

**CICLO  
CRECER CON ENERGÍA  
Estrategia compartida  
para activar el  
potencial de Chile**



## »» INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico chileno ha experimentado **un notable desarrollo en los últimos años**. El país se ha posicionado como **un referente mundial en el desarrollo de la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables**, lo que ha permitido reducir significativamente las emisiones del sistema eléctrico, diversificar la matriz de generación y atraer inversiones relevantes.

Sin embargo, el sistema eléctrico chileno enfrenta desafíos significativos que evidencian la necesidad de avanzar en reformas estructurales, tanto técnicas como institucionales. Cada vez es más frecuente la percepción de que, pese a la mayor disponibilidad y competitividad de las energías limpias, **las tarifas eléctricas no reflejan plenamente esa realidad**. Al mismo tiempo, la irrupción de nuevas tecnologías (como los sistemas de almacenamiento con baterías), los eventos de interrupción del suministro, como el apagón de febrero de 2025, y las demoras en la expansión de la red de transmisión han tensionado el funcionamiento del sistema y puesto en evidencia sus **limitaciones operativas y regulatorias**. A ello se suma la controversia tarifaria reciente, que profundizó la preocupación ciudadana sobre el funcionamiento del sector. En conjunto, estos hechos han dejado en claro que el sistema eléctrico enfrenta **desafíos de coordinación, resiliencia y legitimidad pública** que no pueden resolverse únicamente mediante medidas de gestión de corto plazo.

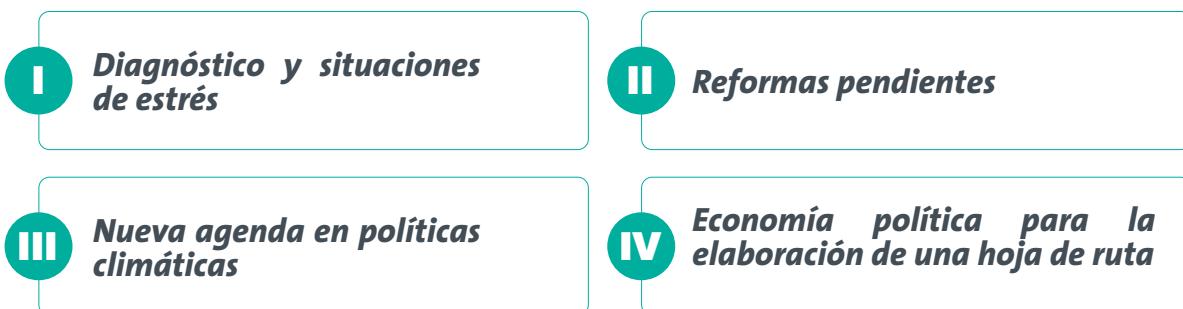
El contexto actual, marcado por un crecimiento económico relativamente bajo y por la urgencia de reactivar la inversión, también ofrece **una oportunidad para reposicionar a la energía como motor de desarrollo**. En este escenario, el Centro de Soluciones Empresariales para el Desarrollo, SEDE, de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez, en conjunto con ICARE, desarrolló el ciclo de diálogo y trabajo **Crecer con Energía**.

El ciclo Crecer con Energía reunió a un **grupo diverso de líderes y expertos** del sector energético chileno, provenientes de los ámbitos público, privado y académico.

## PARTICIPARON

- » **Juan Carlos Jobet**, Decano de la Escuela de Negocios UAI y ex Ministro de Energía;
- » **Holger Paulmann**, Presidente de ICARE;
- » **Marcelo Tokman**, ex Ministro de Energía; Gloria Maldonado, Presidenta de ENAP;
- » **Eduardo Navarro**, Director de ICARE;
- » **María Teresa González**, Gerenta General de Statkraft;
- » **Vivianne Blanlot**, Directora de Colbún;
- » **Nicola Borregaard**, Gerenta General de EBP Chile;
- » **Joan Leal**, CEO de EDF Power Solutions;
- » **Rodrigo Jiménez**, CEO de SYSTEP;
- » **Ramón Galaz**, CEO de Valgesta Nueva Energía;
- » **Carlos Suazo**, Director Ejecutivo de SPEC;
- » **Francesca Milani**, Gerente Global de Energía y Agua de Anglo American;
- » **Ignacio Santelices**, Gerente de Sustentabilidad de Fundación Chile;
- » **Hernán Valenzuela**, Gerente de Regulación de Enel Chile;
- » **Marco Peirano**, Senior Regulation Manager de EDF Power Solutions;
- » **José Venegas**, ex Secretario Ejecutivo de la CNE;
- » **Felipe Cabezas**, ex Consejero del Coordinador Eléctrico Nacional;
- » **Claudio Seebach**, Decano de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la UAI y ex Director Ejecutivo de Generadoras de Chile;
- » **Ronald Fischer**, Profesor Titular de la Universidad de Chile y ex Miembro del Panel de Expertos Eléctricos;
- » **Eduardo Bitrán**, Profesor de la Facultad de Ingeniería y Ciencias UAI;
- » **Rodrigo Moreno**, Académico de la Universidad de Chile;
- » **Catalina Medel**, Académica de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile y consultora en energía;
- » **Thomas Keller**, Senior Fellow de la UAI;
- » **Francisco Muñoz**, Académico UAI;
- » **Bernardo Severino**, Jefe de Estudios CENTRA UAI; y
- » **Mikaela Engell**, Coordinadora Ejecutiva de SEDE UAI.

El trabajo se desarrolló en cuatro mesas de trabajo, enfocadas en los siguientes ejes temáticos:



Estas mesas permitieron abordar los principales desafíos estructurales del sistema eléctrico. El objetivo de las mesas fue generar un diagnóstico y propuestas específicas para mejorar el sistema eléctrico chileno, mediante un debate plural en torno a reformas pendientes, la política climática, la infraestructura estratégica y el rol de la energía como motor de desarrollo.

