

La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050



Contexto actual y caminos para el futuro

Argentina

La transición energética de América Latina y el Caribe: Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050. Contexto actual y caminos para el futuro en Argentina

Este documento ha sido publicado bajo la Presidencia Ejecutiva de Sergio Díaz-Granados y la Vicepresidencia Corporativa de Programación Estratégica de Christian Asinelli.

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

MRC Consultants and Transaction Advisers (España): Fernando Álvarez, Carlos Migués, Santiago Conchillo, Nicolás Stern, Juan Pablo Palacios y Leandro Iturralde.

PSR Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly Morais, Juliana Xavier, Bruno Peixoto, Matheus Gonçalves, Daniel Costa y João Marcelo Silvano.

Gestión editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo

Ana Gerez

Diseño gráfico

<https://cleiman.com>

Fotografías

Banco de imágenes de CAF, Adobe Stock, pexels.com y pixabay.com

© CAF 2024

Las ideas y planteamientos contenidos en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no comprometen la posición oficial de CAF. Los términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican toma alguna de posición por parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países, territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.



La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

Contexto actual y caminos para el futuro
Argentina

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Argentina

Caracterización del país y matriz energética	35
Marco institucional y agentes del sector	36
Caracterización del sistema de generación	38
Caracterización del sistema de transmisión	40



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	44
Estructura y funcionamiento sectorial	47
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
Políticas de transición energética	51
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligente	
Gas natural como vector de transición	



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	66
Proyección de los precios de los combustibles	68
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Tecnologías candidatas para la expansión	73
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	77
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Argentina

Caso de BAU	95
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	104
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y de TE	113
Inversiones en transmisión	121
Inversiones en distribución	124
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución en Argentina	



Ejes de acción en Argentina

Referencias

Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

Apéndice 4: Inversiones en transmisión



Conclusiones

Apéndice 1: Adiciones de capacidad de generación

Apéndice 3: Inversiones en generación

Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar en Argentina

Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

Apéndice 7: Propuesta metodológica

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



Cuadro 2.1	Características del sistema de transmisión	42
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Argentina	45
Cuadro 3.2	Resultados de las subastas RenovAr	52
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	67
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	74
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	75
Cuadro 4.4	Proyectos considerados en el plan de expansión de Argentina	93
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Argentina	136
Figura 2.1	Red de transmisión de Argentina (500 kV y 330 kV)	41
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Argentina	122
Figura 5.2	Distribución de parques eólicos y solares en la región Norte de Argentina	122
Figura 6.1	Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe	133

ÍNDICE DE GRÁFICOS



Gráfico 2.1	Capacidad instalada por tecnología en 2023	39
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	70
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	70
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	72
Gráfico 4.4	Proyección de precios del gas adoptada en este estudio	72
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	73
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	76
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	76
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	78
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	79
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	80
Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	81

Gráfico 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Argentina 82

Gráfico 4.13

Curva de adopción de la GD 83

Gráfico 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB 84

Gráfico 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte 85

Gráfico 4.16

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 86

Gráfico 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos 86

Gráfico 4.18

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial 87

Gráfico 4.19

Producción de hidrógeno verde en Argentina 89

Gráfico 4.20

Consumo de electricidad de los electrolizadores 89

Gráfico 4.21

Distribución de la demanda en los sectores de la economía argentina 90

Gráfico 4.22

Proyección de las ganancias de eficiencia 91

Gráfico 4.23

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios 92

Gráfico 4.4

Proyectos considerados en el plan de expansión de Argentina 93

Gráfico 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema argentino en el caso de BAU 96

Gráfico 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de BAU 97

Gráfico 5.3

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de BAU 97

Gráfico 5.4

Canasta de generación anual en el sistema argentino en 2024 98

Gráfico 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema argentino en 2024 99

Gráfico 5.6

Despacho típico diario en el sistema argentino en 2024 99

Gráfico 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de BAU 100

Gráfico 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de BAU 101

Gráfico 5.9

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2050 en el caso de BAU 101

Gráfico 5.10

Costos marginales anuales en el sistema argentino en el caso de BAU 103

Gráfico 5.11

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema argentino en el caso de BAU 104

Gráfico 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema argentino en el caso de TE **105**

Gráfico 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de TE **105**

Gráfico 5.14

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de TE **106**

Gráfico 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema argentino en el caso de TE **107**

Gráfico 5.16

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema argentino en el caso de TE **107**

Gráfico 5.17

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2050 en el caso de TE **108**

Gráfico 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema argentino en caso de TE **109**

Gráfico 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de TE **109**

Gráfico 5.20

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2050 en el caso de TE **110**

Gráfico 5.21

Costos marginales anuales en el sistema argentino en el caso de TE **111**

Gráfico 5.22

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema argentino en el caso de TE **111**

Gráfico 5.23

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema argentino en los casos de BAU y TE **114**

Gráfico 5.24

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema argentino **115**

Gráfico 5.25

Comparación de la generación limpia total en el sistema argentino en los casos de BAU y de TE **116**

Gráfico 5.26

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema argentino en los casos de BAU y TE **117**

Gráfico 5.27

Comparación de los costos marginales en el sistema argentino en los casos de BAU y TE **117**

Gráfico 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación **118**

Gráfico 5.29

Evolución de los costos de operación **119**

Gráfico 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Argentina **120**

Gráfico 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión argentino por década **123**

Gráfico 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	125
--	------------

Gráfico 5.33

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	125
--	------------

Gráfico 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	126
--	------------

Gráfico 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	127
--	------------

Gráfico 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	127
---	------------

Gráfico 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución	129
--	------------

Abreviaciones

BAU	Escenario sin cambios (del inglés <i>business as usual</i>)
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GD	Generación distribuida
GW	Gigavatio
H2	Hidrógeno
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
FV	Fotovoltaica

GEI	Gases de efecto invernadero
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
MATER	Mercado a término
MDI	Manifestaciones de interés
MM	Mercado mayorista
MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
PPA	Acuerdo bilateral de compra de energía (<i>Power Purchase Agreement</i>)
PRONEV	Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas
PROUREE	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TWh	Teravatios por hora
USD	Dólares estadounidenses
VAD	Valor agregado de distribución

Resumen ejecutivo

» América Latina y el Caribe posee un gran potencial para impulsar el desarrollo de las energías renovables y avanzar en el camino hacia la descarbonización.

Sin embargo, una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición energética y permitan lograr el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, en las próximas décadas depende del punto de partida y un buen conocimiento de las particularidades y posibilidades de cada país.

Este informe ofrece una visión comprensiva de la transición energética en Argentina, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050.

Se analizan dos escenarios de expansión de la generación y transmisión de energía:

1. Caso de continuidad o *business as usual* (BAU), escenario que contempla una expansión del sistema eléctrico basada exclusivamente en criterios económicos.
2. Caso de transición energética (TE), que también considera una expansión económica, pero con restricciones en las emisiones del sector eléctrico y la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI).

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para la expansión del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo. Esto hará posible establecer los parámetros de expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad); los requerimientos asociados a la transmisión derivados de la expansión de la generación y la estimación de los costos a nivel de distribución asociados a elementos necesarios para llevar a cabo el proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

El análisis de las políticas de transición energética en Argentina revela una serie de brechas y áreas de mejora en varios frentes. Aunque se han establecido metas ambiciosas para la penetración de las energías renovables no convencionales (ERNC), existe una brecha entre esas metas y los resultados alcanzados hasta el momento. Los mecanismos de subastas se presentan como una buena oportunidad para impulsar las inversiones en tecnologías de ERNC. Además, se han implementado medidas para mejorar la eficiencia energética en diferentes sectores, pero falta integración y coordinación de estas iniciativas en un plan o ley nacional.

En cuanto a la electromovilidad, aunque existen iniciativas legislativas y programas para promover la movilidad sostenible, no se han identificado planes concretos para la penetración de los vehículos eléctricos en el mercado automotriz ni incentivos claros para la industria privada.

Por otro lado, se ha presentado una estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones, pero aún se necesita la aprobación legislativa y la creación de un marco regulatorio para impulsar las inversiones privadas en esta tecnología.

En Argentina existe una baja penetración de los medidores y las redes inteligentes, con tan solo iniciativas aisladas a nivel piloto. Se necesita un plan integral de promoción e investigación para modernizar la infraestructura eléctrica.

Por último, aunque el gas natural se considera un combustible de transición, no hay un plan concreto para reemplazar progresivamente la flota de vehículos o para la sustitución de los combustibles líquidos en la generación eléctrica.

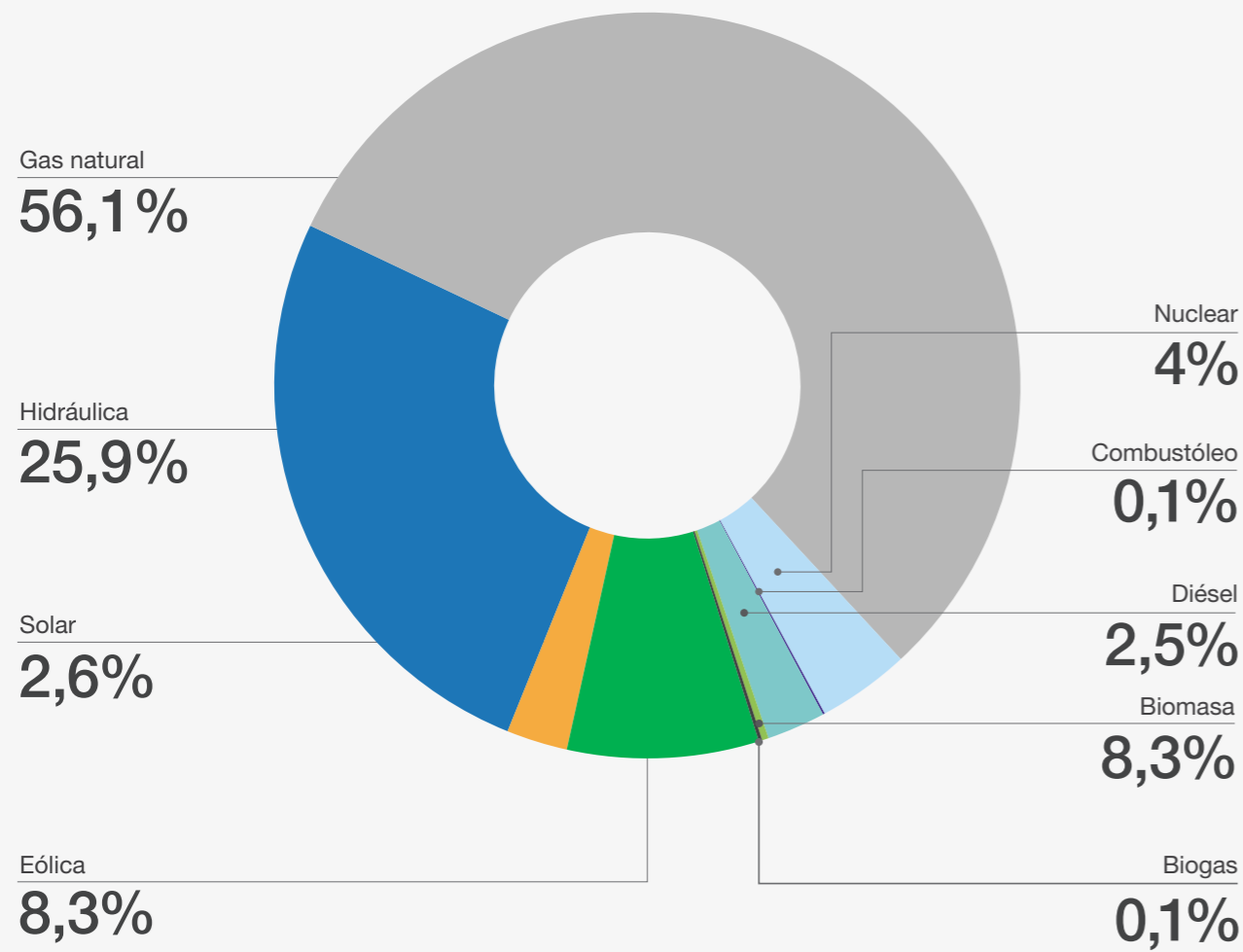
En resumen, aunque Argentina ha tomado medidas en varias áreas para avanzar hacia la descarbonización del sector energético, todavía enfrenta desafíos para garantizar una transición eficaz y sostenible. La coordinación entre los sectores público y privado, junto con la implementación de políticas integrales e incentivos claros, es fundamental para alcanzar los objetivos de largo plazo establecidos.

Con base en los análisis coyunturales previamente expuestos, este informe evalúa la evolución del sistema eléctrico argentino para el período 2023-2050. El informe presenta un conjunto de premisas con el propósito de cuantificar las inversiones en generación y transmisión en dos escenarios de expansión.

Al finalizar 2023, Argentina exhibía una capacidad de generación instalada de 44 gigavatios (GW), con las plantas térmicas de gas natural (GN) y las centrales hidroeléctricas como las principales fuentes de generación, representando aproximadamente el 56 % y el 26 % de la matriz energética, respectivamente. Por otro lado, las plantas solares y eólicas constituyen alrededor del 11 % de la canasta de generación, destacándose las eólicas con 3,6 GW instalados. Esta composición refleja una diversificación gradual de la matriz energética del país, con un aumento significativo de la contribución de las energías renovables.

GRÁFICO 1

Capacidad instalada por tecnología en 2023

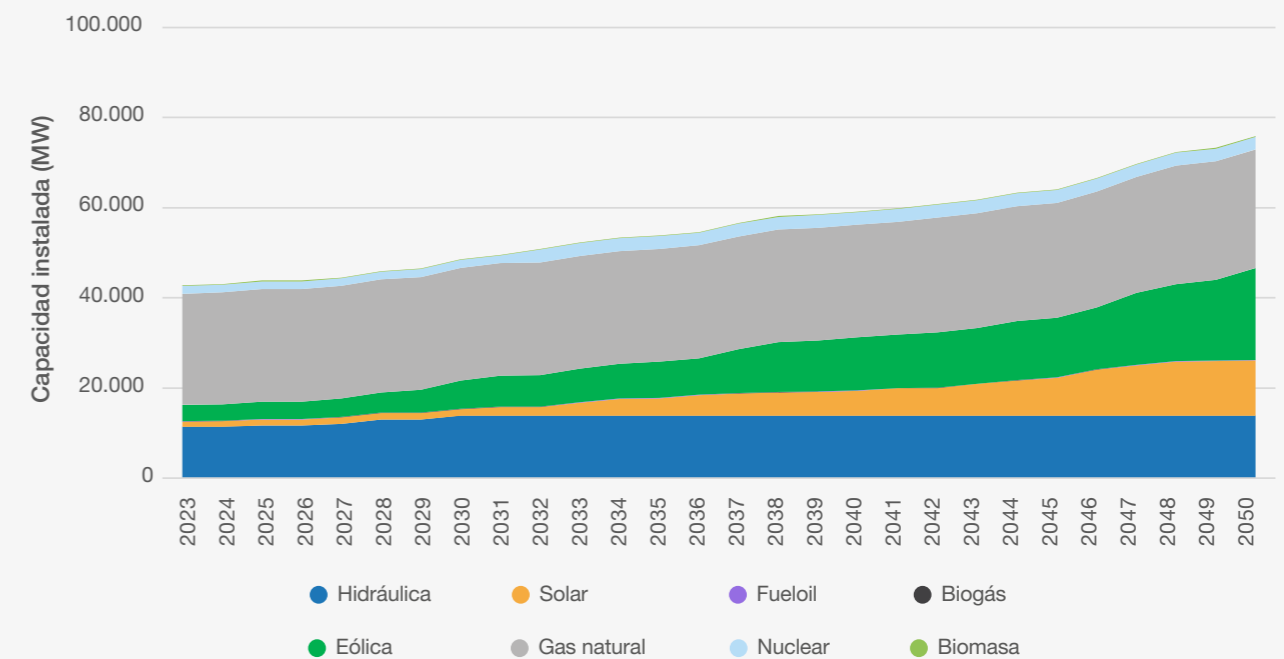


Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA (2022a).

En el caso de BAU, se observa una marcada integración de la energía eólica, acompañada de instalaciones solares y algunas centrales hidroeléctricas al principio del horizonte temporal. Hacia el cierre del periodo de estudio, se observa un cambio sustancial en la generación energética, caracterizado por una reducción en la participación de las centrales térmicas de gas natural del 56 % al 25 %, mientras que la generación de ERNC aumenta del 11 % al 45 %. Este fenómeno señala una transición progresiva hacia una matriz energética más diversificada y sostenible. Las inversiones en generación en el caso de BAU se estiman en un total de 35.372 millones de dólares estadounidenses (USD) entre los años 2024 y 2050. El gráfico 2 presenta la evolución de capacidad instalada en este escenario.

GRÁFICO 2

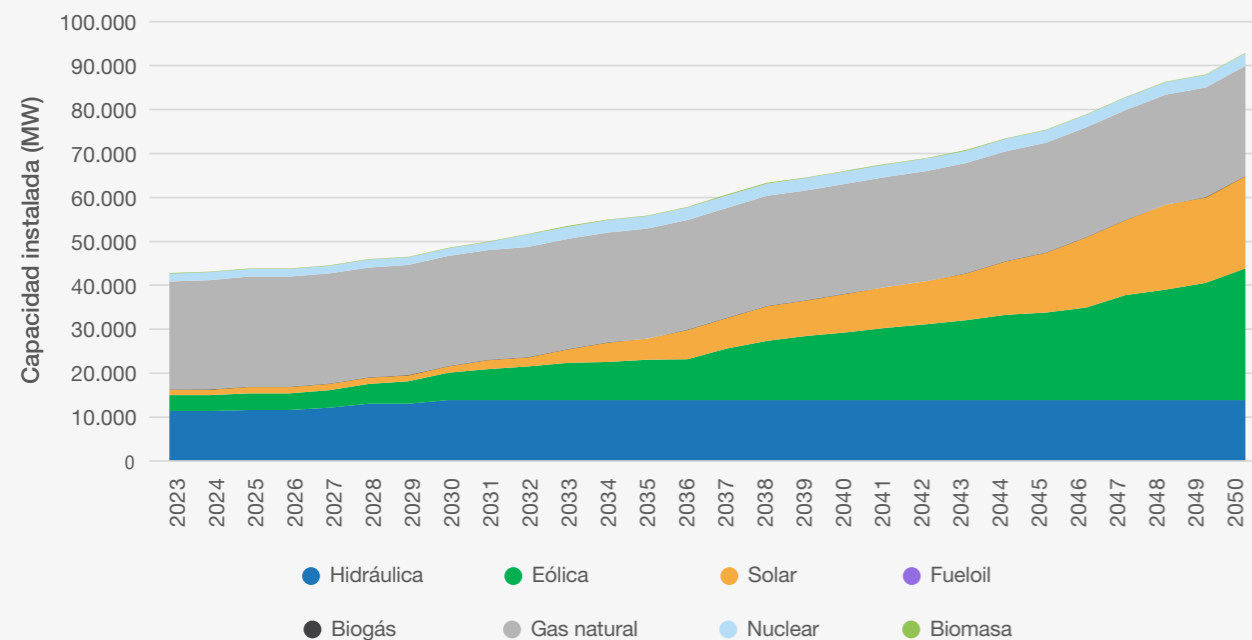
Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de TE, se destaca una expansión aún más significativa de las centrales eólicas y solares, especialmente durante la última década del horizonte temporal. Hacia el final del período, la generación renovable representa un significativo 78% del total, alcanzando el objetivo de generación renovable establecido para este caso. El total de inversiones en generación estimados para este escenario es de aproximadamente USD 45.742 millones, lo que supone un incremento del 30% con relación al caso de BAU. El gráfico 3 presenta la evolución de la capacidad instalada en este caso y el total de generación limpia por año¹.

GRÁFICO 3

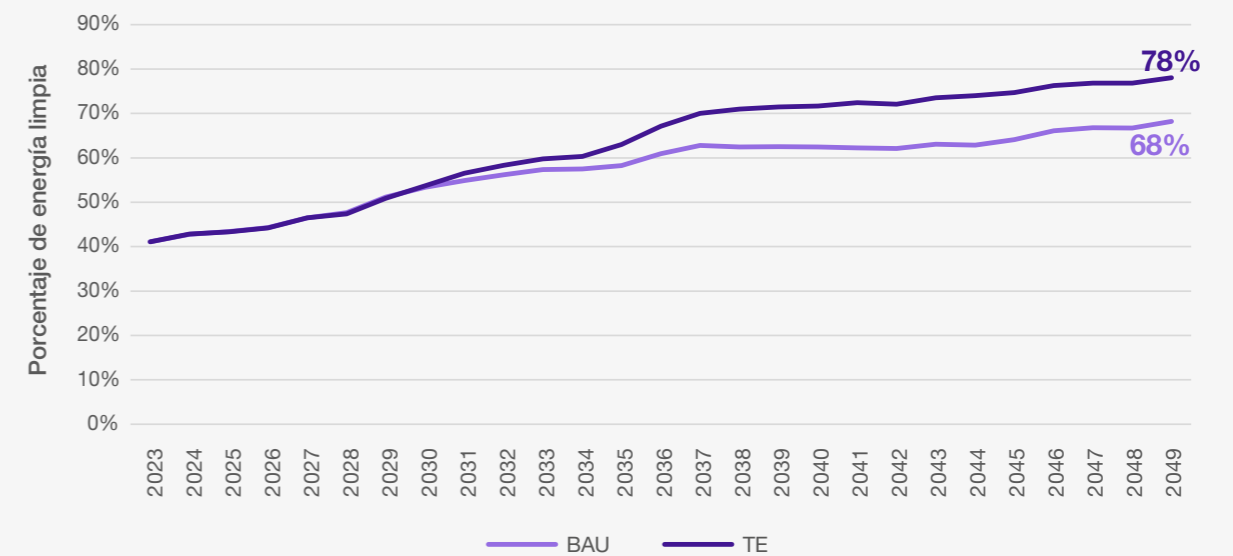
Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de TE



¹ Las fuentes consideradas limpias son la eólica, solar, nuclear, biomasa e hidroeléctrica.

GRÁFICO 4

Comparación de la generación limpia total en el sistema argentino en los casos de BAU y de TE



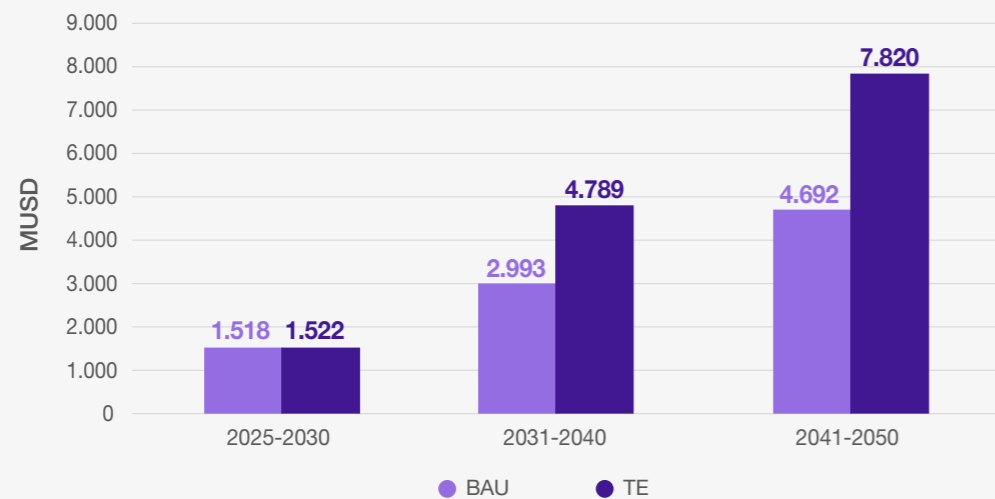
En el sistema eléctrico argentino, la expansión de la generación se centra en las plantas solares y eólicas tanto en el caso de BAU como en el de TE. El potencial solar se concentra en el norte del país, mientras que el eólico se distribuye principalmente en el centro y sur, con la región de la Patagonia destacándose por sus altas velocidades de viento. Sin embargo, los costos de transmisión elevados dificultan la instalación de generadores en esta área, lo que resulta en una mayor inversión en tecnología eólica en la provincia de Buenos Aires, donde los costos de transmisión son más manejables.

La integración de la nueva capacidad de generación renovable es el principal objetivo de las inversiones en la red de transmisión del país. Se espera que la mayor parte de estas inversiones ocurra después de 2030, impulsada por la adición de centrales eólicas y solares. En el escenario de TE, que incluye metas de generación limpia y la incorporación de vehículos eléctricos y tecnología de hidrógeno verde, se proyecta un incremento del 54% en las inversiones en transmisión en comparación con el escenario de BAU. Esto refleja la necesidad de adecuar la infraestructura para soportar un mayor volumen de generación

renovable y facilitar el flujo de energía hacia el principal centro de carga en la provincia de Buenos Aires. Las inversiones en transmisión se estiman en un total de USD 9.203 millones en el caso de BAU y en USD 14.132 millones en el caso de TE. El gráfico 5 presenta las inversiones totales en cada década evaluada.

GRÁFICO 5

Inversiones en el sistema de transmisión argentino por década



El cuadro 1 muestra un resumen de la inversión total en generación, transmisión y distribución (2024/2050) en el país para los dos casos de expansión considerados.

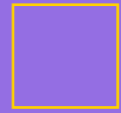
CUADRO 1

Resumen de las inversiones totales en el sistema argentino para el período 2024-2050

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (millones de USD)	35.372	9.203	3.600	48.175
TE (millones de USD)	45.742	14.132	3.600	63.473

En resumen, el análisis de las políticas de transición energética en Argentina evidencia la brecha entre las metas establecidas y los resultados alcanzados hasta el momento en áreas como la ERNC y la eficiencia energética. Aunque se han implementado medidas en varios frentes, como la electromovilidad y el desarrollo de hidrógeno verde, falta coordinación e integración para garantizar una transición efectiva. El informe evalúa la evolución del sistema eléctrico argentino para el período 2023-2050 en dos escenarios de expansión, mostrando una progresiva diversificación hacia fuentes renovables, especialmente en el caso de TE. Sin embargo, esto conlleva mayores costos de inversión, impulsados por la demanda energética y los objetivos de generación renovable. Para lograr una transición sostenible, se necesita una coordinación efectiva entre los sectores público y privado, junto con políticas integrales e incentivos claros.

1



Introducción



» La energía generada mediante fuentes renovables no convencionales está bajando de precio en todo el mundo (IRENA, 2023a).

Adicionalmente, diversas tecnologías y regulaciones desarrolladas en el corto y mediano plazo han producido un impacto positivo en la cadena de suministro de la electricidad. Dicho impacto se ha sentido particularmente en los sectores de generación y distribución, ya que han permitido tanto la creciente transformación de las matrices energéticas como la incipiente modificación del paradigma eléctrico en el cual la energía se genera en grandes centrales alejadas de los centros de consumo.

En este marco, los desafíos que tiene por delante el sector eléctrico de los países, particularmente los miembros de CAF —**banco de desarrollo de América Latina y el Caribe**—, a fin de alcanzar los objetivos de descarbonización en el año 2050, incluyen una detallada comprensión de la situación actual del sistema como punto de partida y la definición de las acciones de transición que configurarán el camino por recorrer para cumplir dichos objetivos. En tal sentido, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el costo del almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores eléctricos suponen una transformación sustancial que requiere importantes inversiones.

No obstante, el potencial existente en América Latina y el Caribe para continuar desarrollando las energías renovables, sumado a una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición, representa una oportunidad significativa para que estos países logren las metas en un entorno sustentable y con mayor equidad social.

Con el propósito de apoyar a Argentina en la formulación de políticas y la adopción de medidas que le permitan alcanzar esas metas, se llevó a cabo un estudio integral de largo plazo del sector eléctrico en el que se analizaron los siguientes puntos:

- ▶ La situación actual del sector.
- ▶ El desarrollo de la estrategia que se deberá implementar a largo plazo para alcanzar la descarbonización del sector eléctrico en este país.
- ▶ Las inversiones que demandará el desarrollo de la estrategia de transición energética del sector eléctrico argentino y los costos asociados a ellas.
- ▶ Las tendencias y lecciones aprendidas en el desarrollo de estrategias de transición energética que informan las regiones y países con mayor grado de avance en la implementación de la descarbonización.
- ▶ La identificación de proyectos y la cuantificación de las inversiones necesarias, que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y que contribuyan al desarrollo de infraestructuras sostenibles desde el punto de vista socioambiental.

En el marco de este trabajo, se realizaron dos evaluaciones para el período 2023-2050: la primera en un escenario de continuidad (conocido por el acrónimo BAU (del inglés, business as usual)), que considera una expansión exclusivamente económica del sistema eléctrico del país; y la segunda en el caso de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica con restricciones de las emisiones en el sector eléctrico, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono, de acuerdo con los compromisos del país y otros supuestos presentados en este informe.

Los resultados de ese análisis se presentan en este documento, dividido en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio y las conclusiones que se desprenden de ellos.

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de Argentina, proporcionando un resumen del marco institucional y destacando algunas características clave del sistema de generación y transmisión.

El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en Argentina, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el funcionamiento del mercado eléctrico, evaluando sus perspectivas de desarrollo y el impacto que esto conlleva en la formulación de una estrategia para la transición energética. Asimismo, se proporciona un catálogo de las brechas normativas y regulatorias identificadas para la implementación efectiva de una estrategia de descarbonización a largo plazo en el país.

El capítulo 4 expone los objetivos del escenario de transición energética y las premisas adoptadas para calcular la expansión del sistema eléctrico de Argentina.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico del país en las áreas de generación, transmisión y distribución. En un primer momento, se analizan de manera individual los dos escenarios (BAU y TE). Posteriormente, se realiza una comparación entre ambos para evaluar los impactos de las metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) o del aumento en la instalación de centrales de energías renovables en el caso de la transición. El capítulo concluye con la presentación del costo adicional asociado a las metas de transición energética, denominado en este trabajo prima verde (también conocida por el término en inglés *green premium*).

Finalmente, el capítulo 6 plantea los ejes de acción posibles para un mejor posicionamiento en el proceso de transición energética del país, mientras que el capítulo 7 presenta las conclusiones del estudio.

El reporte va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen informaciones adicionales no incluidas en el texto principal y proyecciones hasta el año 2050 del sistema energético de Argentina, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.



Caracterización del sistema eléctrico de Argentina



» En este capítulo, se analiza el sector eléctrico del país, presentando el panorama institucional del sector y sus principales agentes.

A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes de energía en las capacidades instaladas de estos sistemas, así como las características de las líneas e infraestructuras de transmisión de electricidad.

Síntesis del sistema eléctrico de Argentina

- La capacidad instalada total era de 43,89 gigavatios (GW) al inicio de 2023.
- La generación térmica representa más del 60 % de la capacidad instalada del sistema, con una participación mayoritaria del gas natural, que supone el 49,8 % de la capacidad instalada total.
- Las interconexiones con Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay tienen una capacidad total de aproximadamente 4.800 megavatios (MW).
- El sistema de interconexión argentino está compuesto de 14.919 kilómetros (km) de líneas de alta tensión (500 kilovoltios [kV], 220 kV y 132 kV), con una potencia de transformación de 24.055 megavoltios-amperios (MVA), y 21.472 km de líneas de distribución troncal (entre 33 kV y 345 kV), con una potencia de transformación de 18.612 MVA.



Caracterización del país y matriz energética

Argentina está ubicada entre la cordillera de los Andes y el océano Atlántico y es el octavo mayor país del mundo en términos de área (Worldmeter, 2023). Con un producto interno bruto de 598.500 millones de dólares (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b), que supone un crecimiento del 4,9 % respecto al año anterior (FMI, 2023a), y una población de 46,2 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022d), Argentina es una de las más importantes economías en Sudamérica. En el año 2022, el país tuvo un PIB per cápita de USD 12.942 (a precios corrientes) y un consumo de electricidad por habitante de 3.541 kilovatios por hora (kWh) (Our World In Data, 2024). Además, aproximadamente el 100 % de la población de Argentina tiene acceso a la electricidad (Banco Mundial, 2022a).

El sistema eléctrico existente en este país presentaba al inicio de 2023 una capacidad instalada total de 42,9 gigavatios (GW) y estaba compuesto por un parque constituido por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. La generación térmica, especialmente con gas natural, tiene una participación importante en el sistema argentino, representando más del 60 % de su capacidad instalada (CAMMESA, 2022a).

El sistema tiene interconexiones eléctricas internacionales con Brasil, a través de líneas de 500 kV; Paraguay, mediante líneas de 220 kV, 132 kV y 500 kV; Chile, a través de una línea de 330 kV, y Uruguay, con líneas de 150 kV, 110 kV y 500 kV. El conjunto de interconexiones mencionadas tiene una capacidad total de 4.920 MW. Además, el país cuenta con dos centrales hidroeléctricas binacionales importantes en sus fronteras: Salto Grande, con Uruguay (1.890 MW), y Yacyretá, con Paraguay (3.200 MW) (CAMMESA, 2022a).



Marco institucional y agentes del sector

Entre las principales instituciones del mercado eléctrico argentino se encuentran la Secretaría de Energía (SE), dependiente del Ministerio de Economía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y la estatal Empresa Nacional de Energía Argentina (ENARSA)².

La Secretaría de Energía es la institución responsable de elaborar y coordinar de manera transparente y participativa los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. Es la entidad responsable de la planificación del sistema eléctrico y lleva adelante estudios técnicos, económico-financieros y legales tendientes a viabilizar las inversiones en el sector eléctrico de Argentina en el marco de las pautas establecidas por el Gobierno nacional y la regulación vigente, cuidando especialmente de lograr el diseño de mecanismos de participación público-privada que permitan la obtención de financiamiento interno o externo.

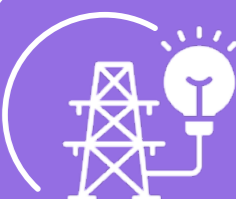
El ENRE es responsable de regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades del mercado de energía en Argentina. Además, está encargado de promover la competitividad en la producción y alentar las inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.

Por su parte, la CAMMESA es una empresa privada sin fines de lucro, propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80 % (integrada en partes

² Se puede consultar más información sobre esas instituciones en sus web respectivas: SE (<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>), ENRE (<https://www.argentina.gob.ar/enre>), CAMMESA (<https://cammesaweb.cammesa.com/>) y ENARSA (<https://www.energia-argentina.com.ar/>).

iguales por los agentes generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios, con un 20 % de participación cada uno) y del Estado argentino (el 20 % restante), el cual asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. La Compañía está encargada del despacho técnico y económico del sistema interconectado nacional (SIN), organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible. Además, es responsable de administrar el mercado eléctrico mayorista (MEM), asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto de las reglamentaciones respectivas.

Finalmente, la ENARSA es una empresa estatal de Argentina responsable de la exploración, producción, transporte y comercialización de recursos energéticos. Fue creada en 2004 con el objetivo de fortalecer la soberanía energética del país y promover el desarrollo sostenible del sector energético. Entre sus principales actividades está la de exploración y producción de petróleo y gas natural, así como la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales y renovables. Además, la empresa juega un papel significativo en el transporte y distribución de energía, garantizando el suministro seguro y confiable en todo el territorio nacional.





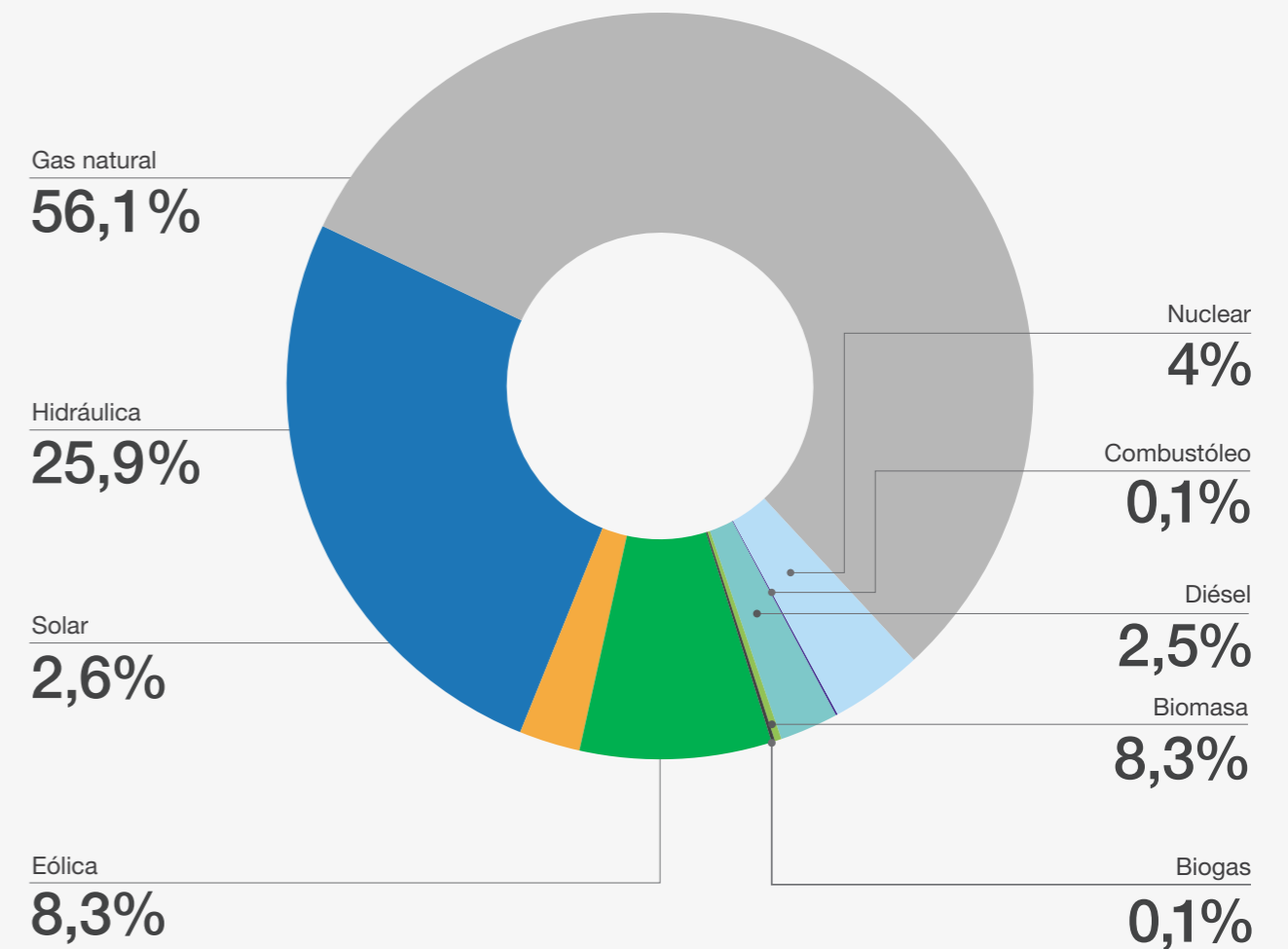
Caracterización del sistema de generación

El sistema de generación argentino tenía una capacidad instalada de casi 44 GW en 2023. De ese total, casi 11,4 GW son producidos con fuentes hídricas; algo más de 3,6 GW, con recursos eólicos y 1,16 GW, con fuentes solares, mientras que cerca de 25 GW corresponden a generación térmica. En cuanto a la distribución de las distintas tecnologías térmicas dentro de la matriz de generación, 24,6 GW de capacidad instalada corresponden exclusivamente a gas natural; casi 1,8 GW, a combustibles nucleares; 1,1 GW, al diésel, y 0,19 GW, a recursos de biomasa y biogás (CAMMESA, 2022a).

