base de leña en centros urbanos cumplirá estándares de baja humedad para 2030.</li> <li>○ 100% de la calefacción y la cocina en los hogares será de bajas emisiones para 2040.</li> <li>○ 100% de las nuevas edificaciones tendrá consumo neto de energía cero para 2050.</li> <li>○ 500.000 usuarios estarán conectados a redes de calefacción distrital para 2050.</li> </ul>          | 2022               |
| • Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026: actualiza los estándares mínimos de rendimiento energético y/o las etiquetas para lavadoras y aires acondicionados, e introduce requisitos para televisores, secadoras, hornos eléctricos, microondas y lavavajillas.                                                                                                                                                                                                                                               | 2022               |
| • Ley 21.305 de Eficiencia Energética: establece la obligación de que las nuevas edificaciones obtengan un certificado de desempeño energético para acceder a los permisos de ocupación final; el certificado también debe incluirse en toda la publicidad de venta de las empresas.                                                                                                                                                                                                                                    | 2021               |
| • Objetivos de la Estrategia Nacional de Calor y Frío: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 80% de la energía utilizada para refrigeración o calefacción en todos los sectores económicos deberá provenir de fuentes sostenibles para 2050.</li> <li>○ Las emisiones de GEI vinculadas a la calefacción y la refrigeración se reducirán 65% para 2050 respecto a los niveles de 2019.</li> </ul>                                                                                                                    | 2021               |
| • Ley 21.711, Ley sobre Concesiones de Energía Geotérmica: simplifica los requisitos para proyectos geotérmicos someros (<400 metros, temperatura media de hasta 90 °C).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 2024               |
| • Programa de Recambio de calefactores: otorga apoyo financiero, canalizado a través de las autoridades regionales y locales, para que los hogares sustituyan y mejoren sus equipos de calefacción.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 2016               |

**Tabla B.6 ► Políticas de Transición Justa en Chile**

| Política                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Año de publicación |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Objetivos actualizados de la Política Energética Nacional:               <ul style="list-style-type: none"> <li>100% de la calefacción a base de leña en centros urbanos cumplirá estándares de baja humedad para 2030.</li> <li>Calefacción y cocina 100% de bajas emisiones en los hogares para 2040.</li> <li>La duración promedio de los cortes de suministro eléctrico se limitará a cuatro horas al año en cualquier región para 2035 y a una hora al año para 2050.</li> </ul> </li> </ul> | 2022               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Reforma del subsidio al consumidor eléctrico: amplía el apoyo temporal a los consumidores hasta 2027; se dirige al 40% de los hogares más vulnerables, a las pequeñas y medianas empresas y a los prestadores de servicios rurales.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                    | 2024               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Estrategia Nacional 2025-2035 de Transición Socioecológica Justa: medidas de apoyo a la capacitación de la fuerza laboral, la restauración y protección de ecosistemas, el bienestar comunitario y la innovación tecnológica para posibilitar una producción sostenible.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                               | 2025               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Ley 21.499 de Biocombustibles Sólidos: establece la obligatoriedad de certificar los combustibles sólidos a base de biomasa.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 2022               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Mecanismo de estabilización de precios de los combustibles (MEPCO): subvenciona y limita el precio al consumidor de los combustibles para vehículos (diésel, gasolina, gas licuado de petróleo y gas natural comprimido).</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                              | 2014               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Fondo de Acceso a la Energía (FAE): facilita el acceso a la electricidad en regiones rurales, aisladas y/o vulnerables. Financia sistemas energéticos de pequeña escala basados esencialmente en fuentes renovables, por ejemplo sistemas fotovoltaicos y solar térmica.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                               | 2014               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Programa de Energización Rural y Social (PERyS): apoya proyectos para aumentar la electrificación rural, desarrollar el uso de fuentes de energía renovable convencionales y no convencionales en sistemas de generación eléctrica aislados, y mejorar el desempeño energético del alumbrado público.</li> </ul>                                                                                                                                                                                  | 2008               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Programa Ruta de la Luz impulsa iniciativas y proyectos existentes para llevar acceso a la electricidad a los 30 000 hogares que aún no cuentan con él en zonas rurales y aisladas, identificados mediante un ejercicio actualizado de cartografía.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                    | 2019               |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Programa Hogar Mejor: subsidios orientado a hogares para la rehabilitación de viviendas y equipamientos comunitarios existentes, dirigido a hogares y zonas de bajos ingresos.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 2019               |

# Definiciones

Este anexo brinda información general sobre la terminología utilizada a lo largo de este informe, incluyendo unidades y factores generales de conversión, definiciones de combustibles, procesos y sectores, agrupaciones regionales y de países, y abreviaturas y siglas.

## Unidades

|                                |                         |                                                                                                                                                         |
|--------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Área</b>                    | km <sup>2</sup>         | kilómetro cuadrado                                                                                                                                      |
|                                | Mha                     | millones de hectáreas                                                                                                                                   |
| <b>Distancia</b>               | μm                      | micrómetro (1 metro x 10 <sup>-6</sup> )                                                                                                                |
|                                | km                      | kilómetro                                                                                                                                               |
| <b>Emisiones</b>               | ppm                     | partes por millón (por volumen)                                                                                                                         |
|                                | t CO <sub>2</sub>       | toneladas de dióxido de carbono                                                                                                                         |
|                                | Gt CO <sub>2</sub> -eq  | gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (utilizando potenciales de calentamiento global a 100 años para diferentes gases de efecto invernadero) |
|                                | kg CO <sub>2</sub> -eq  | kilogramos de dióxido de carbono equivalente                                                                                                            |
|                                | g CO <sub>2</sub> /km   | gramos de dióxido de carbono por kilómetro                                                                                                              |
|                                | g CO <sub>2</sub> /kWh  | gramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora                                                                                                         |
|                                | kg CO <sub>2</sub> /kWh | kilogramos de dióxido de carbono por kilovatio-hora                                                                                                     |
|                                | USD/t CO <sub>2</sub>   | dólares estadounidenses por tonelada de dióxido de carbono                                                                                              |
| <b>Energía</b>                 | MJ                      | megajulio (1 julio x 10 <sup>6</sup> )                                                                                                                  |
|                                | GJ                      | gigajulio (1 julio x 10 <sup>9</sup> )                                                                                                                  |
|                                | TJ                      | terajulio (1 julio x 10 <sup>12</sup> )                                                                                                                 |
|                                | PJ                      | petajulio (1 julio x 10 <sup>15</sup> )                                                                                                                 |
|                                | EJ                      | exajulio (1 julio x 10 <sup>18</sup> )                                                                                                                  |
|                                | W                       | vatio (1 julio por segundo)                                                                                                                             |
|                                | kW                      | kilovatio (1 vatio x 10 <sup>3</sup> )                                                                                                                  |
|                                | MW                      | megavatios (1 vatio x 10 <sup>6</sup> )                                                                                                                 |
|                                | GW                      | gigavatio (1 vatios x 10 <sup>9</sup> )                                                                                                                 |
|                                | TW                      | teravatio (1 vatios x 10 <sup>12</sup> )                                                                                                                |
|                                | kWh                     | kilovatio-hora                                                                                                                                          |
|                                | MWh                     | megavatio-hora                                                                                                                                          |
|                                | GWh                     | gigavatio-hora                                                                                                                                          |
|                                | TWh                     | teravatio-hora                                                                                                                                          |
|                                | MBtu                    | millón de unidades térmicas británicas                                                                                                                  |
| <b>Densidad energética</b>     | Wh/kg                   | vatio-hora por kilogramo                                                                                                                                |
| <b>Equivalencia energética</b> | kboe/d                  | mil barriles equivalentes de petróleo por día                                                                                                           |
|                                | Mtoe                    | millones de toneladas de equivalentes de petróleo                                                                                                       |
|                                | bcme                    | mil millones de metros cúbicos equivalentes de gas natural                                                                                              |
|                                | Mtce                    | millones de toneladas equivalentes de carbón (equivalen a 0,7 Mtoe)                                                                                     |

|                  |                     |                                           |                                                       |
|------------------|---------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| <b>Masa</b>      |                     | kg                                        | kilogramo                                             |
|                  |                     | t                                         | tonelada (1 tonelada = 1000 kg)                       |
|                  |                     | kt                                        | kilotonelada (1 tonelada x 10 <sup>3</sup> )          |
|                  |                     | Mt                                        | millones de toneladas (1 tonelada x 10 <sup>6</sup> ) |
|                  |                     | Gt                                        | gigatonelada (1 tonelada x 10 <sup>9</sup> )          |
| <b>Monetario</b> | Millones de USD     | 1 dólar estadounidense x 10 <sup>6</sup>  |                                                       |
|                  | Mil millones de USD | 1 dólar estadounidense x 10 <sup>9</sup>  |                                                       |
|                  | Billones de USD     | 1 dólar estadounidense x 10 <sup>12</sup> |                                                       |
| <b>Volumen</b>   | bcm                 | mil millones de metros cúbicos            |                                                       |
|                  | barril              | Un barril de crudo                        |                                                       |
|                  | kb/d                | mil barriles por día                      |                                                       |
|                  | mb/d                | millones de barriles por día              |                                                       |

### Factores generales de conversión para energía

|                  |      | Multiplicador a convertir: |              |             |              |             |              |
|------------------|------|----------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|                  |      | EJ                         | Mtoe         | MBtu        | bcme         | Mtce        | TWh          |
| Convertir desde: | EJ   | 1                          | 23,88        | 9,478 x 108 | 27,78        | 34,12       | 277,8        |
|                  | Mtoe | 0,04187                    | 1            | 3,968 x 107 | 1,163        | 1,429       | 11,63        |
|                  | MBtu | 1,0551 x 10-9              | 2,520 x 10-8 | 1           | 2,931 x 10-8 | 3,60 x 10-8 | 2,931 x 10-7 |
|                  | bcme | 0,036                      | 0,860        | 3,412 x 107 | 1            | 1,228       | 10           |
|                  | Mtce | 0,02931                    | 0,700        | 2,778 x 107 | 0,8141       | 1           | 8,141        |
|                  | TWh  | 0,0036                     | 0,086        | 3 412 x 106 | 0,1          | 0,1228      | 1            |

Nota: No existe una definición generalmente aceptada de barril equivalente de petróleo (boe). Normalmente, los factores de conversión utilizados varían entre 7,15 y 7,40 boe por tonelada de equivalente de petróleo. Las conversiones hacia y desde mil millones de metros cúbicos de gas natural equivalente (bcme) se presentan como multiplicadores representativos, pero pueden diferir de los valores medios obtenidos al convertir volúmenes de gas natural entre los saldos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) debido al uso de densidades energéticas específicas por país. Se utilizan valores caloríficos inferiores (LHV) en todo el sistema.