Las mesas de diálogo se desarrollaron bajo las reglas de Chatham House, lo que permitió una conversación abierta y constructiva entre los participantes. En virtud de ello, las ideas, diagnósticos y propuestas discutidos durante las sesiones fueron utilizados como insumo para la elaboración de este informe. No obstante, las conclusiones, análisis y recomendaciones aquí presentados no representan necesariamente las opiniones de los participantes ni de las instituciones a las que pertenecen, y son de exclusiva responsabilidad de SEDE.

## »» CONTEXTO GLOBAL Y DIAGNÓSTICO LOCAL

Durante la última década, los principales sistemas eléctricos del mundo han comenzado a experimentar profundas transformaciones impulsadas por la drástica reducción de costos de las tecnologías renovables, el retiro progresivo de centrales térmicas y, más recientemente, el despliegue masivo de sistemas de almacenamiento. A esto se suma el auge de la generación distribuida, la aparición de nuevos modelos de negocio, como agregadores de recursos distribuidos, y el aumento en la competitividad y adopción de tecnologías que permiten electrificar actividades intensivas en energía, como el transporte y la calefacción.

Chile no ha sido ajeno a este proceso. El país ha logrado una rápida incorporación de energías renovables, y en los últimos años también almacenamiento, lo que le ha permitido reducir el factor de emisiones de GEI del sector eléctrico a una velocidad casi sin comparación con el resto del mundo.

Sin embargo, el ritmo del cambio tecnológico está desafiando la capacidad de adaptación del marco regulatorio para garantizar que las nuevas tecnologías se integren de forma eficiente y segura. A ello se suman hechos recientes que han puesto al sector en el centro de la discusión pública, como consecuencia de eventos climáticos, fallas operacionales, o procesos de fijación de tarifas, que han puesto de manifiesto vulnerabilidades estructurales y la necesidad de revisar más profundamente la regulación del sector eléctrico.

A continuación se describen, en tres grupos, las principales tendencias globales, así como los desafíos estructurales e institucionales que enmarcan la discusión sobre las reformas necesarias para el sector eléctrico en Chile.

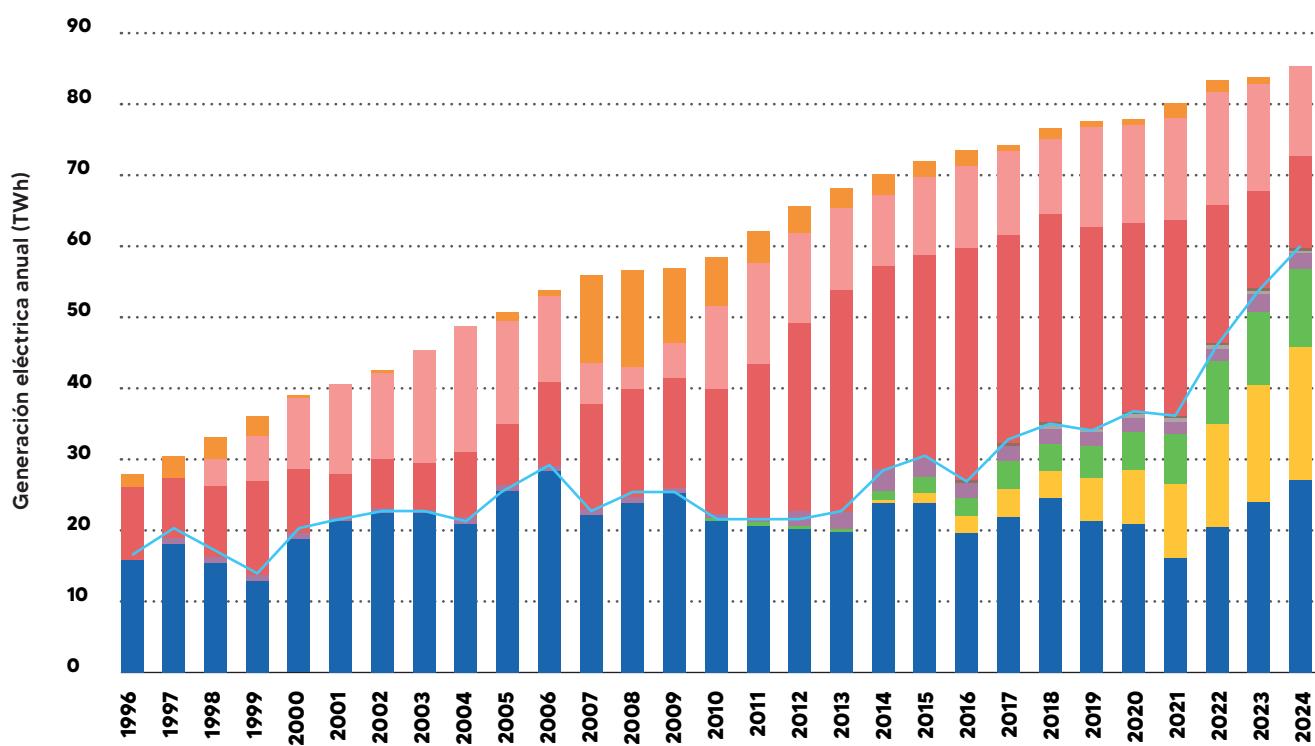
## Tendencias globales y oportunidades tecnológicas

### » Energías renovables variables como eje del crecimiento del sistema eléctrico

En línea con las tendencias globales, en Chile la participación anual de la generación a partir de fuentes solares y eólicas pasó de **menos de un 3% en 2014 a cerca de un 35% en 2024** (ver Figura 1). A 2025, **casi todos los proyectos de generación actualmente en construcción o en evaluación ambiental** corresponden a estas tecnologías, lo que sugiere que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo. Si bien sus costos directos de operación son prácticamente nulos, **su naturaleza variable impone nuevos desafíos** para la operación y la planificación del sistema eléctrico, en múltiples escalas de tiempo: desde cambios repentinos minuto a minuto hasta variaciones estacionales en la disponibilidad de recursos.