Además, el sistema argentino también tiene plantas térmicas de ciclo combinado, que representan cerca de 13,5 GW de la capacidad instalada. En cuando a las plantas de turbovapor, la capacidad es de 4,2 GW. La mayor parte de la capacidad instalada de ciclo combinado y turbovapor utiliza gas natural como combustible principal y gasoil, combustóleo (fueloil) o carbón como combustible secundario. En el gráfico 2.1 es posible identificar la participación de cada tipo de combustible en la capacidad instalada, considerando la historia reciente de los combustibles utilizados por centrales térmicas incluidas en el sistema argentino.

GRÁFICO 2.1

Capacidad instalada por tecnología en 2023



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA (2022a).

En el sistema eléctrico argentino predominan las plantas de gas, pero hay también centrales que generan con otros combustibles, como el diésel. Alrededor del 11 % de su capacidad total corresponde a energía renovable intermitente (eólica y solar), la cual representaba 4,8 GW a finales de 2023, siendo la mayor parte de origen eólico terrestre.

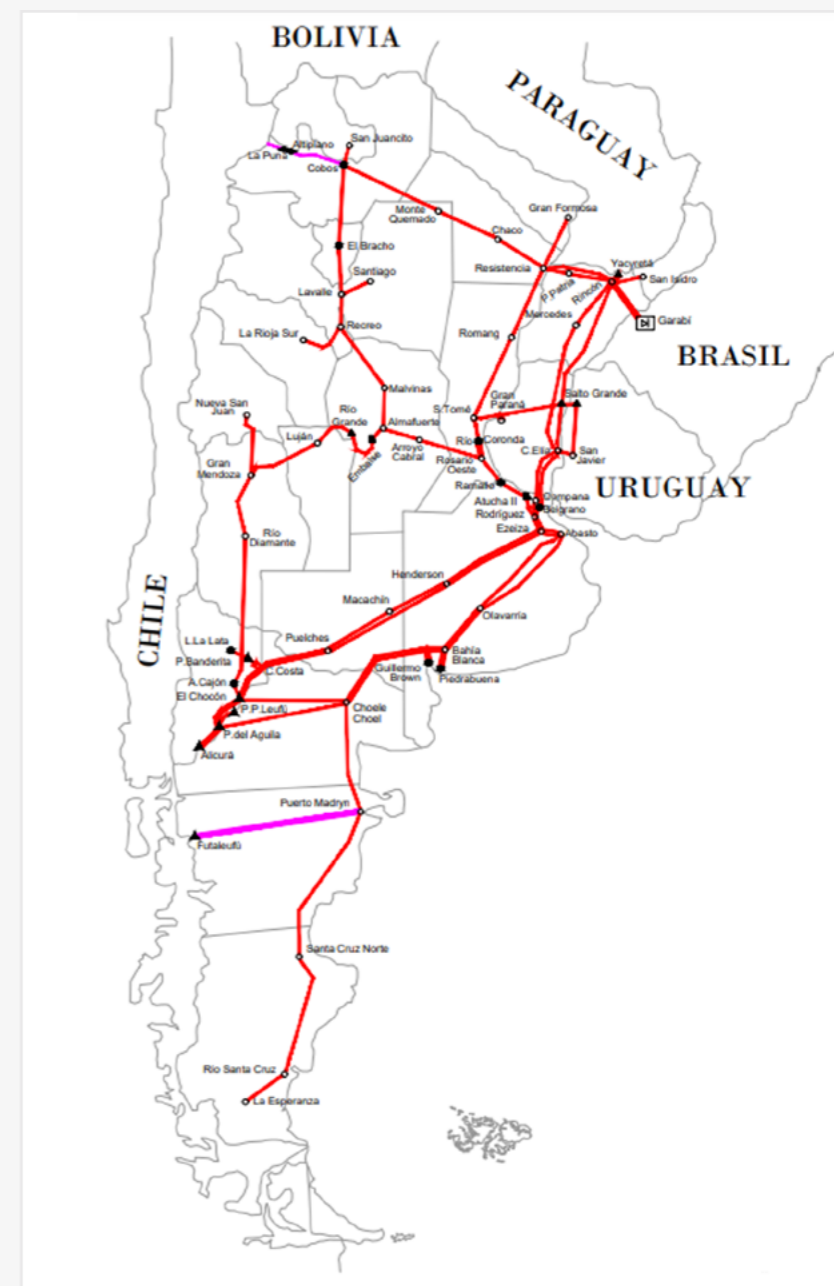


Caracterización del sistema de transmisión

De acuerdo con los datos disponibles en el sitio web de la CAMMESA (2022a), el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está compuesto por 14.919 km de líneas de alta tensión y 21.472 km de líneas de distribución troncal. En niveles de tensión, las líneas de 500 kV y las de 132 kV son los dos tipos que atienden una mayor distancia en el SADI, con 14.197 km y 18.548 km de longitud, respectivamente. Además, las líneas de 330 kV alcanzan cerca de 1.116 km de longitud. La figura 2.1 muestra sintéticamente la ubicación geográfica y el alcance de las líneas de transmisión de 500 kV del sistema interconectado argentino.

FIGURA 2.1

Red de transmisión de Argentina (500 kV y 330 kV)



Fuente: CAMMESA (2022a).

Respecto a las regiones con capacidad de transporte de energía más grande, Buenos Aires cuenta con cerca de 6.771 km de líneas de transmisión, con una potencia instalada de transformación total de 6.443 MVA, mientras que Noroeste argentino (NOA) tiene 6.098 km de longitud de líneas, con 4.418 MVA de potencia. En el cuadro 2.1 es posible visualizar las características detalladas del sistema de transmisión por región.

CUADRO 2.1

Características del sistema de transmisión

	Longitud de líneas (km)	Transformadores (MVA)	Desempeño operativo (fallas/100 km/año)
Alta tensión	14.919	24.055	0,3
Distribución troncal	21.472	18.612	2,1
Región Cuyo	1.314	1.616	0,5
Región Comahue	1.380	1.005	2,5
Región Buenos Aires	6.771	6.443	3,2
Región Noreste (NEA)	2.212	1.610	3,4
Región Noroeste (NOA)	6.098	4.418	2,2
Región Patagonia	3.698	3.520	1,9

Fuente: CAMMESA (2022a).



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas de transición energética en Argentina revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos, enumerados a continuación.

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Si bien se han establecido objetivos ambiciosos para la penetración de las energías renovables en la matriz energética, se observa una brecha entre las metas establecidas y los resultados alcanzados, en un contexto de incumplimiento de las metas establecidas para 2017. Además, se ha identificado la necesidad de definir nuevos objetivos más allá de 2025 y continuar los mecanismos de subastas para impulsar la inversión en este sector.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se han implementado medidas para mejorar la eficiencia energética en diferentes sectores, como el etiquetado de electrodomésticos y los programas de etiquetado de viviendas, pero se observa una falta de integración y coordinación de estas iniciativas en un plan o ley nacional. Se detecta la necesidad de una estrategia integral que incluya incentivos financieros claros y medibles.
- ▶ **Electromovilidad.** Se han propuesto iniciativas legislativas y programas a nivel provincial para promover la movilidad sustentable, pero no se han identificado planes concretos para la penetración de los vehículos eléctricos en el parque automotor ni incentivos claros para la industria privada.

- ▶ **Hidrógeno verde.** Se ha presentado una estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y un proyecto de ley para incentivar su desarrollo, que aún necesitan la aprobación legislativa y la creación de un marco regulatorio para impulsar la inversión privada en esta tecnología.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** Existe una baja penetración de los medidores inteligentes y un escaso desarrollo de las redes de este tipo en el país, con iniciativas aisladas a nivel piloto. Se necesita un plan integral de promoción e investigación en este ámbito para modernizar la infraestructura eléctrica.
- ▶ **Gas natural como vector de transición.** Se reconoce el papel del gas natural como combustible de transición, pero no hay un plan concreto para el reemplazo progresivo del parque vehicular ni para la sustitución de combustibles líquidos por GN en la generación eléctrica.

El cuadro 3.1 sintetiza el análisis realizado en este capítulo respecto al estado actual de la estructura sectorial, las políticas de transición energética y el planeamiento para acometer dicha transición en Argentina.

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Argentina

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución), con una competencia en el mercado mayorista que está limitada por los precios máximos definidos por la Secretaría de Energía.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica, sujeta a precios libres en el mercado mayorista.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM a través de autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables (ER). Libre acceso al sistema de transmisión, con condiciones establecidas por la transportista.	Las subastas de ER favorecen la concreción ordenada de los objetivos establecidos en la Ley 27191. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	Contratos bilaterales y <i>pool</i> con costos auditados. Los precios máximos del mercado <i>spot</i> se encuentran regulados.	La regulación de los precios máximos puede afectar a la dinámica de los mercados.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo + cargo por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo + cargo por consumo y posible cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales. Segmentación tarifaria a nivel residencial según el nivel de ingresos.	La segmentación tarifaria adoptada perjudica la reflectividad de costos y, con ello, la aplicación de políticas de transición energética. No obstante, al beneficiar a los usuarios vulnerables, puede ser un complemento necesario para que la transición sea justa y equitativa.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Regulación: Ley 27191. Objetivos: al 12/2025, 20 % del consumo de energía eléctrica nacional estará abastecida mediante ER. Instrumentos: subastas de ER.	Se observan escenarios estudiados para el año 2030 con penetración máxima del 26 % (Gobierno de Argentina, 2019). No se identificaron objetivos directos de largo plazo (2050).
	Eficiencia energética	Existencia de un estudio prospectivo y líneas de acción en el Plan de Transición Energética. Existencia de normativa de etiquetado. Existencia de normativas de EE en edificios.	El Plan de Transición Energética distingue objetivos y líneas de acción claras, algunas de las cuales se encuentran en aplicación.
	Electromovilidad	Existencia de planes provinciales para la promoción de la actividad. Registro nacional de estaciones de recarga.	No se identifica una iniciativa nacional para el desarrollo de la actividad.
	Hidrógeno verde	Estrategia nacional y proyecto de ley presentados en 2023.	No se observa apertura a la iniciativa privada ni marco regulatorio que promueva el desarrollo.
	Redes y medición inteligentes	Implementaciones piloto (Caucete, Armstrong).	No se observa iniciativa nacional.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Consideración dentro del Plan de Transición Energética 2030.	No se observa planificación ni planes concretos para incentivar el uso del GN en el transporte, en el marco del mencionado Plan de Transición Energética.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Guías de referencia desarrolladas por distribuidoras y transportistas. Planificación indirecta de generación a través de subastas. Planificación energética con escenarios de transición para el año 2030 que consideran movilidad eléctrica, hidrógeno de bajas emisiones y generación distribuida. Objetivos energéticos definidos para 2050.	El esquema de subastas ha funcionado para el desarrollo de la GD para comercialización. Se observa el incumplimiento de objetivos de la Ley 27191, pero también un incremento sustancial en la penetración de ER durante los últimos años.
	Generación distribuida (GD) ^b	Subastas para GD en el área de comercialización, como la denominada RenMDI, regulada por la Resolución SE 36/2023. Norma nacional (Ley 27424) y regulaciones provinciales sobre GD para autoconsumo. 13 provincias han adherido a la Ley 27424 y 8 provincias, de un total de 24, cuentan con regulaciones propias.	No están implantados.
	Almacenamiento con baterías	No se observa regulación.	Falta de incentivos para la inversión y el desarrollo de la tecnología.

Nota: a) La contratación *pool* es una modalidad por la cual el precio final se calcula teniendo en cuenta el precio del MM y unos gastos operativos que cubren el beneficio de la operadora; b) En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la producción de GD se comercializa en su totalidad y en el segundo se consume internamente y el excedente de producción podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



Estructura y funcionamiento sectorial

► Estructura sectorial

La Ley 24065 de Régimen de Energía Eléctrica, promulgada el 16 de enero de 1992, define como actores reconocidos del mercado eléctrico a generadores o productores transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios.

La estructura descrita representa un sistema competitivo, abierto a la iniciativa privada siempre y cuando se den las condiciones económicas apropiadas para las inversiones. En este sentido, Argentina se encuentra posicionada de manera favorable para la inserción de tecnologías de transición energética.

► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

El Artículo 2 de la Ley 24065 indica que los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas, en las condiciones convenidas por las partes y según la reglamentación vigente. Esta reglamentación favorece la competencia entre actores de cada sector, al reducir al mínimo las barreras que pudieran existir para la interconexión de instalaciones al sistema.

Además, según la regulación, el acceso al mercado mayorista es similar al de un sistema abierto, mediante autorizaciones del ente regulador. Por la intervención estatal en el mercado de entrega inmediata (*spot*), como se detalla en el siguiente

apartado, este esquema de acceso al mercado ha ido migrando hacia subastas competitivas para la generación en general y específicas para el ingreso de las ERNC, como se describirá más adelante. El operador del sistema (CAMMESA) cumple la función de comprador único de la energía en esas subastas.

▶ Competencia en el mercado mayorista

Las transacciones económicas en el mercado mayorista comprenden:

- ▶ Un mercado *spot*, en el que los precios se determinan sobre una base horaria en función de los costos económicos de producción y puesta a disposición en un nodo de mercado, definido como un centro de carga y demanda del sistema (ubicado en las barras de 500 kV de la Estación Transformadora Ezeiza).
- ▶ Un mercado a término (MATER) (Gobierno de Argentina, 2017), en el cual generadores, distribuidores y grandes usuarios³ celebran contratos a plazo que estipulan cantidades, precios y condiciones.

Actualmente, los precios del mercado *spot* se encuentran regulados mediante resoluciones publicadas por la Secretaría de Energía. La más reciente, la Resolución 7/2024, publicada en febrero de 2024, prevé un valor de 7.534 pesos (ARS) por cada megavatio hora (MWh) (aproximadamente 8,8 USD/MWh⁴). Tanto esta como otras dinámicas de intervención del mercado mayorista se han venido aplicando desde los primeros años de la década de 2000, hecho que, en un contexto de inestabilidad macroeconómica y elevada inflación⁵, desincentiva la inversión privada para instalar generación que se deba remunerar mediante estos mecanismos. Por ese motivo, el ingreso de la nueva generación ha

³ Existen distintos tipos, pero el límite inferior de potencia para poder celebrar contratos bilaterales es de 300 kW.

⁴ La conversión se hace con el tipo de cambio establecido por el Banco de la Nación el 20/03/2024.

⁵ De acuerdo con el índice de precios al consumo (IPC), publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), la inflación en Argentina alcanzó en agosto del 2023 un valor del 124 % interanual.

estado dirigido por el Estado. Lo anterior, ha llevado a que la reactivación de la inversión privada en el sistema de generación se realice a través de esquemas de subastas en las cuales:

- ▶ Se firma un acuerdo de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) entre el generador y el comprador.
- ▶ La CAMMESA actúa como comprador único, en representación de la demanda.
- ▶ Los generadores reciben un pago regulado por tipo de tecnología.

Ejemplos de estas subastas son la Resolución 21 (oferta de nueva capacidad térmica), particularmente para las ERNC, los programas RenovAr (en todas sus rondas) y las licitaciones para el cierre de ciclos y cogeneración.

Finalmente, no se ha identificado un mercado de servicios auxiliares de red en Argentina. Solo se han encontrado ciertas obligaciones (por ejemplo, sobre control de frecuencia o reserva rodante) que CAMMESA impone a los generadores y mencionadas en el código de red del mercado en el que actúan.

▶ Mercados locales de energía

No se ha visualizado en Argentina la presencia de mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

▶ Transparencia tarifaria

Los cuadros tarifarios analizados para Argentina corresponden a los de Edenor y Edesur, empresas que concentran aproximadamente el 40 % de la energía vendida en el país⁶. En las provincias del interior del país (excepto el Gran Buenos Aires) las tarifas se definen a nivel provincial.

⁶ Información extraída de las páginas oficiales de las distribuidoras en cuestión.

Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo y uno por consumo.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo y un cargo por consumo, que, además, puede incluir dos cargos por demanda, uno por demanda medida y otro por demanda contratada.

Para los usuarios residenciales se ha adoptado una metodología de subsidios que los segmenta de acuerdo con el nivel de ingresos registrado para cada hogar⁷. En la segmentación energética se establecieron tres grupos: ingresos altos; ingresos medios; menores ingresos. A abril de 2024, el segmento de ingresos altos abonaba cerca del 100 % de los costos, mientras que los demás segmentos no cubrían este concepto. Lo anterior perjudica la reflectividad de costos y, con ello, la aplicación de políticas de transición energética. No obstante, al beneficiar a los usuarios vulnerables, puede ser un complemento necesario para que la transición sea justa y equitativa.

La Administración nacional ha iniciado en 2024 un proceso con el que busca la manera de reducir en forma sustantiva los subsidios energéticos como herramienta base para alcanzar el equilibrio fiscal. Con el objeto de que los pagos de una mayor cantidad de usuarios cubran el costo de generar, transmitir y distribuir electricidad, en abril de ese año comenzó:

- ▶ Una revisión de los criterios de clasificación a los usuarios que pertenecen a un segmento determinado.
- ▶ La actualización de los valores abonados por cada segmento.

⁷ A abril de 2024, los criterios estaban bajo revisión, pero pueden encontrarse en la web del Gobierno (<https://www.argentina.gob.ar/subsidios>).



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

Argentina ha establecido objetivos de penetración de la energía eléctrica a nivel nacional. Al respecto, la Ley 27191 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, promulgada en octubre de 2015, y su Decreto Reglamentario 531/2016 establecieron las siguientes metas de penetración de energías renovables⁸ en la matriz energética:

- ▶ 8 % de consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.
- ▶ 20 % de consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Aunque la primera meta fijada no se cumplió, ha crecido mucho la participación de las energías renovables en el consumo del país, alcanzando el 12 % en 2022, cubierto en aproximadamente un 10 % por energía eólica y en un 2 % por solar fotovoltaica (FV). Estos valores surgen como resultado de la implementación de distintos instrumentos, entre los cuales se encuentran las rondas de subastas de energías renovables denominadas “RenovAr” (Gobierno de Argentina, 2018).

⁸ El artículo 2 de la Ley define como fuentes renovables de energía a la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, de biomasa, los gases de vertedero, los gases de plantas de depuración, de biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la Ley 26093.

La combinación de una ley que dicte los lineamientos y objetivos generales de penetración de las tecnologías renovables no convencionales y sus mecanismos de subastas ha sido exitosa en tanto que ha elevado la participación de las fuentes renovables a un precio ligeramente más bajo, como se muestra en el cuadro 3.2.

CUADRO 3.2

Resultados de las subastas RenovAr

Ronda	Fecha	Adjudicado solar FV [MW]	Adjudicado eólica [MW]	Precio promedio solar FV [USD/MWh]	Precio promedio eólica [USD/MWh]
RenovAr 1	Jul-16	400	707	59,7	59,4
RenovAr 1.5	Oct-16	516	765	56,3	53,3
RenovAr 2	Ago-17	816	993	42,8	40,9
RenovAr 3 ⁹	Nov-18	97	128	57,6	58,0

Fuente: Elaboración propia con datos de Gobierno de Argentina (2018)

Por este motivo, se considera como positiva la continuación de un marco con objetivos generales y mecanismos de subastas más allá del año 2025. Lo anterior deberá incluir la definición de nuevos objetivos acordes con las expectativas y compromisos asumidos por el país. Esas expectativas fueron plasmadas en distintos escenarios analizados en el documento *Escenarios Energéticos 2030* (Gobierno de Argentina, 2019), donde se considera una penetración en potencia instalada para ese año del orden del 26%.

⁹ Se aclara que los resultados de la Ronda 3 son superiores a los de la Ronda 2 debido a las características de la licitación, que considera para la conexión de la generación el aprovechamiento de las capacidades disponibles en las redes de media tensión de las distribuidoras.

► Eficiencia energética

El documento *Escenarios Energéticos 2030*, publicado en 2019, (Gobierno de Argentina, 2019), contiene distintos resultados de los escenarios modelados, que surgen de una combinación de diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad. Uno de los escenarios considerados, denominado “eficiente”, supondría un ahorro, por la aplicación de medidas de eficiencia energética en curso o previstas, del 8% del consumo con relación al proyectado en el escenario “tendencial” para 2030. Dos de las medidas que se tuvieron en cuenta para la construcción de este escenario fueron:

- La eficiencia de los electrodomésticos y gasodomésticos. Esta medida se encuentra en línea con las estrategias de etiquetado de productos de ambos tipos, aplicadas desde el año 2015, para lo cual se han emitido resoluciones y normas que establecen etiquetas obligatorias para motores, aires acondicionados, lavarropas y heladeras, entre otros productos, así como etiquetas voluntarias para, por ejemplo, hornos eléctricos, ventiladores y electrobombas¹⁰.
- El etiquetado de viviendas. El Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas (PRONEV) (Gobierno de Argentina, 2023d) es una iniciativa reglamentada en el año 2023, que tiene como objetivo general implementar un sistema de etiquetado de eficiencia energética de viviendas unificado en todo el territorio nacional. Así, las viviendas podrán clasificarse según su grado de eficiencia en relación con el requerimiento global de energía primaria. A la fecha de publicación de este informe, siete provincias se habían adherido al programa.

¹⁰ La normativa relacionada puede consultarse en la siguiente web del Gobierno: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/etiquetado-en-eficiencia-energetica>

El mencionado escenario “eficiente” es retomado en el Plan Nacional de Transición Energética 2030 (Gobierno de Argentina, 2023c), publicado en 2023 por la Secretaría de Energía. El Plan posee una visión que engloba distintos aspectos que se analizan en el presente informe. En el caso particular de la eficiencia energética, propone la continuación de algunas iniciativas, como el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROUREE) en edificios públicos (Gobierno de Argentina, 2023a) y el cierre de ciclos en centrales termoeléctricas, junto con la consideración de nuevas medidas, como la generación de incentivos para la utilización de bombas de calor en inmuebles.

Se observa, en consecuencia, que Argentina ha estado aplicando durante los últimos años medidas separadas, tendientes a incrementar la eficiencia energética en distintos sectores, desde el consumo energético en las viviendas hasta la matriz de generación de energía eléctrica. Por lo tanto, la integración conjunta y coordinada de todos estos elementos en un plan o ley nacional, acompañada por incentivos financieros claros y medibles respecto de los beneficios a capturar, puede mejorar el desempeño del país en la materia.

▶ Electromovilidad

En Argentina, está pendiente de tratamiento en el Parlamento el Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable (Gobierno de Argentina, 2021). De acuerdo con documentos publicados por el Ministerio de Desarrollo Productivo, dicho proyecto prevé, entre otros puntos:

- ▶ La creación de un régimen de promoción del diseño, investigación, innovación, desarrollo, producción, comercialización, reconversión o utilización de vehículos propulsados por fuentes de energía sustentables.
- ▶ El establecimiento de un régimen temporal de beneficios, tanto para la demanda (público comprador de vehículos) como para la oferta (terminales, autopartistas, fabricantes de baterías y cargadores, etc.).

La Secretaría de Energía creó el Mapa de Infraestructura de Carga de Vehículos Eléctricos y Vehículos Híbridos Eléctricos a nivel nacional para comenzar a elaborar un registro geográfico de estaciones de carga con características técnicas que se deban uniformar una vez que se desarrollen y publiquen las normas¹¹.

Independientemente de ello, distintas provincias han avanzado individualmente con proyectos propios para dar impulso a la industria de la electromovilidad. Se cita como ejemplo la provincia de Buenos Aires, que en agosto de 2022 emitió la Resolución 147, por la que crea el Programa Provincial para la Movilidad Eléctrica Sostenible (Gobierno de la Provincia de Buenos Aires, 2022), con principios rectores como los siguientes:

- ▶ Proponer estímulos impositivos para las empresas concesionarias de servicios de transporte público de pasajeros que incorporen unidades ecológicas a su flota.
- ▶ Promover infraestructura de suministro o comercialización de energía eléctrica para recargar las baterías de los vehículos eléctricos o vehículos híbrido-enchufables.
- ▶ Generar espacios participativos con las cámaras empresariales, los fabricantes, las asociaciones de usuarios, las universidades públicas y cualquier otra organización o entidad vinculada con la materia.

Asimismo, el Plan de Transición 2030 (Gobierno de Argentina, 2023c) indica líneas de acción para los próximos años, tendientes al desarrollo de esta tecnología e ideas para su articulación con vectores energéticos como el GN y el hidrógeno de bajas emisiones. Sin embargo, si bien se coincide en los beneficios de la movilidad sostenible, no se identificaron planes concretos para la penetración de esta en el parque automotor, incentivos para la industria privada ni la creación de nuevas agencias o el fortalecimiento de las existentes para llevar a cabo cometidos relacionados.

¹¹ Se pueden conocer más detalles sobre este registro en la web del Gobierno argentino: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/registro-nacional-de-infraestructura-de-carga-de-vehiculos-electricos-y-vehiculos>

▶ Hidrógeno verde

En septiembre de 2023 se presentó la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (Gobierno de Argentina, 2023b). En ella, se considera el desarrollo de tres tipos de hidrógeno de bajas emisiones (verde, azul y rosa, este último dado el desarrollo en energía nuclear existente en el país) para el abastecimiento del mercado interno y de exportación.

A las cifras actuales, la estrategia agrega un pronóstico según el cual la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones alcanzará en 2030 el valor de 20 kilotonnes (kt) por año y 1 millón de toneladas (Mt) anuales en 2050. Por otro lado, con respecto a la exportación, los valores ascienden a 280 kt/año en 2030 y 4 Mt/año en 2050.

En línea con lo mencionado, el Poder Ejecutivo envió al Parlamento en junio del 2023 un proyecto de ley para incentivar el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones (Gobierno de Argentina, 2023e), el cual prevé beneficios financieros e impositivos para aquellas entidades que construyan infraestructura, siempre que esta tenga por objetivo destinar la energía a producción de hidrógeno o de vectores del hidrógeno.

Por tanto, se observa que, para lograr el despliegue de la actividad en vistas del cumplimiento de los objetivos planteados por la Administración, será necesaria la aprobación de la ley en el Parlamento, permitir la inversión privada para desarrollar proveedores de la cadena de valor y dotar a la industria de un marco regulatorio que aborde cuestiones esenciales, como la normativa de seguridad, transporte y uso del combustible.

▶ Redes y medición inteligente

La penetración de medidores inteligentes entre los consumidores de Argentina es incipiente (BID, 2023). Aunque en 2020 se publicó normativa para definir las características principales de un medidor inteligente, en la regulación no se observa una iniciativa nacional sostenida para aplicar esa tecnología ni el desarrollo de redes inteligentes.

Teniendo en cuenta que la industria eléctrica se encuentra segmentada, la incorporación individual de medidores recae en las distribuidoras bajo regulación federal o provincial. De igual forma, el desarrollo de redes inteligentes se ha realizado mediante iniciativas piloto aisladas, que no forman parte de un plan integral de promoción e investigación. Ejemplos de ello son el proyecto de red inteligente ubicado en Armstrong, en la provincia de Santa Fe, y el proyecto Cauçete, en la provincia de San Juan (AADECA, 2023).

▶ Gas natural como vector de transición

El gas natural está considerado por el país como un combustible de transición y para extender su aprovechamiento, según lo indicado en el Plan Nacional de Transición Energética 2030, se mencionan dos líneas de acción:

- ▶ La gasificación de los consumos energéticos en el sector del transporte. En Argentina, el consumo energético es principalmente de derivados de petróleo, ocupando el GN un porcentaje menor (Castillo et al., 2022). El incremento de la participación del GN en el sector del transporte se deberá al consumo de camiones y autobuses de gran tonelaje, mientras que, en el caso de los vehículos livianos o medianos, que representan un 97 % de la flota total, se abordará un progresivo recambio hacia unidades híbridas o totalmente eléctricas.
- ▶ La sustitución de combustibles líquidos por GN para generar electricidad. De acuerdo con la matriz de generación presentada en el capítulo 2, en Argentina hay 1,1 GW de potencia instalada que podrían ser sustituidos.

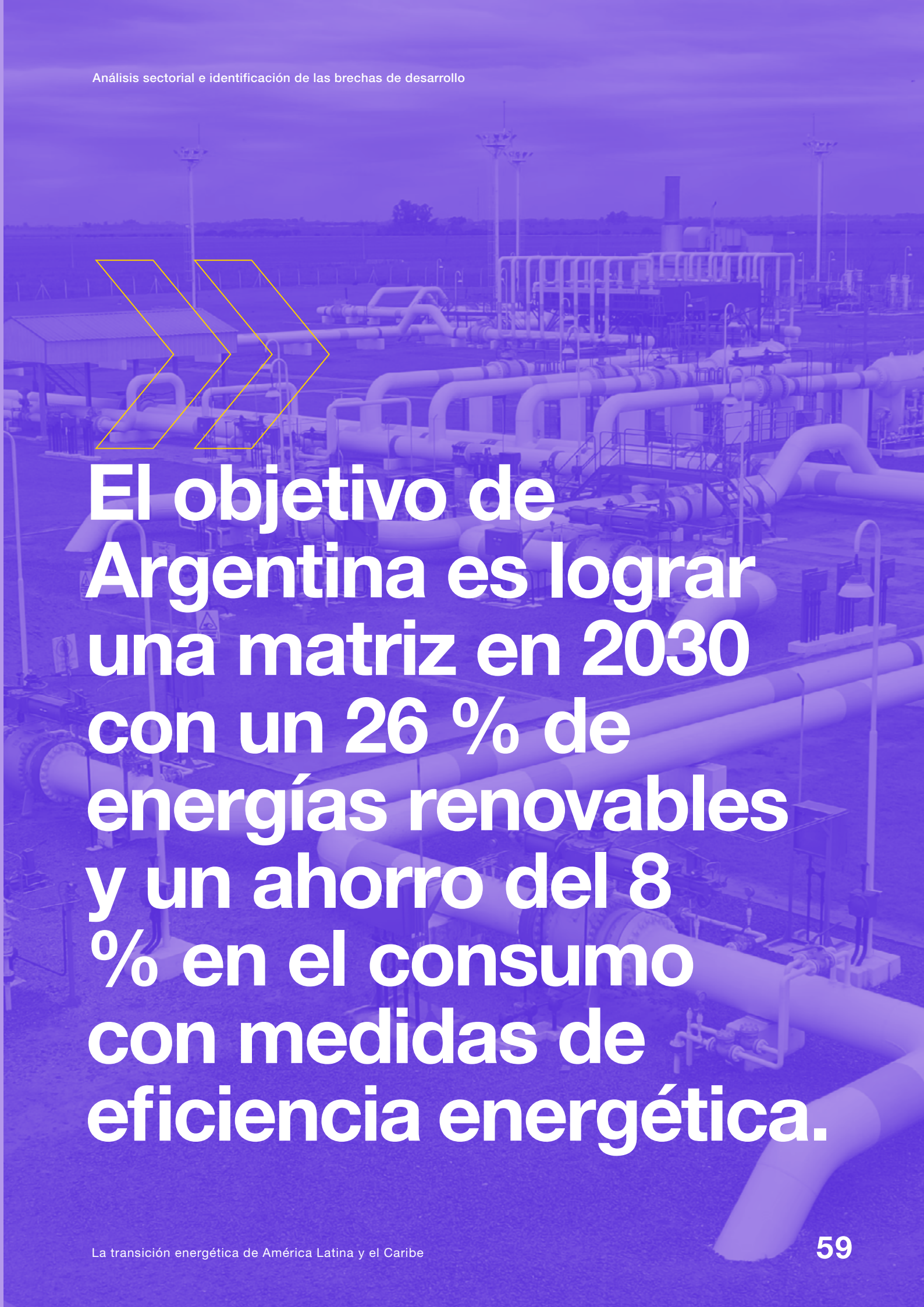
Cabe destacar que, en un documento emitido en 2019 (BID, 2019), se plantean dos posturas de desarrollo energético nacional para el año 2050. La primera considera que el GN debe aprovecharse y, por lo tanto, la industria debe desarrollarse a gran escala. La segunda propone seguir el camino de las energías renovables considerando tanto el peso en materia ambiental impuesto por el mercado y el contexto internacional como la reducción de los costos de estas energías. La discusión no ha sido resuelta, aunque los desarrollos

recientes en Vaca Muerta indican que se llegaría a un escenario de competencia entre renovables y GN.

Teniendo en cuenta lo mencionado, e independientemente de la postura adoptada, no se observa aún en el país un plan concreto para el reemplazo progresivo del parque vehicular liviano, mediano o pesado. El reemplazo de las unidades generadoras por combustibles líquidos puede, por otro lado, abordarse desde los mecanismos de subastas que ha implementado el país durante los últimos años, motivo por el que no se considera que exista una brecha regulatoria en ese sentido.

Finalmente, en términos de la utilización de GN en el sector residencial, la administración nacional actual ha celebrado audiencias públicas y ha publicado reglamentación¹² para la actualización de precios en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST). De esta manera, se busca eliminar subsidios, mejorando la reflectividad de los costos de abastecimiento de este combustible (Ministerio de Economía, 2024) y garantizando así las inversiones necesarias para el sector y un uso responsable del suministro.

¹² Resolución 41/2024 de la Secretaría de Energía.



El objetivo de Argentina es lograr una matriz en 2030 con un 26 % de energías renovables y un ahorro del 8 % en el consumo con medidas de eficiencia energética.



Planeamiento y regulación sectorial

► Planificación energética y eléctrica

En Argentina, en general, las distribuidoras planean su red mediante análisis que exponen en documentos de planificación de tipo indicativo, al igual que hace la entidad transportista encargada de la red de 500 kV. Estos documentos, denominados guías de referencia, indican alarmas y consideraciones en el desarrollo de las redes.

El planeamiento de la generación, por otro lado, se da de manera indirecta a través de subastas para la incorporación de ciertas tecnologías¹³ previamente definidas. Esas subastas alinean los objetivos de la autoridad gubernamental con la descarbonización y las necesidades particulares de abastecimiento de la demanda.

La Secretaría de Energía, paralelamente y a un nivel general, realiza la planificación energética con escenarios de transición hasta el año 2030, los cuales consideran movilidad eléctrica, hidrógeno de bajas emisiones y generación distribuida.

El desarrollo de una metodología de planificación que se aplique sistemáticamente en Argentina, particularmente para la red de transporte eléctrico, puede traer beneficios tanto desde el punto de vista de las previsiones y elección de las alternativas de menor costo a mediano y largo plazo como de la organización y el ordenamiento de los objetivos de descarbonización y aplicación de nuevas tecnologías de transición energética.

¹³ Particularmente térmica y ERNC.

► Generación distribuida

En diciembre de 2017 fue aprobada en Argentina la Ley 27424, Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, a la cual adhirieron 13 provincias. Esta ley, junto con su reglamentación, declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con destino al autoconsumo y la inyección de eventuales excedentes a la red de distribución.

Aquí, se creó la figura del usuario-generador, definido como aquel usuario residencial, comercial o industrial del servicio de distribución que dispone de equipamiento de generación renovable (solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica y de biomasa) y cumple requisitos técnicos para inyectar a la red sus excedentes de energía.

Asimismo, se establece para esta figura una tarifa especial, denominada de inyección. El monto de esta tarifa facturado a cada usuario-generador es el resultado de la resta entre:

- ▶ el valor monetario de la energía demandada, calculado como la suma del precio mayorista de energía y el valor agregado de distribución (VAD); y
- ▶ el valor monetario de la energía consumida, calculado al precio mayorista de la energía.

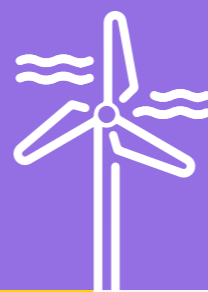
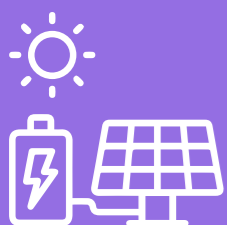
Se configura así un esquema de facturación neta.

En términos de desarrollo de la GD para comercialización, Argentina ha implementado mecanismos de subastas, como la tercera ronda del ya mencionado RenovAr, que impulsó emprendimientos para ser conectados en redes de media y baja tensión con una potencia máxima por proyecto de 10 MW, y el reciente RenMDI, con una potencia máxima de 20 MW, que adjudicó 98 proyectos por 634 MW a un precio medio de 86,8 USD/MWh (CAMMESA, 2022c).

▶ Almacenamiento con baterías

En mayo de 2022, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 330/2022, mediante la cual se convocó a interesados a presentar manifestaciones de interés (MDI) para el desarrollo de proyectos de generación renovable y almacenamiento de energía, en el marco de la disminución de la generación de tipo forzada. La CAMMESA fue designada para analizar las MDI y después elaborar un informe para consideración de la Secretaría. Dicho informe fue publicado en agosto de 2022 (CAMMESA, 2022b), indicando la cantidad, ubicación y potencia de las distintas tecnologías presentadas, entre las cuales se encuentran proyectos de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, además de una combinación de solar fotovoltaica y módulos de baterías.

No obstante lo anterior, no se ha continuado con el desarrollo de proyectos piloto ni con la definición de un marco regulatorio que promueva la inserción de esta tecnología en el sistema, fomentando particularmente la inversión privada.



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia finalizadas recientemente o en curso, se destacan:

- ▶ Apoyo al Plan Federal de Transmisión y a la descarbonización del sector energético (BID, s. f.b). Esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) busca apoyar al Gobierno de Argentina en la ejecución del Programa Federal de Transporte de Energía Eléctrica (PFTEE), que consiste en la ejecución de líneas y estaciones transformadoras. Actualmente, el PFTEE se encuentra suspendido a la espera de instrucciones por parte de la Secretaría de Energía.
- ▶ Mejora de la contribución del sector energético a la recuperación económica verde y resiliente (BID, s. f.c). Brinda apoyo técnico a Argentina para generar resiliencia en la planificación, las operaciones y la inversión del sector eléctrico a fin de respaldar la recuperación a corto plazo y permitir la resiliencia del sistema eléctrico a largo plazo frente a amenazas futuras.
- ▶ Apoyo a la transición energética limpia, justa y sostenible, también del BID (s. f.a). Su objetivo es apoyar la elaboración del Plan de Transición Energética y el fortalecimiento de las capacidades de planificación del sector energético.