### Conversión de moneda

| Tasas de cambio<br>(media anual de 2024) | 1 dólar estadounidense (USD)<br>es igual a: |
|------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Peso chileno                             | 943,57                                      |

Fuente: Datos del Banco Mundial: Tasa de cambio oficial (Unidades de Moneda Local por USD, promedio del periodo), <https://data.worldbank.org/indicador/PA.NUS.FCRF>, consultado en septiembre de 2025.

### Definiciones

**Acceso a energía moderna:** Incluye acceso doméstico a un nivel mínimo de electricidad, inicialmente equivalente a una demanda anual de 250 kilovatios-hora (kWh) para un hogar rural y 500 kWh para un hogar urbano; el acceso de los hogares a combustibles de cocción y calefacción menos dañinos y más sostenibles, y estufas mejoradas/avanzadas; el acceso que permite una actividad económica productiva; y el acceso a servicios públicos.

**Agricultura:** Incluye toda la energía utilizada en granjas, explotación forestal y pesca.

**Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU):** Un sector incluido en los marcos de contabilidad de gases de efecto invernadero que abarca ecosistemas gestionados. Las emisiones de AFOLU incluyen las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la agricultura, el uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura.

**Almacenamiento en baterías:** Tecnología de almacenamiento de energía que utiliza reacciones químicas reversibles para absorber, almacenar y liberar electricidad bajo demanda.

**Amoníaco (NH<sub>3</sub>):** Un compuesto de nitrógeno e hidrógeno (NH<sub>3</sub>) que es un insumo producido industrialmente para la fabricación de fertilizantes, lo que resulta en importantes emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por el uso de insumos de combustibles fósiles para generar el hidrógeno de entrada. Con propiedades similares a las del gas licuado de petróleo, el amoníaco también puede usarse directamente como combustible en procesos de combustión directa, así como en pilas de combustible, y puede descomponerse para liberar su contenido de hidrógeno. Como puede fabricarse a partir de hidrógeno de bajas emisiones, el amoníaco tiene el potencial de ser un combustible de bajas emisiones si el proceso de producción, incluida la separación de nitrógeno, se alimenta de energía de bajas emisiones. Producido de esta manera, el amoníaco se considera un combustible líquido a base de hidrógeno de bajas emisiones.

**Análisis de descomposición:** Un método estadístico que descompone un indicador agregado para cuantificar la contribución relativa de un conjunto de factores predefinidos que conducen a un cambio en dicho indicador. El *World Energy Outlook* utiliza una descomposición por índice aditivo del tipo Índice de Divisia Media Logarítmica (LMDI).

**Autosuficiencia:** Cociente entre la producción autóctona y el suministro total de energía.

**Aviación:** Este modo de transporte incluye vuelos nacionales e internacionales y su uso de combustibles de aviación. La aviación nacional cubre vuelos que salen y aterrizan en el mismo país; incluyendo vuelos con fines militares. La aviación internacional incluye vuelos que aterrizan en un país distinto al lugar de salida.

**Biocombustibles líquidos:** Combustibles líquidos derivados de biomasa o materia prima de residuos, incluyendo etanol, biodiésel y combustibles para biojet. Salvo que se indique lo contrario, los biocombustibles se expresan en volúmenes equivalentes a la energía de gasolina, diésel y el queroseno.

**Biodiésel:** combustible equivalente al diésel producido por la transesterificación de aceites vegetales y grasas animales, aceite vegetal hidrogenado (HVO), procesos térmicos como la gasificación y la pirólisis, y procesos biológicos como la fermentación.

**Bioenergía:** Contenido energético en productos sólidos, líquidos y gaseosos derivados de biomasa y biogás. Incluye bioenergía sólida, biocombustibles líquidos y biogases. Excluye el hidrógeno producido a partir de la bioenergía, incluyendo la electricidad procedente de una planta alimentada por biomasa, así como los combustibles sintéticos elaborados con CO<sub>2</sub> procedente de una fuente de biomasa.

**Bioenergía gaseosa moderna:** ver biogases.

**Bioenergía líquida moderna:** Incluye biogasolina, biodiésel, queroseno biojet y otros biocombustibles líquidos.

**Bioenergía sólida:** Incluye carbón vegetal, leña, estiércol, residuos agrícolas, residuos de madera y otros residuos sólidos biogénicos.

**Bioenergía sólida moderna:** Incluye todos los productos de bioenergía sólida, excepto el uso tradicional de biomasa. También incluye el uso de bioenergía sólida en cocinas de biomasa mejoradas intermedias y avanzadas (nivel ISO > 1), lo que requiere cortar el combustible en pequeños trozos o, con frecuencia, utilizar biomasa procesada, como *pellets*.

**Biogás:** Mezcla de metano, CO<sub>2</sub> y pequeñas cantidades de otros gases producidos por la digestión anaerobia de materia orgánica en un entorno sin oxígeno. Incluye gas de vertedero y gas de lodos de aguas residuales, y puede mejorarse eliminando componentes distintos del metano, principalmente CO<sub>2</sub>.

**Biogases:** Incluye tanto biogás como biometano.

**Biogasolina:** Incluye todos los biocombustibles líquidos utilizados como sustituto de la gasolina.

**Biometano:** El biometano es una fuente casi pura de metano producida ya sea mediante la "mejora" del biogás (un proceso que elimina el dióxido de carbono y otros contaminantes presentes en el biogás) o mediante la gasificación de biomasa sólida seguida de la metanización. También se le conoce como gas natural renovable.

**Búnkeres:** Incluye tanto los combustibles internacionales para búnkeres marinos como los combustibles para búnkeres internacionales de aviación.

**Búnkeres de aviación internacional:** Incluyen la entrega de combustibles de aviación a aeronaves para la aviación internacional. Se excluye el combustible que utilizan las aerolíneas para sus vehículos de carretera. La división entre tráfico nacional e internacional se determina en función de los lugares de salida y aterrizaje, y no por la nacionalidad de la aerolínea. Para muchos países, esto excluye de forma incorrecta los combustibles utilizados por compañías nacionales en sus salidas internacionales.

**Búnkeres marítimos internacionales:** Incluyen las cantidades entregadas a los buques de todas las banderas que participan en navegación internacional. La navegación internacional puede realizarse en el mar, en lagos y vías fluviales interiores, y en aguas costeras. Se excluye el consumo de los buques que realizan navegación nacional. La división entre navegación nacional e internacional se determina en función del puerto de salida y del puerto de llegada, y no de la bandera o la nacionalidad del buque. El consumo por parte de los barcos pesqueros y de las fuerzas militares se excluye, y se incluye en su lugar en la categoría residencial, servicios y agricultura.

**Calor (uso final):** Puede obtenerse mediante la combustión de combustibles fósiles o renovables, sistemas de calor geotérmico o solar directo, procesos químicos exotérmicos y electricidad (mediante calefacción por resistencia o bombas de calor que pueden extraer

calor del aire y líquidos ambientales). Esta categoría se refiere a la amplia gama de usos finales, incluyendo el calentamiento de espacios y agua, y la cocina en edificaciones, la desalinización y aplicaciones de procesos en la industria. No incluye aplicaciones de refrigeración.

**Calor (suministro):** Se obtiene mediante la combustión de combustibles, reactores nucleares, bombas de calor a gran escala, recursos geotérmicos o solares. Puede utilizarse para calefacción o refrigeración, o convertirse en energía mecánica para transporte o generación eléctrica. El calor comercial vendido se informa bajo el consumo final total, con los insumos de combustible asignados a la generación de energía.

**Calor de proceso:** El uso de energía térmica para producir, tratar o modificar bienes manufacturados.

**Camiones:** Incluyen todas las categorías de tamaño de vehículos comerciales: camiones ligeros (peso bruto del vehículo < 3,5 toneladas); camiones de mercancías medianos (peso bruto del vehículo 3,5-15 toneladas); y camiones pesados de mercancías (peso bruto del vehículo > 15 toneladas).

**Camiones de alta resistencia (HDT):** Incluyen tanto camiones de carga mediana (peso bruto de 3,5 a 15 toneladas) como camiones de carga pesada (peso bruto >15 toneladas).

**Capacidad de generación de respaldo:** Los hogares y las empresas conectados a una red eléctrica principal también pueden contar con una fuente de capacidad de generación de respaldo que, en caso de interrupción, puede suministrar electricidad. Los generadores de reserva suelen alimentarse con diésel o gasolina. La capacidad puede ser tan baja como unos pocos cientos de vatios. Esta capacidad es distinta de los sistemas de minirred y fuera de la red que no están conectados a una red eléctrica principal.

**Captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS):** El proceso de captación de emisiones de dióxido de carbono procedentes de la combustión de combustibles, de procesos industriales o directamente de la atmósfera. Las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas pueden almacenarse en formaciones geológicas subterráneas, en tierra o en alta mar, o utilizarse como insumo o materia prima en procesos industriales.

**Captura directa de aire (DAC):** Un tipo de tecnología CCUS que captura CO<sub>2</sub> directamente de la atmósfera utilizando disolventes líquidos o sorbentes sólidos. Generalmente se combina con el almacenamiento permanente del CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas profundas o con su uso en la producción de combustibles, productos químicos, materiales de construcción u otros productos. Cuando se combina con almacenamiento geológico permanente de CO<sub>2</sub>, la DAC es una tecnología de eliminación de carbono, conocida como captura y almacenamiento directo de aire (DACs).

**Carbón:** Incluye tanto el carbón primario, es decir, lignito, carbón coquizable y carbón térmico, como combustibles derivados (por ejemplo, combustible patentado, briquetas de lignito, coque de horno de coque, coque de gas, gas de la planta de gas, gas de horno de coque, gas de alto horno y gas de horno de oxígeno básico). También se incluye la turba.