FIGURA 1:  
Generación eléctrica anual por tecnología en Chile

— Renovable    ■ Petróleo    ■ Gas Natural    ■ Carbón    ■ Cogeneración    ■ Geotérmica    ■ Bioenergía  
■ Eólica    ■ Solar FV + CSP    ■ Electricidad



Fuente: Generadoras de Chile (2025).

## » Rápido crecimiento de la capacidad de baterías

El despliegue de sistemas de almacenamiento ha crecido **de manera exponencial**, impulsado por la caída sostenida en los costos de las baterías de ion-litio, que en la última década **se han reducido en más de un 80%**. En Chile, la **capacidad instalada y en pruebas supera los 1,500 MW**, y los proyectos en construcción o con resolución de calificación ambiental alcanzan ya varios gigavatios adicionales. El almacenamiento se ha convertido en una pieza clave para modular la variabilidad renovable, reforzar la seguridad del suministro y proveer servicios complementarios, pero también plantea **desafíos regulatorios significativos** en materia de remuneración por servicios, coordinación operativa y definición de su rol dentro del mercado eléctrico.

## » Auge de los recursos energéticos distribuidos y nuevos modelos de negocio

La reducción de costos de los paneles solares fotovoltaicos, junto con la posibilidad de inyectar energía a la red eléctrica, **está acortando progresivamente los plazos de recuperación** de la inversión en proyectos de autogeneración detrás del medidor, incluidos los sistemas a nivel residencial. Chile presenta condiciones particularmente favorables para este desarrollo, dado que **la mayor parte de su demanda eléctrica se concentra en zonas con excelentes niveles de radiación solar**. A esto se suma la proliferación de nuevos modelos de negocio, como empresas agregadoras de recursos distribuidos o **plantas virtuales de energía (Virtual Power Plants)**, que ofrecen servicios de flexibilidad al mercado mayorista de generación.

## » Inicio del proceso de electrificación del transporte y la calefacción

En el caso del transporte, la rápida reducción de costos de las baterías ha permitido que diversas configuraciones de movilidad eléctrica sean hoy **más competitivas que aquellas basadas en motores de combustión interna**. En Chile, la primera ola de electrificación del transporte se ha dado a nivel del transporte público, y se espera que la venta de vehículos eléctricos particulares continúe aumentando en la medida que la innovación tecnológica permita seguir reduciendo los costos de las alternativas de transporte eléctrico.

Una tendencia similar se observa en la masificación del uso de bombas de calor para calefacción, con empresas que reportan **aumentos interanuales en la venta de equipos de hasta un 25%**.

# Desafíos estructurales del sistema eléctrico en Chile

## » Seguridad y resiliencia del sistema eléctrico

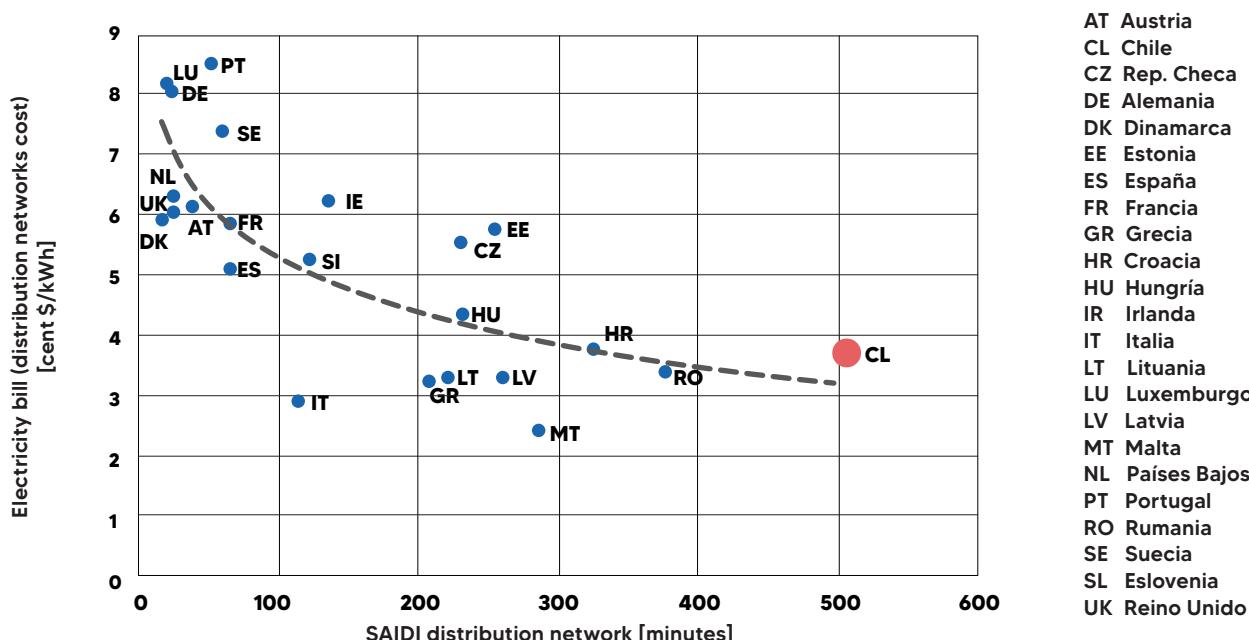
El rápido aumento de la generación solar y eólica, junto con el gradual retiro de centrales a carbón, está planteando **desafíos en múltiples escalas temporales** para mantener la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico. Estos desafíos incluyen la provisión de atributos técnicos como inercia, control de frecuencia y capacidad de rampas de partida y parada, así como la gestión de energía durante  **períodos prolongados sin disponibilidad eólica o durante sequías extremas**.