- ▶ Proyecto de Energía Limpia para Hogares y Comunidades Vulnerables (Banco Mundial, s. f.). Esta iniciativa del Banco Mundial proporciona apoyo para mejorar el acceso y la calidad de los servicios eléctricos que reciben comunidades rurales dispersas y, en particular, las poblaciones más vulnerables. También ayuda al aumento de la eficiencia energética en hogares y comunidades vulnerables, el diseño de la gestión de proyectos relacionados y la formulación de políticas.
- ▶ Reversión del Gasoducto Norte (CAF, s.f.). La iniciativa de CAF ofrece apoyo para construir la infraestructura de transporte de GN en las provincias del norte y centro argentino. La obra complementa el Gasoducto Néstor Kirchner y permitirá llevar el gas de Vaca Muerta a hogares e industrias de Córdoba, Tucumán, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Salta y Jujuy. Asimismo, apoya el desarrollo a escala de nuevas actividades industriales, especialmente la minería de litio. También permitirá el abastecimiento de GN a centrales térmicas de las mencionadas provincias, lo cual disminuirá sus costos de operación, ya que algunas de ellas funcionaban o siguen operando con GN procedente de Bolivia.

Por tanto, se observa una clara inclinación de las iniciativas hacia la introducción de ERNC, el desarrollo de mejoras en términos de eficiencia energética, y la planificación y ejecución de obras de transporte tanto de gas como de energía eléctrica. Esos son puntos en los que, como se ha indicado anteriormente, Argentina precisa mejoras y definiciones de cara al futuro.

4

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones





Metas de la transición

El objetivo central de este estudio es determinar cuáles serían las inversiones necesarias y los costos resultantes de ellas para que el país logre cumplir con sus objetivos de descarbonización de largo plazo. Para eso, se precisa limitar explícitamente la generación de centrales emisoras; de lo contrario, con criterios puramente económicos, estas centrales seguirán aportando contribuciones energéticas significativas a los sistemas hasta 2050, impidiendo que se cumplan las metas de reducción de los GEI. Esta restricción no solo permitirá identificar la manera más económicamente eficiente de alcanzar los objetivos de cada país, sino también calcular el costo de una política energética que limite las emisiones de carbono en los sistemas, es decir, estimar la llamada prima verde de los planes de expansión.

El cuadro 4.1 muestra las metas de descarbonización hasta 2030 y 2050 de los países de América Latina y el Caribe analizados en el presente estudio. Este incluye metas directamente modelables (por ejemplo, la participación mínima de las tecnologías renovables en la generación) y metas no directamente modelables (por ejemplo, con relación a metas de reducción de emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos serán considerados solamente en el caso de TE, mientras que en el escenario de BAU la participación sigue sin restricciones. De esta forma, es posible determinar los impactos que tienen en los planes de expansión, las limitaciones de emisiones y los costos resultantes.

Para ello, se modelan explícitamente las emisiones de las centrales termoeléctricas a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilizan. Con eso, se determina la operación del mínimo costo de los sistemas, sujeta a las restricciones de emisiones (en el caso de TE), así como el costo de imponer dichas restricciones al modelo.

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

País	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> No exceder 359 MtCO₂e (economía general). 20% de energía renovable al 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> 75% de generación limpia al año 2050.
Barbados	<ul style="list-style-type: none"> 70% de descarbonización del sector eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. 95% de descarbonización del sector eléctrico.
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> 79% de renovables (incluida hidráulica). 19% de otras renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> 75% de generación renovable (incluida hidráulica).
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> 50% de reducción de las emisiones de CO₂e (vs. 2005). 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	<ul style="list-style-type: none"> Participación renovable del 80%. 	<ul style="list-style-type: none"> Carbononeutralidad.
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> Reducción en un 51% de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio). 	<ul style="list-style-type: none"> Carbononeutralidad.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> Alcanzar y mantener la generación 100% renovable. 	<ul style="list-style-type: none"> Carbononeutralidad. Mantener la generación 100% renovable.
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> 20,9% de reducción de las emisiones para 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> Aumento en un 50% de la capacidad renovable con respecto a 2019. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de las emisiones de entre 25,4% y 28,5% con respecto a 2005 (economía general). 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró una meta del 75% de generación limpia.
México	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de las emisiones de GEI entre el 22% y el 36% (condicionada). Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51% y un 70% (condicionada) 	<ul style="list-style-type: none"> 50% de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> 15% de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN). 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de las emisiones de GEI entre el 10% y el 20% (economía general). 	<ul style="list-style-type: none"> Carbononeutralidad.
Perú	<ul style="list-style-type: none"> No exceder 208,8 MtCO₂e (economía general), o 179 MtCO₂e (meta condicionada). 	<ul style="list-style-type: none"> Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO₂e. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	<ul style="list-style-type: none"> Reducción del 15% en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50%.

País	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de: (i) 27-31 % CO₂; (ii) 62-63 % CH₂ y (iii) 51-57 % N₂O (economía general). 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20% respecto al BAU. 	<ul style="list-style-type: none"> No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50% respecto al BAU.

Nota: La abreviación MtCO₂e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH₂ representa el metileno; N₂O, el óxido de nitrógeno.



Proyección de los precios de los combustibles

Los precios de los combustibles en muchas regiones son sensibles y están correlacionados con los precios internacionales; por lo tanto, un análisis de esas tendencias de precios es fundamental para este pronóstico. Para preparar los escenarios de este estudio, se han analizado cuatro pronósticos de precios de los combustibles disponibles públicamente, realizados por instituciones acreditadas, a fin de construir un punto de referencia internacional de dichos precios. Los trabajos consultados son:

- ▶ *Commodity markets outlook*, publicado en abril de 2023 por el Banco Mundial.
- ▶ *Annual Energy Outlook (AEO)*, publicado en enero de 2023 por la agencia responsable de la energía en Estados Unidos, Energy Information Administration (EIA).

- ▶ *World Economic Outlook (WEO)*, publicado en abril de 2023 por el Fondo Monetario Internacional (FMI).
- ▶ *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, de CME Group, publicado en mayo de 2023.

Finalmente, se optó por las proyecciones del Banco Mundial (2023). Todas las proyecciones se transformaron a dólares estadounidenses reales de 2023 bajo el mismo supuesto de tasa de inflación anual para las materias primas, extraída de las previsiones del Banco Mundial (el índice MUV [valor unitario de manufactura]). Lo anterior permite una comparación justa entre las distintas proyecciones y, al mismo tiempo, un análisis de las imágenes sin considerar el efecto de la inflación en las proyecciones de precios.

El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar entre diferentes regiones y mercados. En segundo lugar, reflejan las dinámicas del mercado global y están menos influenciados por factores locales, lo que proporciona una perspectiva más amplia sobre las tendencias de los precios de la energía. Además, los índices internacionales de costos de los combustibles son ampliamente reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y la credibilidad en las proyecciones de precios. En general, la incorporación de índices internacionales en las perspectivas de precios de la energía eléctrica puede mejorar la precisión y confiabilidad de las proyecciones al capturar tendencias y dinámicas del mercado más amplias.

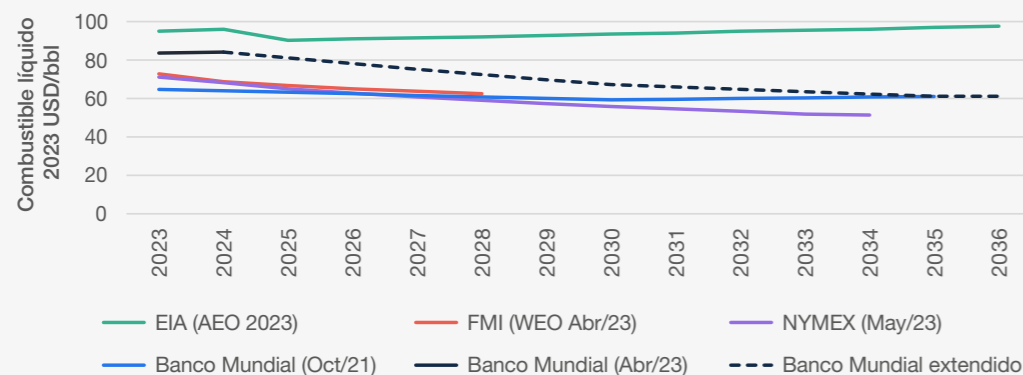
▶ Proyección de los precios de los combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se propone considerar las proyecciones del petróleo Brent y el último pronóstico del Banco Mundial,

debido a su reciente publicación (abril de 2023) y por constituir una proyección moderada entre las analizadas. Como el último pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, se mantiene constante en términos reales el último valor de proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

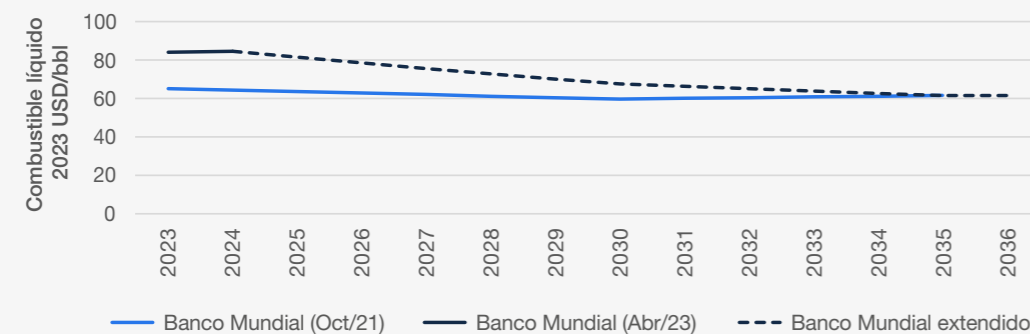
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



Fuente: Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



Fuente: Banco Mundial (2023).

Para cada planta que opera en el sistema, se utilizan sus costos variables actualizados (publicados en las bases de datos oficiales aplicadas en la planificación energética de los países o en informes de las autoridades locales), los cuales son considerados el punto de partida de su serie de costos. Luego, para indexar la variación del componente de costo de los combustibles, se utiliza la serie de precios del petróleo del Banco Mundial, ya que existe una relación directa entre el costo de este y el de sus combustibles (por ejemplo, el diésel y el búnker [fuelóleo pesado]). Además, existe una porción no indexada de su costo: el componente fijo de transporte, para el que se considera un valor constante de 6 USD/barril.

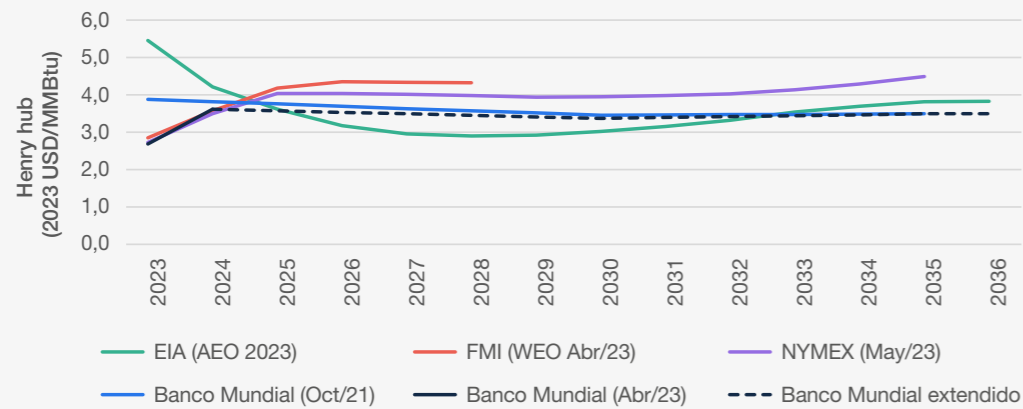
► Proyección de los precios del gas natural

Para la indexación de los precios del gas natural, se propone utilizar el pronóstico del Banco Mundial, debido a su reciente publicación y la consistencia de las proyecciones. La curva del precio del gas se amplió según el mismo enfoque utilizado para la curva de los combustibles líquidos.

Para el cálculo del precio final del gas natural, se deben sumar al precio Henry Hub (HH) algunos costes adicionales, como los de licuefacción, transporte y regasificación. Se sugiere considerar que estos costos adicionales representan 4,5 USD por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu), más el 115 % del precio del gas natural HH.

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

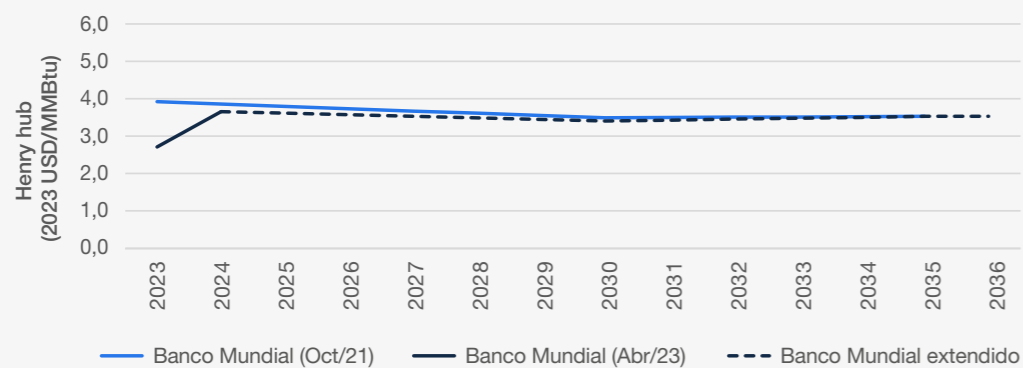


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

Fuente: Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.4

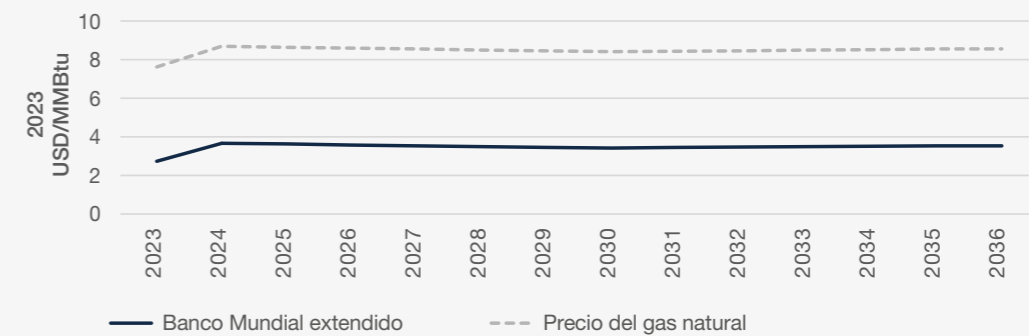
Proyección de precios del gas adoptada en este estudio



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.5

Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).



Tecnologías candidatas para la expansión

Un supuesto clave para optimizar la expansión del sistema a largo plazo son los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas, que pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y la estructura de costos de estos candidatos, como, por ejemplo, los gastos de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés) y los costos fijos, así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos propuestos para las diferentes tecnologías

se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3. El costo de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el costo fijo del primer candidato a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

Parámetros técnicos	Gas ciclo combinado	Gas ciclo abierto	Combustibles líquidos	Carbón	Nuclear
Costo de inversión (USD/kW)	1.200	850	800	1.800	5.000
Tiempo de construcción (años)	3	2	1	4	5
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	50-50	100	20-30-30-20	20-20-20-20-20
Vida útil (años)	25	25	20	30	30
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	30	30	25	35	100
Consumo específico (MMBtu/MWh)	6,5	8,5	8	10	10
Costo O&M variable (USD/MWh)	3	4,5	5	7	9
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%	12%

Nota: O&M designa operación y mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

Parámetros técnicos	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (%)	30-40-30	50-50	20-20-20-20-20	50-50	20-20-20-20-20	100	30-40-30	100	100	100
Vida útil (años)	30	25	30	25	25	30	30	15	15	15
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	40	25	115	25	65	15	70	30	30	30
Tasa de descuento	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%

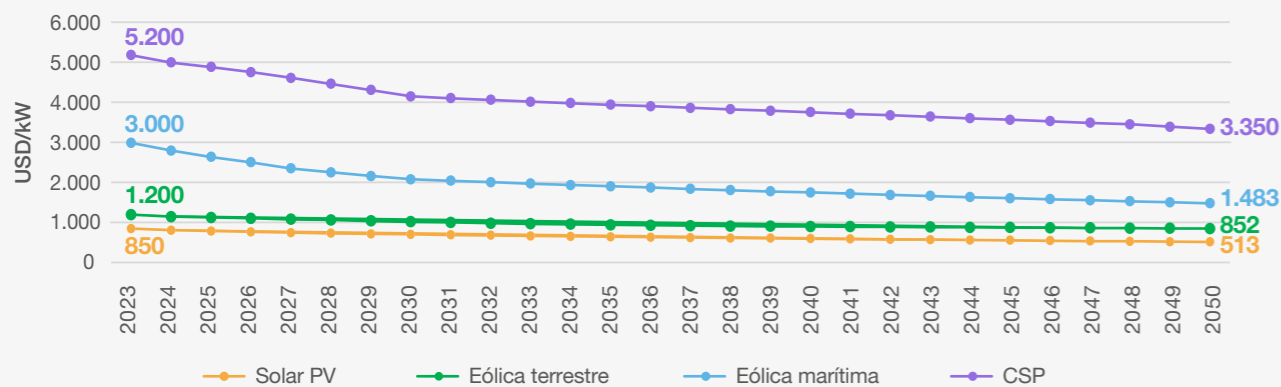
Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.

Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

Además, en el estudio se ha adoptado una tendencia a la baja en los costes de inversión de soluciones solares, eólicas y de almacenamiento en baterías debido a los avances tecnológicos y al desarrollo de estas industrias. Las curvas de evolución de los costos de estas fuentes fueron elaboradas con base en informes de reconocidas instituciones, como los de la Comisión Nacional de la Energía de Chile y el *Annual Technology Baseline* del Laboratorio Nacional de Energías Renovables.

GRÁFICO 4.6

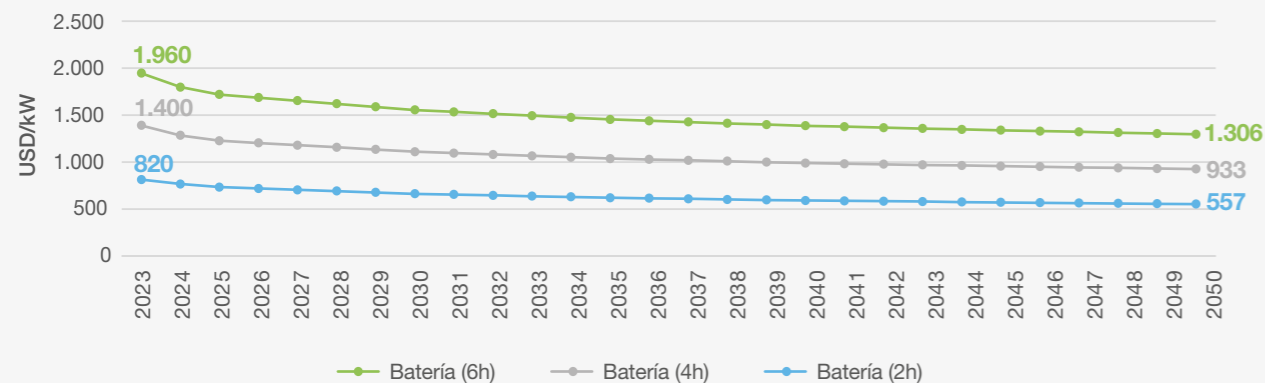
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.7

Curva de costos para baterías



Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

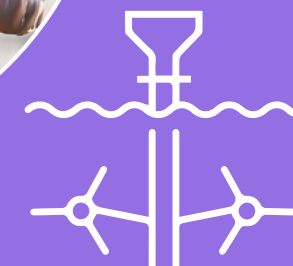
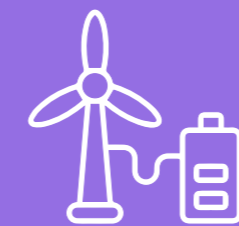


Supuestos adoptados en la expansión del sistema

En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos que se adoptan para modelar la expansión del sistema eléctrico argentino tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

► Demanda potencial

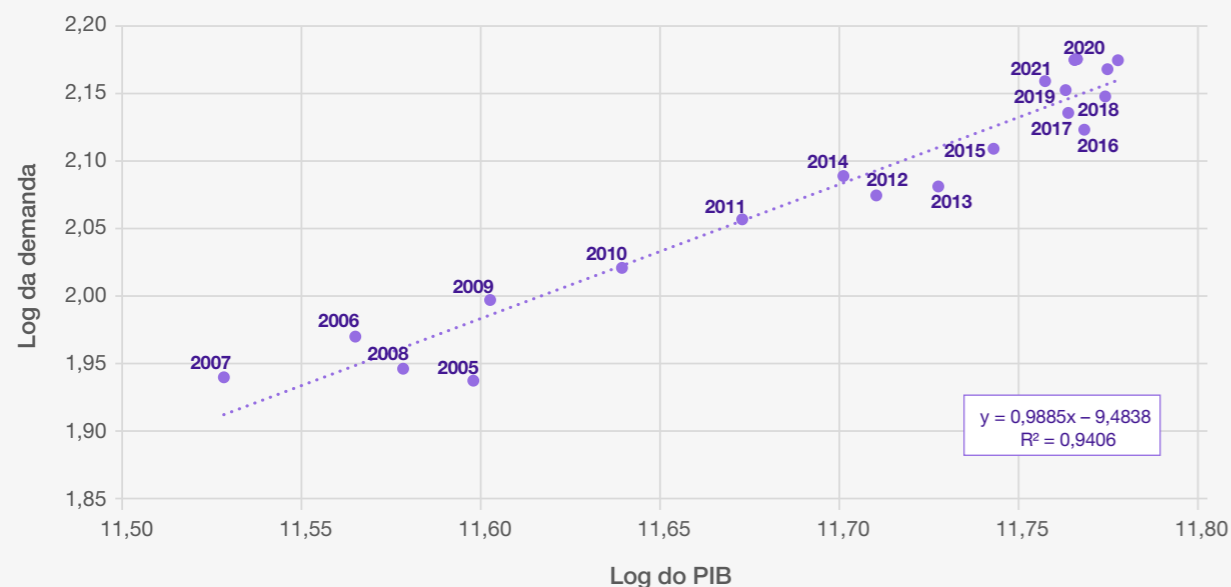
Como se indica en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB



y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada en el estudio de Argentina fue de 0,9885, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

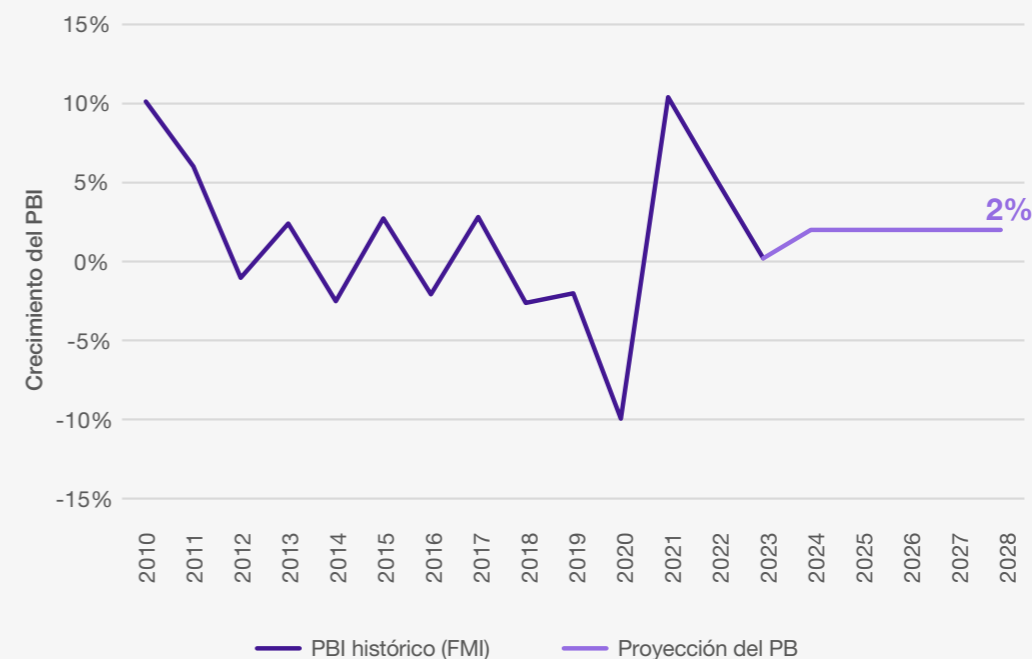


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utilizó como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB de Argentina, cuyo crecimiento se proyecta en aproximadamente el 0,2% en 2023 y en un valor promedio del 2% a partir de 2025. El horizonte del pronóstico del FMI es 2028. Para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, observándose además que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 2%.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

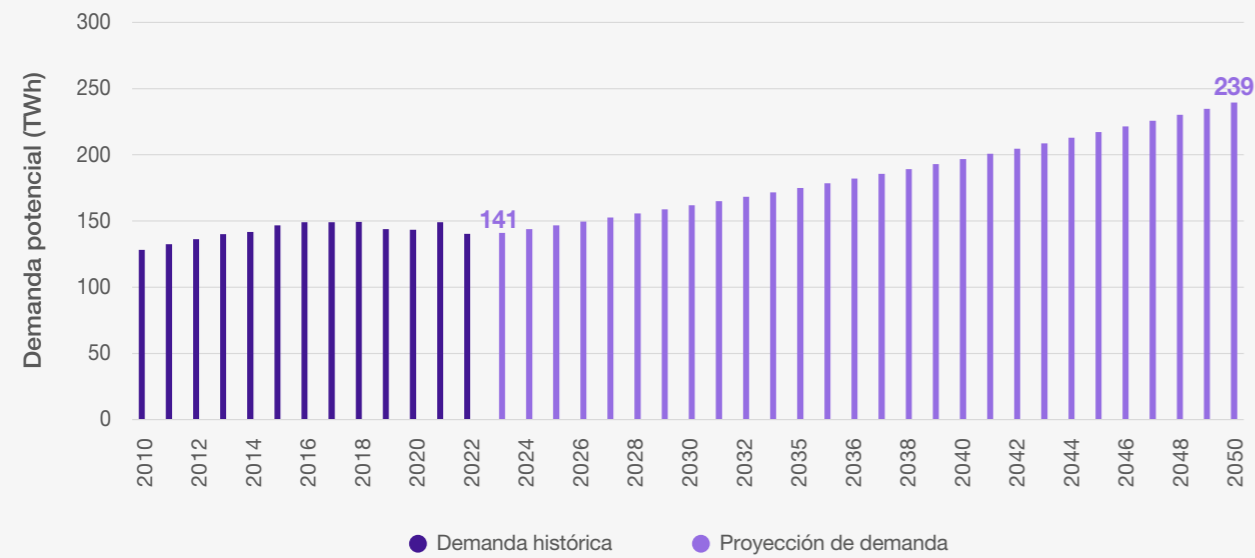


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estimó la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte fue de aproximadamente el 2%, dada una elasticidad muy cercana a 1 para el caso de Argentina. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 70% entre los años 2023 y 2050. El gráfico 4.10 presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial

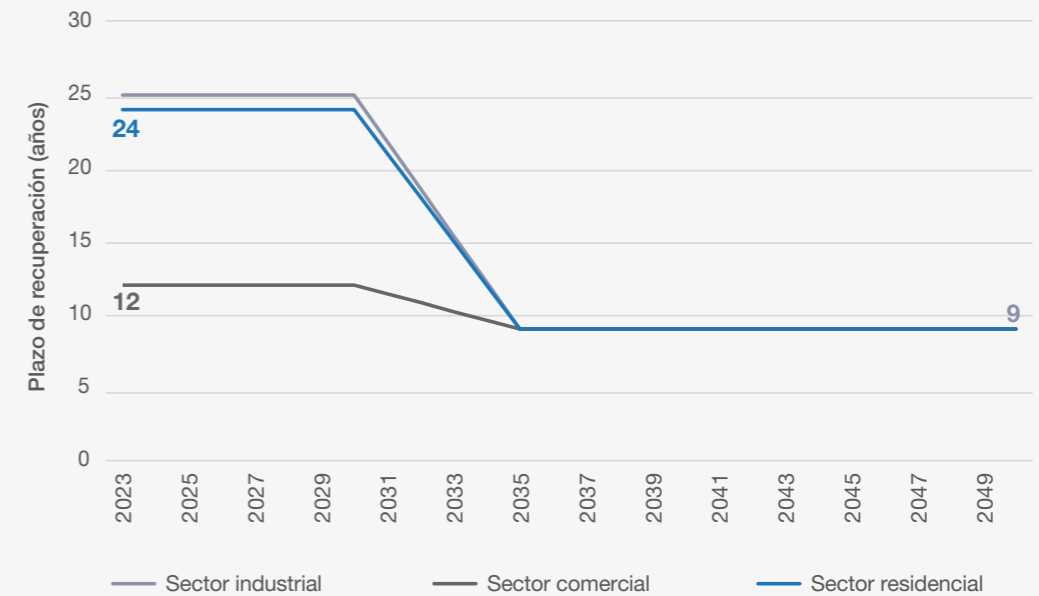


Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de los supuestos” (apéndice 8), la proyección de la generación distribuida (GD) se estimó con base en el modelo de difusión de Bass (1969). Uno de los supuestos más relevantes para esta estimación es el plazo de recuperación de la inversión (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos de plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022). El gráfico 4.11 presenta la evolución de esos plazos para cada sector de la economía argentina.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

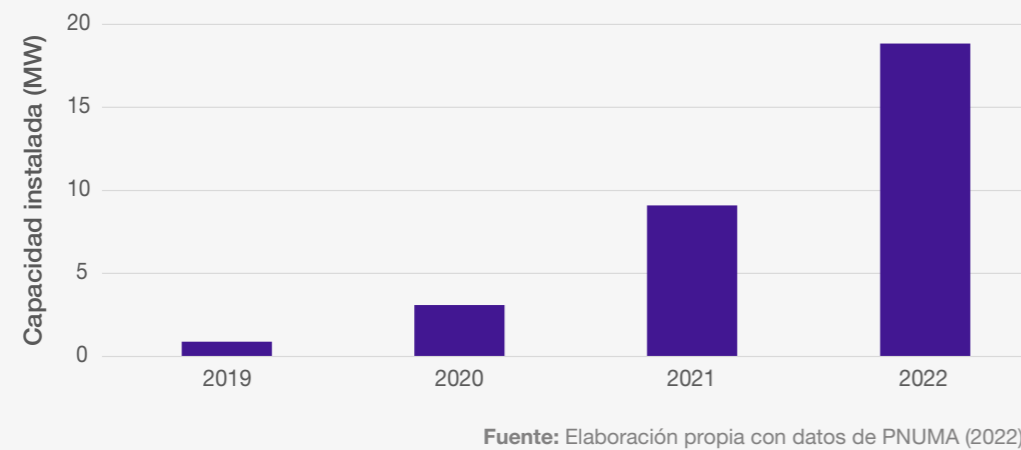


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido a los bajos valores tarifarios aplicados a los consumidores locales, existe muy poco incentivo actualmente para la adopción de GD en el país, que tenía aproximadamente 20 MW instalados al cierre de 2022 (gráfico 4.12). Las tarifas adoptadas en Argentina provocan un aumento significativo en el plazo de recuperación de los proyectos, lo que tiende a reducir el mercado potencial y atraer menos consumidores. A partir de 2030, se asume la reducción de subsidios actuales, lo que aumentaría las tarifas, haciendo más atractiva la opción de adoptar un sistema de GD (con plazo de recuperación más corto).

GRÁFICO 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Argentina

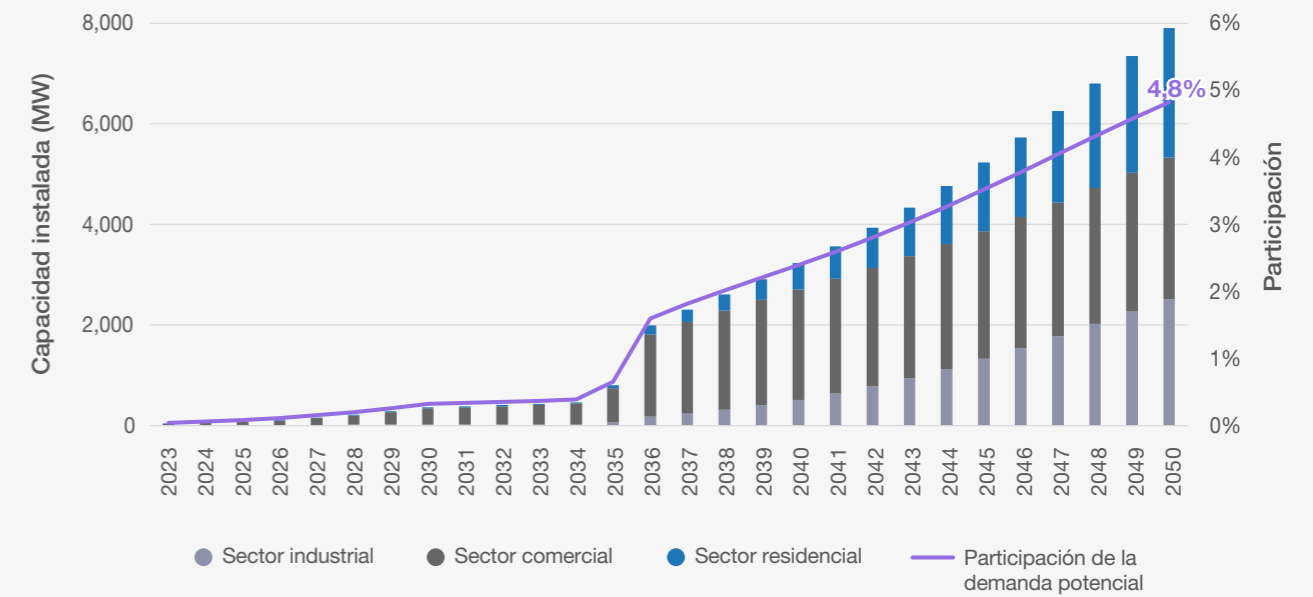


Con base en la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de GD en el país. El gráfico 4.13 muestra esta evolución, así como la participación de GD en relación con la demanda potencial.

Los altos plazos de recuperación contribuyen a la baja adopción en los primeros años, con la tecnología alcanzando una capacidad instalada de menos de 1.000 MW hasta 2035. Después del período de convergencia a un *payback* de largo plazo (igual a 9 años), se observa un crecimiento más acelerado, dando lugar a la instalación de aproximadamente 8.000 MW de GD en el país hasta 2050, con un potencial de generación equivalente al 4,8% de la demanda potencial.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la GD



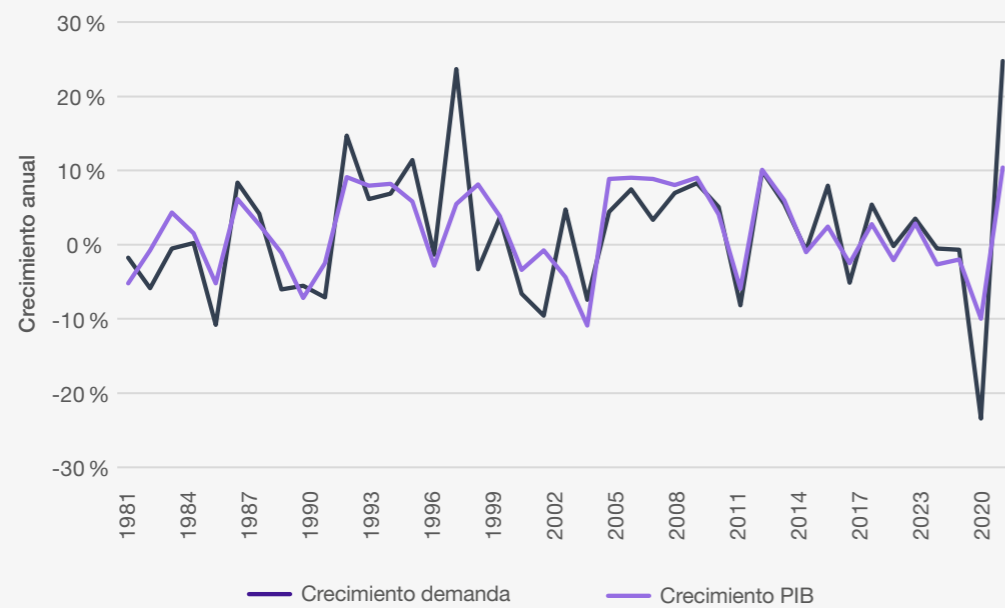
► **Electromovilidad**

En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adoptó una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda del sector de transportes en el país y una premisa para el porcentual de consumo de electricidad en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2023b). Se pueden obtener más detalles sobre la metodología y los supuestos en el apartado “Electromovilidad” del apéndice 8.

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre 1980 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.14. A partir de estos datos es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

GRÁFICO 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

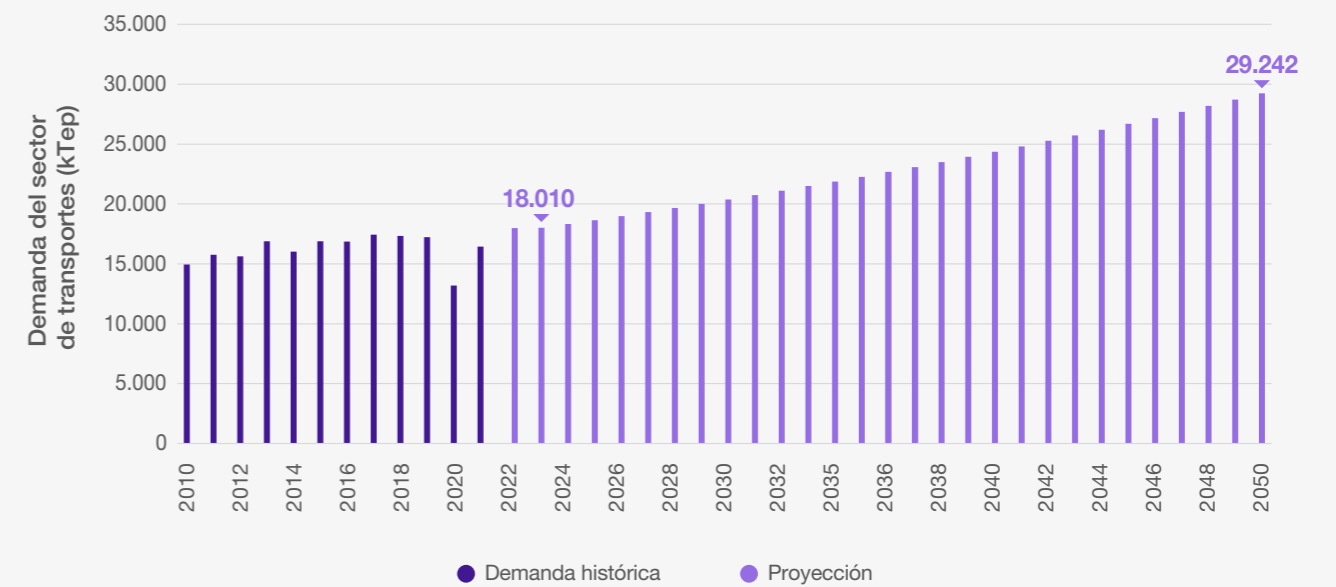


Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (s. f.) y BM (2022b).