**Carbón de vapor:** Un tipo de carbón que se utiliza principalmente para la producción de calor o de vapor en centrales eléctricas y, en menor medida, en la industria. Normalmente, el carbón de vapor no es de calidad suficiente para la fabricación de acero. El carbón de esta calidad también es comúnmente conocido como carbón térmico.

**Centros de datos:** Instalaciones que albergan equipos de tecnología de la información (TI), como servidores, sistemas de almacenamiento y equipos de red, y que están equipadas con sistemas de refrigeración y otros equipos auxiliares para mantener el funcionamiento de los equipos informáticos en condiciones óptimas.

**Cocinas mejoradas:** Cocinas de biomasa mejoradas intermedias y avanzadas (nivel ISO > 1). Excluyen las estufas mejoradas básicas (nivel ISO 0-1).

**Combustibles basados en hidrógeno:** Incluye amoníaco e hidrocarburos sintéticos (gases y líquidos) que obtienen su contenido energético de una materia prima de hidrógeno pura o casi pura. Si se producen a partir de hidrógeno de bajas emisiones, estos combustibles son combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones.

**Combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones:** Combustibles producidos a partir de hidrógeno de bajas emisiones. Incluyen amoníaco, metanol y otros hidrocarburos sintéticos (gases y líquidos) elaborados a partir de hidrógeno de bajas emisiones cuando cualquier insumo de carbono- por ejemplo, CO<sub>2</sub>- no proviene de combustibles fósiles ni de emisiones de procesos derivadas de fósiles.

**Combustibles de bajas emisiones:** Incluyen bioenergía moderna, hidrógeno de bajas emisiones y combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones.

**Combustibles fósiles:** Carbón, petróleo y gas natural. El uso total de combustibles fósiles es igual al de combustibles fósiles sin captura más los combustibles fósiles con CCUS y el uso no energético de combustibles fósiles.

**Combustibles gaseosos:** Combustibles en forma gaseosa que incluyen gas natural, biogás, biometano, hidrógeno y metano sintético.

**Combustibles líquidos:** Incluyen petróleo, biocombustibles líquidos, productos sintéticos de petróleo y combustibles a base de hidrógeno, como amoníaco y metanol.

**Combustibles líquidos basados en hidrógeno de bajas emisiones:** Subconjunto de combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones que incluye únicamente amoníaco, metanol e hidrocarburos líquidos sintéticos, como el queroseno sintético.

**Combustibles sólidos:** Incluyen carbón, bioenergía sólida moderna, uso tradicional de biomasa y residuos industriales y municipales.

**Consumo final total (TFC):** La suma del consumo de los distintos sectores de uso final. El TFC se desglosa en demanda energética en los siguientes sectores: industria (incluyendo manufactura, minería, producción química, altos hornos y hornos de coque); transporte; edificaciones (incluyendo residencias y servicios); y otros (incluyendo la agricultura y otros usos no energéticos). Excluye los búnkeres marítimos y de aviación internacionales, salvo a nivel mundial, donde está incluido en el sector del transporte.

**Consumo total final de energía (TFEC):** Es una variable definida principalmente para seguir el progreso hacia el objetivo 7.2 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas. Incorpora el consumo final total por sectores de uso final, pero excluye el uso no energético. Excluye los búnkeres internacionales marítimos y de aviación, salvo a nivel mundial. Se utiliza normalmente para calcular la cuota de energía renovable en el consumo final total de energía (indicador ODS 7.2.1), donde el TFEC es el denominador.

**Costo nivelado ajustado al valor de la electricidad (VALCOE):** Una métrica más completa para evaluar la competitividad de las tecnologías de generación eléctrica, que incluye todos los costos directos de la tecnología (LCOE) combinados con el valor estimado de tres servicios proporcionados al sistema: energía, flexibilidad y capacidad.

**Costo nivelado de la electricidad (LCOE):** Indicador del coste medio esperado de producción por cada unidad de electricidad generada por una tecnología a lo largo de su vida económica. El LCOE combina en una única métrica todos los elementos de coste asociados directamente a una tecnología eléctrica determinada, incluidos construcción, financiación, combustible, mantenimiento y costos asociados al precio del carbono. No incluye los costos de integración en la red ni otros costos indirectos. Para un indicador más completo, ver el coste nivelado de la electricidad ajustado por valor (VALCOE).

**Demanda de energía:** Ver suministro total de energía.

**Demanda eléctrica:** Definida como la generación bruta total de electricidad menos la generación por uso propio, más el comercio neto (importaciones menos exportaciones), menos pérdidas en transmisión y distribución.

**Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>):** Un gas compuesto por un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno. Es un gas de efecto invernadero importante (retiene el calor).

**Edificaciones:** El sector de la edificación incluye la energía utilizada en edificios residenciales y de servicios. Los edificios de servicios incluyen edificios comerciales e institucionales y otros edificios no especificados. El consumo energético de las edificaciones incluye calefacción y refrigeración de espacios, agua caliente sanitaria, iluminación, electrodomésticos y equipos de cocina. También incluye la energía utilizada por centros de datos y plantas de desalinización.

**Edificaciones preparadas para operar con cero emisiones de carbono:** Un edificio altamente eficiente energéticamente que utiliza energía renovable directamente o un suministro energético que puede ser completamente descarbonizado, como la electricidad o la calefacción urbana.

**Electricidad de bajas emisiones:** Incluye la producción de tecnologías de energías renovables, energía nuclear, combustibles fósiles equipados con captura, utilización y almacenamiento de carbono, hidrógeno y amoníaco.

**Electrólisis:** Proceso de conversión de energía eléctrica en energía química. La más relevante para el sector energético es la electrólisis del agua, que separa las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno resultante se denomina hidrógeno electrolítico.

**Elementos de tierras raras (REEs):** Un grupo de diecisiete elementos químicos en la tabla periódica, específicamente los quince lantánidos más el escandio y el itrio. Los REE son insumos vitales para tecnologías energéticas clave, incluyendo aerogeneradores, motores de vehículos eléctricos y electrolizadores.

**Emisiones biogénicas de CO<sub>2</sub>:** Emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes directamente de la combustión, descomposición o procesamiento de materiales de origen biológico. El CO<sub>2</sub> biogénico se genera en varios procesos industriales, entre ellos: CO<sub>2</sub> liberado durante la fermentación para producir etanol (donde el etanol y el CO<sub>2</sub> se producen en cantidades casi iguales), CO<sub>2</sub> de la digestión anaerobia de materia orgánica a biogás (una matriz de metano y CO<sub>2</sub>), y CO<sub>2</sub> en los gases de combustión de biomasa, como en la industria de la pasta y papel o en centrales eléctricas de biomasa.

**Emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y procesos industriales:** emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión de combustibles, procesos industriales y CO<sub>2</sub> fugitivo y en combustión por la extracción de combustibles fósiles. Salvo que se indique lo contrario, las emisiones de CO<sub>2</sub> se refieren a las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía en procesos industriales.

**Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector energético:** emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y procesos industriales, además de emisiones fugitivas y ventiladas de metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) procedentes de los sectores energético e industrial.

**Emisiones de procesos:** Emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por procesos industriales que transforman química o físicamente los materiales. Un ejemplo notable es la producción de cemento, en la que se emite CO<sub>2</sub> cuando el carbonato de calcio se transforma en cal, que a su vez se utiliza para producir clínker.

**Energía eólica marina:** La electricidad producida por aerogeneradores instalados en aguas abiertas, generalmente en el océano. Incluye eólica marina fija (anclada al lecho marino) y eólica marina flotante.

**Energía hidroeléctrica:** Electricidad producida en proyectos hidroeléctricos. Excluye la producción procedente del almacenamiento por bombeo y de recursos marinos (por ejemplo, tecnologías de mareas y olas).

**Energía limpia:** En el ámbito *eléctrico*, la energía limpia incluye: fuentes de energía renovable; energía nuclear; combustibles fósiles equipados con CCUS; hidrógeno y amoníaco; almacenamiento en batería; y redes eléctricas. En *eficiencia*, la energía limpia incluye la eficiencia energética en edificaciones, industria y transporte, excluyendo la navegación nacional. En *aplicaciones de uso final*, la energía limpia incluye: uso directo de energías renovables; vehículos eléctricos; electrificación en edificaciones, industria y transporte marítimo internacional; CCUS en la industria y captura directa de aire. En el *suministro de combustibles*, la energía limpia incluye combustibles de bajas emisiones, captura directa de aire y medidas para reducir la intensidad de emisiones de la producción de combustibles fósiles.

**Energía marina:** Energía mecánica obtenida de las corrientes oceánicas, del movimiento de las mareas o de las olas, aprovechada para la generación eléctrica.

**Energía nuclear:** La electricidad producida por un reactor nuclear, asumiendo una eficiencia promedio de conversión del 33%.

**Energía renovable variable (VRE):** Fuentes de energía renovable- normalmente electricidad- donde la producción máxima de una instalación en un momento dado depende de la disponibilidad de insumos ambientales fluctuantes. El VRE incluye una amplia gama de tecnologías como energía eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica de paso del río, energía solar concentrada en las que no se incluye almacenamiento térmico, y energía marina (marea y olas).

**Energía solar concentrada (CSP):** Tecnología de generación de energía térmica que recoge y concentra la luz solar para producir calor a altas temperaturas y generar electricidad.

**Energía solar fotovoltaica (FV):** Electricidad producida a partir de células solares fotovoltaicas, incluyendo las instalaciones a escala de servicios públicos y a pequeña escala.

**Energía útil:** Energía disponible para los usuarios finales para satisfacer su necesidad de servicios energéticos. Como resultado de las pérdidas por transformación en el punto de uso, la cantidad de energía útil es inferior a la demanda final de energía correspondiente para la mayoría de las tecnologías. Véase también servicios energéticos.

**Etanol:** Alcohol de amplia aplicación en el sector químico y como aditivo de combustible. Cuando se produce a partir de recursos biológicos se conoce como bioetanol, que tiene aplicaciones como biogasolina, combustible líquido y como bioquímico.

**Gases:** Ver combustibles gaseosos.

**Gases de bajas emisiones:** Incluyen biogás, biometano, hidrógeno de bajas emisiones y metano sintético de bajas emisiones.

**Gases de red:** Combustibles gaseosos transportados en una red de gas por oleoducto, ya sea por separado o mezclados. Incluye gas natural, biometano, metano sintético e hidrógeno mezclados en una red de gas.