## » Confiabilidad y calidad del servicio en redes de distribución

Aunque Chile registra **una de las menores duraciones de interrupciones** de suministro eléctrico en distribución dentro de Latinoamérica, sus indicadores se encuentran considerablemente por encima de los promedios observados en países desarrollados, tal como se muestra en la Figura 2. Para avanzar en la electrificación de usos de la energía como el transporte y la calefacción, contar con **una red de distribución segura y resiliente** ante eventos climáticos será una condición habilitante.

FIGURA 2:

**Costos de distribución versus tiempo promedio que usuarios de distintos países permanecen sin suministro eléctrico por fallas del sistema de distribución.**



Fuente: Moreno et al. (2020).

## » Regulación desactualizada respecto a cambios tecnológicos

Si bien Chile fue pionero en la reestructuración del sector eléctrico y en la introducción de competencia a nivel de generación, los cambios tecnológicos y los nuevos desarrollos en herramientas regulatorias y de diseño de mercado han dejado la **regulación actual rezagada** respecto a la necesaria para integrar de forma eficiente las nuevas tecnologías y modelos de negocio. A esto se suma la acumulación de múltiples capas de reformas parciales —cada una con el propósito de abordar una situación de contingencia u objetivo de política pública específico— que hoy generan **distorsiones, subsidios cruzados y una complejidad regulatoria excesiva**.

### » **Erosión de la confianza pública y legitimidad del sector eléctrico**

Durante los últimos años, el sector ha acumulado una serie de situaciones que lo han posicionado en el centro del debate público, incluyendo tensiones por el despliegue de medidores inteligentes, el congelamiento y posterior normalización de tarifas, eventos de interrupción de suministro, expectativas frustradas de reducción tarifaria por la integración de energías renovables, y **errores en los procesos de cálculo de tarifas**. La experiencia muestra que, en cada una de estas situaciones, el eje de la discusión se ha desplazado desde foros eminentemente técnicos hacia instancias políticas, donde los requerimientos técnicos necesarios para el buen funcionamiento del sector pasan a segundo plano.

### » **Institucionalidad y capacidades técnicas de organismos clave del sector**

La combinación de factores como el crecimiento y modernización tecnológica del sector, la **aplicación de regulación excesivamente compleja, y las múltiples situaciones de estrés institucional**, ha evidenciado debilidades significativas en la coordinación entre organismos del sector y en la delimitación de sus responsabilidades.

## »» **REFORMAS PENDIENTES**

Los elementos de contexto descritos en la sección anterior ponen de relieve las tensiones que enfrenta el sistema eléctrico chileno en su transición hacia una matriz más renovable, descentralizada y digitalizada. Sobre esa base, esta sección presenta las principales reformas estructurales identificadas como prioritarias para habilitar un desarrollo eficiente del sector y garantizar un suministro eléctrico competitivo, seguro y confiable para el país.

**El Ciclo Crecer con Energía surgió precisamente ante la falta de un espacio de discusión estratégica**, con perspectiva de largo plazo, que permitiera ordenar y priorizar los desafíos del sector. En consecuencia, las reformas que se describen a continuación no buscan responder a contingencias coyunturales, sino a identificar los elementos esenciales de un itinerario de modernización regulatorio e institucional, que sirva de base para una nueva etapa de desarrollo del sistema eléctrico chileno.

**Generación:**

## Modernización del mercado mayorista

**DIAGNÓSTICO**

Diseñado hace más de cuarenta años para un sistema basado en generación hidráulica y térmica, el actual mercado eléctrico mayorista no posee los mecanismos de coordinación necesarios, ni entrega las señales de precios adecuadas, para garantizar una operación segura y eficiente en un sistema con alta penetración de generación renovable variable.

**PROPUESTA  
DE REFORMA**

Modernizar las plataformas de coordinación para que, en cada instante, tanto las decisiones de despacho como los precios se determinen en función de las condiciones reales de operación del sistema. Además, implementar esquemas financieros de liquidación múltiple que permitan asignar correctamente los costos derivados de los desvíos de pronóstico, y avanzar hacia la implementación de un mercado basado en ofertas, con los resguardos de libre competencia necesarios para garantizar su buen funcionamiento.

**RESULTADOS  
ESPERADOS**

Un uso más eficiente de la infraestructura y los recursos disponibles, y una remuneración que refleje el valor efectivo de la flexibilidad y de los servicios que aportan tecnologías diversas, desde la generación convencional hasta el almacenamiento y la demanda gestionable.

**Transmisión:**

## Revisión del mecanismo de asignación de costos

**DIAGNÓSTICO**

El mecanismo de recuperación de costos de la transmisión, financiado en un 100% por la demanda mediante un esquema de estampillado, no entrega señales adecuadas para la localización de proyectos de generación. Basado en el principio de Ramsey, asume que la demanda es menos sensible al precio que los generadores, un supuesto que deja de ser válido con el auge del autoconsumo residencial e industrial.

**PROPUESTA  
DE REFORMA**

Aunque aún no existe una propuesta concreta que reemplace el esquema vigente ni se plantea volver al sistema de peajes previo a 2016, se propone que un nuevo mecanismo asigne al menos una fracción de los costos de las inversiones en transmisión a los agentes que más se benefician de ellas, ya sean consumidores o generadores.

**RESULTADOS  
ESPERADOS**

Un despliegue geográfico más eficiente de la generación y de nuevos centros de demanda, como data centers y polos industriales, junto con una mayor corresponsabilidad entre los distintos actores del sistema eléctrico en la expansión de la red.

## Distribución: Calidad de servicio

### DIAGNÓSTICO

El modelo regulatorio vigente, basado en una “empresa modelo” y en estándares promedio de desempeño, no ha logrado asegurar una calidad de suministro homogénea. Persisten brechas en la duración y frecuencia de interrupciones, lo que limita la confianza de los usuarios y constituye una barrera para la electrificación de consumos como el transporte y la calefacción. Avanzar en esa dirección exigirá niveles de confiabilidad superiores a los actuales.