Como muestra el gráfico 4.15, se estima un crecimiento promedio del 1,8% en el horizonte para el sector del transporte en Argentina, con un aumento acumulado de 77% hasta 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Argentina tiene un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,3% de su demanda total.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

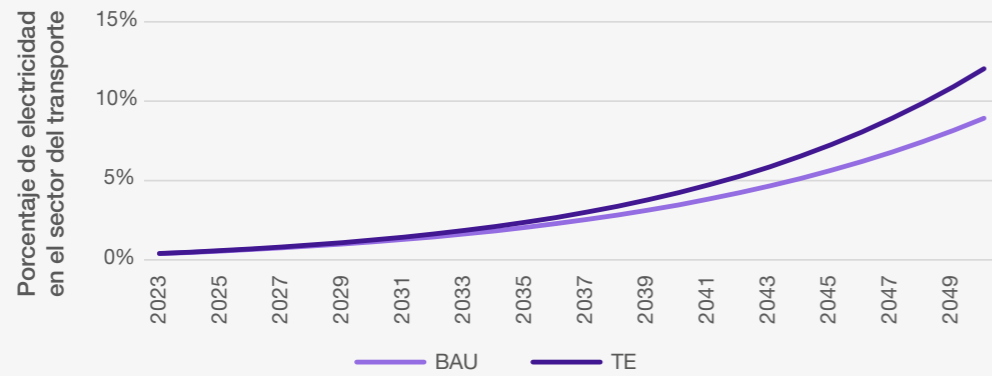


Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (s. f.) y BM (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo para el que se considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación de IRENA para el caso de TE y 10 años para el caso de BAU (véase la figura A.8.3, en el apéndice 8, para más detalles). En el gráfico 4.16, se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de electricidad en la demanda de transporte que se adoptará en la proyección de Argentina. En estos escenarios, se espera que el país alcance en 2050 un consumo de electricidad equivalente al 9% de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y al 12% en el caso de TE y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.16

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.17. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 35% superior a la demanda del caso de BAU en 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan una participación de la demanda potencial igual al 15% en el escenario de transición y al 11% en el escenario de BAU al final del periodo estudiado.

GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

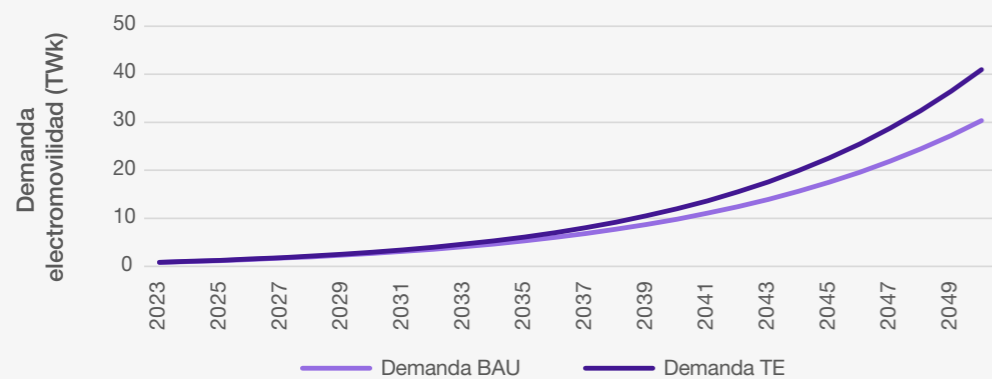
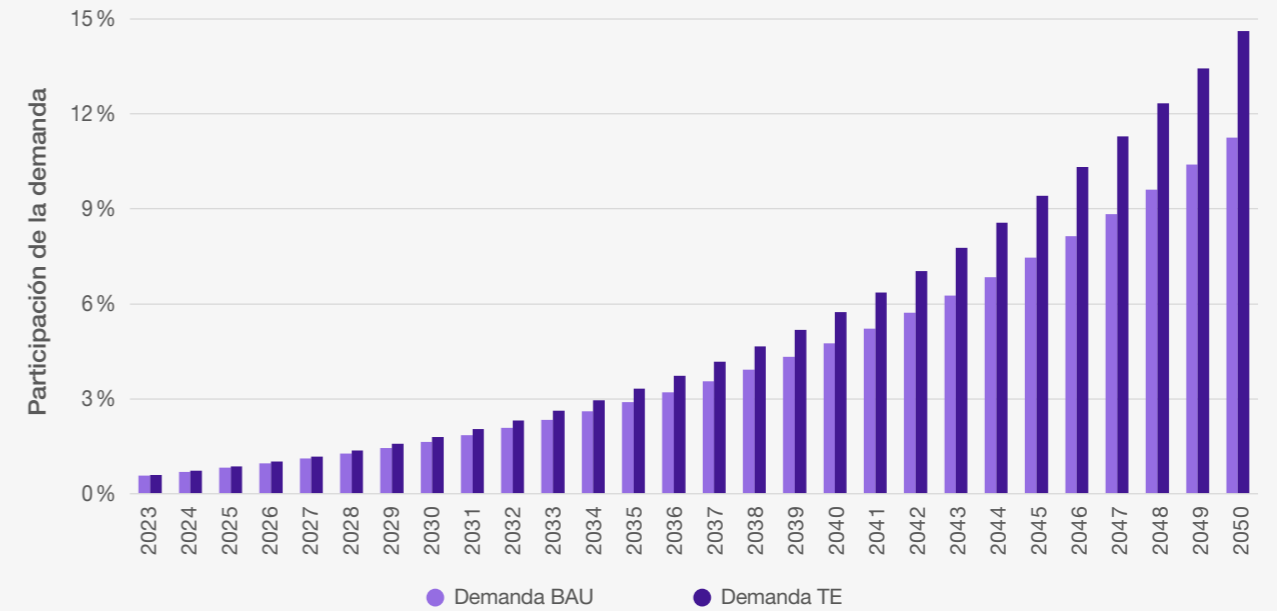


GRÁFICO 4.18

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

La demanda interna de hidrógeno en Argentina en 2017 estuvo en torno a 330 kt/año, de las cuales aproximadamente el 92% se utilizó en el sector petroquímico o de la refinería. El proyecto de hidrógeno verde más importante de Argentina es la planta piloto de Hychico, en funcionamiento desde 2009, con una producción en torno a las 100 toneladas anuales. En 2020, el Gobierno argentino lanzó un proceso para el desarrollo de una estrategia nacional de hidrógeno hasta el año 2030, y se están llevando a cabo varias iniciativas relacionadas (Gobierno de Argentina, 2023b).

En 2006, ya se había aprobado una ley para declarar el hidrógeno de interés nacional y promover su uso y desarrollo tecnológico, pero nunca entró en vigor

(Ley 26123). Posteriormente, se presentó un nuevo proyecto de ley al Senado Nacional, promovido por instituciones de investigación, universidades, ONG y partes interesadas de la industria. El nuevo proyecto de ley complementa elementos existentes de la Ley 26123, enfatizando las fuentes de energía renovables, y extiende los beneficios del régimen actual por 20 años después de su entrada en vigor. Además, varias provincias, como Río Negro, Chubut y Tierra del Fuego, han comenzado a discutir normativas locales para impulsar el desarrollo de la producción y consumo de hidrógeno.

A fines de 2021, poco después de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) celebrada en 2023, el Gobierno argentino firmó un Memorando de Entendimiento con la empresa australiana Fortescue para el desarrollo de capacidad de producción de hidrógeno en Río Negro, Patagonia. En virtud de ese acuerdo, se invertirán USD 1.200 millones en un proyecto piloto hasta 2024. Para 2030, se ha estimado una inversión total de USD 4.800 millones, destinados a tres parques eólicos de gran escala, con un potencial de 2.000 MW, que producirán 2,2 millones de toneladas de hidrógeno verde al año.

En este contexto, para proyectar la evolución de la producción de hidrógeno verde y el consumo eléctrico necesario a lo largo de la cadena productiva de este producto, se tomó como referencia el informe *Hacia una estrategia nacional hidrógeno 2030* (Consejo Económico y Social, 2021). Para el escenario de TE se consideró un retraso de 10 años en las metas de producción presentadas en el documento, mientras que para el escenario de BAU se consideró un retraso de 15 años.

Los gráficos 4.18 y 4.19 presentan las proyecciones de producción de hidrógeno verde en Argentina, tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país, medido en GWh. El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente el doble que el caso de BAU.

GRÁFICO 4.19

Producción de hidrógeno verde en Argentina

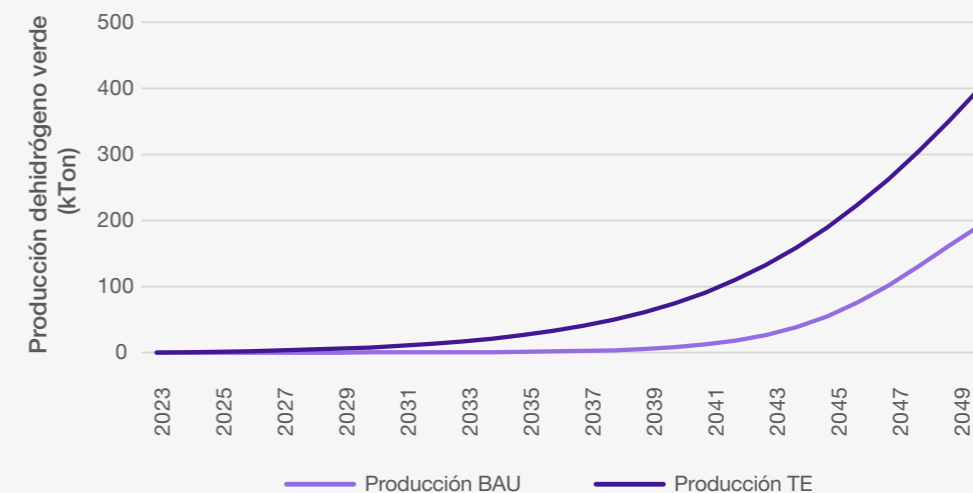
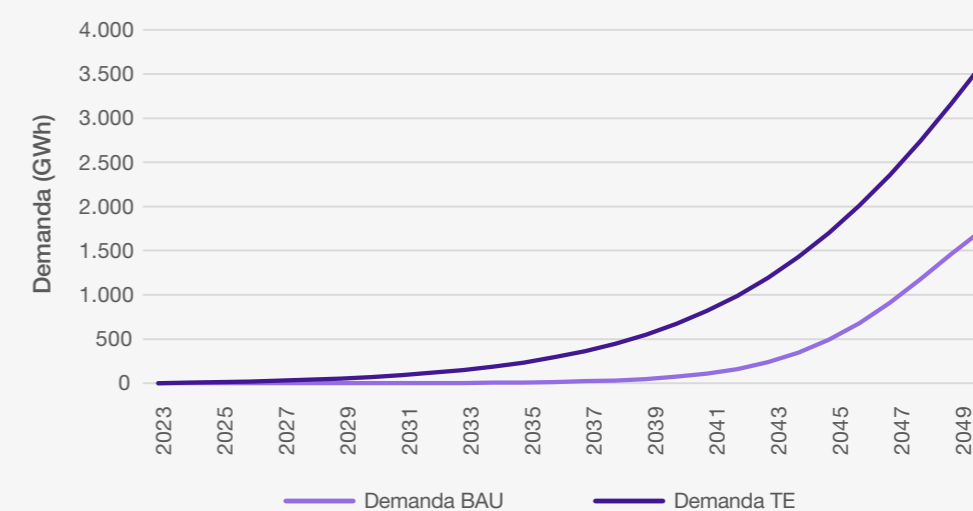


GRÁFICO 4.20

Consumo de electricidad de los electrolizadores

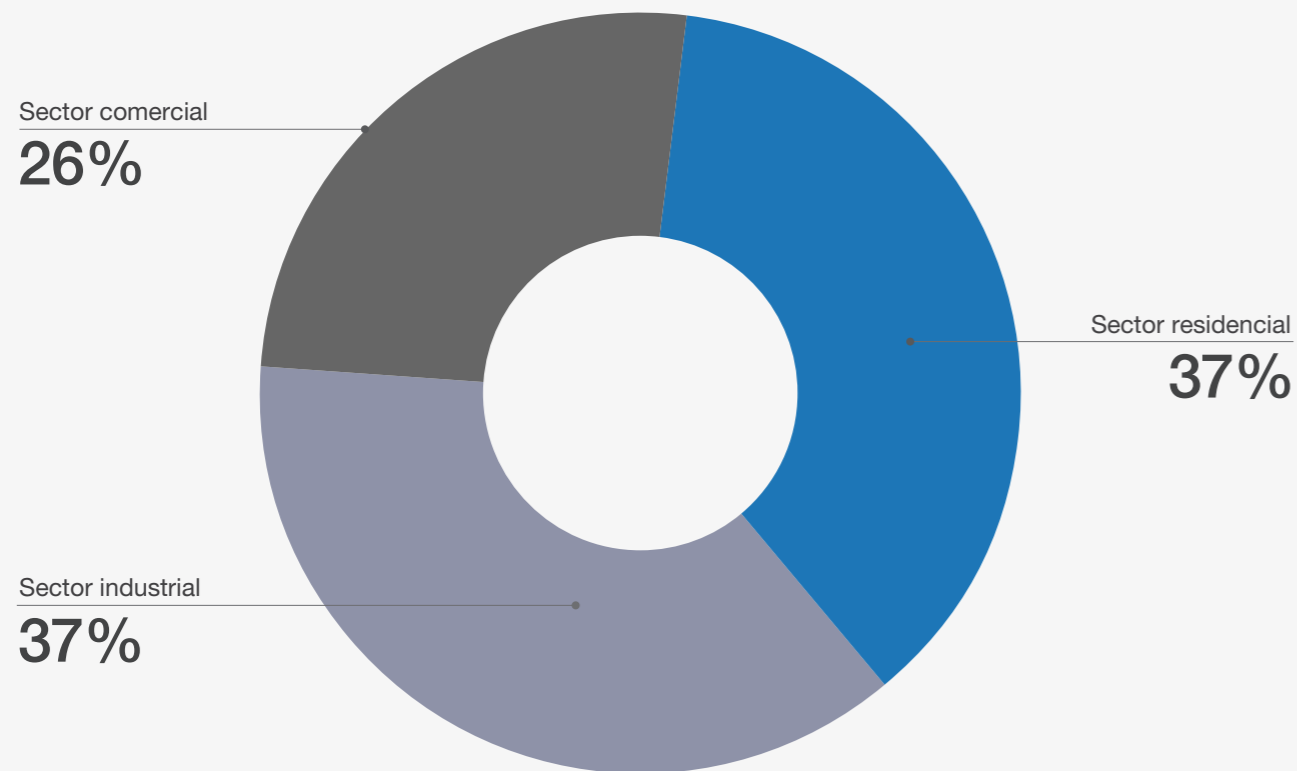


► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En Argentina no hay un sector que destaque mucho en relación con los demás, por lo que las ganancias de eficiencia están levemente motivadas por mejoras en el sector residencial, que representa aproximadamente el 37% de la demanda eléctrica total del país.

GRÁFICO 4.21

Distribución de la demanda en los sectores de la economía argentina

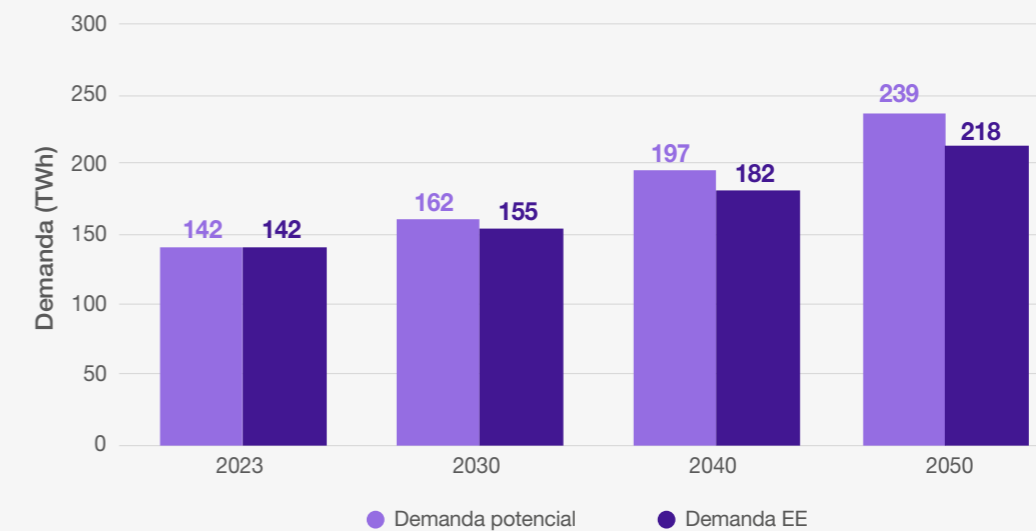


Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (s. f.).

Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de hasta el 9% con relación a la demanda potencial de 2050. Esa disminución equivale a aproximadamente 21 teravatios por hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 6 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40%.

GRÁFICO 4.22

Proyección de las ganancias de eficiencia

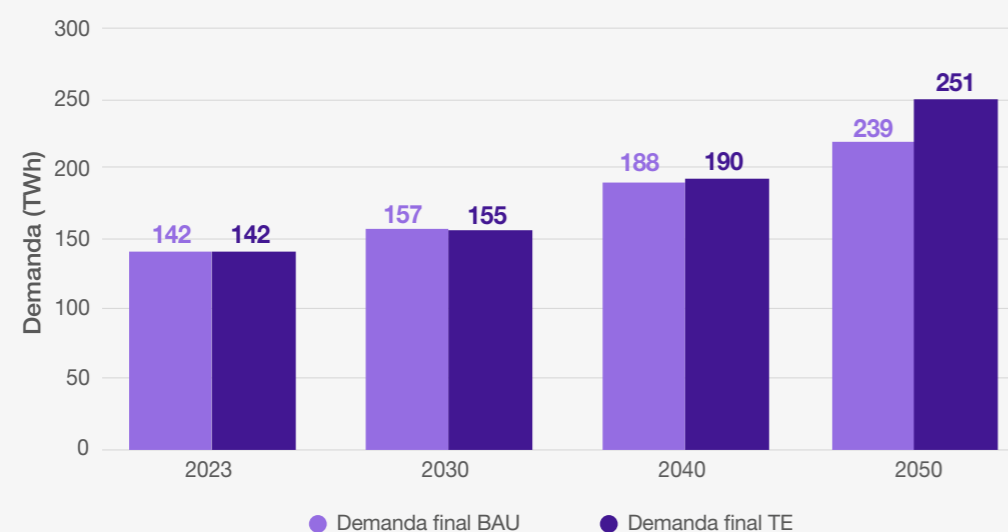


► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Argentina. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.23 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas entre ambos escenarios en lo que respecta a electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) hacen que la demanda del país en 2050 sea aproximadamente un 5% superior en el caso de TE que en el caso de BAU.

GRÁFICO 4.23

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

Se consideran como proyectos con entrada a corto plazo aquellos que se basan en las centrales planeadas para entrar en funcionamiento hasta 2025, según los datos publicados por el Ministerio de Energía y Minería de Argentina en 2019. Además, el país tiene un conjunto de proyectos que se deben tener en cuenta a lo largo de los años.

El cuadro 4.4 presenta el listado, compuesto en su mayoría por un conjunto de centrales hidroeléctricas que deben ingresar al sistema hasta el año 2030 y la central termonuclear Atucha III, que actualmente se encuentra en las etapas iniciales de construcción y cuya fecha prevista de entrada en operación en este estudio es 2032.

Estas centrales no serán sujetas a la optimización del modelo de expansión, sino que cuentan como entradas fijas, debido a su desarrollo programado.

CUADRO 4.4

Proyectos considerados en el plan de expansión de Argentina

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Solar	Proyectos diversos	86
2023	Eólica	Proyectos diversos	352
2024	Solar	Proyectos diversos	53
2025	Hidráulica	Aña Cua	273
2025	Solar	Proyectos diversos	172,4
2025	Eólica	Proyectos diversos	150
2027	Hidráulica	La Barrancosa	360
2027	Hidráulica	Tambolar	70
2028	Hidráulica	Condor Cliff	950
2030	Hidráulica	Chihuido I	637
2030	Hidráulica	Portezuelo del Viento	210
2032	Nuclear	Atucha III	1.100

5

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Argentina



» El presente capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Argentina tanto en el caso de BAU como en el caso de TE. El objetivo es exponer el estado actual del sistema y presentar la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario de continuidad, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos escenarios.



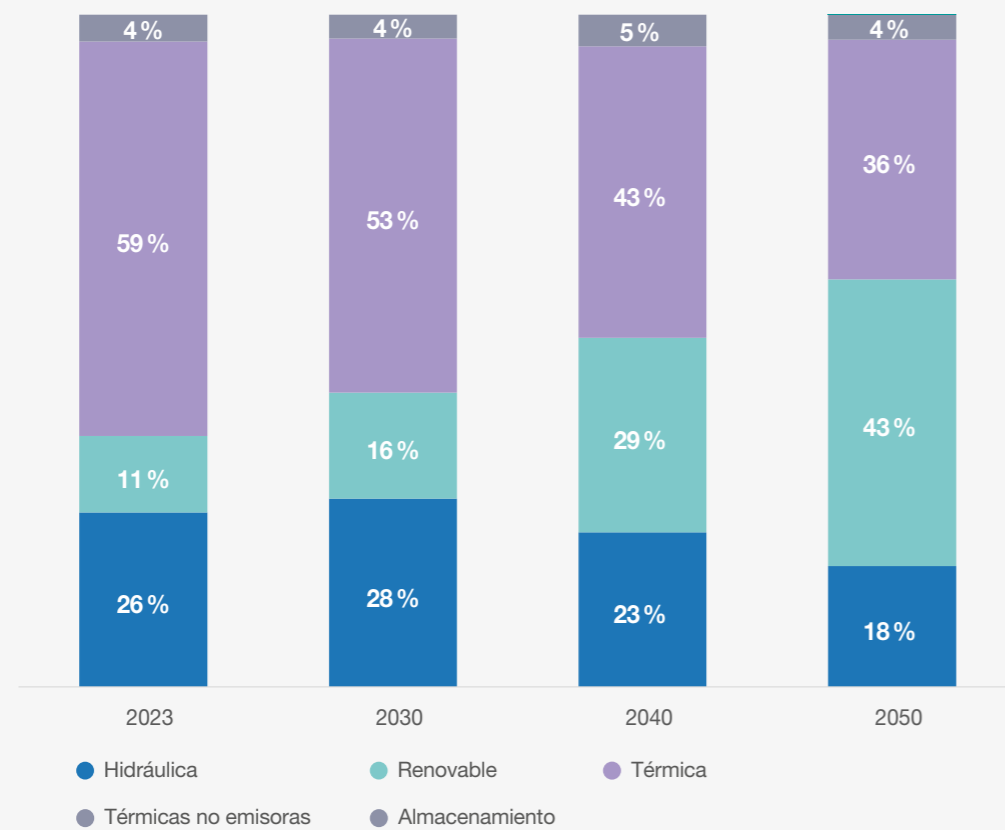
Caso de BAU

► Expansión de la generación

Con el paso de los años, la matriz de capacidad instalada argentina hace una transición hacia fuentes renovables para 2050. Las centrales térmicas siguen siendo una fuente muy importante para satisfacer la demanda del país al final del horizonte, pero las renovables (especialmente la eólica y la solar) contribuyen en buena parte a cubrir la carga. Se observan inversiones en renovables no convencionales (eólica en la región de Patagonia y solar en el norte del país), con adiciones de capacidad de GN en la última década para proveer flexibilidad.

GRÁFICO 5.1

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema argentino en el caso de BAU



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo. Las térmicas no emisoras incluyen centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

La mayoría de las incorporaciones de capacidad en el horizonte provienen de plantas que no emiten GEI, con un aumento significativo de las centrales eólicas (24 GW para 2050). Destaca la incorporación de la central nuclear Atucha III en 2032. En el apéndice 1 de este reporte, se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Argentina, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de BAU

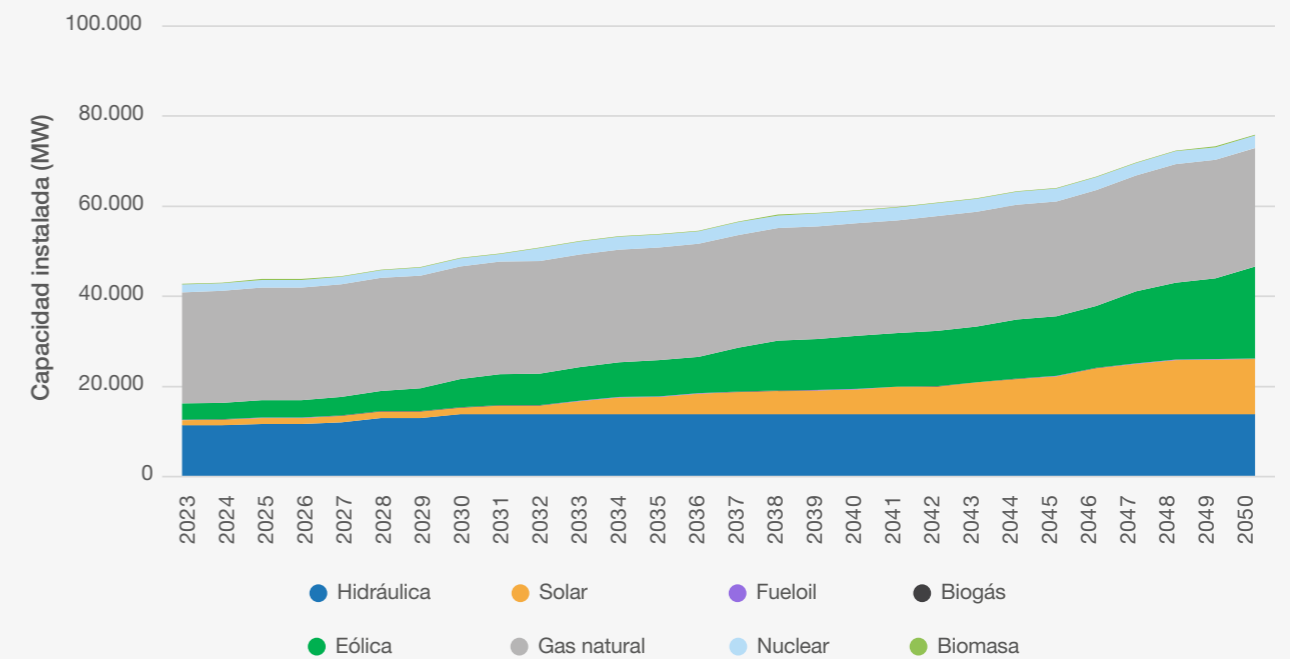
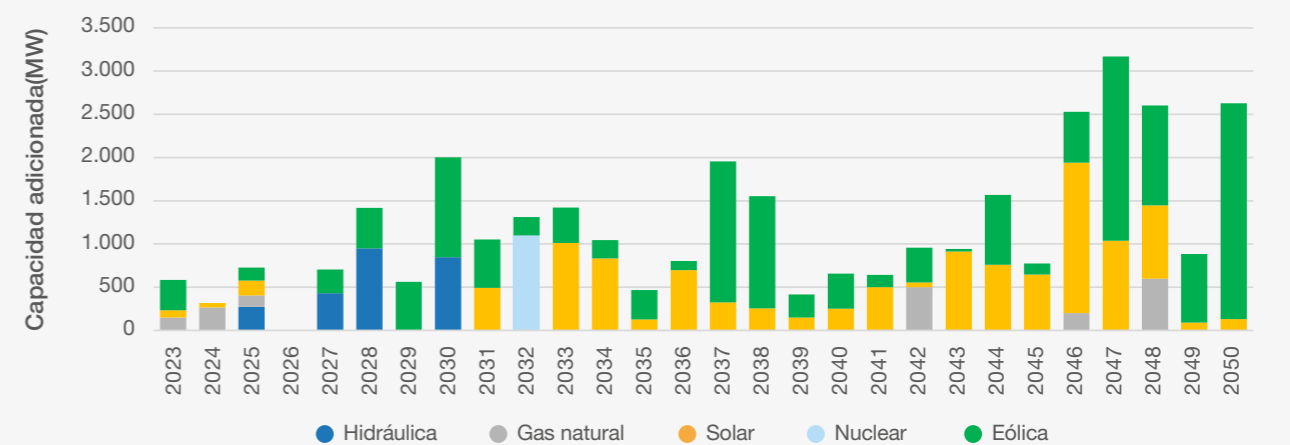


GRÁFICO 5.3

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de BAU



► Perfil de generación

En este subapartado, se lleva a cabo un análisis detallado de la evolución de la matriz de generación del sistema en cuestión. Para ello, se han seleccionado el primer y último año del periodo evaluado, donde se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio para el caso de BAU se encuentran detallados en el gráfico A.2.1 del apéndice 2.

A partir del perfil mensual, se puede observar en el gráfico 5.4 la gran participación de centrales térmicas de gas natural en la generación del país en 2024. Además, destaca la considerable generación de centrales hidroeléctricas y la baja generación de energías renovables no convencionales en la matriz de ese año. En relación con el perfil horario, debido a la baja producción proveniente de energías renovables intermitentes, la considerable generación de centrales térmicas durante todo el día hace que el costo marginal unitario de operación (CMO) se mantenga aproximadamente cerca del costo volumen utilidad (CVU) de las centrales térmicas de gas del sistema, que es entre 44 USD/MWh y 55 USD/MWh.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema argentino en 2024

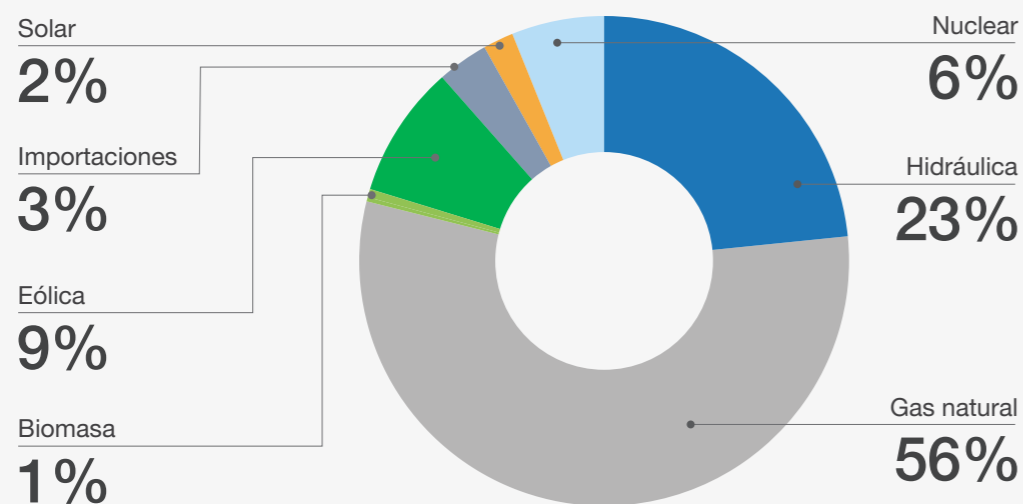


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema argentino en 2024

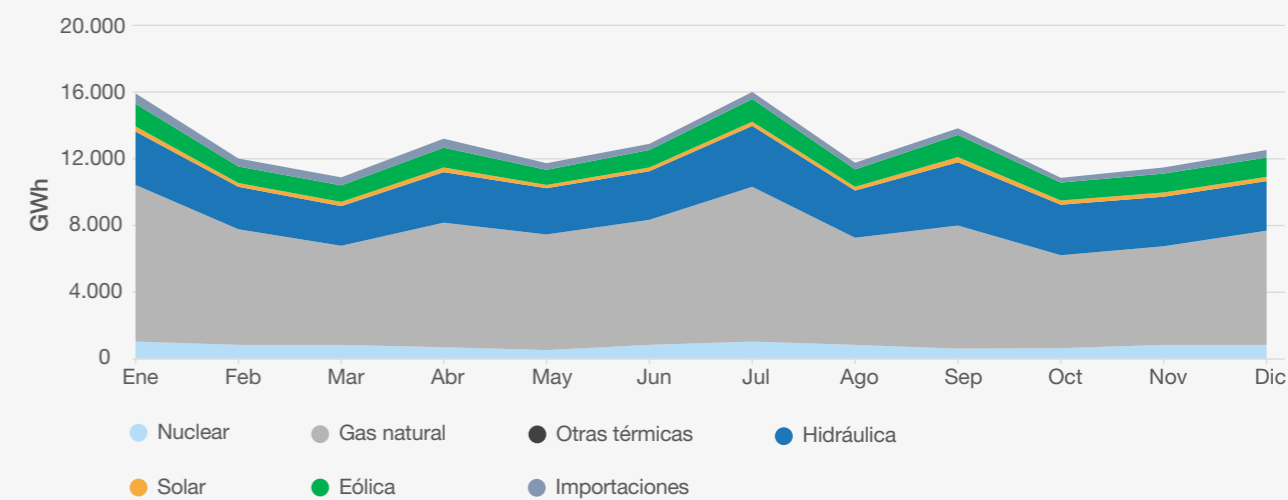
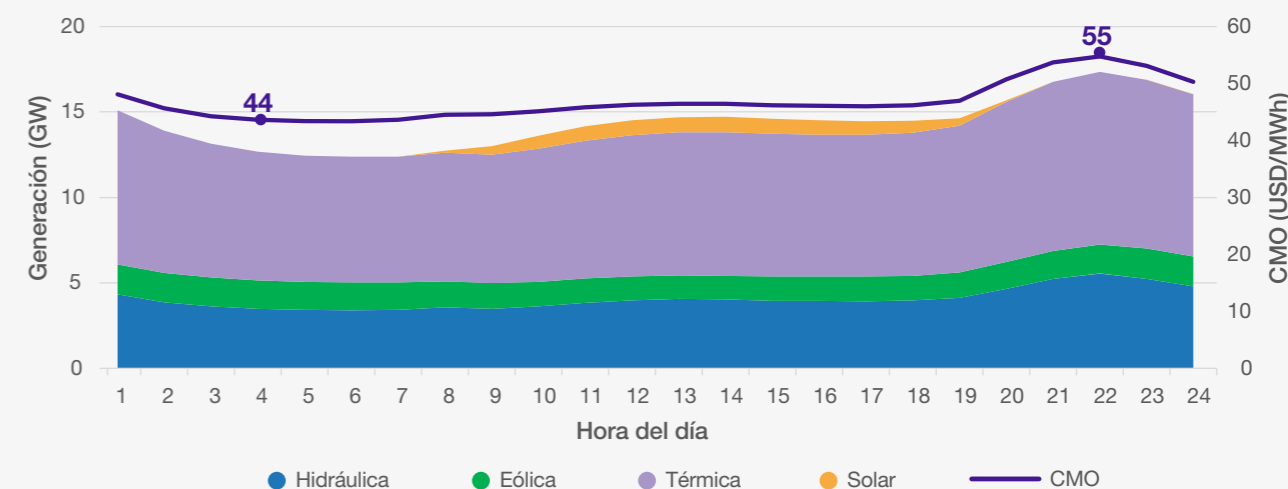


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema argentino en 2024



Para 2050, ya se observa un aumento en la representación de las energías de fuentes renovables intermitentes en el perfil de generación mensual, que alcanza 46 % del total (gráfico 5.7).

Debido a la gran inserción de las energías renovables en el sistema, se puede observar, en el perfil horario, una gran diferencia del CMO entre las horas del día (gráfico 5.9). Al mediodía, cuando se cuenta con gran generación proveniente de plantas solares y eólicas, el CMO alcanza valores bajos de 18 USD/MWh, mientras que al inicio y al final del día, con el aumento de la generación de centrales térmicas, el CMO aumenta, llegando a 74 USD/MWh.