**Gas de esquisto:** Un tipo de gas natural no convencional contenido en una roca comúnmente clasificada como esquisto. Las formaciones de esquisto se caracterizan por su baja permeabilidad, con una capacidad más limitada del gas para fluir a través de la roca que en un yacimiento convencional. El gas de esquisto se produce generalmente mediante fracturación hidráulica. Ver también aceite hermético.

**Gas natural:** Un combustible fósil gaseoso compuesto principalmente por metano. Se encuentra en yacimientos, en estado gaseoso o licuado. En el análisis y las estadísticas de la AIE, se incluye tanto gas no asociado procedente de campos que producen hidrocarburos solo en forma gaseosa como gas asociado producido junto con crudo, así como el metano recuperado de minas de carbón. No se incluyen los líquidos de gas natural, el gas manufacturado (es decir, producido a partir de residuos municipales o industriales, o de

aguas residuales) ni las cantidades venteadas o quemadas. El gas natural tiene un contenido energético específico de 44,09 MJ/kg en base a poder calorífico superior. Los datos de gas natural en metros cúbicos se expresan en términos de poder calorífico bruto y se miden a 15 °C y 760 mm Hg (en condiciones estándar). Los datos de gas natural expresados en toneladas equivalentes de petróleo, principalmente para permitir la comparación con otros combustibles, se basan en poder calorífico neto. La diferencia entre el poder calorífico neto y el bruto es el calor latente de vaporización del vapor de agua producido durante la combustión del combustible.

**Gas natural convencional:** Se refiere al gas natural extraído mediante técnicas tradicionales de perforación. Incluye tanto gas natural terrestre como marino, incluso procedente del Ártico.

**Gas natural no convencional:** Incluye gas compacto, gas de esquisto, metano de carbón, hidratos de gas y productos de conversión de carbón.

**Generación despachable:** Electricidad procedente de tecnologías cuya producción puede controlarse fácilmente hasta su capacidad nominal, es decir, aumentarse hasta la capacidad máxima o reducirse a cero, para ayudar a ajustar la oferta a la demanda.

**Generación de energía eléctrica:** Se refiere a la producción de electricidad y calor a partir de todas las fuentes de energía eléctrica, incluyendo las centrales eléctricas dedicadas exclusivamente a la generación eléctrica, las plantas de calor y la cogeneración, es decir, las plantas de producción combinada de calor y electricidad. Se incluyen tanto las plantas de los productores principales de actividad como las plantas pequeñas que producen combustible para su propio uso, es decir, los autoprodutores.

**Generación eléctrica:** Definida como la cantidad total de electricidad generada por centrales eléctricas de solo potencia o por centrales combinadas de calor y eléctrica, incluyendo la generación necesaria para uso propio. También se denomina generación bruta.

**Geotérmico:** Calor derivado del subsuelo de la Tierra, que normalmente utiliza un fluido de trabajo como agua y/o vapor para llevar la energía a la superficie. Dependiendo de sus características, la energía geotérmica puede utilizarse para calefacción y refrigeración o aprovecharse para generar electricidad limpia si la temperatura es adecuada.

**Hidrógeno:** Se utiliza en el sistema energético como vector energético, como materia prima industrial o combinado con otros insumos para producir combustibles basados en hidrógeno. Salvo que se indique lo contrario, el hidrógeno en este informe se refiere a hidrógeno de bajas emisiones.

**Hidrógeno de bajas emisiones:** Incluye hidrógeno producido mediante electrólisis del agua con electricidad generada a partir de una fuente de bajas emisiones (por ejemplo, solar, eólica o nuclear). El hidrógeno producido a partir de biomasa o de combustibles fósiles con tecnología CCUS también cuenta como hidrógeno de bajas emisiones. La producción a partir de combustibles fósiles con CCUS solo se incluye si las emisiones aguas arriba son suficientemente bajas, si la captura a altas tasas aplica a todas las corrientes de CO<sub>2</sub> asociadas

a la vía de producción, y si todo el CO<sub>2</sub> se almacena de forma permanente para evitar su liberación a la atmósfera. El mismo principio se aplica a materias primas de bajas emisiones y combustibles a base de hidrógeno elaborados con hidrógeno de bajas emisiones y una fuente sostenible de carbono de origen biogénico o capturados directamente de la atmósfera.

**Horno de arco eléctrico:** Horno que calienta el material mediante un arco eléctrico. Se utiliza para la producción de acero a partir de chatarra, así como para ferroaleaciones, aluminio, fósforo o carburo de calcio.

**Industria:** El sector incluye los combustibles utilizados en las industrias manufacturera y de la construcción. Las principales ramas industriales incluyen hierro y acero, productos químicos y petroquímicos, cemento, aluminio, y pasta y papel. El uso de combustibles por parte de las industrias para la transformación de energía en otra forma o para la producción de combustibles se excluye y se informa por separado bajo otros sectores energéticos. Existe una excepción para la transformación de combustible en altos hornos y hornos de coque, que se reporta en el hierro y el acero. El consumo de combustibles para el transporte de mercancías se informa como parte del sector del transporte, mientras que el consumo de combustibles por vehículos todoterreno se informa dentro del sector específico. Por ejemplo, los combustibles consumidos por excavadoras en operaciones industriales se informa en el sector industrial.

**Industrias intensivas en energía:** Incluye la producción y fabricación en las ramas de hierro y acero, productos químicos, minerales no metálicos (incluido el cemento), metales no ferrosos (incluido el aluminio) y papel, pasta de papel e impresión.

**Industrias ligeras:** Incluyen industrias no intensivas en energía: alimentos y tabaco; maquinaria; minería y canteras; equipos de transporte; textiles; aprovechamiento y procesamiento de madera; y construcción.

**Industrias no intensivas en energía:** Ver otras industrias.

**Industrias pesadas:** Sectores de hierro y acero, productos químicos y cemento.

**Integración por el lado de la demanda (DSI):** Abarca dos tipos de medidas: acciones que influyen en la forma de la curva carga, como la eficiencia energética y la electrificación; y acciones que gestionan la carga, como las medidas de respuesta por el lado de la demanda.

**Inversión:** La inversión es el gasto de capital en suministro de combustible, sector eléctrico, eficiencia energética y otros usos finales. La inversión en suministro de combustible incluye la producción, la transformación y el transporte de petróleo, gas, carbón, combustibles de bajas emisiones y captura directa de aire. La inversión en el sector eléctrico incluye nuevas construcciones y reformas de generación, redes eléctricas (transmisión, distribución y cargadores públicos de vehículos eléctricos) y almacenamiento en baterías. La inversión en eficiencia energética incluye mejoras de eficiencia en edificaciones, industria y transporte. Otras inversiones de uso final incluyen equipos para el uso directo de energías renovables y otros combustibles de bajas emisiones, vehículos eléctricos, electrificación en edificaciones,

industria y transporte marítimo internacional, así como captura, utilización y almacenamiento de carbono en la industria. Los datos y proyecciones reflejan el gasto a lo largo de la vida útil de los proyectos y se presentan en términos reales, en dólares estadounidenses convertidos a tipos de cambio de mercado del año 2024, salvo que se indique lo contrario. La inversión total reportada en un año refleja la cantidad gastada en ese año.

**Lignito:** Un tipo de carbón que se utiliza en el sector eléctrico, principalmente en regiones cercanas a minas de lignito, debido a su bajo contenido energético y a su alto nivel de humedad, lo que generalmente hace que el transporte a larga distancia sea poco rentable. En este informe, los datos sobre lignito incluyen turba.

**Líquidos de gas natural (NGL):** Hidrocarburos líquidos o licuados producidos en la fabricación, purificación y estabilización de gas natural. Los NGL son fracciones del gas natural recuperadas en forma de líquidos en separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Incluyen, entre otros, etano (cuando se separa el flujo de gas natural), propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados.

**Materia prima química:** Productos energéticos físicos utilizados como materias primas para producir productos químicos, típicamente en el sector petroquímico. Ejemplos son el etano o la nafta a base de petróleo crudo para producir etileno en crackers de vapor.

**Menor valor calorífico:** Calor liberado por la combustión completa de una unidad de combustible cuando se asume que el agua producida permanece en forma de vapor y el calor no se recupera.

**Metano sintético:** Metano procedente de fuentes distintas al gas natural, incluidos los procesos de carbón a gas y el metano sintético de bajas emisiones.

**Minerales críticos:** Una amplia gama de minerales y metales esenciales para tecnologías energéticas clave, digitales y otras tecnologías modernas, cuyas cadenas de suministro son vulnerables a interrupciones. Aunque las definiciones y criterios varían entre países, suelen incluir cromo, cobalto, cobre, galio, germanio, grafito, litio, manganeso, molibdeno, níquel, metales del grupo del platino, zinc y elementos de tierras raras.

**Minirredes:** Pequeños sistemas de red eléctrica, no conectados a las principales redes eléctricas, que conectan a varios hogares y/o a otros consumidores.

**Otro sector energético:** Cubre el uso de energía por industrias de transformación y pérdidas energéticas en la conversión de energía primaria en una forma que pueda emplearse en los sectores consumidores finales. Incluye pérdidas en la producción de hidrógeno y combustibles basados en hidrógeno de bajas emisiones, procesamiento de bioenergía, plantas de gas, refinerías de petróleo, transformación y licuefacción de carbón y gas. También incluye el uso propio de la energía en minas de carbón, en la extracción de petróleo y gas, así como en la producción de electricidad y calor. Las transferencias y las diferencias estadísticas también están incluidas en esta categoría. La transformación de combustible en altos hornos y hornos de coque no se incluye en la categoría de “otro sector energético”.

**Otra industria:** Una categoría de ramas industriales que incluye construcción, procesamiento de alimentos, maquinaria, minería, textiles, equipos de transporte, procesamiento de madera y el resto de la industria. A veces se le denomina industria no intensiva en energía.

**Petróleo:** Un combustible líquido. Normalmente se refiere al aceite mineral de origen fósil. Incluye petróleo tanto de la producción convencional como de la no convencional. Los productos petrolíferos incluyen gas de refinería, etano, gas licuado de petróleo, gasolina de aviación, gasolina para motores, combustible para aviones, queroseno, gas/gasóleo, fuelóleo pesado, nafta, aguarrás blanca, lubricantes, betún, parafina, ceras y coque de petróleo.