### PROPUESTA DE REFORMA

Revisar el esquema de regulación para migrar desde el actual esquema de “empresa modelo” hacia un mecanismo basado en desempeño, en el que las inversiones y remuneraciones de las empresas distribuidoras se vinculen a indicadores exigibles de continuidad, atención y conexión. Complementariamente, avanzar en la instalación de medidores inteligentes y en la digitalización de redes que permitan mejorar la gestión de fallas y la integración de recursos distribuidos.

### RESULTADOS ESPERADOS

Reducción de la duración y frecuencia de los cortes de suministro, mejor resiliencia ante eventos climáticos extremos y mayor confiabilidad del sistema eléctrico, condiciones necesarias para sostener el proceso de electrificación y la incorporación de nuevas tecnologías en el nivel de distribución.

## Distribución

### Recursos distribuidos y nuevos modelos de negocio

### DIAGNÓSTICO

El marco regulatorio actual no considera un desarrollo de redes de distribución compatibles con la generación distribuida ni con la posibilidad de flujos bidireccionales de energía, lo que limita su integración al sistema. Además, el uso de tarifas volumétricas para recuperar costos fijos de red no entrega señales adecuadas para un desarrollo eficiente de la generación distribuida y puede generar subsidios cruzados regresivos entre clientes.

### PROPUESTA DE REFORMA

Desarrollar una regulación que integre los recursos energéticos distribuidos en la planificación y operación de redes, y que habilite nuevos modelos de negocio, como las plantas virtuales de generación. Avanzar hacia tarifas más costo-reflectivas y fortalecer la digitalización y medición inteligente, permitiendo una gestión activa y segura de los flujos bidireccionales.

### RESULTADOS ESPERADOS

Redes de distribución más flexibles y eficientes, capaces de integrar todo tipo de recursos distribuidos, particularmente generación solar domiciliaria y almacenamiento. Esto favorecería una participación más activa de los usuarios y les permitiría capturar los beneficios de las nuevas tecnologías disponibles.

## Distribución:

### Comercialización

#### DIAGNÓSTICO

La relación comercial con los clientes regulados se concentra hoy en las distribuidoras. Este esquema permite competencia en las licitaciones de suministro entre generadores y distribuidoras, pero no otorga a los usuarios la posibilidad de elegir libremente su suministrador, como ocurre con los clientes libres.

#### PROPUESTA DE REFORMA

Permitir la entrada gradual de comercializadores puros, bajo reglas de transparencia, solvencia y protección al consumidor. La apertura debe incluir una tarifa regulada por defecto y un comercializador de último recurso para asegurar continuidad del suministro.

#### RESULTADOS ESPERADOS

Si bien la experiencia internacional muestra resultados mixtos, se espera que una apertura gradual y bien regulada promueva mayor diversidad en productos y servicios eléctricos, mejor atención al cliente y una oferta más flexible y personalizada de alternativas de suministro.

## Diseño institucional

#### DIAGNÓSTICO

La estructura institucional del sector eléctrico presenta superposición de funciones, limitada coordinación y pérdida de capacidades técnicas en organismos como la CNE. Esto ha afectado la capacidad de los organismos de ejecutar la regulación y ha reducido la capacidad del sistema para adaptarse al cambio tecnológico y anticipar riesgos.

#### PROPUESTA DE REFORMA

Avanzar hacia un diseño institucional más autónomo, técnico y coordinado, que refuerce las capacidades del Ministerio de Energía, la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional. Considerar ajustes graduales en gobernanza y profesionalización, junto con mecanismos de rendición de cuentas y estabilidad en los equipos técnicos.

#### RESULTADOS ESPERADOS

Un sector con instituciones más sólidas y previsibles, capaces de diseñar e implementar reformas complejas con independencia política, coordinación efectiva y una mirada de largo plazo sobre la transición energética

## »» REFORMAS PRIORITARIAS PARA LA PRÓXIMA ADMINISTRACIÓN

Aunque todas las reformas descritas en la sección anterior son esenciales para el desarrollo eficiente del sector eléctrico, resulta poco factible avanzar en ellas simultáneamente. **Tampoco es realista esperar que una administración de cuatro años pueda implementarlas todas**, ya sea en forma simultánea o secuencial, considerando que cada una requiere algún nivel de tramitación en el Congreso.

Dada esta restricción y la urgencia de los cambios que demanda el sector, nos enfocamos en identificar las reformas más prioritarias para la próxima administración. Esta delimitación temporal —en lugar de desarrollar una hoja de ruta que abarque múltiples períodos de gobierno— responde a que la priorización incorpora no solo elementos técnicos, sino también consideraciones de economía política del sector. **Estas consideraciones incluyeron la sensibilidad de los clientes finales ante variaciones tarifarias, la percepción pública de la solidez técnica del sector y sus instituciones, la confiabilidad y resiliencia percibida del suministro eléctrico, y el nivel de conflictividad que las reformas podrían generar entre los distintos grupos de interés del sector, entre otros aspectos.**

Como parte de un ejercicio secuencial que consistió, primero, en asignar un nivel de prioridad a cada una de las reformas listadas en la sección anterior y, posteriormente, en una discusión que ponderó elementos técnicos y de economía política, emergieron los siguientes criterios o elementos, que fueron determinantes al momento de priorizar reformas para la próxima administración:

### » **Sensibilidad a variaciones de precios de la electricidad**

La depreciación del peso frente al dólar, junto con el proceso de congelamiento y normalización de tarifas para clientes regulados, ha posicionado el precio de la electricidad en el centro del debate público. **Este tema ha sido incluido explícitamente en los planes de gobierno de los candidatos presidenciales.** Cualquier priorización de reformas y su posterior implementación deben considerar los potenciales impactos en los precios de la electricidad, tanto para clientes regulados como libres. Lo anterior debe entenderse como una necesaria evaluación del impacto de las políticas públicas, no como un llamado a nuevos congelamientos o intervenciones extraordinarias. Por el contrario, se requiere asegurar el estricto cumplimiento de los plazos regulatorios y la aplicación de metodologías que permitan contar con tarifas costo-reflectivas en generación, transmisión y distribución.