GRÁFICO 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de BAU

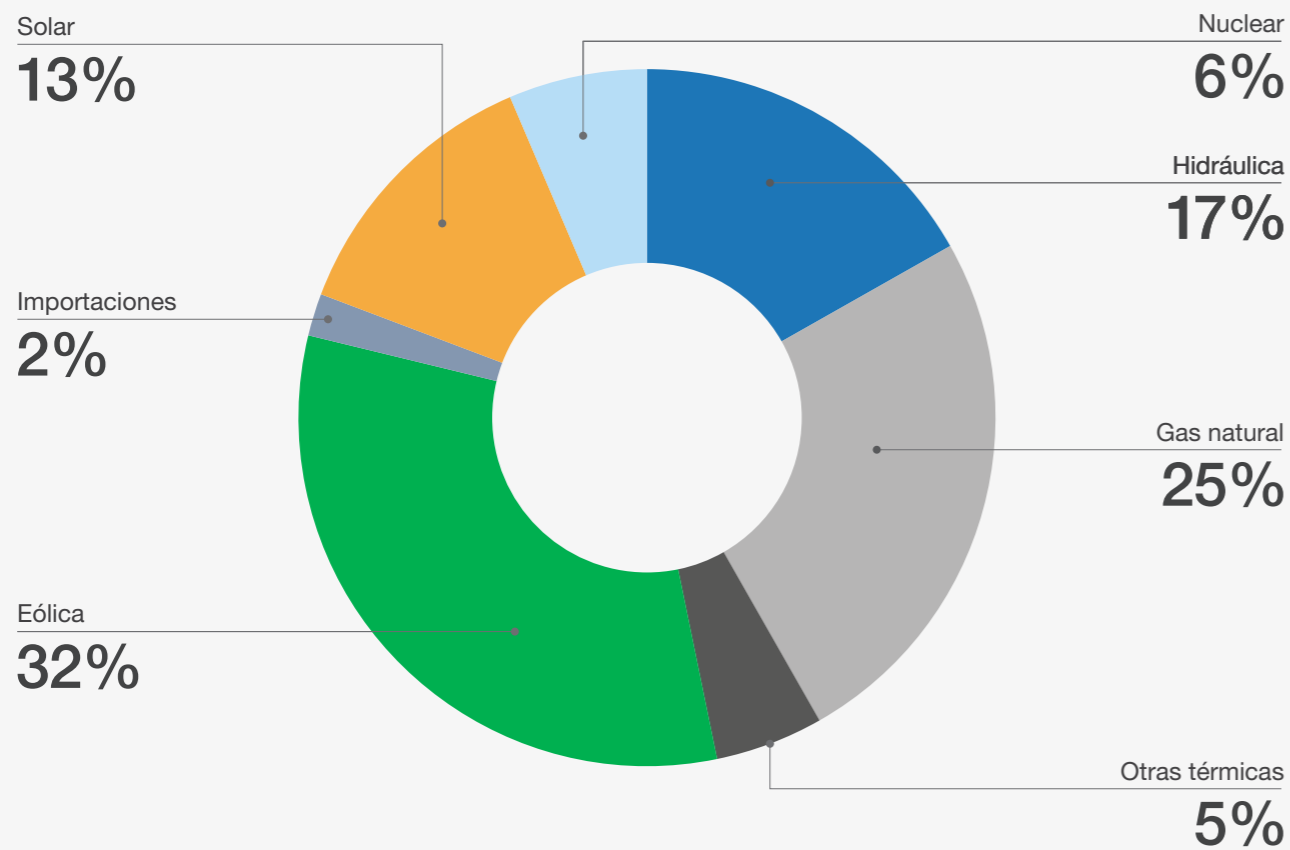


GRÁFICO 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de BAU

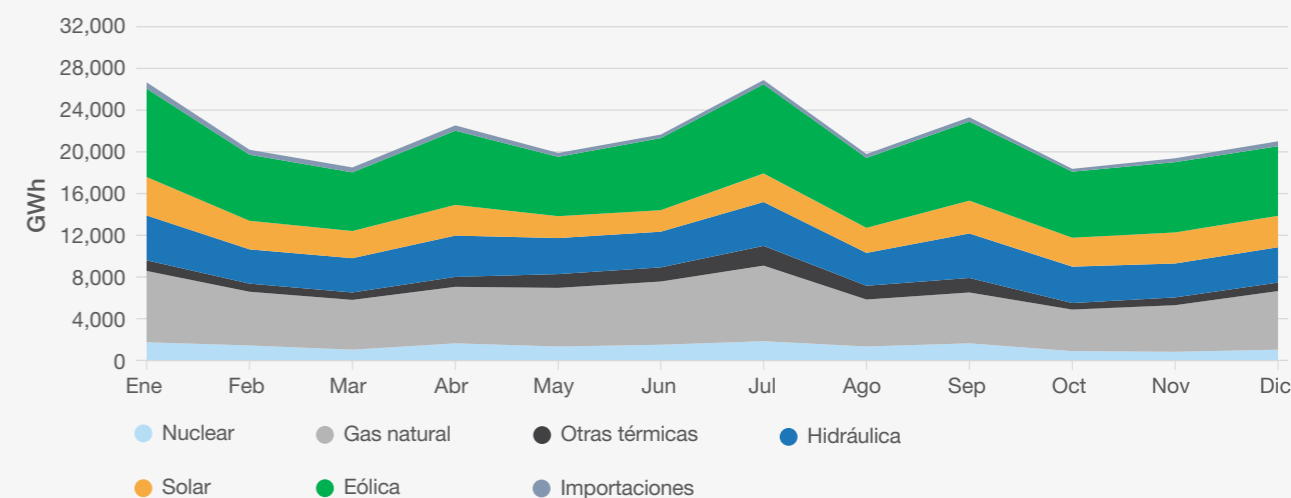
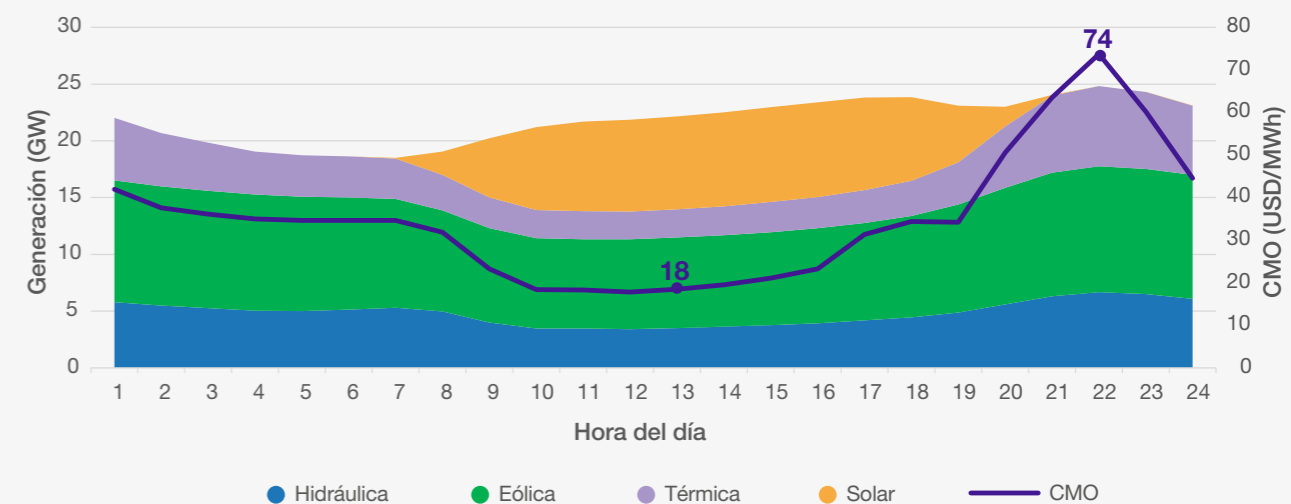


GRÁFICO 5.9

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2050 en el caso de BAU



► Costos marginales

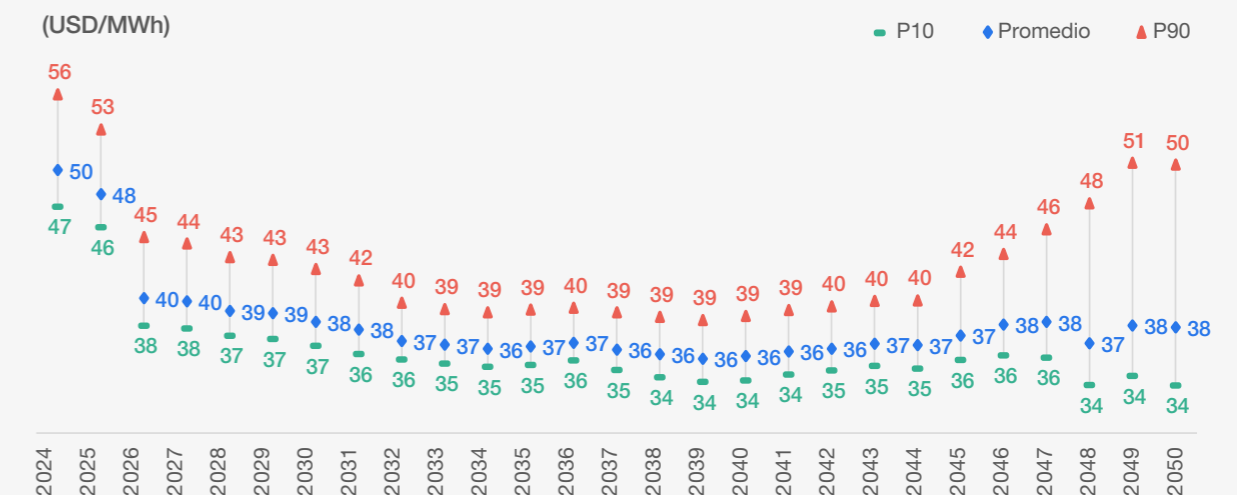
Los costos marginales tienden a ser mayores al comienzo del periodo debido a las restricciones en la disponibilidad de GN. Con los años, al aumentar la disponibilidad de gas y mejorar las condiciones hidrológicas que contribuyen a un aumento de la generación hidroeléctrica, el costo marginal promedio tiende a acercarse al costo variable unitario de generación de una central de ciclo combinado.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente¹⁴).

¹⁴ En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10% de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos son inferiores. Percentil 90 (P90) indica que el 90% de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos está por debajo, sugiriendo un escenario en el que solo el 10% de los costos son más altos. Estos percentiles ofrecen una visión más detallada de la distribución de los costos, permitiendo comprender las variaciones y proporcionando información sobre los extremos de la distribución. Esta aproximación es útil para evaluar riesgos e incertidumbres en los costos operativos.

GRÁFICO 5.10

Costos marginales anuales en el sistema argentino en el caso de BAU



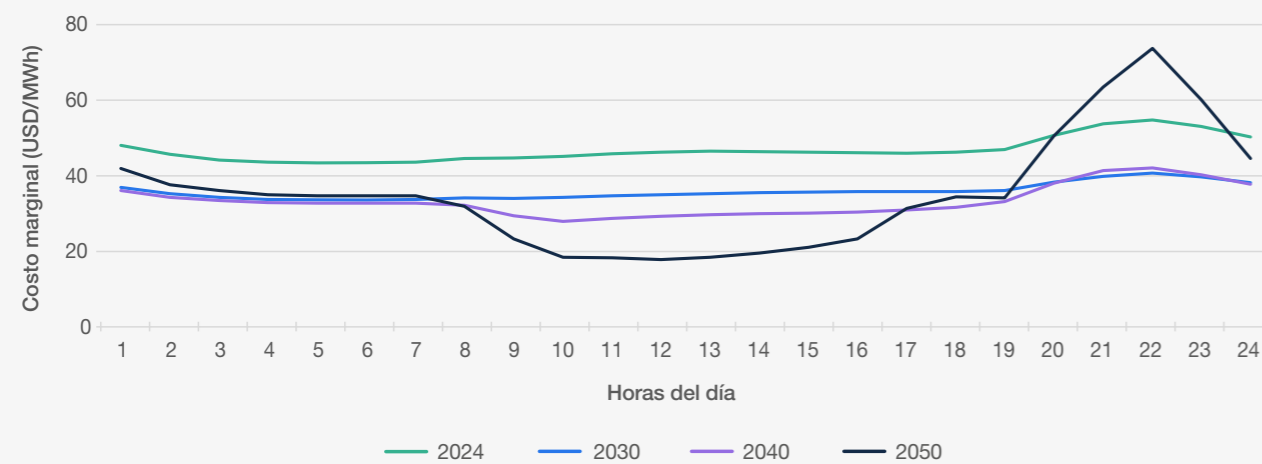
Al examinar detenidamente el perfil horario de los costos marginales, se evidencia un impacto considerable de la generación solar a lo largo de los años, lo cual posibilita una notable disminución del CMO en las horas centrales del día. En el contexto argentino, este comportamiento no se manifiesta hasta la última década del estudio y adquiere mayor relevancia en los últimos años, especialmente con la instalación de más plantas solares en el norte del país.

Para el período de la madrugada y la noche, cuando no hay generación solar, se observa un aumento significativo en la demanda neta del sistema. Como resultado, es necesario activar otros recursos. En Argentina, una parte considerable de esta variación es cubierta por plantas de gas natural, lo que provoca un aumento en el costo marginal, especialmente por la noche, cuando ocurre el pico de demanda del sistema.

Otro aspecto por destacar es el perfil de consumo de los vehículos eléctricos, que tiende a aumentar la demanda del sistema durante la noche y la madrugada, contribuyendo también a un aumento en los costos marginales durante estos períodos. El gráfico 5.11 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora del año para algunos años del estudio.

GRÁFICO 5.11

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema argentino en el caso de BAU



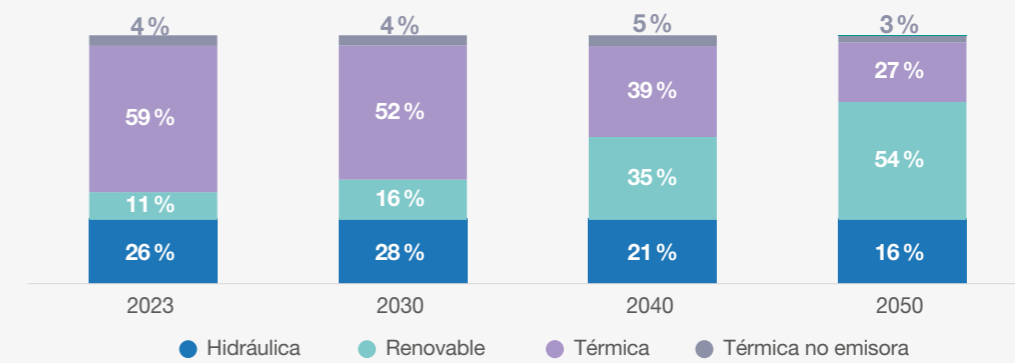
Caso de transición energética

Expansión de la generación

La meta establecida en este caso es alcanzar el 75 % de la generación para 2050 a través de fuentes limpias, es decir, con la eólica, la solar, la nuclear, la hidroeléctrica y la de biomasa. Para lograrlo, se contempla el desmantelamiento de algunas centrales que utilizan combustibles líquidos y carbón a lo largo del período de estudio, así como una mayor inversión en plantas solares y eólicas en comparación con el escenario de referencia. Con estas medidas, el sistema alcanza un porcentaje del 72 % de capacidad instalada mediante fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero, que incluyen además de las hidroeléctricas y las plantas de generación con fuentes renovables, las centrales térmicas no emisoras.

GRÁFICO 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema argentino en el caso de TE



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo. Térmicas no emisoras incluyen centrales biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

GRÁFICO 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema argentino hasta 2050 en el caso de TE

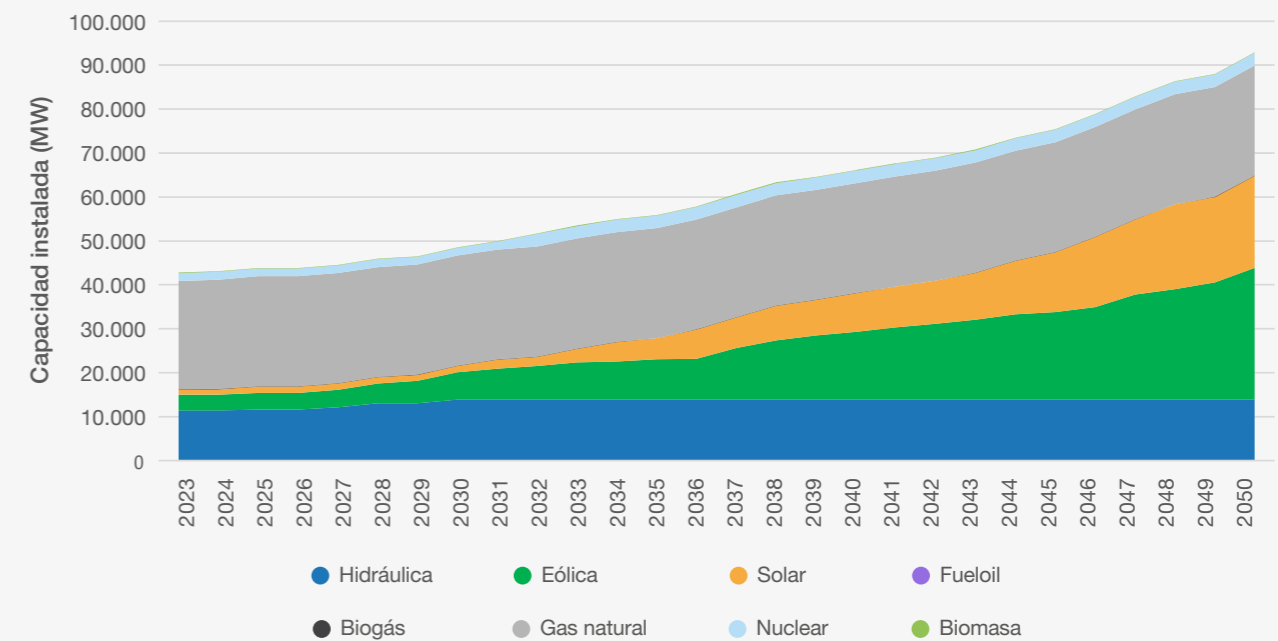


GRÁFICO 5.14

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de TE

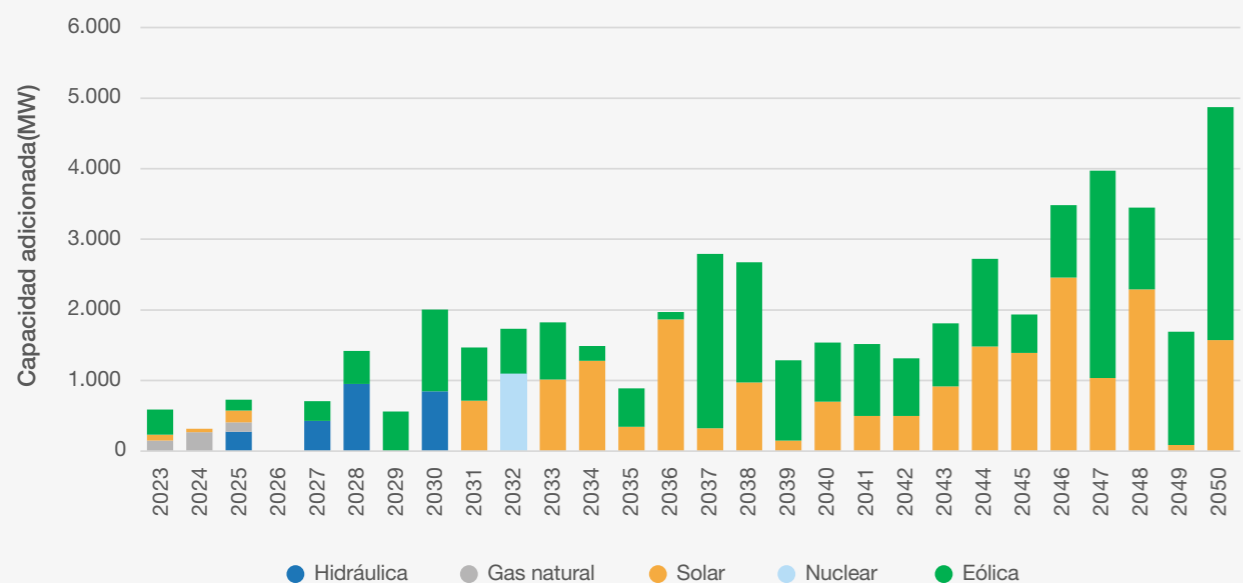
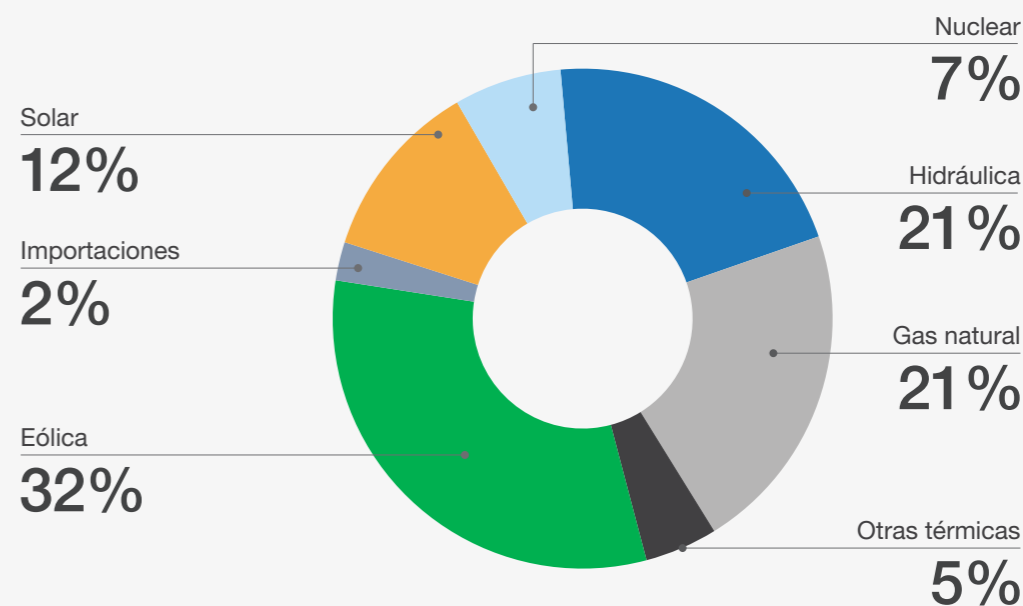


GRÁFICO 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema argentino en el caso de TE



Perfil de generación

En este subapartado, se analiza detalladamente la evolución de la matriz de generación del sistema en el escenario de TE. Para ello, se han seleccionado los años 2040 y 2050, para los que se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de TE se encuentran detallados en el gráfico A.2.2 del apéndice 2.

Hasta el año 2040, la energía eólica se consolida como la tecnología más importante para satisfacer la demanda del sistema argentino. Las plantas de gas natural aún desempeñan un papel relevante en el atendimento de la demanda total y en la generación durante los períodos en los que las fuentes renovables disminuyen su contribución, especialmente durante la noche y la madrugada, cuando no hay generación solar.

GRÁFICO 5.16

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema argentino en el caso de TE

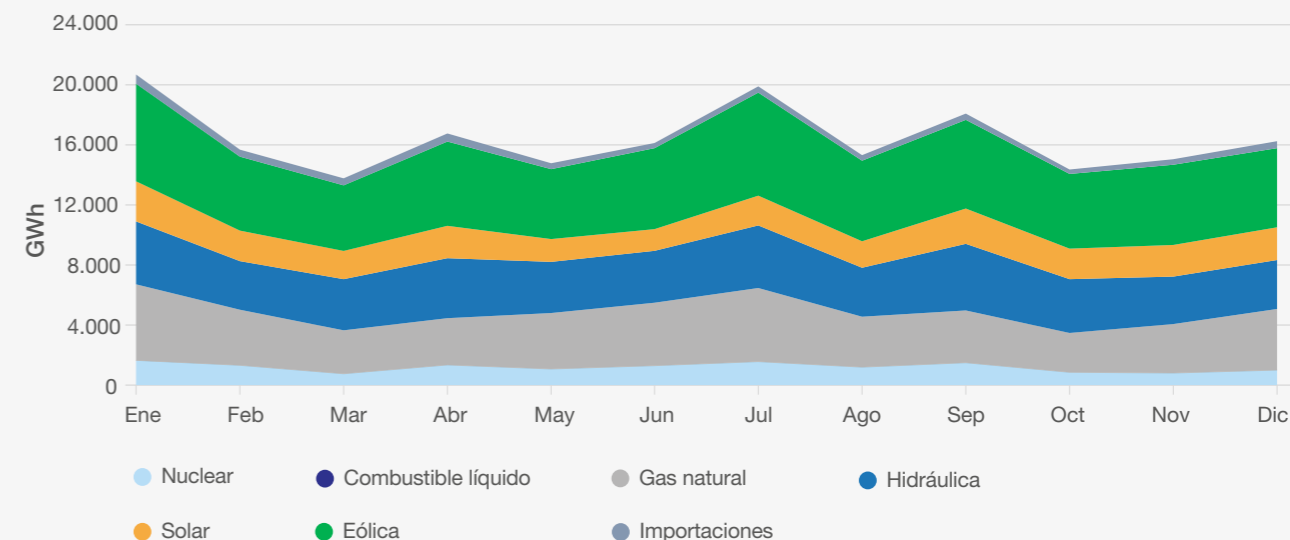
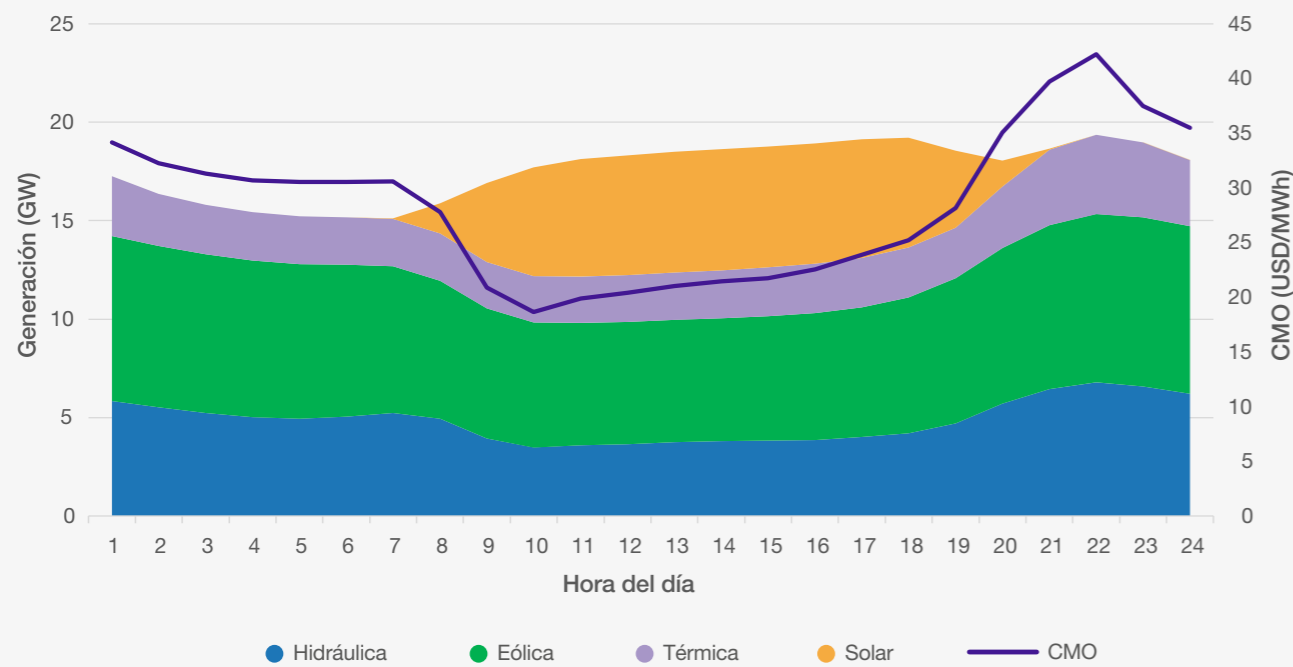


GRÁFICO 5.17

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2040 en el caso de TE



Para el año 2050, se logra la meta de alcanzar el 75% de la generación a través de fuentes no emisoras, especialmente gracias a las inversiones en la energía eólica terrestre. Según se observa en el gráfico 5.18, las centrales térmicas, especialmente las de gas natural, desempeñan un papel importante al compensar la reducción en la generación solar al final del día.

Este comportamiento produce variaciones significativas en los precios por hora en el sistema argentino en el caso de TE. En este escenario, no se añadieron baterías, ya que demostró ser más económico utilizar las plantas de gas natural presentes en el sistema como uno de los recursos agregadores de flexibilidad, junto con las hidroeléctricas.

GRÁFICO 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema argentino en caso de TE

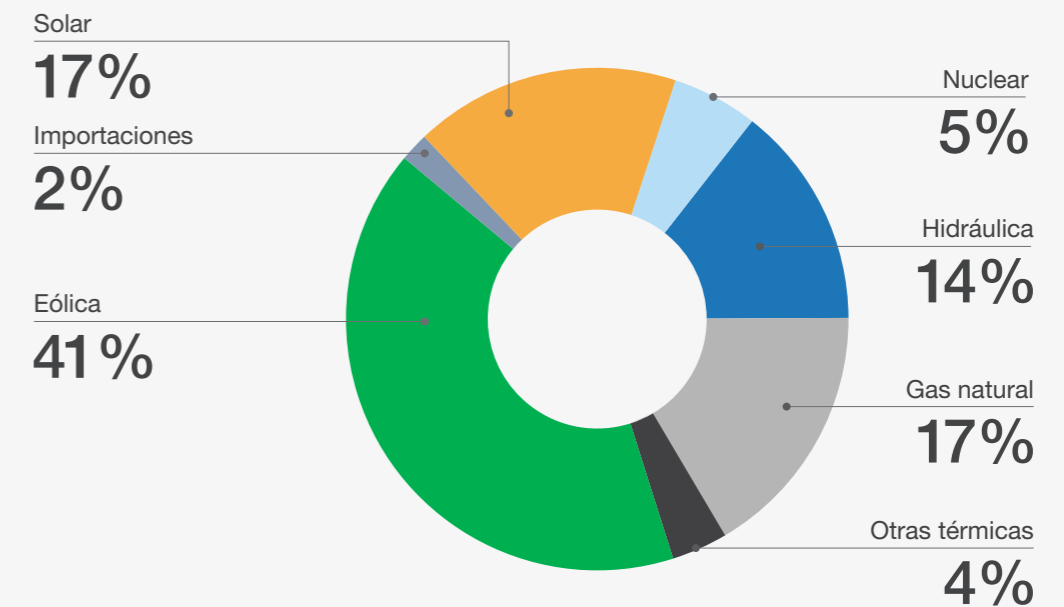


GRÁFICO 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema argentino en el caso de TE

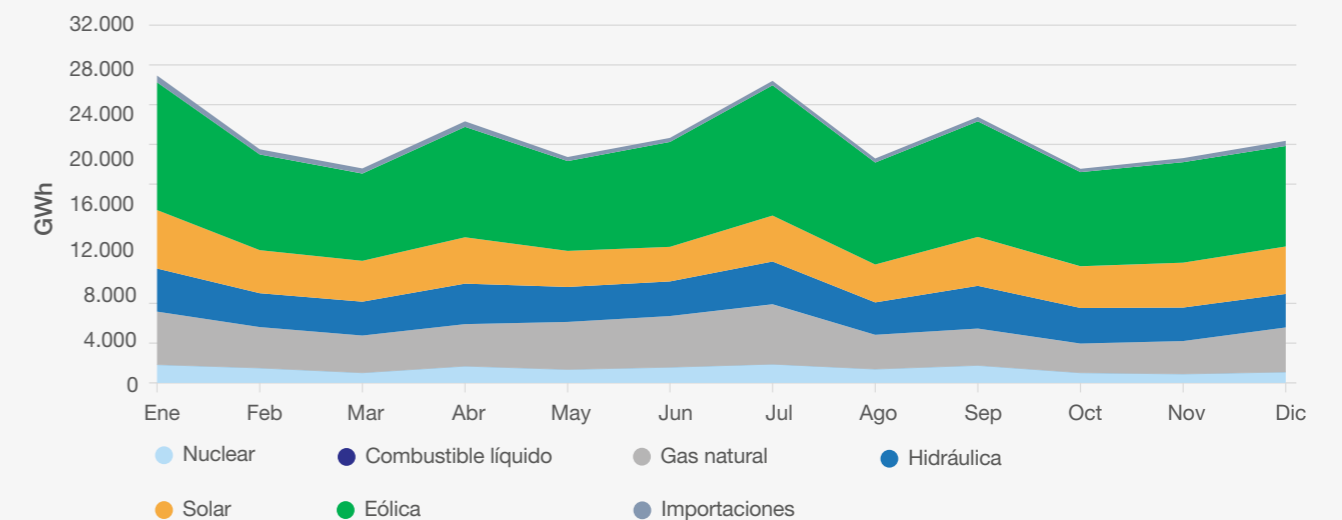
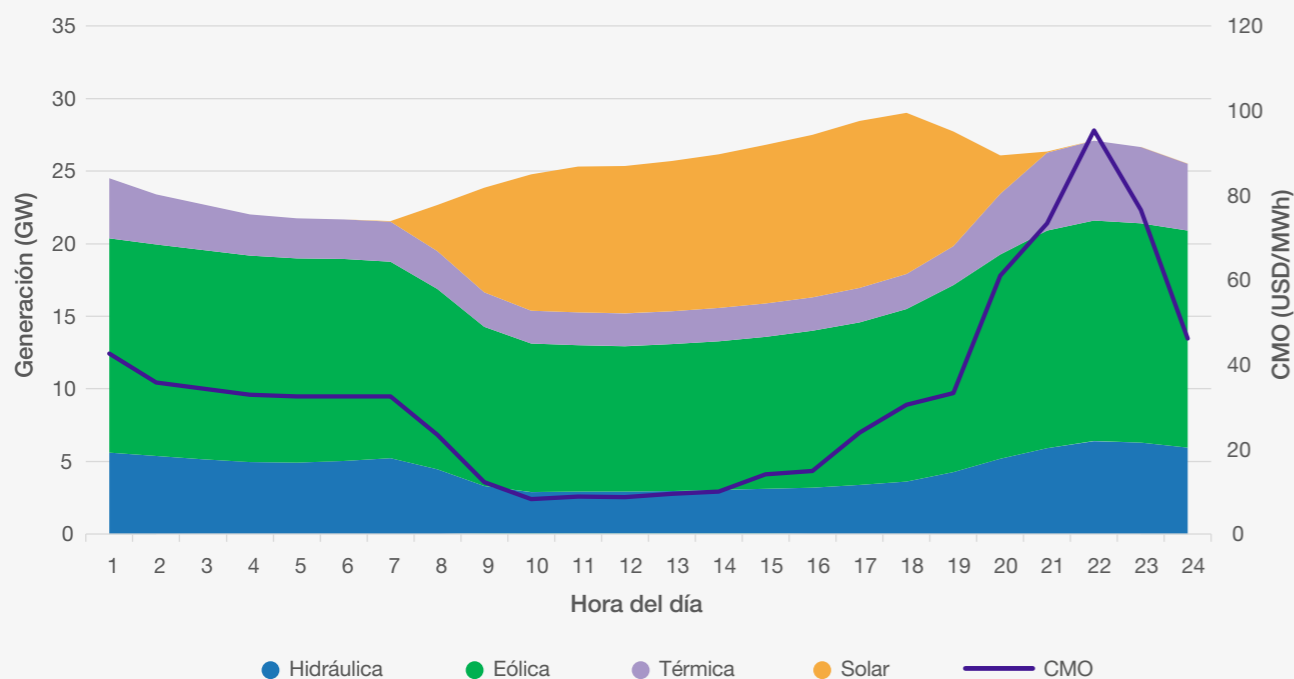


GRÁFICO 5.20

Despacho típico diario en el sistema argentino para el año 2050 en el caso de TE



► Costos marginales

El incremento de las fuentes renovables con un costo variable unitario igual a cero genera reducciones sustanciales en los costos marginales del sistema en el caso de TE. Dado que las centrales de gas natural continúan siendo los generadores que más influyen en el cálculo de los costos marginales en este sistema, no se observa una variación demasiado significativa en comparación con el caso de BAU.

GRÁFICO 5.21

Costos marginales anuales en el sistema argentino en el caso de TE

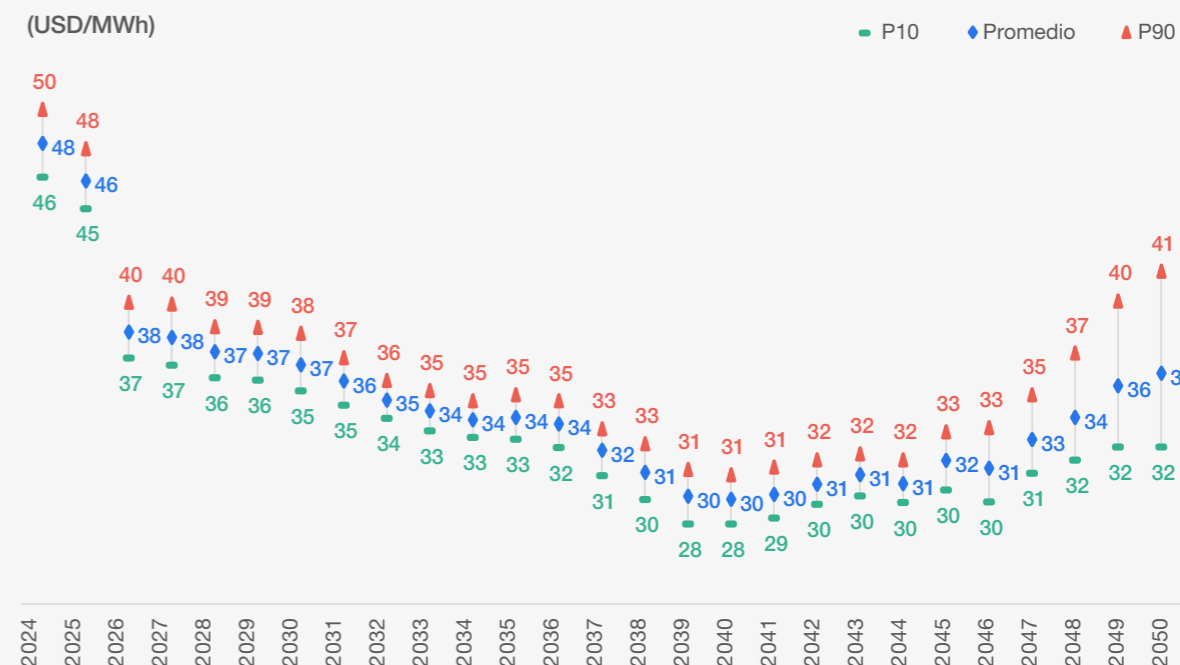
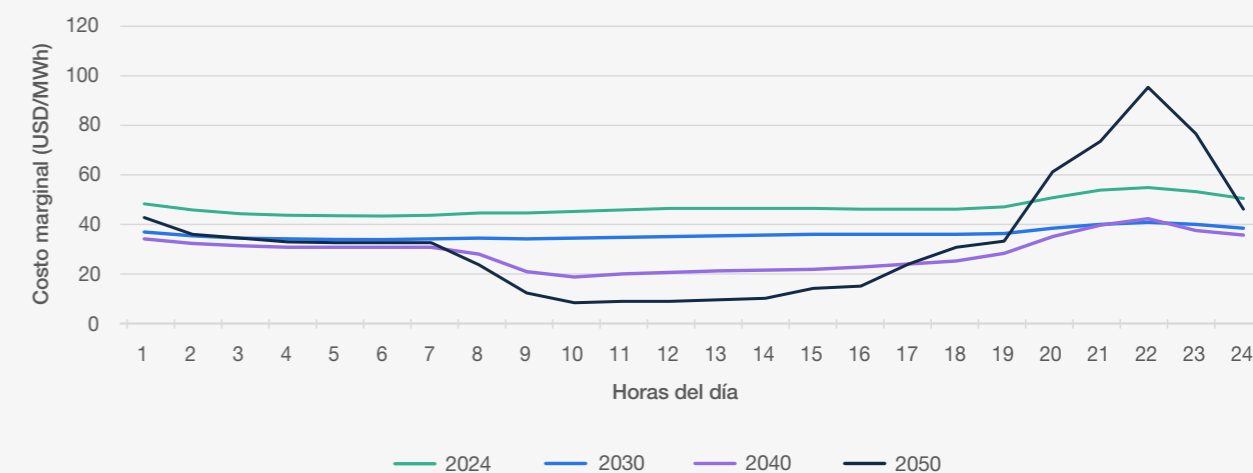


GRÁFICO 5.22

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema argentino en el caso de TE





**Las centrales
térmicas
desempeñan un
papel importante
al compensar
la reducción de
generación solar al
final del día.**



Comparación de los casos de BAU y de TE

En este subpartado, se analizan los resultados obtenidos en el escenario de transición energética, comparándolos con los del caso de BAU presentados anteriormente.

Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se analizó en el apartado “Supuestos adoptados en la expansión de Argentina”, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país, además de un supuesto de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto se produce a partir de 2040 cuando hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando una subida del 5% (12,5 TWh) en la demanda del país hasta el final del horizonte de estudio (véase en el capítulo 4 el gráfico 4.23).

Otro punto destacado en el caso de TE es el retiro de centrales termoeléctricas emisoras de GEI. En el análisis del sistema argentino, se consideró la retirada de 1,1 GW producidos por centrales a combustible líquidos hasta 2030.