**Petróleo compacto:** Tipo de petróleo no convencional producido a partir de formaciones de esquisto u otras formaciones de muy baja permeabilidad, generalmente mediante fracturación hidráulica. A veces se denomina petróleo ligero hermético. El petróleo compacto incluye la producción de crudo y condensados de formaciones compactas, excepto en Estados Unidos, donde solo incluye petróleo compacto; los volúmenes compactos de condensado en Estados Unidos se incluyen en los líquidos de gas natural.

**Petróleo convencional:** Se refiere al petróleo extraído mediante métodos tradicionales de perforación. Incluye crudo terrestre y marino (offshore), incluyendo el del Ártico, recuperación mejorada de petróleo y líquidos de gas natural producidos en yacimientos de gas convencionales.

**Petróleo no convencional:** Incluye la minería y la producción in situ de petróleo extrapesado y betún, crudos sintéticos obtenidos mediante la mejora de bituminosos —por ejemplo, arenas bituminosas en Canadá— o crudos extrapesados, petróleo ligero hermético, petróleo de querógeno y productos de carbón a líquidos (CTL) y de gas a líquidos (GTL), así como aditivos y líquidos de gas natural procedentes de yacimientos de gas natural no convencionales.

**Petróleo sintético:** Combustibles líquidos obtenidos mediante un proceso distinto al refinado de crudo o aceites bituminosos. El aceite sintético se produce mediante conversión de Fischer-Tropsch o síntesis de metanol. Incluye productos petrolíferos procedentes de carbón a líquidos (CTL), gas a líquidos (GTL) y combustibles líquidos basados en hidrógeno de bajas emisiones que no sean amoníaco.

**Productos químicos principales:** Incluyen etileno, propileno, benceno, tolueno, xilenos mixtos, amoníaco y metanol.

**Queroseno biojet:** sustituto del queroseno producido a partir de biomasa. Incluye rutas de conversión como ésteres y ácidos grasos hidroprocesados (HEFA) y gasificación de biomasa con Fischer-Tropsch. Excluye el queroseno sintético producido a partir de dióxido de carbono biogénico.

**Renovables:** Incluyen bioenergía, geotermia, energía hidroeléctrica, energía solar fotovoltaica, energía solar de concentración, energía eólica y energía marina (mareomotriz y de olas) para la generación eléctrica y calor.

**Renovables modernas:** Incluye todas las fuentes renovables, excepto el uso tradicional de biomasa sólida.

**Residencial:** La energía utilizada por los hogares, incluyendo calefacción y refrigeración de espacios, calentamiento de agua, iluminación, electrodomésticos, dispositivos electrónicos y cocina.

**Residuos no renovables:** Residuos no biogénicos, como plásticos en residuos municipales o industriales.

**Respuesta en el lado de la demanda (DSR):** Describe acciones que pueden influir en el perfil de carga, como desplazar la curva de carga en el tiempo sin afectar la demanda total de electricidad, o realizar cortes de carga, por ejemplo, interrumpiendo la demanda durante un corto periodo o ajustando su intensidad durante un periodo determinado.

**Sectores de uso final:** Incluyen industria, transporte, edificaciones y otros, es decir, agricultura y otros usos no energéticos.

**Servicios:** Componente del sector de edificaciones. Representa la energía utilizada en instalaciones comerciales, por ejemplo, oficinas, tiendas, hoteles y restaurantes, y en edificaciones institucionales como escuelas, hospitales y oficinas públicas. El uso energético en los servicios incluye calefacción y refrigeración de espacios, agua caliente sanitaria, iluminación, electrodomésticos, cocina, centros de datos y desalinización.

**Servicios energéticos:** Ganancia personal o social del uso de la energía. Incluye, entre otros, calefacción, refrigeración, iluminación, entretenimiento, movilidad, alimentación, higiene y educación. Ver también energía útil.

**Sistemas fuera de la red:** Minirredes y sistemas autónomos para hogares individuales o grupos de consumidores no conectados a una red principal.

**Sistemas independientes:** Suministro eléctrico autónomo a pequeña escala para hogares o pequeñas empresas. Generalmente se utilizan fuera de la red, pero también donde el suministro no es fiable. Los sistemas independientes incluyen sistemas solares domésticos, pequeños generadores eólicos o hidroeléctricos, y generadores diésel o de gasolina. La diferencia respecto a las minirredes radica en la escala y en que los sistemas independientes no cuentan con una red de distribución que sirva a varios clientes.

**Sistemas solares domésticos (SHS):** Sistemas fotovoltaicos y de baterías autónomos a pequeña escala, es decir, con una capacidad mayor o igual a 10 vatios pico (Wp), que suministran electricidad a hogares individuales o pequeñas empresas. Se utilizan con mayor frecuencia fuera de la red, pero también donde el suministro no es fiable. Aunque todos los SHS están incluidos en la definición de acceso a la electricidad de la AIE y en el recuento histórico, solo los sistemas solares domésticos de 25 Wp en zonas rurales y 50 Wp en áreas urbanas se despliegan en los escenarios de la AIE para dar acceso a la población. Se excluyen los sistemas solares de menos de 10 Wp, es decir, sistemas de múltiples luces y faroles solares.

**Solar:** Incluye energía solar fotovoltaica, energía solar de concentración y calefacción y refrigeración solar.

**Soluciones de cocción limpia:** Las soluciones de cocción que emiten menos contaminantes nocivos y son más eficientes y sostenibles ambientalmente que las opciones tradicionales que utilizan biomasa sólida, carbón o queroseno. Incluyen cocinas mejoradas, sistemas de biogás/biodigestores, cocinas eléctricas, gas licuado de petróleo, gas natural o etanol.

**Suministro total de energía (TES):** Representa únicamente la demanda interna y es equivalente a la generación eléctrica y calor, más el resto del sector energético excluyendo electricidad, calor e hidrógeno. El TES no incluye el calor ambiental de bombas de calor ni el comercio de electricidad.

**Transporte:** Incluye combustibles y electricidad utilizados en el transporte de mercancías o personas dentro del territorio nacional, independientemente del sector económico en el que se desarrolle la actividad. Esto incluye combustible y electricidad suministrados a vehículos que utilizan vías públicas o a vehículos ferroviarios; combustible entregado a los buques para la navegación nacional; combustible entregado a aeronaves para la aviación nacional; y la energía consumida en el transporte de combustibles a través de oleoductos. El consumo energético de los búnkeres marítimos y de aviación se presenta únicamente a nivel mundial y se excluye del sector del transporte a nivel nacional.

**Transporte marítimo/navegación:** Este modo de transporte incluye tanto navegación nacional como internacional y su uso de combustibles marinos. La navegación nacional abarca el transporte de mercancías o personas por sendas fluviales interiores y para viajes marítimos nacionales (que comienzan y terminan en el mismo país sin ningún puerto extranjero intermedio). La navegación internacional incluye cantidades de combustibles entregados a los buques mercantes, incluidos los de pasajeros, de cualquier nacionalidad para su consumo durante viajes internacionales de transporte de mercancías o pasajeros.

**Transporte por carretera:** Abarca todos los tipos de vehículos de carretera, es decir, vehículos de pasajeros, vehículos de dos o tres ruedas, vehículos comerciales ligeros, autobuses y camiones de mercancías medianos y pesados.

**Turba:** Un sólido formado por la descomposición parcial de vegetación muerta bajo condiciones de alta humedad y acceso limitado al aire, es decir, etapa inicial de carbonización. Está disponible en dos formas para su uso como combustible: turba en bloque y turba molida. La turba utilizada para fines no energéticos no está incluida. Está incluida en los datos de lignito.

**Uso ininterrumpido de combustibles fósiles:** combustibles fósiles utilizados con fines energéticos sin CCUS. El uso total de combustibles fósiles es igual al uso de combustibles fósiles sin captura más el uso de combustibles fósiles con CCUS más el uso no energético de combustibles fósiles

**Uso no energético:** El uso de productos energéticos como materias primas para la fabricación de productos no energéticos, por ejemplo, gas natural usado para producir fertilizantes, así

como para usos directos que no impliquen usar los productos como fuente de energía o como insumo de transformación, por ejemplo, lubricación, sellado, pavimentación de carreteras, preservación o uso como disolvente. Cabe señalar que, para los biocombustibles, solo se incluyen las cantidades específicamente utilizadas con fines energéticos, que suponen una pequeña parte del total. Por lo tanto, no se tiene en cuenta el uso no energético de la biomasa, y las cantidades son nulas por definición.

**Usos productivos:** Energía utilizada con fines económicos: agricultura, industria, servicios y uso no energético. Por ejemplo, parte de la demanda energética del sector transporte - como el transporte de mercancías- podría considerarse productiva, pero se trata por separado.

**Uso tradicional de biomasa:** El uso de biomasa sólida con tecnologías básicas, como una cocina mejorada básica (nivel ISO 0-2), a menudo con chimeneas inexistentes o que funcionan mal. Las formas de biomasa utilizadas incluyen madera, residuos de madera, carbón vegetal, residuos agrícolas y otros combustibles de origen biológico como estiércol animal.

**Vehículos eléctricos (VE):** Los vehículos eléctricos incluyen vehículos eléctricos de batería (BEV) y vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV).

**Vehículos de cero emisiones (ZEV):** Vehículos que funcionan sin emisiones de CO<sub>2</sub> en el tubo de escape, es decir, vehículos eléctricos de batería, híbridos enchufables y vehículos de pila de combustible.

**Vehículos de gran resistencia (HDV):** Incluyen los camiones de mercancías medianas (peso bruto de 3,5 a 15 toneladas), los camiones de carga pesadas (peso bruto >15 toneladas) y los autobuses.

**Vehículo de pasajeros:** Un vehículo motorizado de carretera, distinto de un ciclomotor o una motocicleta, destinado a transportar pasajeros. Incluye furgonetas diseñadas y utilizadas principalmente para transportar pasajeros. Se excluyen los vehículos comerciales ligeros, autobuses, autobuses urbanos y microbuses /mini- autobuses de larga distancia.

**Vehículos ligeros (VL):** Incluyen vehículos de pasajeros y vehículos comerciales ligeros (peso bruto del vehículo < 3,5 toneladas).