### » **Cuidar la resiliencia y seguridad del sistema**

La rápida transformación tecnológica del sistema, que está **integrando grandes volúmenes de generación solar y eólica** en paralelo al retiro de unidades síncronas, además de un potencial crecimiento de la generación distribuida, requiere resguardos que garanticen la resiliencia y seguridad del sistema eléctrico en todos sus segmentos. Esto cobra mayor relevancia considerando los impactos económicos y la sensibilidad pública generada por eventos como la interrupción de suministro debido a condiciones climáticas extremas en agosto de 2024 y el blackout de febrero de 2025.

## » **Foco en clientes finales**

Si bien todas las reformas listadas en la sección anterior buscan garantizar un desarrollo seguro y eficiente del sistema eléctrico, la escala temporal en que sus beneficios se materialicen para los clientes finales es variada. En la priorización de **reformas urgentes** que se recomienda abordar en la próxima administración, se privilegian medidas que pongan al centro al cliente final.

## » **Normalizar procesos regulatorios vigentes**

Independientemente de las reformas que se **identifiquen como prioritarias** para la próxima administración, una medida urgente es regularizar los procesos regulatorios vigentes, algunos de los cuales presentan retrasos que pueden incluso superar la duración de un período de gobierno.

En base a lo anterior, se recomienda a la próxima administración avanzar en las siguientes reformas del sector eléctrico, descritas con más detalle de forma individual en la sección anterior:

## » **Reforma a la distribución**

Como primera prioridad, **se recomienda una reforma orientada a mejorar la calidad de servicio en el sistema de distribución**, entendida como una reducción en la frecuencia y duración de las interrupciones de suministro. El impulso a una reforma de largo plazo en esta línea también se puede complementar con ajustes de corto plazo, que habiliten e incentiven inversiones en calidad y resiliencia de la red.

Respecto a las medidas destinadas a habilitar una **integración eficiente de recursos energéticos distribuidos**, si bien no emergen como primera prioridad al analizar cada reforma por separado —según la segmentación descrita en la sección anterior—, existe consenso en que las iniciativas **orientadas a mejorar la calidad de servicio** y aquellas enfocadas en la integración de recursos distribuidos deben abordarse dentro de una misma reforma y no de forma separada.

Finalmente, una reforma al sector de distribución que **introduzca comercialización competitiva a nivel de clientes regulados no se considera prioritaria** en relación con el resto de las reformas esenciales para el sector, dado que la evidencia internacional muestra resultados mixtos respecto a sus beneficios. En cualquier caso, un análisis de costos y beneficios de esta medida debe considerar los efectos sistémicos de un cambio de este tipo y su desempeño promedio en el largo plazo, y no basarse en condiciones circunstanciales —como diferencias temporales en los precios promedio de la energía entre clientes libres y regulados— que pueden revertirse en el tiempo.

## » **Revisión del diseño institucional**

Una reforma al diseño institucional del sector constituye una condición necesaria para avanzar en prácticamente todas las reformas de carácter técnico que fueron identificadas como esenciales. En particular, eventos recientes, **como los errores en el cálculo de tarifas**, han generado conciencia pública sobre la necesidad de instituciones más sólidas y técnicamente capacitadas, configurando una coyuntura política favorable para impulsar cambios estructurales que, en otras circunstancias, probablemente carecerían del respaldo necesario para su discusión e implementación.

En cuanto a la secuencia de implementación, resulta **no sólo factible sino recomendable avanzar en ambas reformas simultáneamente**. Por ejemplo, los cambios en los esquemas de regulación para empresas distribuidoras requieren, simultáneamente, del desarrollo de capacidades técnicas institucionales y de estructuras de incentivos apropiadas en el regulador que garanticen la efectiva aplicación de la nueva normativa.

Por último, cabe destacar que, si bien la modernización del mercado mayorista de generación emerge como prioritaria desde una perspectiva técnica, su implementación presenta complejidades que justifican postergarla respecto a otras materias más urgentes. En particular, la transición hacia un mercado basado en ofertas requiere resguardos robustos en materia de libre competencia, tanto relacionados con el nivel de concentración del mercado como con mecanismos institucionales de monitoreo y mitigación del poder de mercado. Estos son aspectos que demandan análisis y preparación adicionales. Adicionalmente, desde una perspectiva de economía política, **los beneficios de esta reforma, que también requiere de modificaciones legales, son más abstractos y difíciles de visibilizar ante la ciudadanía** en comparación con la expectativa de mejoras en calidad de servicio y solidez institucional que ofrecen las reformas priorizadas en esta sección.