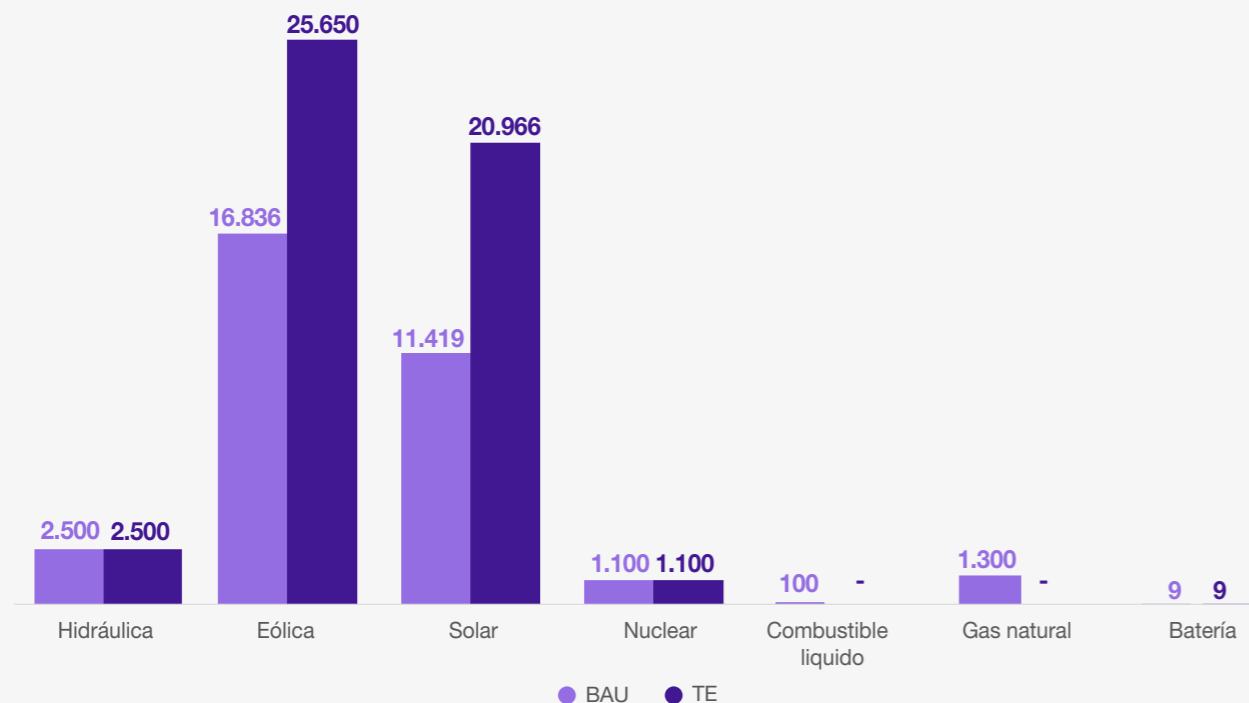
Asimismo, se fijó una meta de generación limpia equivalente al 75% del total para el año 2050. Este objetivo está alineado con el escenario de TE proyectado por la Secretaría de Energía argentina, publicado en el informe *Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050* (Subsecretaría de Planeamiento Energético, 2023).

Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.23 presenta una comparación de las adiciones de

capacidad en los dos casos estudiados entre los años 2024 y 2050. En este gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación utilizado.

GRÁFICO 5.23

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema argentino en los casos de BAU y TE

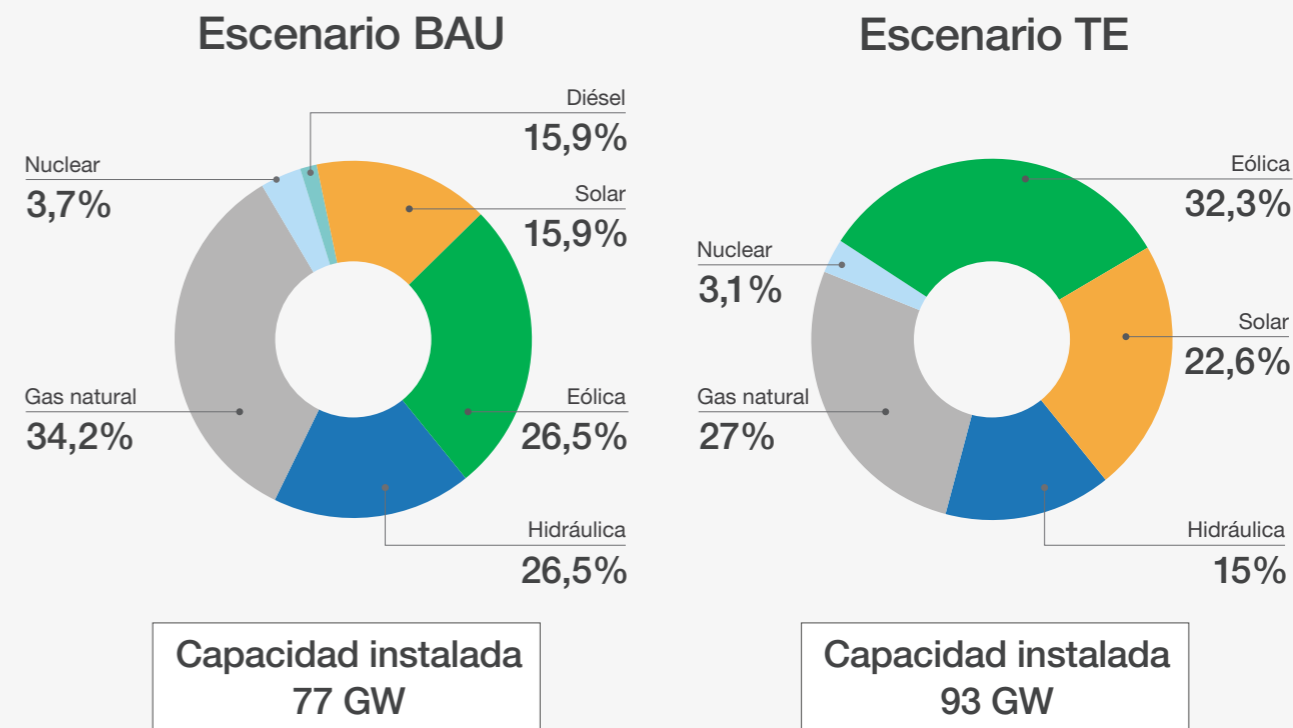


La mayoría de las incorporaciones en el caso de BAU son eólicas y solares. La central nuclear Atucha III y algunas hidroeléctricas son opciones para compensar la intermitencia de la producción con fuentes renovables. En el caso de TE, la principal motivación para una mayor adición de capacidad que en el escenario de BAU es el aumento de la demanda y las metas de generación limpia. En resumen, hay mayores adiciones de renovables no convencionales (solares y eólicas) para reemplazar el aumento de capacidad de generación con gas natural.

En el caso de la transición argentina, se mantendrán las centrales térmicas de gas natural y se eliminarán las de combustibles líquidos. Alcanzar la meta de 65 % de generación a partir de fuentes que no emitan GEI supone mayores inversiones, de acuerdo con las simulaciones realizadas en plantas eólicas (9 GW más) y solares (9,5 GW más). En el caso de TE, no hay opción de invertir en nuevas centrales térmicas que no cuenten con mecanismos de captura de carbono. Estas plantas no resultaron competitivas en los casos analizados. El gráfico 5.24 presenta una comparación de la combinación de proyectos en el año 2050 para los dos escenarios. Los datos del gráfico son relativos a la capacidad instalada del sistema.

GRÁFICO 5.24

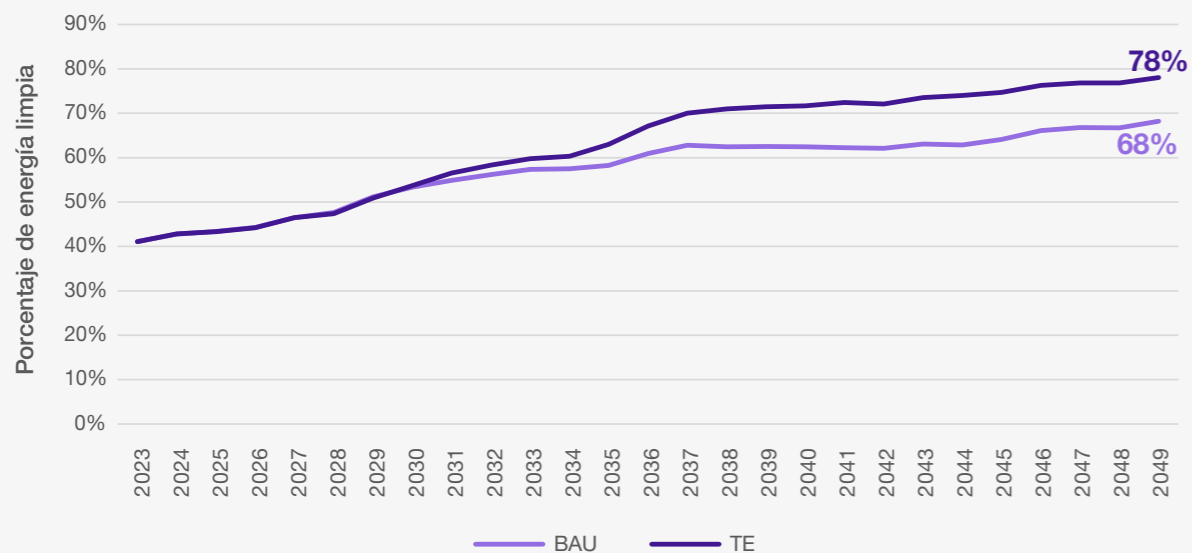
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema argentino



En el caso de BAU, la generación proveniente de fuentes no emisoras alcanzó un nivel equivalente al 68% de la generación total. En el de transición, se consideró una restricción de la inversión para alcanzar la meta del 75% en 2050, lo que significa que se observa un aumento significativo en la generación de estas fuentes en la última década del estudio.

GRÁFICO 5.25

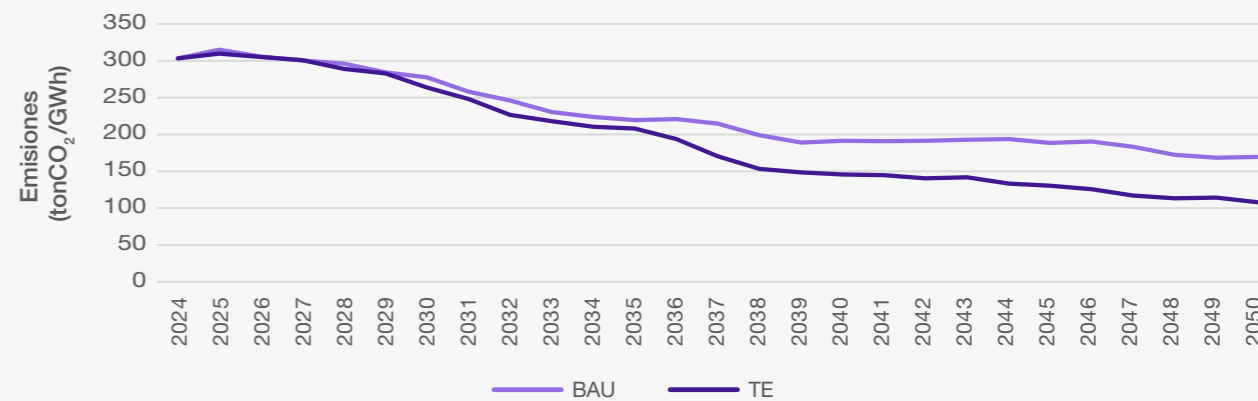
Comparación de la generación limpia total en el sistema argentino en los casos de BAU y de TE



Los niveles de emisiones son ligeramente más bajos en el caso de transición durante los primeros años del estudio. La principal diferencia se da en los últimos años del horizonte, cuando aumentan las inversiones para alcanzar el objetivo de generar energía limpia, contribuyendo a reducir las emisiones de las plantas de gas natural.

GRÁFICO 5.26

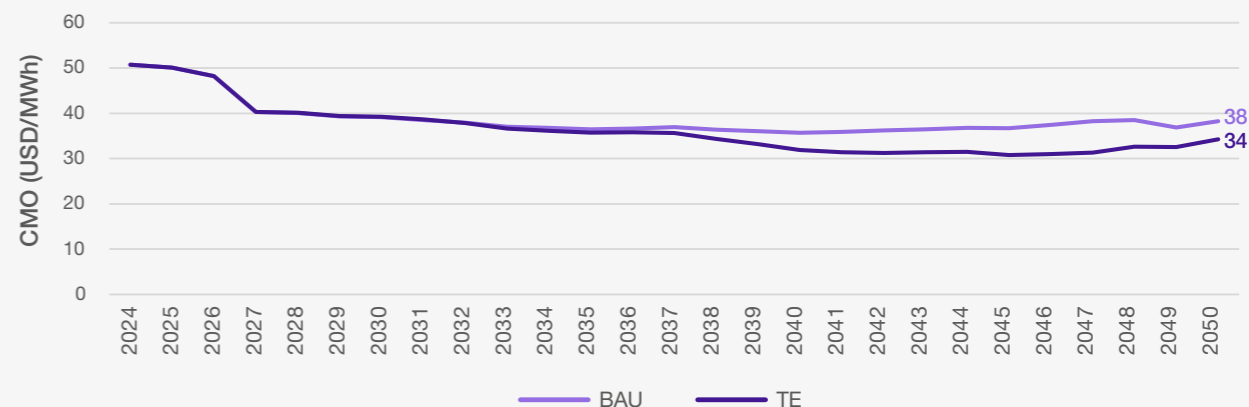
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema argentino en los casos de BAU y TE



Otro indicador de referencia relevante es el costo marginal de operación de los casos. Se tiende a la reducción de los costos marginales promedio en el largo plazo por la mayor inclusión de fuentes renovables (costos variables virtualmente nulos) y por el requerimiento de alcanzar el 75% de la generación total con fuentes no emisoras. En el caso de TE, el costo marginal está aproximadamente 5 USD/MWh por debajo del caso de BAU en la última década del estudio.

GRÁFICO 5.27

Comparación de los costos marginales en el sistema argentino en los casos de BAU y TE



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados a las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en las próximas décadas, considerando la evolución de la canasta energética dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.28 y 5.29 ofrecen una comparación detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años. Los costos de inversión presentados son resultado de las simulaciones efectuadas.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

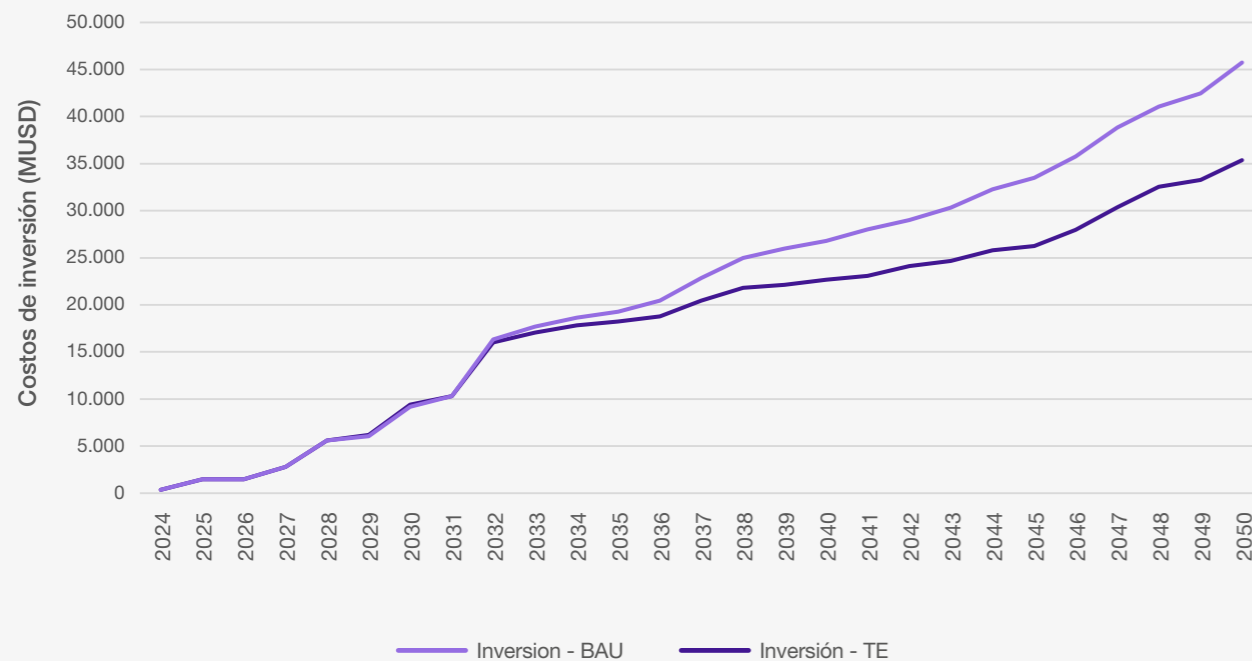
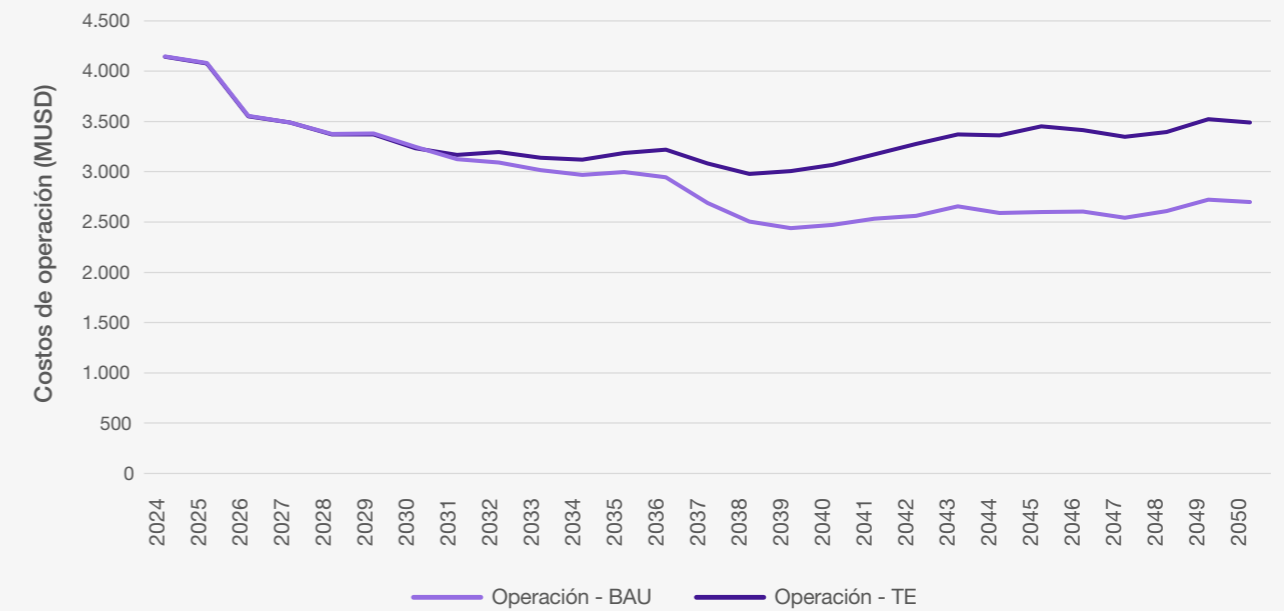


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



Es notable que en el caso de TE hay un aumento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (dado por una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En lo que respecta a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

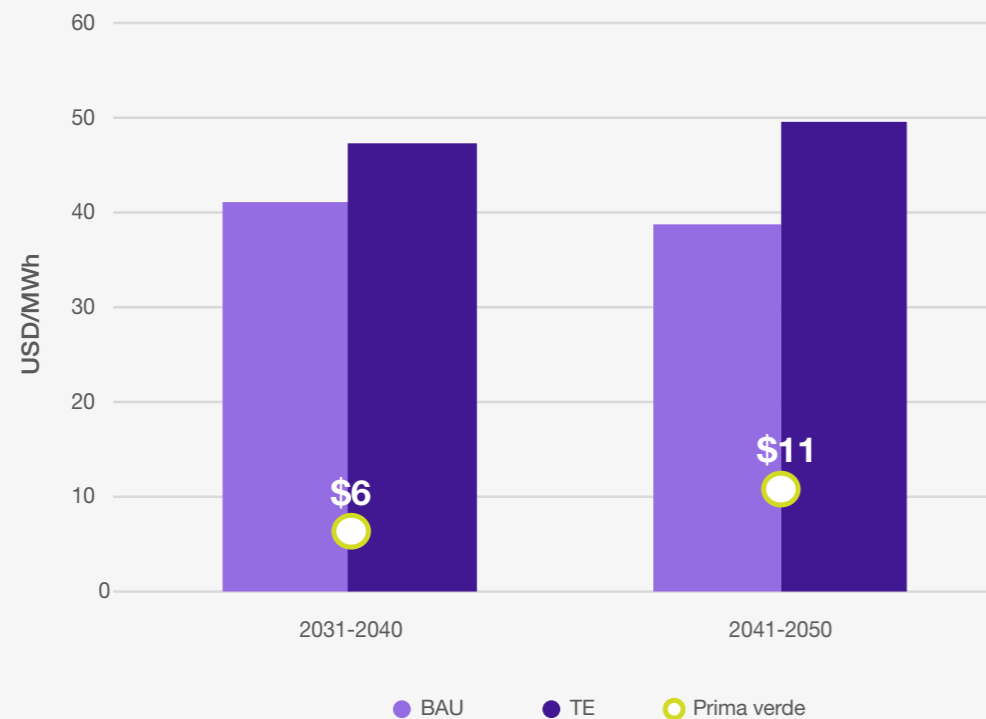
En el contexto argentino, estos indicadores sufren alteraciones notables a partir de 2030, marcadas por un incremento en los objetivos de generación limpia, lo que estimula inversiones más significativas en energía eólica y solar, junto con una eliminación de generadores térmicos que emplean combustibles líquidos. Después de 2040, el impulso que recibe la electrificación de la flota, sumado a los objetivos de generación limpia, motiva inversiones más pronunciadas en generación.

Finalmente, el gráfico 5.30 ilustra una comparación del costo marginal de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. Más detalles sobre este indicador se proporcionan en el apéndice 7 (etapa 5 de la propuesta metodológica), donde se explica el cálculo de la prima verde.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el caso de TE, se utilizó como insumo el costo marginal de expansión. Este indicador se puede calcular como la diferencia entre los costos marginales de largo plazo de los casos de BAU y de TE.

GRÁFICO 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Argentina



En el estudio sobre Argentina, se observó un aumento en el costo marginal de expansión en ambas décadas analizadas. Esto es resultado del aumento de las inversiones necesarias para alcanzar los objetivos de generación limpia establecidos en el caso de TE. A pesar de la reducción de los costos operativos observada debido a la disminución de la generación termoeléctrica, existe la necesidad de una mayor inversión en plantas consideradas limpias para cumplir con los objetivos establecidos.



Inversiones en transmisión

En el sistema argentino, la mayor parte de la expansión de la generación en los casos de BAU y de TE se llevó a cabo a través de plantas solares y eólicas. Una característica del país es la concentración de gran parte del potencial solar en el norte, mientras que el potencial eólico predomina en el centro y el sur. La región de la Patagonia (en el extremo sur del país) es la que ofrece las mejores áreas para el desarrollo de proyectos eólicos, con las velocidades medias más altas a lo largo del año. Sin embargo, la instalación de generadores en esta región implica costos de transmisión más elevados.

Debido a esto, la mayor parte de las inversiones en tecnología eólica se centran en la región central del país, en la provincia de Buenos Aires. En este estudio, la modelación de las energías renovables se realizó teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos regionales. Las figuras 5.1 y 5.2 muestran la distribución de las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, en el apéndice 5 se incluye un mapa donde se presenta la velocidad media del viento en el territorio argentino y otro con los datos de irradiación solar media en las diferentes regiones.

FIGURA 5.1

Distribución de parques eólicos y solares en Argentina



FIGURA 5.2

Distribución de parques eólicos y solares en la región Norte de Argentina

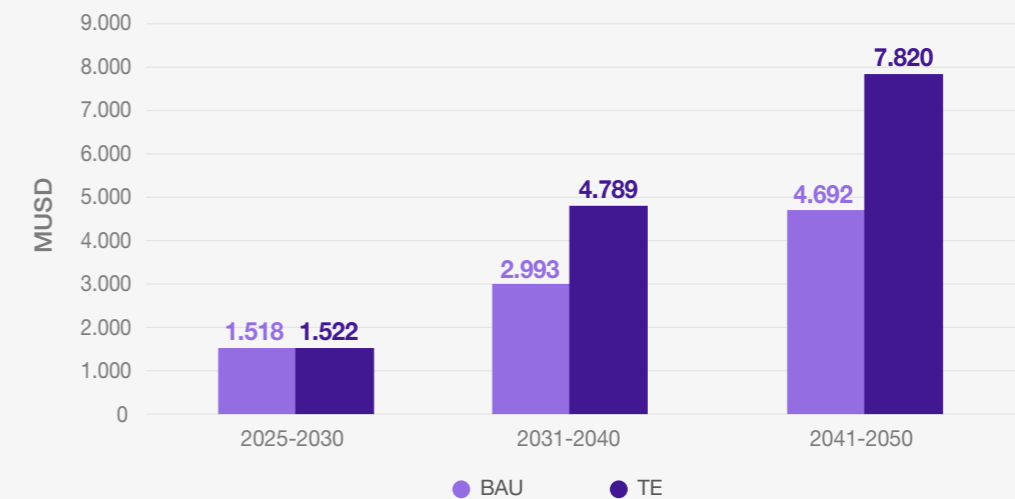


Ante este panorama, el objetivo principal de las inversiones en la red de transmisión argentina es lograr integrar esta nueva capacidad y, sobre todo, posibilitar el flujo de energía hacia el centro de carga del país, la provincia de Buenos Aires. El gráfico 5.31 muestra el total de inversiones estimadas para cada una de las décadas del estudio. Se observa que la mayor parte de las inversiones se deberían llevar a cabo después de 2030, cuando se agregan al sistema una mayor cantidad de centrales eólicas y solares, tanto en el escenario de BAU como en el de TE.

En cuanto a este último caso, además del aumento de la demanda (dados los diferentes escenarios de incorporación de vehículos eléctricos e hidrógeno verde), se introduce un objetivo de generación limpia que no existía en el caso de BAU. Esto conlleva un aumento en las inversiones en transmisión debido al mayor incremento de los parques eólicos y plantas solares en el sistema.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión argentino por década



En resumen, el sistema argentino cuenta con un alto potencial para la instalación de parques eólicos, especialmente en el extremo sur del país (región de la Patagonia). Sin embargo, las inversiones necesarias en transmisión para integrar

estas plantas al sistema hacen que la mayor parte de la expansión eólica del país se lleve a cabo en la provincia de Buenos Aires. La meta de alcanzar el 75 % de generación limpia resulta en un aumento significativo de las inversiones en transmisión en el país en el caso de TE. Al comparar los resultados de ambos escenarios, se observa un incremento del 54 % en las inversiones en transmisión para cumplir con la meta.



Inversiones en distribución

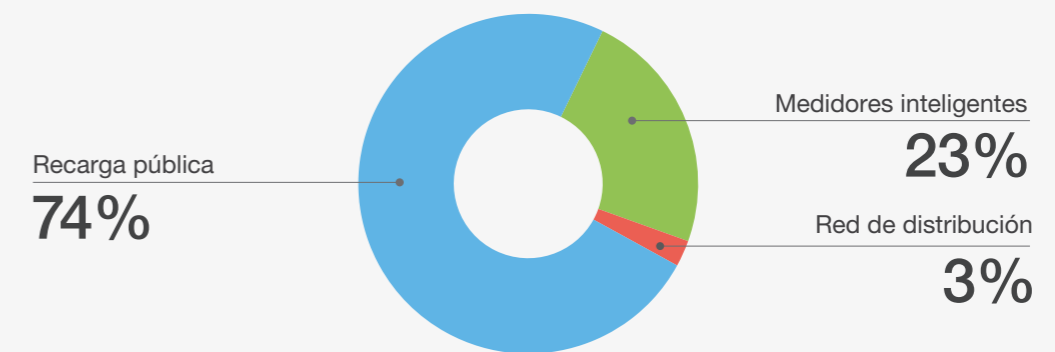
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfocó en los costos vinculados al impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular, el análisis se enfoca en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que resultan cuantificables.

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan USD 3.600 millones¹⁵. Su distribución se puede observar en el gráfico 5.32, mientras que en los siguientes subapartados se desarrolla con detalle su composición.

¹⁵ Considerando una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el cuadro A.8.6 del apéndice 8.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

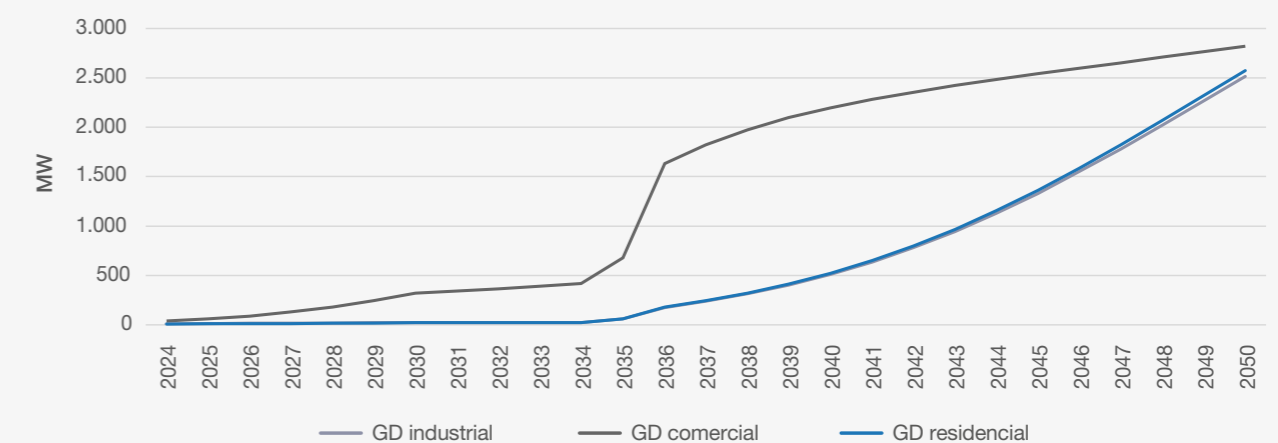


► Instalación de medidores inteligentes

Se espera que el despliegue de GD en Argentina se acelere hacia 2034/2035, momento en el que esta tecnología se extenderá en el sector comercial y, en menor medida, en el industrial y residencial, siguiendo ambas evoluciones un patrón similar, para alcanzar niveles semejantes hacia el final del periodo. Estos comportamientos pueden observarse en el gráfico 5.33.

GRÁFICO 5.33

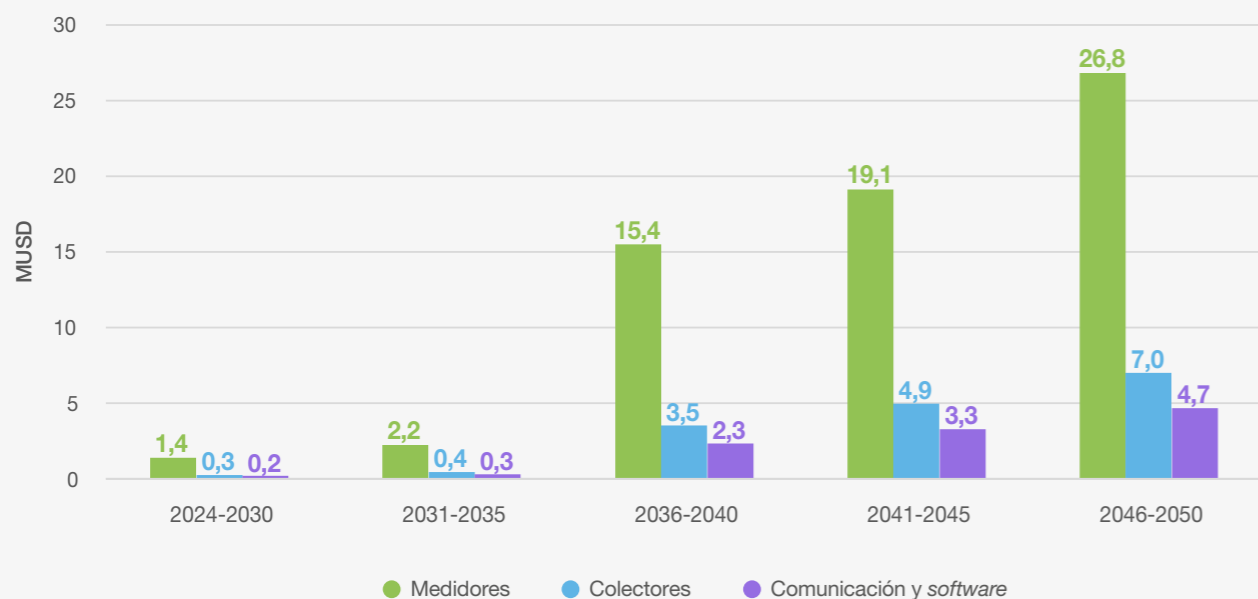
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia de esta evolución, los costos estimados para 2024-2035 son menores que en el periodo 2036-2050, etapa en la que se espera un despliegue mayor de infraestructura debido a la GD comercial. A su vez, los montos crecientes son explicados por el perfil exponencial que adquieren la generación residencial e industrial durante estos años.

GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



► Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.35 se presentan las proyecciones obtenidas para cargadores públicos de corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada en Argentina.

GRÁFICO 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

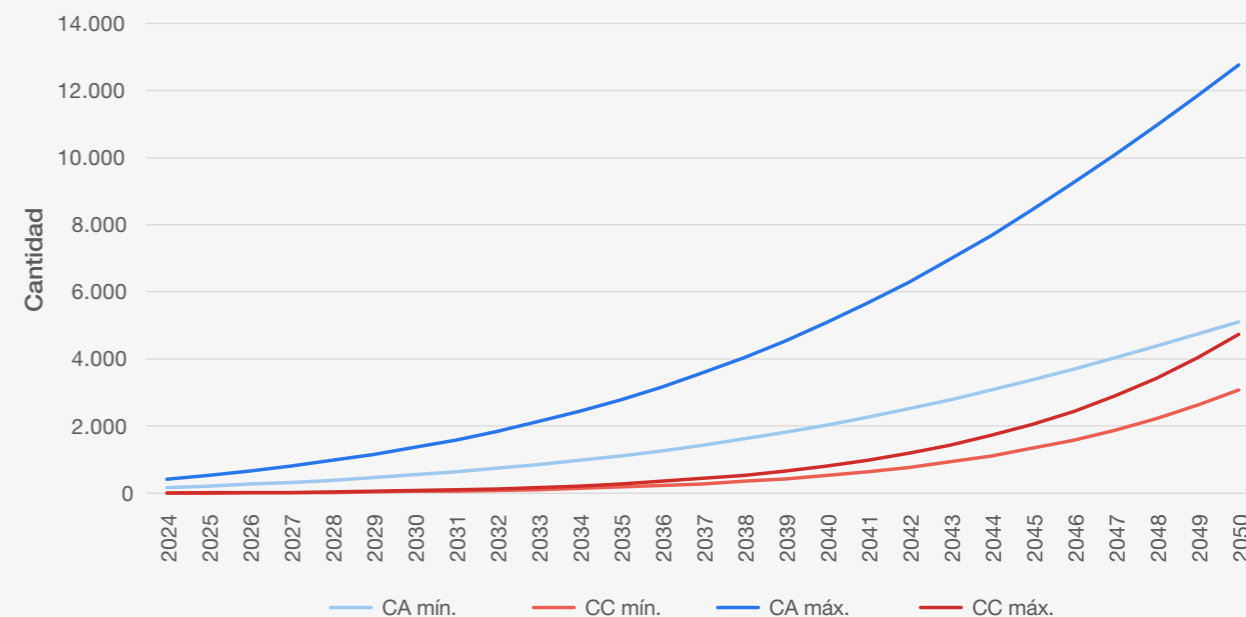
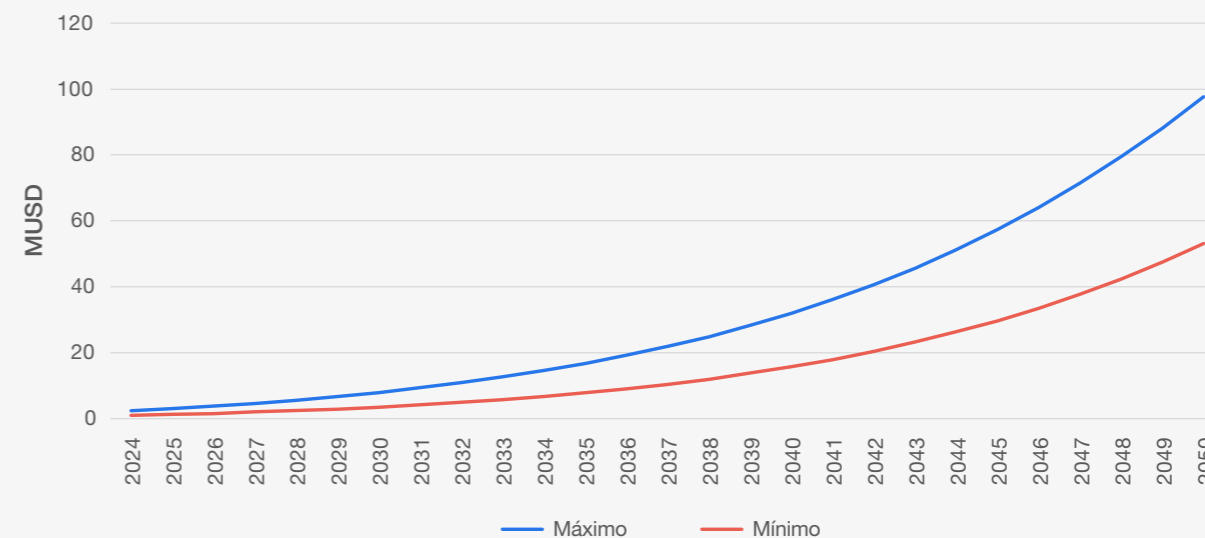


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



Como puede observarse en los gráficos 5.35 y 5.36, las inversiones anuales en estaciones de recarga pública en Argentina alcanzarán niveles importantes hacia el final del horizonte de estudio. Por ello, de cumplirse las premisas y la evolución de la demanda previstas, deberán tomarse recaudos en términos de:

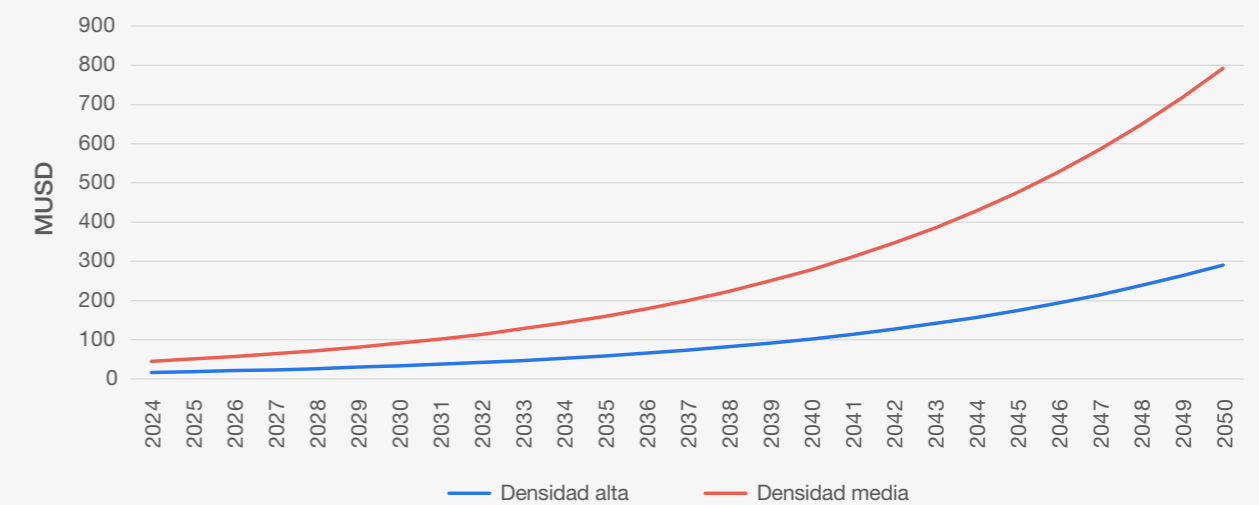
- ▶ Planificación de la red y ejecución de las obras necesarias. Hay que tener en cuenta no solo el impacto de los vehículos eléctricos en las premisas de la demanda (ver, al respecto, el siguiente subapartado), sino también en el sector de generación, cuando se contemple la adopción de modelos de carga bidireccional, que permitan la inyección de energía desde los vehículos a las redes eléctricas (conocidos por las siglas en inglés V2G, de *vehicle to grid*).
- ▶ Desarrollo de la regulación que permita la construcción de una red de recarga pública y privada homogénea en el territorio argentino.
- ▶ Desarrollo de las metodologías de gestión de carga para optimizar el uso de la red eléctrica y evitar picos indeseados de la demanda. Lo anterior puede implicar incentivos para cargar en momentos de menor demanda, la implementación de tarifas dinámicas que reflejen los costos variables de la electricidad a lo largo del día o la implementación de tecnologías inteligentes para controlar la carga de los vehículos eléctricos.