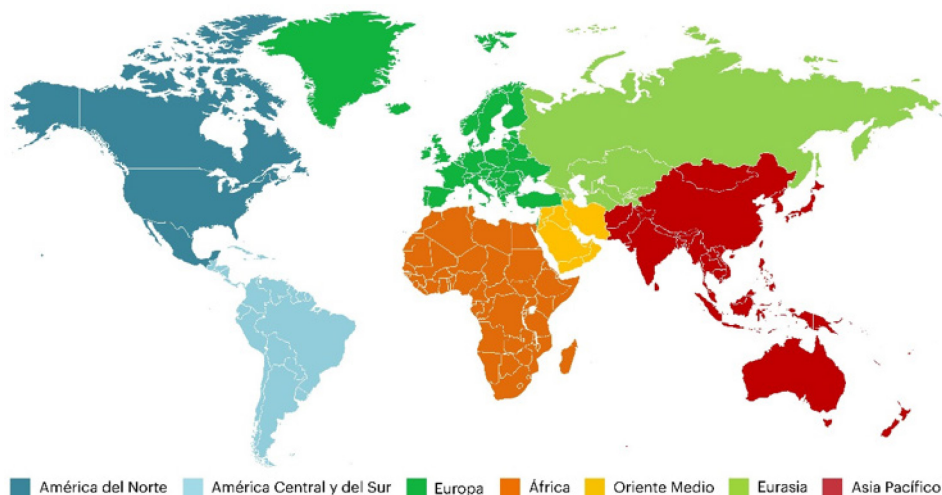
## ***Agrupaciones regionales y de países***

**Economías avanzadas:** Agrupación regional compuesta por los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y Bulgaria, Croacia, Chipre<sup>1 2</sup> Malta y Rumanía.

**África:** Agrupaciones regional formada por el Norte de África y África subsahariana.

**Asia Pacífico:** Agrupación regional del Sudeste Asiático y Australia, Bangladés, República Popular Democrática de Corea (Corea del Norte), India, Japón, Corea, Mongolia, Nepal, Nueva Zelanda, Pakistán, República Popular China (China), Sri Lanka, Taipéi Chino y otros países y territorios de Asia Pacífico.<sup>3</sup>

**Figura C.1** ▶ Principales agrupaciones de países



Nota: Este mapa no prejuzga el estatus ni la soberanía sobre ningún territorio, la delimitación de fronteras y límites internacionales ni el nombre de ningún territorio, ciudad o área.

**Caspio:** Armenia, Azerbaiyán, Georgia, Kazajistán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.

**Centro y Sudamérica:** Argentina, Estado Plurinacional de Bolivia (Bolivia), República Bolivariana de Venezuela (Venezuela), Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Curazao, República Dominicana, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Trinidad y Tobago, Uruguay y otros países y territorios de Centro y Sudamérica.<sup>4</sup>

**China:** Incluye la República Popular de China y Hong Kong (China).

**Asia en desarrollo:** Agrupación regional de Asia Pacífico excluyendo Australia, Japón, Corea y Nueva Zelanda.

**Mercados emergentes y economías en desarrollo:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de economías avanzadas.

**Eurasia:** Agrupación regional del Caspio y la Federación Rusa (Rusia).

**Europa:** Agrupación regional formada por la Unión Europea y Albania, Bielorrusia, Bosnia y Herzegovina, Gibraltar, Islandia, Israel<sup>5</sup>, Kosovo<sup>6</sup>, Montenegro, Macedonia del Norte, Noruega, República de Moldavia, Serbia, Suiza, Turquía, Ucrania y Reino Unido.

**Unión Europea:** Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre<sup>1,2</sup>, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumanía, República Eslovaca, Eslovenia, España y Suecia.

**AIE (Agencia Internacional de Energía):** Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chequia, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Corea, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, España, Suecia, Suiza, Países Bajos, Turquía, Reino Unido y Estados Unidos.

**América Latina y el Caribe (ALC):** agrupación regional formada por Centro y Sudamérica y México.

**Medio Oriente:** Baréin, República Islámica de Irán (Irán), Irak, Jordania, Kuwait, Líbano, Omán, Catar, Arabia Saudí, República Árabe Siria (Siria), Emiratos Árabes Unidos y Yemen.

**No OCDE:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de la OCDE.

**No pertenecientes a la OPEP:** Todos los países no incluidos en la agrupación regional de la OPEP.

**Norte de África:** Argelia, Egipto, Libia, Marruecos y Túnez.

**Norteamérica:** Canadá, México y Estados Unidos.

**OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos):** Países miembros de la AIE más Chile, Colombia, Costa Rica, Islandia, Israel, Letonia y Eslovenia.

**OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo):** Argelia, Angola, República Bolivariana de Venezuela (Venezuela), Guinea Ecuatorial, Gabón, Irak, República Islámica de Irán (Irán), Kuwait, Libia, Nigeria, República del Congo (Congo), Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos.

**OPEP+:** Grupo formado por la OPEP más Azerbaiyán, Baréin, Brunéi Darussalam, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Federación Rusa, Sudán del Sur y Sudán.

**Sudeste Asiático:** Brunéi Darussalam, Camboya, Indonesia, República Democrática Popular Lao (Lao PDR), Malasia, Myanmar, Filipinas, Singapur, Tailandia y Vietnam. Todos estos países son miembros de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN). Timor-Leste se unió a la ASEAN el 26 de octubre de 2025 y no está incluido en este grupo en esta publicación.

**África subsahariana:** Angola, Benín, Botsuana, Camerún, Costa de Marfil, República Democrática del Congo (RDC), Guinea Ecuatorial, Eritrea, Etiopía, Gabón, Ghana, Kenia, Reino de Esuatini, Madagascar, Mauricio, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, República del Congo (Congo), Ruanda, Senegal, Sudáfrica, Sudán del Sur, Sudán, República Unida de Tanzania (Tanzania), Togo, Uganda, Zambia, Zimbabwe y otros países y territorios africanos.<sup>7</sup>

### *Notas de país*

<sup>1</sup> Nota de la República de Turquía: La información de este documento sobre "Chipre" se refiere a la parte sur de la isla. No existe una autoridad única que represente tanto a los turcochipriotas como a los grecochipriotas en la isla. Turquía reconoce la República Turca de Chipre del Norte (RTNC). Hasta que se encuentre una solución duradera y equitativa en el contexto de las Naciones Unidas, Turquía mantendrá su posición respecto a la "cuestión de Chipre".

<sup>2</sup> Nota de todos los Estados miembros de la Unión Europea de la OCDE y la Unión Europea: La República de Chipre es reconocida por todos los miembros de las Naciones Unidas, con la excepción de Turquía. La información de este documento se refiere a la zona bajo el control efectivo del Gobierno de la República de Chipre.

<sup>3</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman de forma agregada para: Afganistán, Bután, Islas Cook, Fiji, Polinesia Francesa, Kiribati, Macao (China), Maldivas, Nueva Caledonia, Palaos, Papúa Nueva Guinea, Samoa, Islas Salomón, Timor-Leste, Tonga y Vanuatu.

<sup>4</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman de forma agregada para: Anguila, Antigua y Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Belice, Bermudas, Bonaire, San Eustaquio y Saba, Islas Vírgenes Británicas, Islas Caimán, Dominica, Islas Malvinas (Falkland Islands), Granada, Montserrat, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Pedro y Miquelón, San Vicente y las Granadinas, San Martín (parte neerlandesa) e Islas Turcas y Caicos.

<sup>5</sup> Los datos estadísticos relativos a Israel son proporcionados por, y bajo la responsabilidad de, las autoridades israelíes competentes. El uso de dichos datos por parte de la OCDE y/o la AIE no prejuzga el estatus de los Altos del Golán, Jerusalén Este y los asentamientos israelíes en Cisjordania según el derecho internacional.

<sup>6</sup> Esta designación no prejuzga las posiciones sobre el estatus y es coherente con la Resolución 1244 (1999) del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y con la Opinión Consultiva de la Corte Internacional de Justicia sobre la declaración de independencia de Kosovo.

<sup>7</sup> No hay datos individuales disponibles y se estiman en conjunto para: Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, República Centroafricana, Chad, Comoras, Yibuti, Gambia, Guinea, Guinea-Bisáu, Lesoto, Liberia, Malawi, Malí, Mauritania, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Sierra Leona y Somalia.

## Abreviaturas y siglas

|                          |                                                     |
|--------------------------|-----------------------------------------------------|
| <b>AFOLU</b>             | agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra |
| <b>AIE</b>               | Agencia Internacional de Energía                    |
| <b>APS</b>               | Escenario de Compromisos Anunciados                 |
| <b>BAT</b>               | mejor tecnología disponible                         |
| <b>BEV</b>               | vehículos eléctricos de batería                     |
| <b>CA</b>                | corriente alterna                                   |
| <b>CAAGR</b>             | tasa de crecimiento promedio anual compuesta        |
| <b>CAPEX</b>             | gastos de capital                                   |
| <b>CBC</b>               | Corredor Bioceánico de Capricornio                  |
| <b>CC</b>                | corriente continua                                  |
| <b>CCGT</b>              | turbina de gas de ciclo combinado                   |
| <b>CCUS</b>              | captura, utilización y almacenamiento de carbono    |
| <b>CDD</b>               | día de grado de enfriamiento                        |
| <b>CDR</b>               | remoción de dióxido de carbono                      |
| <b>CEN</b>               | Coordinador Eléctrico Nacional                      |
| <b>CH<sub>4</sub></b>    | metano                                              |
| <b>CHP</b>               | calor y energía combinados (cogeneración)           |
| <b>CO</b>                | monóxido de carbono                                 |
| <b>CO<sub>2</sub></b>    | dióxido de carbono                                  |
| <b>CO<sub>2</sub>-eq</b> | equivalente de dióxido de carbono                   |
| <b>CORFO</b>             | Corporación de Fomento de la Producción             |
| <b>CSP</b>               | energía solar de concentración                      |
| <b>DAC</b>               | captura directa de aire                             |
| <b>DACS</b>              | captura directa de aire y almacenamiento            |
| <b>DER</b>               | recursos energéticos distribuidos                   |