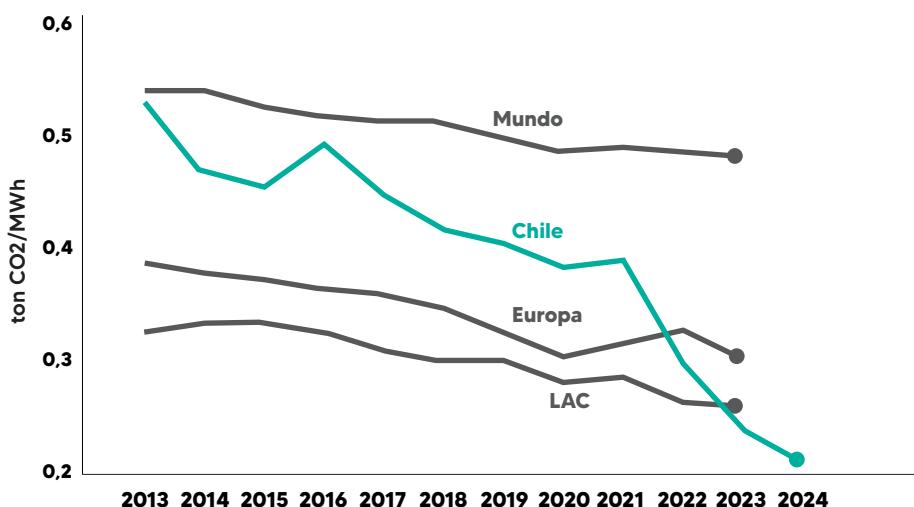
## »» POLÍTICAS CLIMÁTICAS Y EL SECTOR ELÉCTRICO

En 2022, Chile se convirtió en el primer país de Latinoamérica en comprometerse con la carbono neutralidad para 2050, en línea con compromisos equivalentes que para 2025 más de 100 países han adoptado. Si bien la ciencia ya descarta la posibilidad de evitar un aumento de temperatura por sobre los 1,5 °C, que era el **objetivo original del Acuerdo de París**, el aumento de la competitividad de las tecnologías de generación renovable, el almacenamiento y su integración en los sistemas eléctricos, así como el auge de la electromovilidad y la masificación del uso de bombas de calor, también permite descartar los escenarios más adversos de aumento de temperatura proyectados en estudios de hace más de una década. Este avance tecnológico genera una nueva dinámica de transformación de los sistemas eléctricos que debe ser considerada en el proceso de revisión continua de las políticas climáticas.

Desde un punto de vista económico, los instrumentos más idóneos para corregir las externalidades provocadas por las emisiones de GEI son impuestos o esquemas de permisos transables que abarquen todos los sectores económicos y permitan incentivar reducciones de la forma más costo-eficiente posible. Sin embargo, **restrictiones de economía política han dificultado su aplicación**, tanto en términos de su intensidad y del número de sectores económicos cubiertos (ej. en muchos países el foco de su aplicación ha sido el sector eléctrico), como en la estabilidad de este tipo de instrumentos en el tiempo (ej. en abril de 2025 Canadá eliminó el impuesto a las emisiones de CO2 que se aplicaba a las gasolinas).

El caso chileno ilustra estas limitaciones. Si bien Chile cuenta con un impuesto a las emisiones de material particulado y GEI desde 2017, su valor es de 5 USD/tCO2eq—muy por debajo de los 71 USD/tCO2eq definidos como el precio social de las emisiones en 2025 por el Ministerio de Desarrollo Social y Familia—y su aplicación **se limita a fuentes fijas que superan un cierto umbral de emisiones anuales, principalmente en el sector industrial**. Más problemático aún, en el caso de los combustibles usados por fuentes móviles, una fracción relevante del diesel utilizado en el transporte no sólo está exento del pago del impuesto a las emisiones de GEI, sino que además cuenta con beneficios tributarios que no están disponibles para las gasolinas.

FIGURA 3:

**Evolución de la intensidad de emisiones de sistemas eléctricos en distintas regiones del mundo**

Fuente: Generadoras de Chile (2025)

En este contexto, y considerando la reducción de más de un 60% del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> del Sistema Eléctrico Nacional en la última década, ilustrada en la Figura 3, el sector eléctrico ya no **representa la oportunidad más costo-eficiente para reducir emisiones en Chile**. De hecho, fomentar reducciones de emisiones de GEI del sistema eléctrico a una velocidad mayor que la impulsada por la transformación tecnológica en curso podría resultar contraproducente. Sin una expansión de la cobertura de instrumentos como el impuesto verde hacia otros sectores, tales políticas aumentarían el precio de la electricidad y desincentivarían el proceso de electrificación del transporte y la calefacción, ambos elementos centrales de las estrategias de reducción de emisiones de GEI para cumplir las metas comprometidas en la Ley Marco de Cambio Climático.

Más aún, un avance más acelerado del proceso de reducción de emisiones de GEI podría también poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico. De hecho, la actualización de 2025 del Plan de Descarbonización del Ministerio de Energía plantea que, para **seguir avanzando con el plan de retiro o reconversión de centrales a carbón**, será necesario enfocarse en condiciones habilitantes que faciliten el proceso sin comprometer la seguridad del sistema.

Todo lo anterior indica que, al menos en el corto y mediano plazo, las políticas públicas de mayor costo-efectividad para la reducción de emisiones de GEI —y que probablemente contaría con factibilidad política y social— son aquellas que facilitan, pero no fuerzan, el proceso de electrificación de consumos energéticos en transporte, calefacción y procesos industriales.

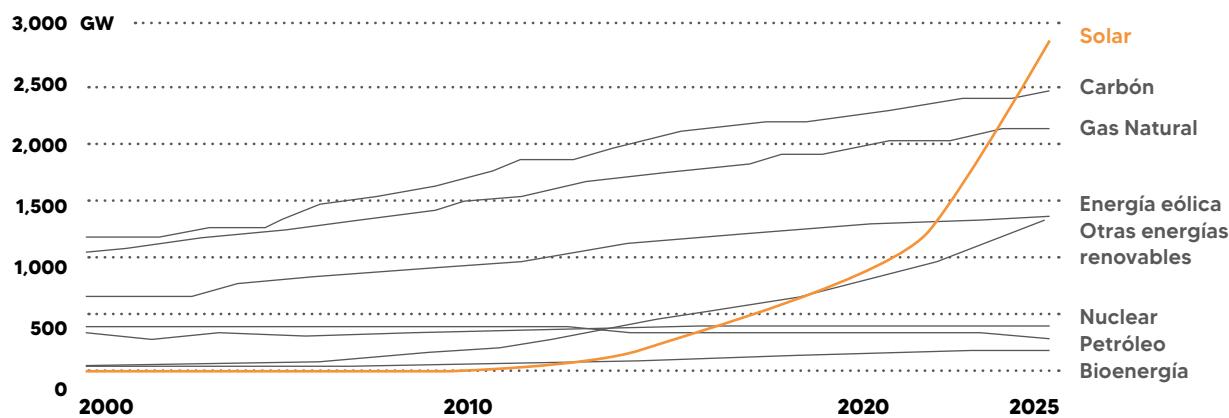
En este contexto, el análisis de costos y beneficios de las reformas técnicas del sector cubiertas en las secciones anteriores —las cuales son habilitantes para avanzar en el proceso de electrificación— **debe también cuantificar su impacto en la reducción de emisiones de GEI**, además de sus beneficios en términos de mejoras en seguridad, resiliencia y costo-eficiencia en la operación del sistema eléctrico.