▶ Refuerzo de la red de distribución en Argentina

Las estimaciones realizadas indican que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución por un incremento de la demanda, debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar los USD 100 millones anuales en 2030, USD 250 millones anuales hacia 2040 y USD 800 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



Puede observarse, adicionalmente, que el comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por la electromovilidad, como se ha indicado en este reporte. Así, se alcanzan valores significativos, particularmente hacia el final del periodo. En tal sentido, las distribuidoras deberán tener presente el impacto de la electromovilidad en las guías de referencia que emitan, previendo posibles sobrecargas, efectos de los armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6

Ejes de acción en Argentina



» El estudio demuestra que hay diferentes frentes de actuación para avanzar en la transición energética en América Latina y el Caribe. Los esfuerzos necesarios y su priorización dependen del estatus de cada país con respecto a diferentes temas, tales como su matriz eléctrica actual y el entorno regulatorio para recibir inversiones en tecnologías de bajo carbono.

Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para crear un posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo del informe se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico argentino.

Primero, como se señala en los planes de expansión de este informe, por razones principalmente económicas, las energías renovables dominarán la expansión de los sistemas eléctricos. De tal manera, el apoyo a las inversiones o la financiación de las tecnologías maduras de bajo carbono es una ruta clara de actuación en las próximas décadas. Estas tecnologías incluyen las de energías renovables, como la eólica y la solar, ya consideradas maduras, e infraestructura de transmisión y distribución de energía, que también serán elementos centrales en la transición energética.

Sin embargo, la participación en estas inversiones es distinta en los diferentes países, pues en algunos de ellos la transición energética es un proceso en curso. Hay países que ya cuentan con un entorno regulatorio y de mercado propicio para recibir estas inversiones (por ejemplo, tienen un largo historial de subastas de generación renovable y de transmisión, entradas exitosas de tales infraestructuras en sus sistemas eléctricos etc.). En otros países, la inversión en estas tecnologías, aunque maduras desde el punto de vista tecnológico, no es un proceso tan

inmediato, pues el entorno técnico y regulatorio es más incipiente, requiriendo un proceso de aprendizaje y madurez, no solamente de las autoridades, sino también de los inversionistas o financiadores sobre el funcionamiento del mercado en cuestión. Dado lo anterior, la inversión en tecnologías maduras de bajo carbono se dividió en dos ejes de acuerdo con el país de actuación (ambos en el lado izquierdo de la figura 6.1).

Complementando los dos ejes anteriores, se ha identificado otro eje de acción relevante para la transición energética en América Latina y el Caribe, que se relaciona justamente con el fortalecimiento institucional y técnico de los sectores eléctricos de los países. Este fortalecimiento podría lograrse a través de diferentes acciones. Una de ellas es el desarrollo o contratación de estudios orientados a mejoras técnicas y regulatorias en temas distintos, como la operación, la planificación, el diseño de mercado, las subastas y las nuevas tecnologías, entre otros. Otra posible acción específica sería la creación de grupos de trabajo especializados, con expertos en esos ámbitos.

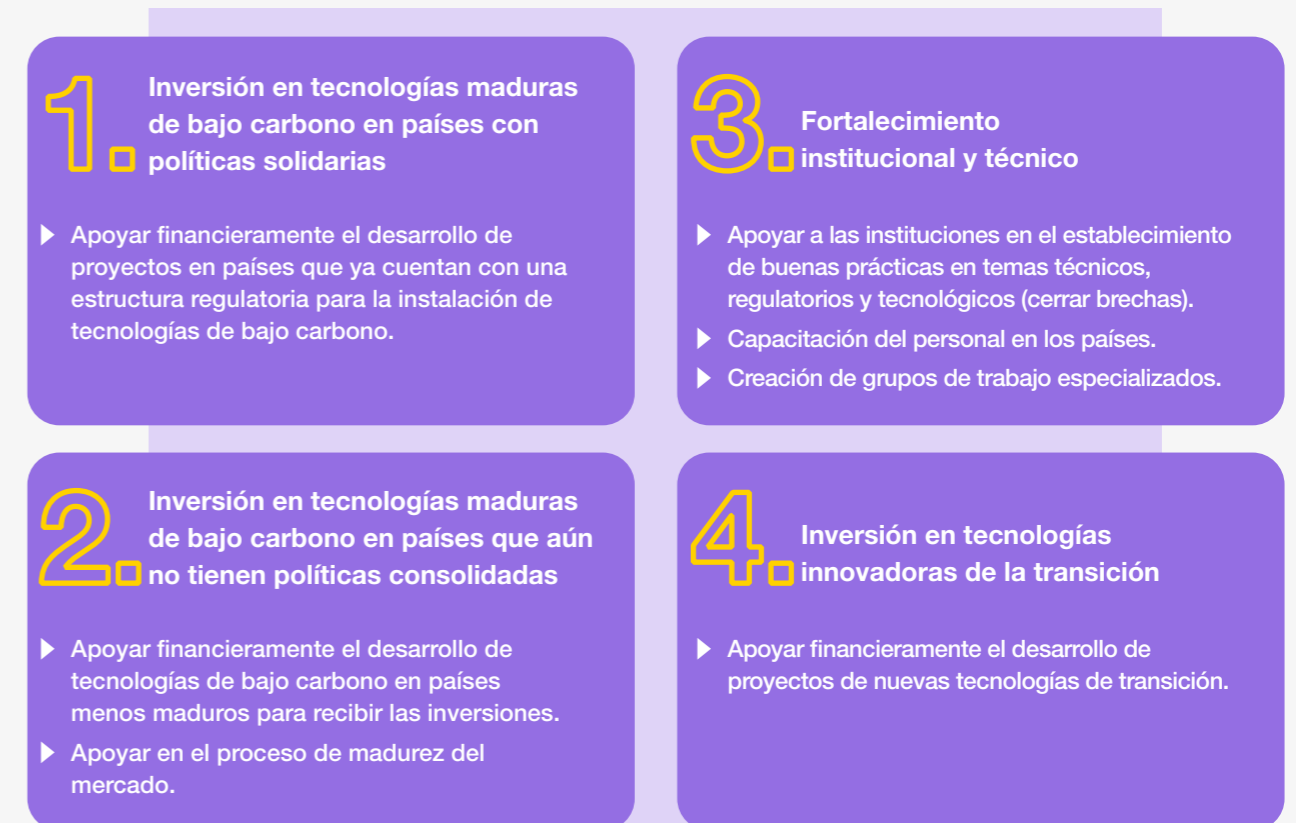
La promoción de programas de capacitación a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo que todavía existen en la región o preparar a los países para afrontar los nuevos desafíos regulatorios y tecnológicos.

Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos tales como la descarbonización del transporte a través de la electromovilidad y de parte de la industria a través del hidrógeno verde. Ya por el lado de la oferta, se identificó de forma contundente la mayor necesidad de elementos que brinden flexibilidad a los sistemas eléctricos, tales como baterías, centrales de bombeo y termoeléctricas con captura de carbono —de los cuales, ninguno tiene una presencia significativa actualmente en los países de América Latina y el Caribe— y, además, enfrentan brechas tecnológicas, económicas y regulatorias importantes para alcanzar su madurez.

Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más prometedoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones concretas (primero, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

Ejes de actuación para La transición energética de América Latina y el Caribe



Con relación al sistema eléctrico argentino, es importante analizar cómo se posiciona dentro de estos cuatro ejes, comenzando por el 1 y el 2. Estos ejes fueron inicialmente concebidos para clasificar a los países en función de la

actuación de CAF y los riesgos o rendimientos relacionados con la inversión o financiamiento de proyectos renovables en esos países. Sin embargo, en el caso específico de Argentina, es necesario evaluar cómo se adapta este sistema de clasificación a su contexto eléctrico y económico particular.

En Argentina, se observa una intersección entre ambos ejes. En 2016, el país implementó el programa Renovar, una iniciativa gubernamental destinada a promover el desarrollo de energías renovables mediante contratos en dólares a 20 años. A través de cuatro subastas, se licitaron poco más de 5.000 MW de potencia renovable.

Sin embargo, la crisis económica y financiera desencadenada en 2018 impidió la construcción de alrededor de cien proyectos del programa Renovar. Según estimaciones del sector, esto representa aproximadamente 1.500 MW de potencia adjudicada pero no construida. En consecuencia, el país se encuentra en una posición híbrida: cuenta con programas y experiencia en subastas de generación, pero no con la frecuencia que podrían tener dada la dimensión de su mercado.

En cuanto al eje 3, la caracterización del sector argentino y el análisis de las brechas de desarrollo y las oportunidades existentes demuestran que el sector se beneficiaría de un mayor realismo en los precios, tanto a nivel mayorista (por ejemplo, precios *spot*) como minorista (tarifas). Este realismo sería importante para enviar la señal de precios correcta para la expansión y estimular la eficiencia en el mercado. Por lo tanto, es un frente importante que debe ser abordado y que tendría efectos positivos en el sector en su conjunto.

Además, es crucial dirigir esfuerzos hacia la sistematización de los mecanismos que promuevan las fuentes renovables, con el fin de reducir los costos sistémicos, las emisiones y alcanzar los objetivos ambientales del sector.

Por último, se destaca la necesidad de crear políticas específicas para la expansión del gas natural. Dado su papel como recurso estratégico en la transición energética del país, la promoción del gas natural puede reducir la dependencia de los combustibles líquidos y las importaciones, al tiempo que ofrece flexibilidad a través de la generación térmica de gas.

En relación con el eje 4, sobre las inversiones en tecnologías innovadoras, el análisis realizado identifica varios aspectos relevantes. En lo que respecta a la electromovilidad, se han propuesto iniciativas legislativas y programas a nivel provincial para promover la movilidad sustentable. Sin embargo, aún no se han identificado planes concretos para la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor ni incentivos claros para la industria privada. El respaldo institucional en la elaboración de estudios para fomentar la electrificación de la flota del país es fundamental en el proceso de transición energética, especialmente considerando que el 31 % del consumo energético total de Argentina se concentra en su sector del transporte, según el balance energético de 2022.

Otra tecnología destacada a largo plazo es el hidrógeno verde. Se ha presentado una estrategia nacional para su desarrollo, junto con un proyecto de ley destinado a incentivar su aplicación. No obstante, para impulsar la inversión privada en esta tecnología, aún se requiere la aprobación legislativa y la creación de un marco regulatorio adecuado.










Respecto a la eficiencia energética, se han implementado diversas medidas en diferentes sectores, como el etiquetado de electrodomésticos y programas de etiquetado de viviendas. No obstante, se observa una falta de integración y coordinación de estas iniciativas en un plan o ley nacional. Se sugiere la necesidad de una estrategia integral que incluya incentivos financieros claros y medibles.

En cuanto a las redes y la medición inteligente, se observa una baja penetración de estos dispositivos y un escaso desarrollo de las redes inteligentes en el país, con iniciativas aisladas a nivel piloto. Para modernizar la infraestructura eléctrica, se requiere un plan integral de promoción e investigación en este ámbito.






En resumen, es fundamental abordar cuestiones clave, como la estabilidad de los programas de energía renovable, la implementación de mecanismos de mercado que conduzcan a precios más realistas, el fomento de tecnologías emergentes y la promoción de la eficiencia energética. Estos son aspectos cruciales, que deben ser considerados en la estrategia de actuación en el país a fin de avanzar hacia un sector eléctrico más sostenible y resiliente. El cuadro 6.1 presenta un resumen de los análisis expuestos en este capítulo.

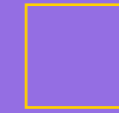
CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Argentina

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos moderados, riesgos bajos (contrato sin exposición al generador).	 Matriz eléctrica actual con más de 60% de participación termoeléctrica.	 Medios para inversión en renovables desarrollados (subastas), aunque hace años que se celebró la última ronda.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Es importante rescatar e implementar elementos que promuevan Inversiones limpias.	 Instituciones activas para el avance de las políticas energéticas.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Oportunidades inicialmente más limitadas, posiblemente con mayores retornos y riesgos.	 Nuevas tecnologías serán importantes para descarbonizar otros sectores (transporte, industria).	 Avances en políticas energéticas. Pendientes en regulaciones específicas.

Leyenda:

-  El país no tiene dominio del tema.
-  El país se encuentra en un estado inicial de desarrollo.
-  Hay acciones que están siendo discutidas o implementadas en el país (como subastas de energía), pero aún es un tema incipiente.
-  Hay acciones, como la publicación de hojas de ruta, la promulgación de regulaciones y el desarrollo de proyectos.
-  El país domina el tema.



Conclusiones



» El análisis detallado del sistema eléctrico argentino revela una transición hacia fuentes no emisoras en los próximos años, con un énfasis especial en la expansión de energías renovables, principalmente eólica y solar. Además, el gas natural sigue teniendo un rol importante en el sistema, sobre todo en el caso de BAU, pero también en el caso de TE, contribuyendo como un combustible de transición.

Los resultados cuantitativos demuestran la eficiencia económica de agregar un gran volumen de energía renovable al sistema. Sin embargo, en la práctica reciente, aunque se han establecido objetivos ambiciosos para la penetración de las energías renovables en la matriz energética, existe una brecha entre las metas establecidas y los resultados alcanzados a la fecha. De esta forma, es importante observar la experiencia reciente para fomentar el desarrollo de fuentes renovables, permitiendo la disminución de costos sistémicos y el cumplimiento de las metas ambientales. Para eso, se deben rescatar e implementar mecanismos para el desarrollo de fuentes renovables, tales como las subastas existentes en el país.

El caso de BAU muestra un aumento significativo en la capacidad de generación a partir de fuentes limpias, con una destacada adición de centrales eólicas y la incorporación de la central nuclear Atucha III en 2032. Al finalizar 2023, el país contaba con una capacidad instalada de 44 GW, de la cual aproximadamente el 56 % provenía de plantas térmicas de gas natural y el 26 %, de centrales hidroeléctricas. En cuanto a generación de fuentes solares y eólicas, alrededor del 11 % de la matriz del país está compuesta por plantas de este tipo, especialmente las eólicas, con 3,2 GW instalados. Argentina posee una gran riqueza en recursos naturales, tanto renovables no convencionales como eólicos y solares, al igual que hidroeléctricos y principalmente de gas natural, destacando el yacimiento de Vaca Muerta.

El escenario de BAU se caracteriza por una marcada integración de la tecnología eólica, acompañada de instalaciones solares y algunas centrales hidroeléctricas al inicio del horizonte temporal. Se observa un cambio significativo en la generación de energía, por el que las centrales térmicas disminuyen su contribución del 56 % al 26 % en el último año del estudio. Hasta el año 2050, la inversión en el sistema de generación del país en este escenario es de aproximadamente USD 35.372 millones.

En el caso de TE, la expansión es marcada por una fuerte incorporación de plantas eólicas y solares, especialmente en la última década del horizonte temporal. Es relevante resaltar que, hacia el final del período, la generación renovable alcanza un significativo 78 % del total, subrayando el compromiso con fuentes de energía más sostenibles. En este caso, se invierten aproximadamente USD 45.472 millones en el sistema de generación del país (30 % más que en el caso de BAU).

La comparación entre los casos de BAU y TE revela diferencias significativas en la proyección de la demanda, la expansión del portafolio de proyectos y la generación limpia total (véase el gráfico 5.23). El escenario de transición muestra una mayor inversión en energías renovables no convencionales, específicamente en plantas eólicas y solares como respuesta a los objetivos de descarbonización. El punto más destacable al comparar ambos casos es la adición de más de 20 GW en plantas eólicas y solares en el escenario de TE. Este incremento sustancial destaca el compromiso que hay en este caso en alcanzar metas renovables definidas (véase el gráfico 5.24).

El caso de TE establece metas por las que busca alcanzar el 75 % de la generación a través de fuentes limpias para 2050. La expansión en este escenario implica un retiro planificado de centrales termoeléctricas emisoras de GEI y un aumento sustancial en la capacidad de generación eólica y solar. Este enfoque se traduce en una reducción de las emisiones, especialmente en las últimas décadas del estudio (véase el gráfico 5.26), impulsada por la mayor inclusión de fuentes renovables.

La inversión en transmisión se vuelve crucial para integrar la expansión de plantas eólicas y solares, principalmente en la provincia de Buenos Aires. A medida que aumenta la demanda y se establecen objetivos más altos de generación limpia,

las inversiones en transmisión crecen, siendo un 54 % más altas en el caso de TE (USD 9.203 millones) que en el escenario de BAU (USD 14.132 millones), como se mostró en el gráfico 5.31.

Las inversiones en distribución se destinan en un 74 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, subsector para el que los valores llegan a USD 2.700 para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

Al examinar la prima verde del sistema argentino, calculado como la diferencia en el costo marginal de expansión entre los casos de BAU y de TE, se observa un aumento en los costos asociados con la transición hacia una generación más limpia. En la última década, el valor calculado es de alrededor de 11 USD/MWh (véase el gráfico 5.30). Ese aumento, aunque refleja una inversión más significativa, se justifica por la reducción de emisiones y la contribución al desarrollo sostenible del país.

Finalmente, el análisis del sistema eléctrico argentino revela su posición en los cuatro ejes considerados para la actuación en el sector energético. Argentina muestra una intersección entre los ejes, evidenciando una posición híbrida en la implementación de programas de energía renovable, como Renovar. En cuanto al eje del realismo de precios, se destaca la necesidad de ajustar tanto los mayoristas como los minoristas para impulsar la eficiencia y el crecimiento del mercado. Además, se señala la importancia de promover fuentes renovables y crear políticas específicas para la expansión del gas natural. Respecto a las inversiones en tecnologías innovadoras, se identifica la necesidad de respaldo institucional para fomentar la electrificación vehicular y el desarrollo del hidrógeno verde. Por último, se observa la falta de integración y coordinación en medidas de eficiencia energética y la baja penetración de las redes inteligentes, sugiriendo la necesidad de una estrategia integral para abordar estos desafíos y modernizar la infraestructura eléctrica del país.

Referencias

- AADECA (2023). *Redes eléctricas inteligentes: Situación en el mundo y en Argentina*. Asociación Argentina de Control Automático. <https://aadeca.org/index.php/2023/10/11/redes-electricas-inteligentes-situacion-en-el-mundo-y-en-argentina/>
- ANEEL (s. f.). *Simulação de orçamento*. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States. Working Paper 2023-06. *Working Papers* 58964. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de la población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=AR>
- Banco Mundial (2022b) GDP (constant 2015 US\$). Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). Población, total. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>
- Banco Mundial (s. f.). *Proyecto de Energía Limpia para Hogares y Comunidades Vulnerables*. Grupo Banco Mundial: <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P178553>
- Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (2019). *Hacia una visión compartida de la transición energética argentina al 2050*. Banco Interamericano de Desarrollo.

- BID (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- BID (s. f.a). *Apoyo a la transición energética limpia, justa y sostenible*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/AR-T1266>
- BID (s. f.b). *Apoyo al plan federal de transmisión y a la descarbonización del sector energético*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/AR-T1324>
- BID (s. f.c). *Mejora a la contribución del sector energético a la recuperación económica verde y resiliente*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/AR-T1267>
- CAF (s.f.). *Reversión del gasoducto norte*. CAF. <https://www.caf.com/es/proyectos/cfa011985-proyecto-de-reversion-del-gasoducto-norte-obras-complementarias-al-gasoducto-presidente-nestor-kirchner/>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CAMMESA (2022a). *Informe anual*. <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>
- CAMMESA (2022b). *Informe MDI baterías*. <https://cammesaweb.cammesa.com/mdi-renovables/>
- CAMMESA (2022c). *Informe RenMDI*. <https://cammesaweb.cammesa.com/renmdi/>
- CAMMESA (2022d). *Reportes de Avance. Implementación de la Ley 27424*. Informe de diciembre de 2022.
- Castillo, T., García, F., Mosquera, L., Rivadeneira, T., Segura, K. y Yujato, M. (2022). *Panorama energético de América Latina y el Caribe 2022*. Organización Latinoamericana de Energía.
- CME Group (s. f.). *Energy markets* [sitio web.] CME Group. Products. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CNE (2016). *Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio*. Comisión Nacional de Energía. Santiago de Chile: Ministerio de Energía del Gobierno de Chile.

- Consejo Económico y Social (2021). *Hacia una estrategia nacional. Hidrógeno 2030*. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/segundo_documento_ces_hidrogeno.pdf.
- EIA (2022). *Trends in charging infrastructure*. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022/trends-in-charging-infrastructure>
- EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf.
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf
- FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>.
- Gobierno de Argentina (2017). *Mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER)*. Argentina.gob.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/mater>
- Gobierno de Argentina (2018). *RenovAr*. Argentina.gob.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>
- Gobierno de Argentina (2019). *Escenarios energéticos 2030*. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf
- Gobierno de Argentina (2021). *Proyecto de Ley de Movilidad Sustentable*. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/ley-de-promocion-de-la-movilidad-sustentable-un-proyecto-que-busca-transformar-la-industria>

- Gobierno de Argentina (2023a). *Eficiencia energética en edificios públicos*. Argentina.gov.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gov.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/eficiencia-energetica-en-sector-publico/prouree-en-edificios-publicos>
- Gobierno de Argentina (2023b). *Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno*. Argentina.gov.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gov.ar/asuntos-estrategicos/estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno-0#:~:text=La%20Estrategia%20Nacional%20para%20el,como%20insumo%20para%20la%20industria>
- Gobierno de Argentina (2023c). *Plan Nacional de Transición Energética 2030*. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2023/07/Plan-Transicion-Energetica-ARG-2030.pdf>
- Gobierno de Argentina (2023d). *PRONEV* (Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas). Argentina.gov.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gov.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/eficiencia-energetica-en-edificaciones/pronev-programa-nacional-de-etiquetado-de-viviendas>
- Gobierno de Argentina (2023e). *Proyecto de Ley Hidrógeno de Bajas Emisiones*. <https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dsecretaria/Periodo2023/PDF2023/TP2023/0005-PE-2023.pdf>
- Gobierno de la Provincia de Buenos Aires (2022). *Plan de Movilidad Sustentable*. <https://portalmovilidad.com/wp-content/uploads/2022/09/Programa-provincial-para-la-movilidad-electrica-sostenible.pdf>
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.
- Hydrogen Council (15 de Julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de las Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de las Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Ministerio de Economía (27 de marzo de 2024). *Actualización del precio del gas PIST*. Argentina.gov.ar [sitio web]. <https://www.argentina.gov.ar/noticias/actualizacion-del-precio-del-gas-pist>
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. *Chile avanza contigo* [sitio web]. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>.
- NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB technologies and data overview. Annual Technology Baseline* [base de datos]. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>
- Our World in Data (2024). *Electricity demand 2000-2022*. Procesamiento de datos tomados de Ember, Yearly Electricity Data [serie de datos]. Ember and Energy Institute.
- PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>
- PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptgenFolderEng.pdf>
- PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SDDPFolderEng.pdf>

Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. The University of Texas at Austin. <https://www.conservativetexasforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>

Rogers, E. (2003). *The diffusion of innovation*. 5a Edición. Free Press.

Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*.

Subsecretaría de Planeamiento Energético (mayo de 2023). *Lineamientos y escenarios para la transición energética a 2050*. Secretaría de Energía. Ministerio de Economía. <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2023/07/Lineamientos-energeticos-2050.pdf>

U.S. Department of Energy. (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center: <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations>

Urteaga, J. A. y Hallack, M. (2021). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe ¿por qué importa?* *Energía para el futuro* [blog]. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://blogs.iadb.org/energia/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-por-que-importa/#:~:text=La%20eficiencia%20energética%20contribuye%20a,energéticos%20se%20duplica%20para%202040>

Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Worldmeter (2023). *Largest countries in the world*. https://www.worldometers.info/geography/largest-countries-in-the-world/#google_vignette

Zhang, F. (26 de julio de 2013). *How fit are feed-In tariff policies?* *Sustainable Energy for All* [blog]. Banco Mundial. <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A.1.1

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de BAU (MW)

Año	Hidráulica	Gas natural	Nuclear	Diésel	Solar	Eólica	Batería
2024	-	266	-	-	53	-	-
2025	273	133	-	-	172	150	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	430	-	-	-	-	276	-
2028	950	-	-	-	-	469	-
2029	-	-	-	-	-	561	-
2030	847	-	-	-	-	1.157	-
2031	-	-	-	-	491	562	-
2032	-	-	1.100	-	-	211	-
2033	-	-	-	-	1.011	411	-
2034	-	-	-	-	834	211	-
2035	-	-	-	-	126	340	-
2036	-	-	-	-	699	105	-
2037	-	-	-	-	325	1.631	-
2038	-	-	-	-	254	1.298	-
2039	-	-	-	-	149	268	-
2040	-	-	-	-	252	405	-
2041	-	-	-	-	499	144	-

Continúa.

Continuación.

Año	Hidráulica	Gas natural	Nuclear	Diésel	Solar	Eólica	Batería
2042	-	500	-	43	56	400	-
2043	-	-	-	-	915	26	-
2044	-	-	-	-	761	808	-
2045	-	-	-	-	646	128	-
2046	-	200	-	-	1.739	590	-
2047	-	-	-	-	1.036	2.132	-
2048	-	600	-	-	848	1.155	-
2049	-	-	-	-	90	794	-
2050	-	-	-	-	377	2.250	9
Total	2.500	1.699	1.100	43	11.333	16.484	9

CUADRO A.1.2

Adiciones de capacidad en el sistema argentino en el caso de TE (en MW)

Año	Hidráulica	Gas natural	Nuclear	Diésel	Solar	Eólica	Batería
2024	-	266	-	-	53	-	-
2025	273	133	-	150	172	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-
2027	430	-	-	276	-	-	-
2028	950	-	-	469	-	-	-
2029	-	-	-	457	-	-	-
2030	847	-	-	1.055	-	-	-
2031	-	-	-	646	714	-	-
2032	-	-	1,100	529	-	-	-
2033	-	-	-	711	1.011	-	-

Continúa.

Continuación.

Año	Hidráulica	Gas natural	Nuclear	Diésel	Solar	Eólica	Batería
2034	-	-	-	107	1.279	-	-
2035	-	-	-	439	348	-	-
2036	-	-	-	-	1.866	-	-
2037	-	-	-	2.361	325	-	-
2038	-	-	-	1.697	976	-	-
2039	-	-	-	976	149	-	-
2040	-	-	-	469	697	-	-
2041	-	-	-	1.016	499	-	-
2042	-	-	-	812	501	-	9
2043	-	-	-	898	915	-	-
2044	-	-	-	1.244	1.483	-	-
2045	-	-	-	540	1.393	-	-
2046	-	-	-	1.026	2.462	-	-
2047	-	-	-	2.938	1.036	-	-
2048	-	-	-	1.155	2.292	-	-
2049	-	-	-	1.600	90	-	-
2050	-	-	-	2.250	2.621	9	9
Total	2.500	399	1,100.0	23.820	20.880	9	9

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A.2.1

Generación mensual en el sistema argentino en el caso de BAU

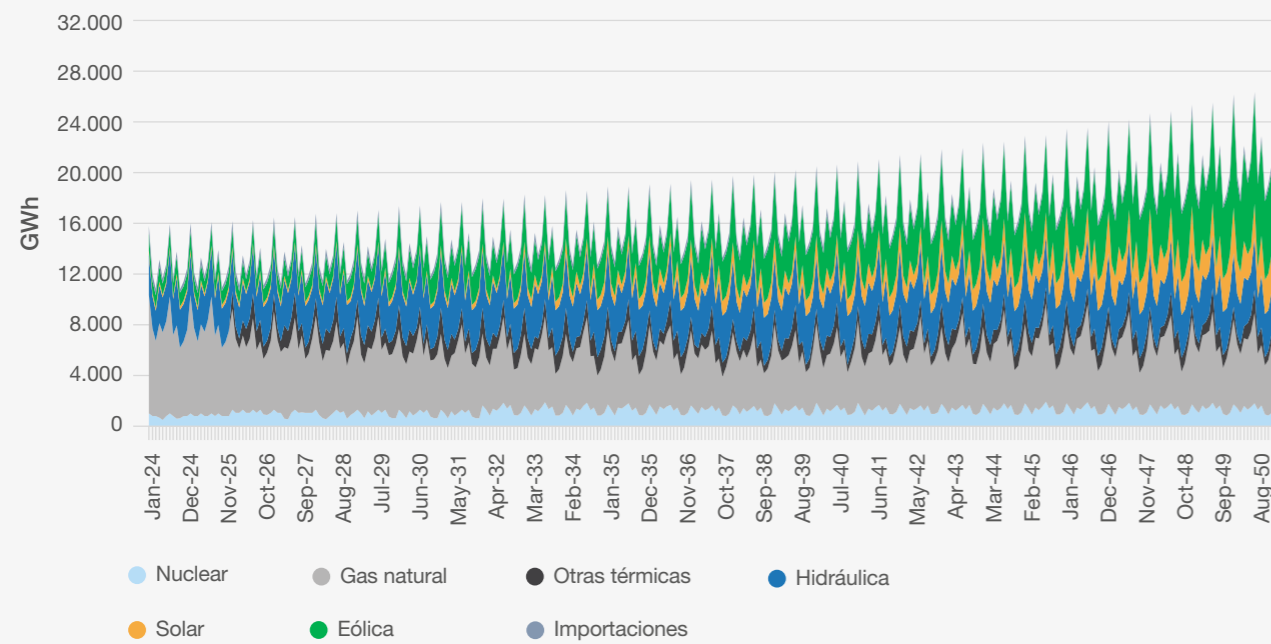
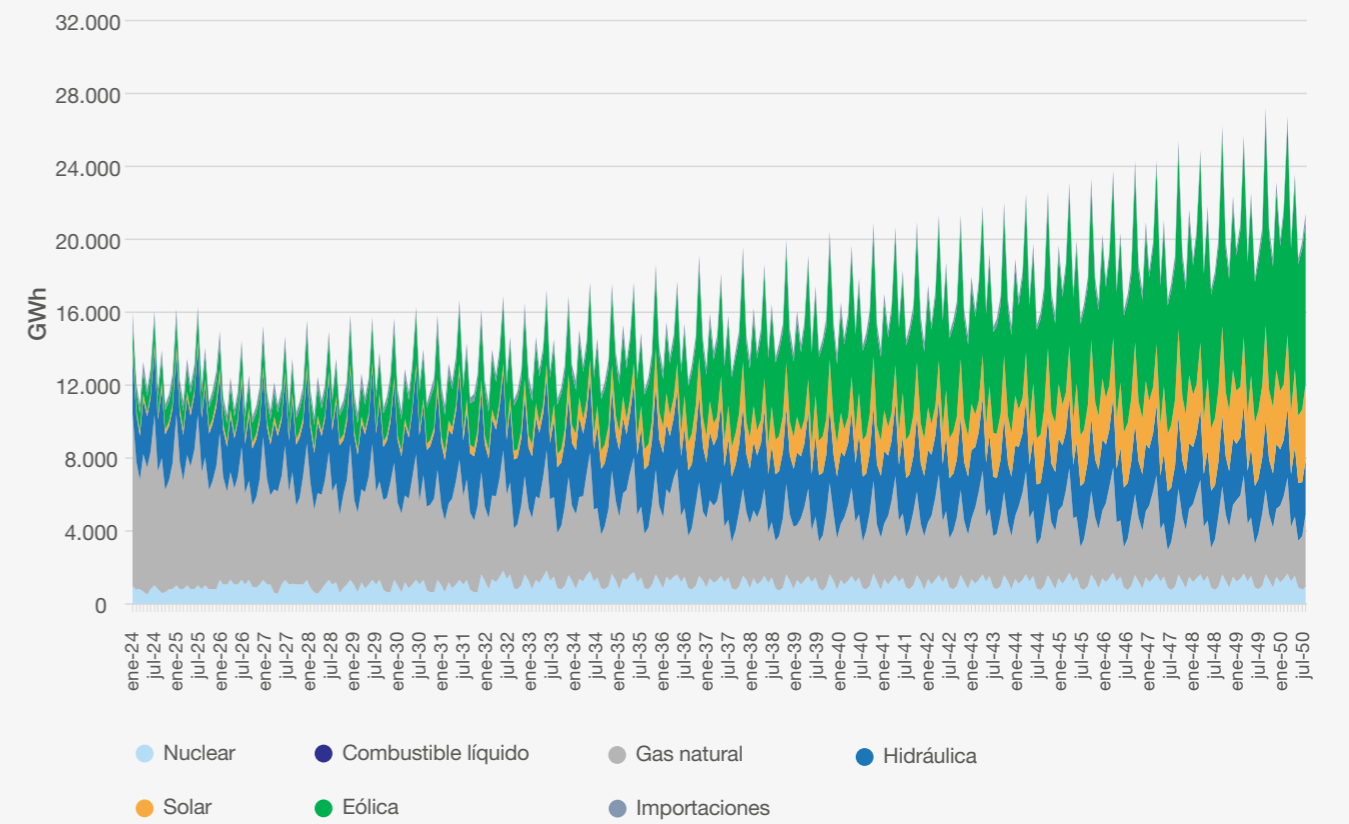


GRÁFICO A.2.2

Generación mensual en el sistema argentino en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A.3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Argentina (en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	362	362
2025	1.119	1.119
2026	-	-
2027	1.331	1.331
2028	2.780	2.780
2029	584	475
2030	3.214	3.109
2031	902	1.140
2032	5.708	6.021
2033	1.072	1.363
2034	748	939
2035	402	638
2036	540	1.182
2037	1.708	2.383
2038	1.341	2.149
2039	333	977
2039	333	977
2040	516	839
2041	422	1.204

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2042	1.023	1.013
2043	546	1.317
2044	1.140	1.930
2045	471	1.246
2046	1.701	2.234
2047	2.401	3.099
2048	2.163	2.206
2049	727	1.417
2050	2.119	3.271

CUADRO A.3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Gas natural (ciclo combinado)	266	319
2024	Solar	53	43
2025	Eólica	150	169
2025	Gas natural (ciclo combinado)	133	160
2025	Hidráulica	273	655
2025	Solar	172	135
2027	Eólica	276	299
2027	Hidráulica	430	1.032
2028	Eólica	469	500
2028	Hidráulica	950	2.280
2029	Eólica	561	584
2030	Eólica	1.157	1.181

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2030	Hidráulica	847	2.033
2031	Eólica	562	563
2031	Solar	491	339
2032	Eólica	211	208
2032	Nuclear	1.100	5.500
2033	Eólica	411	399
2033	Solar	1.011	673
2034	Eólica	211	202
2034	Solar	834	546
2035	Eólica	340	321
2035	Solar	126	81
2036	Eólica	105	98
2036	Solar	699	443
2037	Eólica	1.631	1.506
2037	Solar	325	202
2038	Eólica	1.298	1.185
2038	Solar	254	156
2039	Eólica	268	243
2039	Solar	149	90
2040	Eólica	405	365
2040	Solar	252	150
2041	Eólica	144	129
2041	Solar	499	293
2042	Diésel	43	35
2042	Eólica	400	356
2042	Gas natural (ciclo combinado)	500	600
2042	Solar	56	32
2043	Eólica	26	23

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Solar	915	522
2044	Eólica	808	711
2044	Solar	761	428
2045	Eólica	128	112
2045	Solar	646	359
2046	Eólica	590	513
2046	Gas natural (ciclo combinado)	200	240
2046	Solar	1.739	948
2047	Eólica	2.132	1.845
2047	Solar	1.036	556
2048	Eólica	1.155	995
2048	Gas natural (ciclo combinado)	600	720
2048	Solar	848	448
2049	Eólica	794	680
2049	Solar	90	47
2050	Batería (4h)	9	8
2050	Eólica	2.250	1.917
2050	Solar	377	194

CUADRO A.3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Gas natural (ciclo combinado)	266	319
2024	Solar	53	43
2025	Eólica	150	169

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Gas natural (ciclo combinado)	133	160
2025	Hidráulica	273	655
2025	Solar	172	135
2027	Eólica	276	299
2027	Hidráulica	430	1.032
2028	Eólica	469	500
2028	Hidráulica	950	2.280
2029	Eólica	457	475
2030	Eólica	1.055	1.077
2030	Hidráulica	847	2.033
2031	Eólica	646	647
2031	Solar	714	493
2032	Eólica	529	521
2032	Nuclear	1.100	5.500
2033	Eólica	711	689
2033	Solar	1.011	673
2034	Eólica	107	102
2034	Solar	1.279	837
2035	Eólica	439	414
2035	Solar	348	224
2036	Solar	1.866	1.182
2037	Eólica	2.361	2.180
2037	Solar	325	202
2038	Eólica	1.697	1.550
2038	Solar	976	599
2039	Eólica	976	887
2039	Solar	149	90
2040	Eólica	469	423

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Solar	697	416
2041	Eólica	1.016	911
2041	Solar	499	293
2042	Eólica	812	723
2042	Solar	501	290
2043	Eólica	898	795
2043	Solar	915	522
2044	Eólica	1.244	1.095
2044	Solar	1.483	835
2045	Eólica	540	472
2045	Solar	1.393	773
2046	Eólica	1.026	893
2046	Solar	2.462	1.341
2047	Eólica	2.938	2.543
2047	Solar	1.036	556
2048	Eólica	1.155	995
2048	Solar	2.292	1.212
2049	Eólica	1.600	1.370
2049	Solar	90	47
2050	Batería (4h)	9	8
2050	Eólica	2.250	1.917
2050	Solar	2.621	1.346

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A.4.1

Inversiones en el sistema de transmisión de Argentina (valores acumulados en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	204	213
2026	204	213
2027	402	419
2028	800	833
2029	957	967
2030	1.518	1.522
2031	1.813	1.919
2032	2.181	2.395
2033	2.579	2.898
2034	2.872	3.303
2035	3.003	3.532
2036	3.228	4.077
2037	3.776	4.862
2038	4.210	5.642
2039	4.327	5.971
2040	4.511	6.311
2041	4.691	6.754
2042	4.971	7.137
2043	5.235	7.666

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2044	5.674	8.463
2045	5.891	9.027
2046	6.600	10.045
2047	7.487	11.206
2048	8.217	12.213
2049	8.464	12.706
2050	9.203	14.132

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar en Argentina

FIGURA A.5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en MUSD)

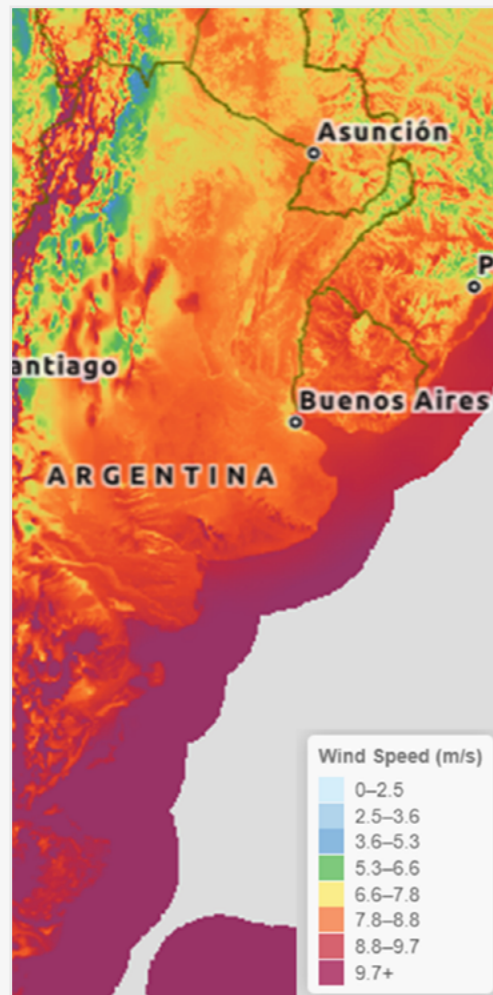
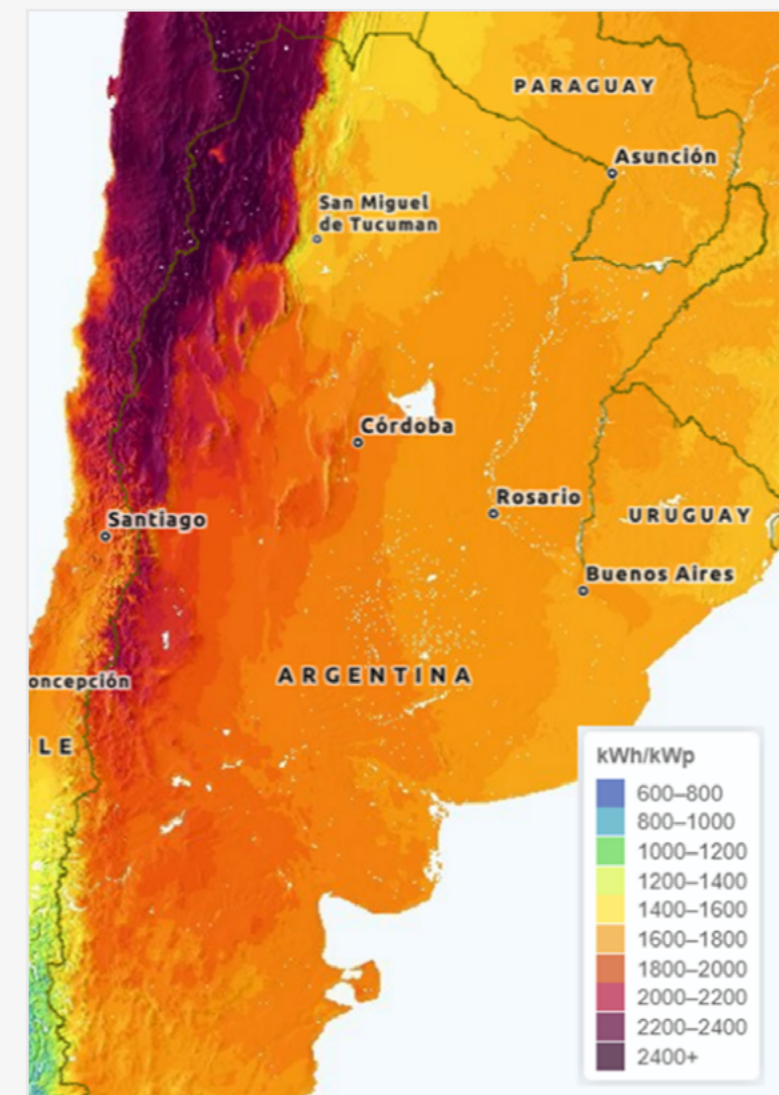


FIGURA A.5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático¹⁶. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

El proceso involucra a distintas áreas del ámbito público y privado, que deben trabajar coordinadamente para lograr los objetivos pautados en cada país, según los recursos disponibles y las estrategias esbozadas para el corto, mediano y largo plazo. Es aquí donde las particularidades (diferencias) entre los países de América Latina y el Caribe se hacen evidentes. Por ello, y para dotar al informe de un marco que permita ordenar y clarificar el estado en el que se encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

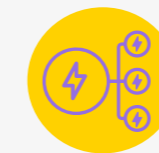
¹⁶Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles, pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. En particular, esta fue tomada de la web del Gobierno argentino (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>).