|                      |                                                                           |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| <b>DEVEX</b>         | gasto en desarrollo                                                       |
| <b>DLE</b>           | extracción directa de litio                                               |
| <b>DRI</b>           | hierro de reducción directa                                               |
| <b>DSI</b>           | integración del lado de la demanda                                        |
| <b>DSO</b>           | operador del sistema de distribución                                      |
| <b>DSR</b>           | respuesta del lado de la demanda                                          |
| <b>EDGE</b>          | excelencia en diseño para mayores eficiencias                             |
| <b>ENAP</b>          | Empresa Nacional del Petróleo                                             |
| <b>EOR</b>           | recuperación mejorada de petróleo                                         |
| <b>EPE</b>           | empresas públicas/estatales (según contexto)                              |
| <b>ETS</b>           | sistema de comercio de emisiones                                          |
| <b>EV</b>            | vehículo eléctrico                                                        |
| <b>FACTS</b>         | sistemas de transmisión de CA flexibles                                   |
| <b>FAO</b>           | Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura |
| <b>FCEV</b>          | vehículo eléctrico de pila de combustible                                 |
| <b>FDN</b>           | Financiera de Desarrollo Nacional                                         |
| <b>FEPC</b>          | Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles                    |
| <b>FID</b>           | decisión final de inversión                                               |
| <b>FMI</b>           | Fondo Monetario Internacional                                             |
| <b>FV</b>            | energía fotovoltaica                                                      |
| <b>GEC</b>           | Energía y Clima Mundial (modelo de la AIE)                                |
| <b>GEI</b>           | gases de efecto invernadero                                               |
| <b>GLP</b>           | gas licuado de petróleo                                                   |
| <b>GNC</b>           | gas natural comprimido                                                    |
| <b>GNL</b>           | gas natural licuado                                                       |
| <b>GTL</b>           | gas a líquidos                                                            |
| <b>H<sub>2</sub></b> | hidrógeno                                                                 |
| <b>HDD</b>           | día de grado de calefacción                                               |
| <b>HDV</b>           | vehículo de servicio pesado                                               |
| <b>HFO</b>           | combustóleo                                                               |
| <b>HVDC</b>          | corriente continua de alto voltaje                                        |
| <b>I+D</b>           | investigación y desarrollo                                                |
| <b>IED</b>           | inversión extranjera directa                                              |
| <b>IIASA</b>         | Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados                 |
| <b>IOC</b>           | compañía petrolera internacional                                          |
| <b>IPCC</b>          | Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático            |
| <b>IPF</b>           | financiamiento público internacional                                      |
| <b>IPT</b>           | transmisión de energía independiente                                      |
| <b>JETS</b>          | Estrategia de Transición Energética Justa                                 |
| <b>LCE</b>           | equivalente de carbonato de litio                                         |
| <b>LCOE</b>          | costo nivelado de la electricidad                                         |
| <b>LCV</b>           | vehículo comercial ligero                                                 |
| <b>LDV</b>           | vehículo de servicio liviano                                              |
| <b>LED</b>           | diodo emisor de luz                                                       |
| <b>LFP</b>           | fosfato de hierro de litio                                                |

|                         |                                                             |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------|
| <b>LULUCF</b>           | uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura |
| <b>MCI</b>              | motor de combustión interna                                 |
| <b>MEPS</b>             | normas mínimas de eficiencia energética                     |
| <b>MER</b>              | tasa de cambio de mercado                                   |
| <b>NDC</b>              | Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN)             |
| <b>NOC</b>              | compañía petrolera nacional                                 |
| <b>NO<sub>x</sub></b>   | óxidos de nitrógeno                                         |
| <b>N<sub>2</sub>O</b>   | óxido nitroso                                               |
| <b>NZE</b>              | Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050                 |
| <b>ODS</b>              | Objetivos de Desarrollo Sostenible                          |
| <b>OIT</b>              | Organización Internacional del Trabajo                      |
| <b>OMI</b>              | Organización Marítima Internacional                         |
| <b>OPEP</b>             | Organización de Países Exportadores de Petróleo             |
| <b>PELP</b>             | Planificación Energética de Largo Plazo                     |
| <b>PHEV</b>             | vehículos eléctricos híbridos enchufables                   |
| <b>PIB</b>              | producto interno bruto                                      |
| <b>PLDV</b>             | vehículo liviano de pasajeros                               |
| <b>PM</b>               | material particulado                                        |
| <b>PM<sub>2.5</sub></b> | material particulado fino                                   |
| <b>PNACC</b>            | Plan nacional de adaptación al cambio climático             |
| <b>PPA</b>              | acuerdo de compra de energía                                |
| <b>PPP</b>              | paridad de poder adquisitivo                                |
| <b>PYMES</b>            | pequeñas y medianas empresas                                |
| <b>SAF</b>              | combustible de aviación sostenible                          |
| <b>SEAD</b>             | Equipos de Supereficiencia y Despliegue                     |
| <b>SEM</b>              | Sistema Eléctrico de Magallanes                             |
| <b>SEN</b>              | Sistema Eléctrico Nacional                                  |
| <b>SHS</b>              | sistemas solares domésticos                                 |
| <b>SITP</b>             | Sistema Integrado de Transporte Público                     |
| <b>SMR</b>              | reformado de metano con vapor                               |
| <b>SO<sub>2</sub></b>   | dióxido de azufre                                           |
| <b>SPI</b>              | Índice de Precipitación Estandarizado                       |
| <b>STEPS</b>            | Escenario de Políticas Declaradas                           |
| <b>T&amp;D</b>          | transmisión y distribución                                  |
| <b>TES</b>              | suministro total de energía                                 |
| <b>TFC</b>              | consumo final total                                         |
| <b>TFEC</b>             | consumo final total de energía                              |
| <b>TI</b>               | tecnología de la información                                |
| <b>TPED</b>             | demanda total de energía primaria                           |
| <b>TSO</b>              | operador del sistema de transmisión                         |
| <b>UE</b>               | Unión Europea                                               |
| <b>UN</b>               | Naciones Unidas                                             |
| <b>US</b>               | Estados Unidos                                              |
| <b>USGS</b>             | Servicio Geológico de los Estados Unidos                    |
| <b>VA</b>               | valor añadido                                               |

|               |                                                     |
|---------------|-----------------------------------------------------|
| <b>VALCOE</b> | costo nivelado ajustado al valor de la electricidad |
| <b>VPN</b>    | valor presente neto                                 |
| <b>VRE</b>    | energía renovable variable                          |
| <b>WACC</b>   | costo medio ponderado del capital                   |
| <b>WAMS</b>   | sistema de monitorización de área amplia            |
| <b>WEO</b>    | Perspectivas Energéticas Mundiales                  |
| <b>WHO</b>    | Organización Mundial de la Salud                    |
| <b>WTO</b>    | Organización Mundial del Comercio                   |
| <b>ZCIT</b>   | zona de convergencia intertropical                  |
| <b>ZCRB</b>   | edificación lista para cero emisiones de carbono    |
| <b>ZEV</b>    | vehículo de cero emisiones                          |

## Referencias

*Introducción*

AIE (Agencia Internacional de la Energía) (2025a), World Energy Outlook 2025, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>

AIE (2025b), World Energy Balances, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>

AIE (2025c), Global Energy and Climate Model, <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>

*Capítulo 1: El sector energético de Chile hoy*

AIE (Agencia Internacional de la Energía) (2025a), Global Critical Minerals Outlook 2025, <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025/overview-of-outlook-for-key-minerals>

AIE (2025b), World Energy Balances, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>

AIE (2025c), Greenhouse Gas Emissions from Energy, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy>

AIE (2025d), Global EV Outlook, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025/trends-in-heavy-duty-electric-vehicles>

AIE (2023), Latin America Energy Outlook Interactive Map, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/latin-america-energy-outlook-interactive-map>

Banco Mundial (2025a), Poverty Index - Chile, <https://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.NAHC?locations=CL>

Banco Mundial (2025b), Gini Index - Chile, <https://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.GINI?locations=CL>

Chile, Gobierno de Chile (2023), Estrategia Nacional del Litio, [https://s3.amazonaws.com/gobcl-prod/public\\_files/Campa%C3%B1as/Litio-por-Chile/Estrategia-Nacional-del-litio-EN.pdf](https://s3.amazonaws.com/gobcl-prod/public_files/Campa%C3%B1as/Litio-por-Chile/Estrategia-Nacional-del-litio-EN.pdf)

Chile, Instituto Nacional de Estadística (2025), Estructura de la industria manufacturera, <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/economia/industria-manufacturera/estructura-de-la-industria>

Chile, Ministerio de Energía (2024), Plan de Descarbonización, [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108\\_plan\\_descarbonizacion.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20241108_plan_descarbonizacion.pdf)

Chile, Ministerio del Medio Ambiente (2024), Documento del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile: Serie 1990-2022,

[https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2025/03/2024\\_DIN\\_CL.pdf](https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2025/03/2024_DIN_CL.pdf)

Coordinador Eléctrico Nacional (2025a), Análisis del Apagón del 25 de febrero de 2025,

[https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=346684&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=346684&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)

Coordinador Eléctrico Nacional (2025b), Análisis sistémico del evento del 25/02/2025,

[https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/08/InformeCEN\\_FINAL.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/08/InformeCEN_FINAL.pdf)

Coordinador Eléctrico Nacional (2025c), Estudio para análisis de falla del 25 de febrero de 2025, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/2025-03-19-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>

DESA de la ONU (Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas) (2025), UN Population Division – Data,

<https://www.un.org/development/desa/pd/data-landing-page>

FEM (Foro Económico Mundial) (2025), Global Gender Gap Report 2025,

[https://reports.weforum.org/docs/WEF\\_GGGR\\_2025.pdf](https://reports.weforum.org/docs/WEF_GGGR_2025.pdf)

FEM (2010), The Global Gender Gap Report 20102010,

[https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_GenderGap\\_Report\\_2010.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_GenderGap_Report_2010.pdf)

FMI (Fondo Monetario Internacional) (2025), World Economic Outlook, April 2025: A Critical Juncture amid Policy Shifts,

<https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2025/april>

Global Energy Monitor (2025), consultado en Global Energy Monitor,

<https://globalenergymonitor.org/>

IIASA (Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados), (2025),

<https://iiasa.ac.at/>

INFOR (Instituto Forestal de Chile) (2023), Reporte de Consumo de Leña,

[https://simef.infor.cl/reporte\\_leña/](https://simef.infor.cl/reporte_leña/)

Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (2025), Revisión del Informe de Análisis de la Causa Raíz del CEN del apagón del sistema eléctrico chileno del 25 de febrero de 2025,

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/08/EPRI-Review-CEN-blackout-investigation.pdf>

IQAir (2025), World Air Quality Report, <https://www.iqair.com/world-air-quality-report>

OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (2025), OECD

Population, <https://www.oecd.org/en/data/indicators/population.html>

OMS (Organización Mundial de la Salud) (2021), What are the WHO Air quality guidelines?