En complemento a las reformas técnicas del sector cubiertas en las secciones anteriores, y antes de incluso considerar un potencial aumento de cobertura del impuesto verde, **es posible fomentar reducciones de emisiones de GEI a través de medidas como invertir selectivamente en redes de distribución**, priorizando los refuerzos donde el retorno social sea alto y se habiliten mejoras relevantes en calidad y capacidad de conexión para electromovilidad y calefacción eléctrica, así como avanzar en una reducción gradual de los beneficios tributarios al uso del diésel para el transporte.

## »» LA MAYOR TRANSFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS DESDE LA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

Según el centro de estudios EMBER, el mundo está experimentando la mayor transformación de los sistemas energéticos desde la Revolución Industrial. Las **reducciones en los costos de producción de electricidad a partir de recursos solares y eólicos**, junto con la rápida disminución en los costos del almacenamiento por baterías, están habilitando una transformación sin precedentes en las formas de producir, gestionar y consumir energía.

FIGURA 4:  
**Capacidad instalada por tecnología a nivel global**



Fuente: EMBER (2025).

Como se muestra en la Figura 4, en prácticamente 15 años, la generación solar pasó de ser una de las tecnologías menos abundantes a convertirse en la fuente de generación con mayor capacidad instalada en el mundo. Si se combina la capacidad instalada solar con la eólica, a **2025 se estima que su capacidad conjunta prácticamente duplicará la del carbón o la del gas natural**, manteniendo además una tasa de crecimiento anual que supera ampliamente la de cualquier otra tecnología de generación.

Según la Agencia Internacional de Energía, el **volumen global de inversiones en energía en 2024 superó los USD 3 billones**, con dos tercios de esa inversión destinados a tecnologías limpias y redes, y un tercio a infraestructura de combustibles fósiles. Estas tendencias confirman que el proceso de transición energética tiene una inercia propia, desacoplada de los vaivenes de las políticas climáticas.

A nivel global, **Chile se ha posicionado como referente en términos de adopción de nuevas tecnologías, particularmente solar, eólica y, más recientemente, de almacenamiento**, siendo esta transformación mayoritariamente el resultado de la competitividad económica de estas tecnologías y la apertura comercial del país. En línea con esta evolución, se espera que la próxima etapa de transformación sea la integración de recursos energéticos distribuidos y la electrificación del transporte y la calefacción, procesos que ya muestran un crecimiento sostenido año tras año y que, como el crecimiento de la generación solar y eólica, responden a procesos de adopción de nuevas tecnologías que ya compiten por sí mismas.

Este proceso de transformación tecnológica representa una oportunidad significativa de crecimiento económico y mejora del bienestar para Chile, con más de USD 20.000 millones de dólares en inversión directa ya desarrollada en la última década. Sin embargo, para que esta transformación continúe avanzando de forma eficiente y ordenada, sin comprometer la seguridad del sistema eléctrico, **se requiere retomar una mirada de largo plazo y priorizar las reformas esenciales** para el sector identificadas en este documento. De lo contrario, las barreras regulatorias y desafíos institucionales actuales impedirán que las nuevas tecnologías alcancen su pleno potencial y entreguen los beneficios esperados a los clientes finales.

Hace más de cuatro décadas, Chile fue pionero a nivel mundial en la introducción de reformas que luego muchos otros países usaron como referencia para modernizar su regulación eléctrica e introducir competencia en el segmento de generación. **Estas reformas permitieron expandir la cobertura eléctrica a casi el 100% de la población** y atraer inversión suficiente para suplir una demanda que ha ido aumentando a la par con el crecimiento económico del país.

Hoy, la historia presenta una nueva oportunidad: que **Chile aproveche la calidad excepcional de sus recursos renovables y las últimas innovaciones tecnológicas globales** para transformar no sólo su sistema eléctrico, sino también para electrificar otros sectores. Convertir esta ventaja competitiva en desarrollo económico dependerá de nuestra capacidad de actuar con visión estratégica y de forma proactiva, comenzando a trabajar desde hoy en las reformas que determinarán nuestra posición en el panorama energético de las próximas décadas.

## »» REFERENCIAS

- BloombergNEF (2025). Energy Transition Investment Trends 2025.  
Disponible en <https://about.bnef.com/>
- Generadoras de Chile (2025). Sitio web de Generadoras de Chile.  
Disponible en <https://generadoras.cl/>
- International Energy Agency (2025). World Energy Investments 2024.  
Disponible en <https://www.iea.org/>
- Moreno, R., Bezerra, B., Rudnick, H., Suazo-Martinez, C., Carvalho, M., Navarro, A., Silva, C. & Strbac, G. (2020). Distribution network rate making in Latin America: An evolving landscape. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(3), 33-48.





ESCUELA DE  
NEGOCIOS



Soluciones  
Empresariales  
para el Desarrollo



CICLO: "CRECER CON ENERGÍA"

# **Estrategia compartida para ACTIVAR EL POTENCIAL DE CHILE**