<https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

## Capítulo 2: Transición energética para 2050: análisis sector por sector

AIE (Agencia Internacional de Energía) (2025), Global EV Outlook 2025,

<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>

AIE (2024), The Future of Geothermal Energy,

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-geothermal-energy>

AIE (2019), Offshore Wind Outlook 2019,

<https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

Chile, Ministerio de Energía(2025), Planificación Energética de Largo Plazo,

<https://energia.gob.cl/pelp>

Coordinador Eléctrico Nacional (2025), Propuesta Final de Expansión de la Transmisión,

<https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/01/Informe-Final-PET2025.pdf>

FMI (Fondo Monetario Internacional), (2025), World Economic Outlook Database, 2025,

<https://data.imf.org/en/datasets/IMF.RES:WEO>

GWI (Global Water Intelligence) (2023), DesalData, <https://www.desaldata.com/>

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (2024), Integración de Flexibilidad desde la Demanda en el Sistema Eléctrico Chileno para Viabilizar la Carbono Neutralidad del Sector Energético Nacional,

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe\\_final\\_der\\_vf.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_der_vf.pdf)

Ludlow, J., Jalil-Vega, F., Schmidt Rivera, et al., (2021), Organic waste to energy: Resource potential and barriers to uptake in Chile. Sustainable Production and Consumption, 28, 1552-1537, <https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.08.017>

Naciones Unidas, (2025), Population Prospects, <https://population.un.org/wpp/>

OACI (Organización de Aviación Civil Internacional) (2025), ICAO Working Paper,

[https://www.icao.int/sites/default/files/Meetings/a42/Documents/WP/wp\\_025\\_en.pdf](https://www.icao.int/sites/default/files/Meetings/a42/Documents/WP/wp_025_en.pdf)

Observatorio Infraestructura de Carga en Chile 2025, Observatorio infraestructura de carga en Chile- Estado actual, Mercado y Desafíos: Mayo 2025 ,

<https://drive.google.com/file/d/1Ve-z1LQtzpz0wEmOvm1RCv6Nnp31wNIP/view>

Oxford Economics, (2025), <https://www.oxfordeconomics.com/>

The Renewables Consulting Group (2022), Offshore Wind Roadmap for Colombia,

[https://www.minenergia.gov.co/documents/6115/VF\\_Colombia\\_Offshore\\_Wind\\_Roadmap\\_Final.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/6115/VF_Colombia_Offshore_Wind_Roadmap_Final.pdf)

Vuelo Limpio (2024), Chile: SAF Roadmap 2050,

[https://vuelolimpio.cl/wp-content/uploads/2024/10/Chile\\_SAF\\_Roadmap\\_2050\\_.pdf](https://vuelolimpio.cl/wp-content/uploads/2024/10/Chile_SAF_Roadmap_2050_.pdf)

### Capítulo 3: Implicaciones de la vía de transición energética

Agencia Internacional de Energía y Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (2025), Unlocking investment opportunities in Latin America's energy transition, <https://www.iea.org/commentaries/unlocking-investment-opportunities-in-latin-america-s-energy-transition>

Barrientos, M. (2024), Assessing the incorporation of latent variables in the estimation of the value of a statistical life, <https://durham-repository.worktribe.com/output/2314049/assessing-the-incorporation-of-latent-variables-in-the-estimation-of-the-value-of-a-statistical-life>

Chile, Instituto Nacional de Estadística (2022), La Encuesta de Presupuestos Familiares, <https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/ingresos-y-gastos/encuesta-de-presupuestos-familiares>

Chile, Ministerio de Desarrollo Social y Familia (2022), Encuesta de caracterización socioeconómica nacional, <https://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/encuesta-casen-2022>

Chile, Ministerio de Energía (2022), Transición Energética de Chile - Política Energética Nacional de Chile, [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen\\_2050\\_-\\_actualizado\\_marzo\\_2022\\_0.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf)

Chile, Ministerio de Energía (2024), Estudio de Fuerza Laboral asociado a los procesos principales de la Cadena de Valor Productivo del Sector Energía, <https://eligeenergia.cl/wp-content/uploads/2025/07/Estudio-de-Fuerza-Laboral-Sector-Energia-2025.pdf>

Chile, Ministerio de Energía (2025), Acceso Equitativo a la Energía Sostenible, <https://accesoequitativoalaenergia.minenergia.cl>

IIASA (Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados), (2025), <https://iiasa.ac.at/>

OMS (Organización Mundial de la Salud) (2021), What are the WHO Air quality guidelines? <https://www.who.int/news-room/feature-stories/detail/what-are-the-who-air-quality-guidelines>

Universidad de San Sebastián (2024), Costo social de la contaminación del aire, <https://politicaspublicas.uss.cl/wp-content/uploads/2024/09/Costos-Contaminacion-Aire.pdf>

### Capítulo 4: Temas emergentes

AIE (Agencia Internacional de la Energía) (2025a), Global Hydrogen Review, Assumptions annex, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

AIE (2025b), Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>

AIE (2025c), Hydrogen Tracker,

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-tracker>

AIE (2024), National Climate Resilience Assessment for Chile,

<https://www.iea.org/reports/national-climate-resilience-assessment-for-chile>

AIE (2022), Climate Resilience for Energy Security,

<https://www.iea.org/reports/climate-resilience-for-energy-security>

Banco Central de Chile (2025), Base de Datos Estadísticos: Sector Externo - Exportaciones de bienes [Base de datos estadística: sector externo - Exportaciones de bienes],

[https://si3.bcentral.cl/estadisticas/principal1/enlaces/excel/SE/Excel\\_SE\\_Comercio\\_EN.html](https://si3.bcentral.cl/estadisticas/principal1/enlaces/excel/SE/Excel_SE_Comercio_EN.html)

Bunel, E. (2024), Estudio de vigilancia tecnológica sobre métodos de extracción directa de litio, Comisión Económica para América Latina y el Caribe,

<https://repositorio.cepal.org/handle/11362/80739>

Cambio Climático de Copérnico (2019), Fire danger indices historical data from the Copernicus Emergency Management Service, Copernicus Climate Change Service Climate Data Store,

<https://ewds.climate.copernicus.eu/datasets/cems-fire-historical-v1?tab=overview>

Centro de Investigación sobre Clima y Resiliencia (2015), The 2010-2015 mega-drought: A lesson for the future,

[https://www.cr2.cl/wp-content/uploads/2015/11/Megadrought\\_report.pdf](https://www.cr2.cl/wp-content/uploads/2015/11/Megadrought_report.pdf)

Gajardo, J. et al. (2025), Modelling the Spatial Distribution of Wildfire Risk in Chile Under Current and Future Climate Scenarios, Fire, <https://doi.org/10.3390/fire8030113>

Giglio et al. (2022), MODIS active fire and burned area products,

<https://modis-fire.umd.edu/about.html>

Global CCS Institute (2025), Advancements in CCS technologies and costs,

<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/08/Advancements-in-CCS-Technologies-and-Costs-Report-2.pdf>

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático) (2021), Sixth Assessment Report,

<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>

Jülich Forschungszentrum (2025), ETHOS Model Suite,

<https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2/leistungen/model-services>

OpenStreetMap (2025), Open Street Map, <https://www.openstreetmap.org/copyright>

Santoro et al. (2021), The global forest above-ground biomass pool for 2010 estimated from high-resolution satellite observations,, Earth System Science Data,

<https://essd.copernicus.org/articles/13/3927/2021/>

Soventix Chile (2024), Solar NH<sub>3</sub>-Pool Chile: Concepts for the development of a sustainable green hydrogen/ammonia industrial park in the Antofagasta region, Bonn, Deutsche Gesellschaft für International Zusammenarbeit GmbH,  
<https://4echile.cl/wp-content/uploads/2024/06/Informe-Final-Soventix-GIZ-English.pdf>

## International Energy Agency (IEA)

Spanish translation of *Chile 2025 Energy Transition Roadmap (Full report)*

El presente documento fue publicado originalmente en inglés. Aunque la AIE no ha escatimado esfuerzos para asegurar que su traducción al español constituya un reflejo fiel del texto original, se pueden encontrar ligeras diferencias.

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual Member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.



Subject to the IEA's Notice for CC-licensed Content, this work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International Licence.

The annex A is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International Licence.

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)

Contact information: [www.iea.org/contact](http://www.iea.org/contact)

Typeset in France by IEA - Original version: January 2026; Translation: August 2026.

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

## **Chile 2050 Hoja de Ruta para la Transición Energética**

### **World Energy Outlook Special Report**

Chile ha logrado avances significativos en su transición energética hacia sus ambiciosos objetivos a largo plazo y se encuentra en un momento clave de su trayectoria energética, poseyendo extraordinarios recursos renovables y minerales críticos.

La *Chile 2050 Hoja de Ruta para la Transición Energética*, elaborada a solicitud del Gobierno de Chile y en estrecha colaboración con el Ministerio de Energía de Chile, establece un camino detallado para que el país alcance su meta legalmente vinculante de cero emisiones netas para 2050, mientras impulsa el crecimiento económico y mejora la seguridad y la asequibilidad energética. Esta hoja de ruta se sustenta en cuatro pilares: acelerar la eficiencia energética, descarbonizar el sector eléctrico, electrificar los sectores de uso final y construir redes eléctricas modernas y resilientes. El informe analiza la inversión necesaria para materializar esta hoja de ruta, las oportunidades para reducir las facturas energéticas de los hogares y la mejora de la calidad del aire. Asimismo, explora cómo Chile puede aprovechar sus recursos naturales en la transición energética global, con oportunidades para que el país avance en la cadena de valor de la producción de minerales críticos y se convierta en un exportador global competitivo de hidrógeno de bajas emisiones.