- ▶ Descarbonización de la matriz de generación eléctrica, mediante la incorporación de centrales eléctricas de generación renovable.
- ▶ Implementación de nuevas tecnologías para la descarbonización del sector energético, incluyendo electromovilidad, eficiencia, hidrógeno verde, etcétera.

Existen países, como Costa Rica o Uruguay, por citar algunos ejemplos regionales, que han desarrollado la primera etapa con éxito y se encuentran actualmente incorporando mecanismos de descarbonización del sector energético. La mayoría encara ambas etapas en forma simultánea. Estos hechos característicos se consideran también para el presente estudio.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha abordado un análisis por país del estado en el que se encuentra la normativa en términos de transición energética. Se desarrolló una caracterización basada en tres criterios:

- ▶ Estructura y funcionamiento sectorial.
- ▶ Políticas de transición energética.
- ▶ Planeamiento y regulación sectorial.



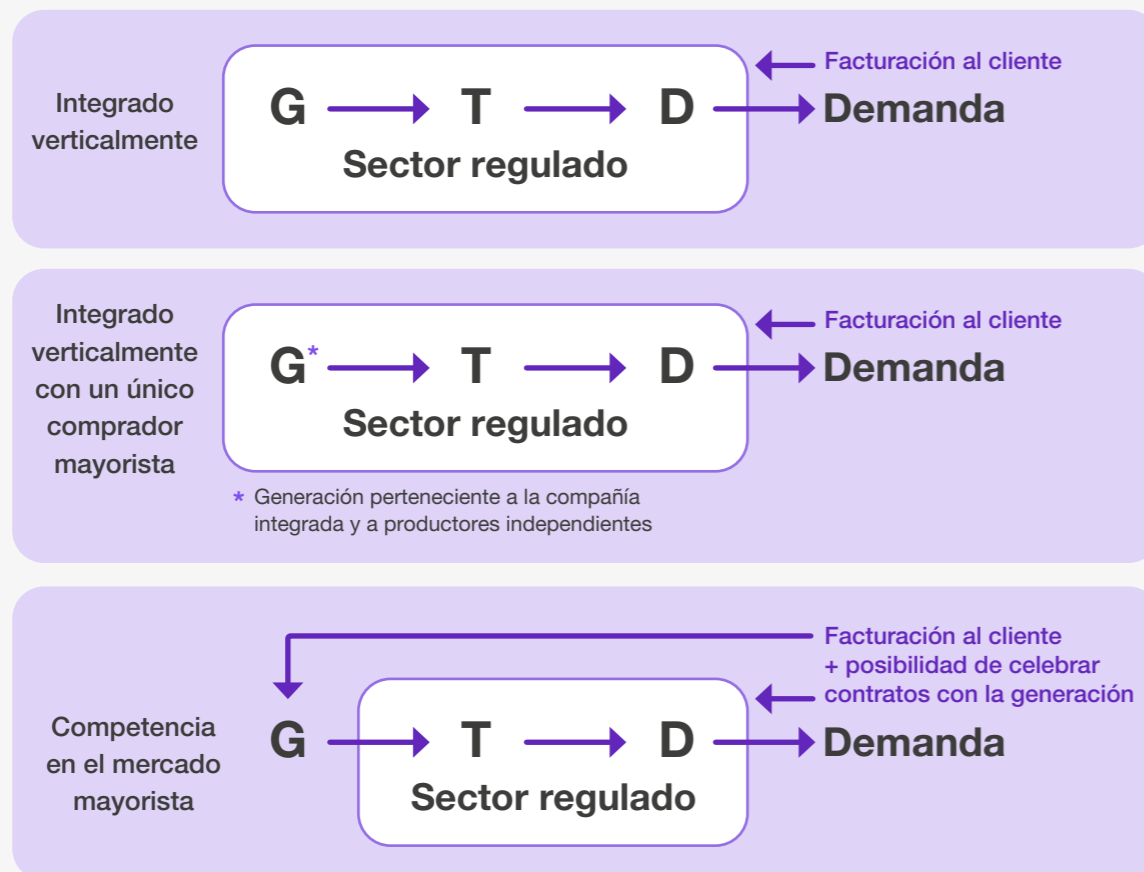
Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y el alineamiento con los objetivos de descarbonización. Para este análisis, se consideran cinco variables relevantes:

- ▶ La **estructura sectorial**. Los sectores abiertos y sometidos a la competencia significan un importante incentivo para que los agentes adopten estrategias anticipadoras del mercado e innovadoras en los modelos de negocio asociados a la transición, mientras que los sectores integrados verticalmente pueden resultar más efectivos a la hora de integrar los objetivos de la transición en el desarrollo del sector. Se consideran los modelos que se muestran en figura A.6.1.

FIGURA A.6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



En particular, en el último modelo de estructura sectorial considerado, los clientes residenciales, comerciales o industriales cuya demanda supera un

valor determinado, se encuentran habilitados (u obligados) a celebrar contratos de abastecimiento de energía con los generadores o a través de la figura del comercializador. La disminución del mencionado límite en un sistema eléctrico permite la participación de mayor cantidad de agentes en el mercado, pero dificulta los procesos de cálculo y modelización del despacho.

La tendencia actual es disminuir dicho límite con el objeto de incrementar la competencia en el mercado mayorista. Por este motivo, resulta de importancia relevar el valor adoptado por cada país.

- ▶ El **acceso al mercado mayorista (MM) y a la red de transmisión**. Este es un factor determinante de las políticas y estrategias posibles para incrementar la participación de las fuentes renovables en el sistema central de producción y para la existencia de mercados mayoristas competitivos. Se distinguen dentro de este grupo tres tipos de acceso al mercado mayorista:

- Exclusivo para el operador monopólico de la cadena, en estructuras integradas verticalmente.
- A través de subastas competitivas para cualquier tipo de generación, normalmente en estructuras con comprador único.
- A través de licencias o autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables.

También se identifican tres tipos de acceso a la red de transmisión:

- Libre acceso de terceros a la red en sistemas competitivos.
- Acceso controlado a la red por parte del transportista, principalmente en sistemas de comprador único o de competencia parcial por clientes elegibles.
- Inexistencia de oportunidades de acceso de terceros en sistemas integrados verticalmente.

- ▶ **La competencia en el mercado mayorista.** Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:
 - Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
 - Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.
 - Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.
- ▶ **Mercados locales de energía.** Basados en el rol coordinador de los controladores locales, tienen como principales elementos distintivos las transacciones de energía entre pares (*peer to peer*), demandas flexibles y agregadas a través de comunidades energéticas.
- ▶ **Transparencia tarifaria.** La definición de categorías tarifarias responde a una lógica adecuada si:
 - Tiene racionalidad económica, en el sentido de que se asocian a la responsabilidad sobre los costos del sistema, en particular los costos de la red.
 - Están agrupadas por tensión de suministro, como una de las variables determinantes de los costos asociados a la categoría.

El análisis de transparencia tarifaria y reflectividad de los costos de los cargos tarifarios se ha efectuado en términos de cargos previstos en los pliegos tarifarios de cada país.



Segundo criterio: políticas de transición energética

Respecto del segundo criterio, el objetivo es identificar brechas de política existentes en cada país que puedan obstaculizar ese desarrollo, con especial énfasis en los siguientes sectores:

- ▶ **Energía renovable no convencional (ERNC).** Aproximadamente el 12 % de la energía eléctrica generada en 2021 en los países miembros de CAF procedía de fuentes renovables no convencionales. El bajo valor porcentual implica un desafío por delante en términos de descarbonización de la matriz de generación por país, que se aborda en los apartados correspondientes. Los mecanismos regulatorios de remuneración e incentivo a la inversión en fuentes renovables de generación juegan un papel determinante en el posicionamiento. Se han identificado tres modalidades:
 - Precios fijos de compra (*feed in tariffs*).
 - Subastas para la provisión de fuentes renovables.
 - Incentivos fiscales para la inversión (en red y aislada).

La alternativa de precios fijos de compra es la que más certezas proporciona a los inversores en fuentes renovables, pero la experiencia internacional (Zhang, 2013) muestra que puede derivar en sobreinversión si los precios de compra están sobreestimados. Los mecanismos de subasta han sido los más efectivos y eficientes desde ese punto de vista y han sido los más extendidos en su aplicación reciente.

▶ **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

- La existencia de un plan o marco legal nacional para la promoción de la eficiencia energética.
- La existencia de una agencia especializada en la promoción de la eficiencia energética.
- Mandatos e incentivos para el cumplimiento de metas de eficiencia energética.
- La existencia de normativa de etiquetado de equipamientos eléctricos.
- La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.

▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del transporte, también relevada y proyectada, muestran la necesidad de contar con elementos regulatorios que aporten incentivos para acelerar la evolución de la electromovilidad.

▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir

acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.

▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.

▶ **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Bolivia o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.



Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

Finalmente, un adecuado planeamiento y regulación sectorial contribuye a generar un escenario de transición con calidad institucional y reglas transparentes, que alienten la participación de los diferentes agentes (públicos y privados) con incentivos adecuados para la descarbonización de los sistemas, la mejora permanente de su eficiencia y la sustentabilidad financiera.

- ▶ **Planificación energética.** El planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.
- ▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
 - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.
 - Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.
 - Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).
- ▶ **Inclusión de la generación distribuida (GD) en la planificación y la regulación sectorial.** Se ha dividido el análisis en dos tipos de generación distribuida:

- Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
- Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban al 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoprodutores.
- ▶ **Inclusión del almacenamiento con baterías en la planificación y regulación sectorial.** La incorporación sustancial de energía renovable no gestionable a la matriz de generación de cada país, sumada a la variabilidad propia de la demanda, traerá aparejada la necesidad de contar con elementos capaces de absorber estas variaciones en el sistema eléctrico. Entre ellos tendrán particular importancia las baterías como complemento de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, motivo por el cual es relevante contar con normativa específica que incentive la inversión en estos sistemas.

Apéndice 7

» Propuesta metodológica



Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

En este estudio, se crean escenarios que exploran la evolución de los sistemas eléctricos de los países miembros de CAF en función de la adopción de diferentes supuestos. Para ello, se emplea una metodología fundamentalista que pueda determinar las condiciones de la demanda eléctrica a largo plazo y de la oferta necesaria para satisfacerla de manera eficiente, teniendo en cuenta las circunstancias de cada caso. Para ello, se utilizan herramientas computacionales avanzadas para la planificación de sistemas eléctricos (el conjunto de herramientas utilizadas es desarrollado por la consultora PSR).

El objetivo principal del plan de expansión a largo plazo es garantizar el balance entre el suministro de electricidad y la demanda, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que se deben construir para cubrir las necesidades de la demanda de manera óptima en un horizonte de tiempo de mediano a largo plazo. Para optimizar el plan de expansión, se debe minimizar una función de costos que considere los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales de generación, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

Para planificar la expansión, se utiliza una herramienta computacional que determina el plan de expansión más económico para un sistema eléctrico, considerando proyectos potenciales de diferentes tecnologías (modelo OPTGEN (PSR, 2024a)) y una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema (modelo SDDP (PSR, 2024b)). El plan de expansión más económico se logra mediante la optimización de las contrapartidas (*trade-off*) entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico.

La primera etapa en la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica a largo plazo es prever la demanda de energía, la cual depende de datos socioeconómicos. Para determinar el crecimiento de la demanda a largo plazo, se construye un escenario macroeconómico. Además, se consideran demandas adicionales resultantes de acciones de electrificación de la economía que se esperan a largo plazo.

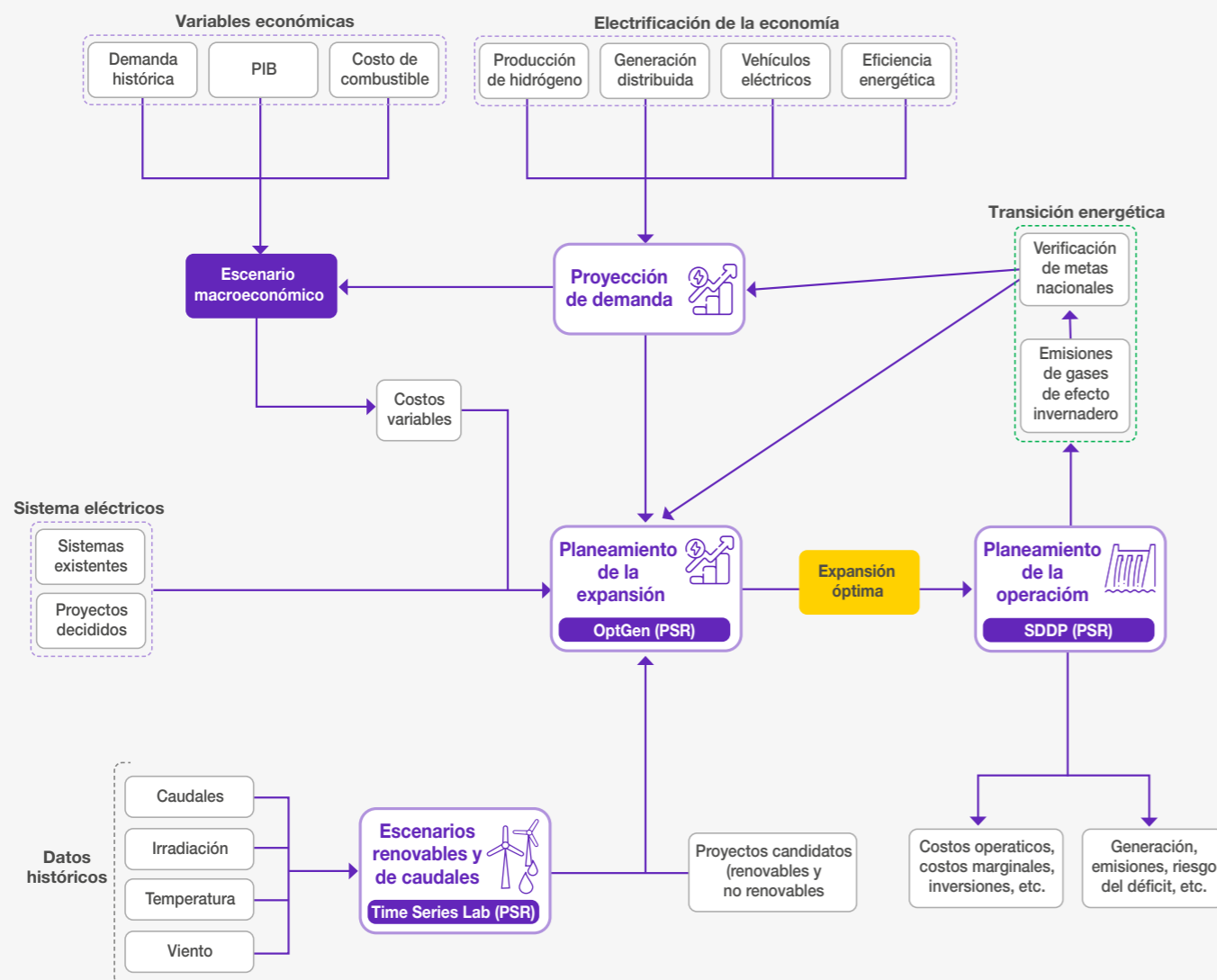
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros técnicos y económicos, incluyendo la disponibilidad de recursos primarios, como caudales hidrológicos, vientos, irradiación solar, biomasa y geotermia. Para ello, se utiliza la herramienta Time Series Lab. Además, para las centrales de combustibles fósiles, se debe considerar la disponibilidad y el costo de los combustibles. De esta manera, se pueden seleccionar los activos de manera eficiente en términos económicos, de acuerdo con la realidad de cada país.

Con el pronóstico de la demanda y los parámetros técnicos y económicos de los posibles proyectos de expansión, es posible obtener un plan de expansión óptimo de generación y transmisión que atienda la demanda de manera eficiente y con el menor costo total posible.

La figura A.7.1 muestra un esquema que ilustra de forma gráfica los pasos que deben seguirse para aplicar la metodología descrita en este informe.

FIGURA A.7.1

Diagrama de la metodología utilizada en la confección de los dos escenarios



La figura presenta algunas de las diversas variables de salida del modelo de despacho Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), incluyendo costos operativos, costos marginales, generación y emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones pueden ser consideradas como restricciones en el modelo de expansión, lo que significa que se establece una solución óptima sujeta a limitaciones en las emisiones y se retroalimenta el modelo de expansión OPTGEN.

Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos durante el período de estudio; y el caso de transición energética (TE), que considera una expansión económica con restricciones de emisiones en los sectores eléctricos, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos, de acuerdo con los compromisos de los países y otros supuestos presentados en este informe.

La metodología para establecer las suposiciones de cada escenario se describe en detalle en el capítulo 4, “Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones”. Esto permite determinar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda en cada escenario y, en consecuencia, oportunidades de financiación de proyectos por CAF, así como identificar las diferencias de supuestos y resultados al buscar sistemas eléctricos con bajas emisiones de GEI para 2050.

La figura A.7.2 presenta de manera esquemática los escenarios considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA A.7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación



Visión general de la metodología

Este apartado define los principales pasos de la metodología para la construcción de los escenarios de largo plazo. Estos abarcan desde la construcción de los escenarios de demanda hasta la determinación de la oferta que la atenderá de acuerdo con los supuestos adoptados. Esta metodología se aplica a cada país.

▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

La demanda de cada país considerada en el estudio resulta de la suma de los siguientes factores:

A. Demanda “tradicional” de electricidad

Se estima a través de modelos econométricos para cada sector: residencial, industrial, comercial, alumbrado, gobierno, agricultura etc. Los factores de estos modelos incluyen el PIB, la tasa de crecimiento de la población, la transición de las áreas rurales para las urbanas y otros. Además, se consideran por separado proyectos de gran tamaño, como minerías o grandes industrias.

En el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, se describen en detalle las posibilidades metodológicas sobre ese factor, así como el abordaje adoptado en el estudio.

B. Demandas suplementarias

Además de la demanda “tradicional”, se consideran otros elementos que impactarán la demanda final a largo plazo, en general relacionados con la electrificación de la economía. Algunos ejemplos de estos elementos incluyen:

- ▶ Acciones sociales, como programas de electrificación de la población todavía no suministrada.
- ▶ Aumento de la eficiencia de los equipos y cambios en los hábitos de la población a lo largo de los años, ya que pueden ser variables capaces de reducir el consumo eléctrico.
- ▶ Programas de electrificación del transporte. En este caso es necesario definir el padrón de cargas de las baterías. Por ejemplo, la recarga de los buses urbanos y los vehículos livianos de transporte comercial (camionetas) se concentra típicamente cuando se encuentran en los depósitos por la noche o en periodos de bajo uso del transporte. En el caso de los automóviles, el padrón de recarga puede incluir las residencias por la noche y los estacionamientos de las oficinas y de los centros comerciales a lo largo del día.

- ▶ Nuevos productos “verdes”; por ejemplo, el “hidrógeno verde”, que utiliza electrólisis suministrada por fuentes renovables.

Otros elementos que no actúan como incremento en el consumo (sino que generan más bien ahorro), pero que impactan en la demanda final son:

- ▶ Los programas de eficiencia energética, principalmente en el sector industrial.
- ▶ La generación distribuida, que, análogamente a la eficiencia energética, representa una disminución de la demanda que se atiende centralizadamente, cuyo modelado es relevante y tiene un perfil típico, sobre todo, cuando se trata de energía de paneles fotovoltaicos.

C. Emisiones de referencia

Para cada demanda suplementaria se estima, además, la respectiva emisión de referencia, esto es, qué ocurriría sin la electrificación. Por ejemplo, las emisiones resultantes del uso de madera o fueloil en las regiones sin electricidad; de diésel o gasolina para el transporte; de fueloil o gas para el calor industrial; de gas para la producción de hidrógeno existente (por ejemplo, en los fertilizantes). Estas emisiones de referencia se utilizan para el cálculo de la prima verde, esto es, la razón entre el costo de la descarbonización y el beneficio de las reducciones de las emisiones.

▶ Etapa 2. Equipos candidatos para la expansión de la generación

Por el lado de la oferta, es necesario definir cómo se dará la expansión del sistema de generación para atender a la creciente demanda en el largo plazo. Para eso, se deben modelar en detalle las características no solo del sistema existente, sino también de los candidatos a su expansión, es decir, centrales que podrán entrar de acuerdo con las necesidades sistémicas.

Estos equipos incluyen las fuentes renovables (como la eólica, solar y biomasa; las hidroeléctricas; las termoeléctricas a GN, carbón, nuclear etc.) y los recursos

de almacenamiento: embalses de las plantas hidroeléctricas, plantas de bombeo (ciclo abierto y cerrado) y baterías.

En el caso de las fuentes renovables e hidroeléctricas, es necesario además definir la ubicación de los candidatos. La razón es que los perfiles de viento, sol, caudales etc. pueden cambiar significativamente con la ubicación. Para esto se utilizan las siguientes fuentes principales: (i) los inventarios eólicos del país, si están disponibles, y las bases de datos mundiales como el MERRA, que contiene alrededor de 30 años de datos históricos de viento e insolación con resolución horaria para un amplio conjunto de sitios (que se pueden acceder a través del modelo Time Series Lab); y (ii) los inventarios hidroeléctricos y de estaciones de bombeo del país, complementados, si es necesario, por modelos de inventarios automatizados, como el modelo HERA, desarrollado por PSR.

▶ Etapa 3. Escenarios de producción renovable y caudales para los equipos candidatos y existentes

Para cada equipo existente y candidato renovable (eólicos y solares) y para cada hidroeléctrica existente y candidata se construye un conjunto de escenarios de producción de energía eléctrica con resolución horaria y escenarios de caudales con resolución mensual o semanal. Estos conjuntos de escenarios representan las correlaciones temporales y espaciales de todas las fuentes. Esto es muy importante para los estudios de expansión debido al “efecto portafolio”: si la correlación es baja o incluso negativa, la variabilidad de la producción renovable total disminuye, lo que reduce la necesidad de reserva de generación flexible. Y viceversa: si la correlación espacial es más alta, la variabilidad de la producción de energía total aumenta, lo que requiere más reservas e inversiones para su manejo.

Para la construcción de estos escenarios de energía renovable y caudales se utiliza la herramienta analítica Times Series Lab (TSL) de PSR, ampliamente aplicada en los estudios de planificación y operación de los sistemas eléctricos de la región.

▶ Etapa 4. Expansión óptima de la oferta en cada país

La expansión óptima se plantea como un problema de optimización estocástica de gran tamaño, que se resuelve con las herramientas analíticas de PSR OptGen y SDDP. Estas herramientas se utilizan hace muchos años en los estudios de todos los países de la región y de docenas de países en Norteamérica, Europa, Asia-Pacífico y África.

Función objetivo

El problema de expansión se plantea como la minimización de la suma de los factores a la continuación:

- ▶ Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- ▶ Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- ▶ Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO₂).

Además de la minimización de los costos en la función objetivo, el plan de expansión óptimo debe cumplir con los criterios de confiabilidad y flexibilidad discutidos a continuación.

Criterios de confiabilidad

Las fallas de suministro pueden ocurrir por problemas de suministro en la demanda de energía (MWh) o de la carga (MW). Las fallas de energía (racionamiento) en general resultan de sequías severas o problemas de suministro externo de combustible y tienen duración de semanas o meses. A su vez, las fallas de carga (apagones) resultan de quiebres de generadores o

circuitos y tienen duración de algunas horas. La mayoría de los países tienen criterios de confiabilidad de suministro relacionados con uno o ambos tipos de falla.

Estos criterios de confiabilidad se representan en los estudios de planificación a través de la asignación de atributos de “energía firme” (MWh) y “capacidad firme” (MW) a cada equipo de generación existente o candidato, y de las siguientes restricciones en cada año del periodo estudiado:

- ▶ La suma de las energías firmes (MWh) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda de energía total del año (MWh).
- ▶ La suma de las capacidades firmes (MW) de los equipos existentes y de los refuerzos decididos por el modelo de expansión no debe ser inferior a la demanda total promedio (carga máxima horaria).

Los criterios de confiabilidad aseguran que cada país sea autosuficiente en términos de suministro de la demanda de energía y carga máxima. Esto no significa que no se representarán los intercambios de energía entre los países, pues estos contribuyen a la reducción de los costos operativos y de las emisiones; el concepto es que los países no dependen de manera estructural de estos intercambios, esto es, la confiabilidad de su suministro se vería afectada si los intercambios no ocurrieran.

Criterios de flexibilidad

Los criterios de flexibilidad se refieren a la reserva de generación que se requiere para manejar la variabilidad horaria de la producción de las fuentes renovables, tales como las eólicas y solares. Se observa que esta reserva debe ser probabilística debido a las características aleatorias de la producción de las renovables; y dinámica, pues depende de la hora del día y del portafolio de las fuentes renovables, tanto las existentes como los refuerzos.

Esto significa que la reserva probabilística dinámica (RPD) no se puede definir *a priori* y tiene que hacer parte del proceso de optimización. En la literatura

científica, esto se conoce como cooptimización de los costos y la flexibilidad. En términos prácticos, se hace un proceso iterativo, donde se calcula la reserva RPD para cada plan de expansión candidato.

Procedimiento de solución del problema de expansión

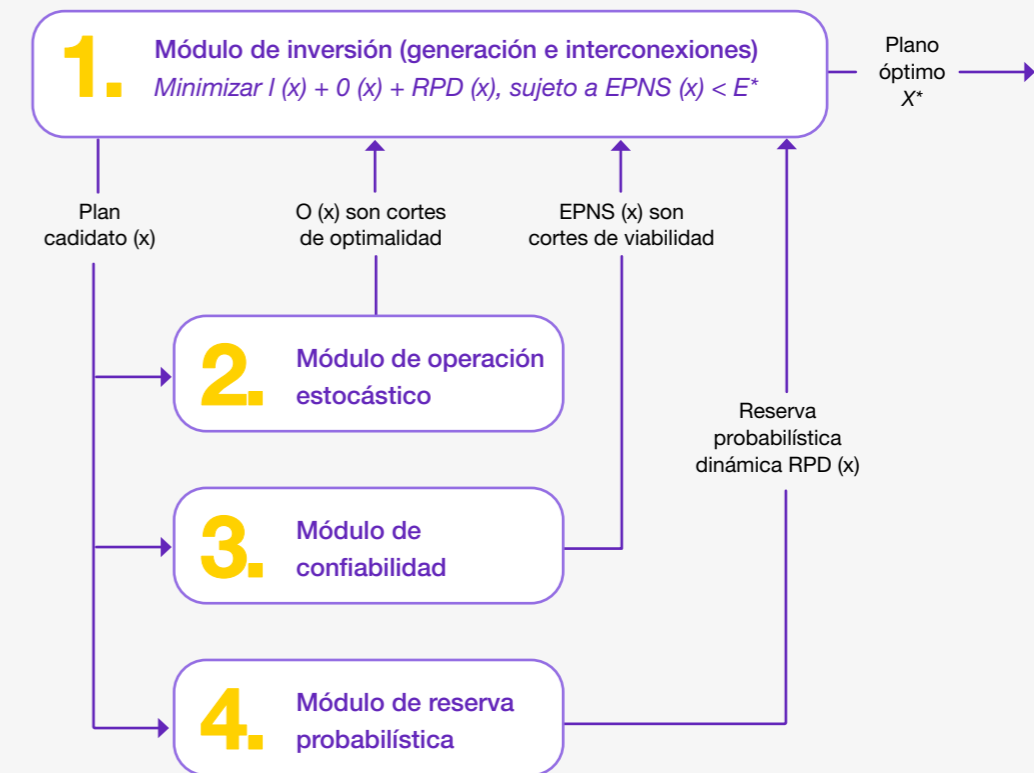
La figura A.7.3 muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

Se observa de inicio que la solución óptima se obtiene a través de la solución iterativa de diversos módulos. Esta metodología se conoce como descomposición de Benders y tiene un conjunto de atributos matemáticos importantes:

- ▶ Permite que cada módulo utilice un algoritmo de solución especializado, lo que acelera el tiempo de solución.
- ▶ A cada iteración produce límites inferiores y superiores para la solución óptima global; esto permite el control del equilibrio entre el tiempo de solución y el de precisión.
- ▶ Alcanza la solución óptima global, esto es, no es un proceso que simplifica o aproxima la solución del problema.

FIGURA A.7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



El módulo de inversión (1 en la figura) produce a cada iteración un plan de expansión candidato, que se representa por el vector x , y el respectivo costo de inversión, representado por $I(x)$. Este módulo se formula como un problema de programación entera mixta (MIP) y se resuelve a través de *softwares* de optimización comerciales, como el Xpress.

El promedio de los costos operativos asociados al plan candidato x se calcula a través del módulo operativo (2). En este módulo se calcula la política operativa óptima estocástica para el sistema a través del algoritmo SDDP, desarrollado por PSR, y que es una referencia mundial. Otro resultado de este módulo es el promedio de los costos de emisión. El módulo operativo es bastante detallado y tiene resolución horaria en los perfiles de demanda.

El mismo plan de expansión x es un dato de entrada para el módulo 3, donde se calcula la confiabilidad del suministro a través de un algoritmo de simulación Monte Carlo, que representa las fallas de los equipos y la variabilidad de la producción renovable.

Finalmente, el módulo 4 calcula la reserva probabilística dinámica (RPD) que se requiere para manejar la variabilidad de las fuentes renovables existentes y los refuerzos de estas en el plan de expansión. Como se ha mencionado, la RPD permite la definición del portafolio óptimo de las renovables, pues representa la variabilidad del conjunto de fuentes.

Los enlaces desde el módulo 2 hasta el 4 y el módulo de inversión 1 son conocidos como cortes de Benders. Como se ha expuesto, estos garantizan la optimalidad global de la solución.

► Etapa 5. Cálculo de la prima verde

El costo marginal de expansión (CME) es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país.

$$CME_t = \frac{\text{Variación del costo total (Inversión + Operación)}}{\text{Variación de la demanda}}$$

$$CME_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TC_{t+i} - TC_{t+i-1}) / (tx_a^i)}{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TD_{t+i} - TD_{t+i-1}) / (tx)}, t = 1, \dots, T-1$$

Siendo:

TC_t : el costo total anual (inversión + operación), en dólares;

TD_t : la demanda total anual, en MWh;

t : el periodo de amortización, en años;

T : el horizonte del estudio, en años;

tx_a : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de TE, se propone utilizar el costo marginal de expansión como insumo.

Como hemos visto, los costos marginales de operación en el escenario de TE suelen ser considerablemente inferiores a los del escenario de base. Esto se debe principalmente a que la canasta de generación está compuesta en la mayoría de los países por fuentes con costo variable cero al final del horizonte de estudio en el escenario de TE.

Sin embargo, es notorio que las inversiones necesarias en el escenario de transición son superiores a las del escenario de base.

Por lo tanto, para estimar la prima requerida por los generadores en los sistemas en el escenario de transición, lo que se propone es considerar la diferencia entre los costos marginales de expansión de ambos casos:

$$\text{Prima verde} = CME_{TE} - CME_{BAU}$$

► Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

Una vez determinados los planes de expansión de la generación de los casos de BAU y TE, se cuantifican las inversiones en transmisión necesarias para transportar la energía en los sistemas eléctricos de cada país en todo el horizonte de estudio. Para eso, se toma como dato de entrada el crecimiento de la demanda y las adiciones de generación (sobre todo, las renovables, más alejadas de los centros de carga) y se cuantifica la cantidad de equipos de transmisión necesaria para atender a este creciente requerimiento, así como los costos de los equipos (líneas, transformadores, subestaciones y otros dispositivos de transmisión), que varían por nivel de voltaje. De esta manera, se determinan las inversiones en transmisión necesarias en cada caso y las diferencias (incrementos) requeridas en el escenario de TE con respecto al escenario de BAU.

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

Este apéndice presenta la metodología para definición de los supuestos, tanto del lado de la demanda como de la oferta, que serán adoptados en el estudio para los dos casos: continuidad (*business-as-usual* o BAU) y transición energética (TE).



Pronóstico de la demanda

El primer supuesto presentado se relaciona con la evolución de la demanda eléctrica de los sistemas a largo plazo. En este apartado se presenta la metodología para estimar la evolución de dicha variable, considerando los elementos de demanda actualmente presentes en el sistema. Más adelante en el documento, se indican de manera separada el pronóstico de otras variables que impactan la demanda final, como la generación distribuida y elementos de electrificación de la economía, entre otros.

► Modelos de proyección de la demanda energética

Uno de los mayores desafíos de esta tarea es la selección del método de pronóstico que se utilizará. Con la existencia de una amplia variedad de

opciones, es necesario comprender los enfoques y su relevancia en diferentes contextos. En este subapartado, se da una breve descripción de enfoques utilizados internacionalmente y se sugiere el método de proyección de demanda utilizado en el presente estudio.

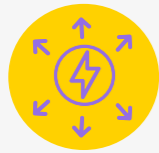
La literatura indica una variedad de métodos para proyectar la demanda de energía: (i) métodos estadísticos tradicionales (*top-down*), que incluyen modelos univariados, modelos econométricos y otros; (ii) métodos de inteligencia artificial, como redes neuronales, lógica difusa (*fuzzy*) y algoritmos de aprendizaje supervisados (*support vector machines*); (iii) métodos ascendentes (*bottom-up*) o de uso final; (iv) modelos de difusión tecnológica, y (v) modelos de elección discreta.

► Modelo de proyección seleccionado

Los modelos estadísticos tradicionales son métodos altamente difundidos en la literatura y que poseen gran disponibilidad de datos de las variables relevantes. Además, son modelos generales, con buena aplicación en muchos sistemas y han sido adoptados ampliamente, incluso por muchas entidades de planificación internacionales y por los propios agentes independientes en sus estudios de planificación. Por dichas razones, se eligió trabajar con este tipo de modelo para pronosticar la demanda de los sistemas analizados, en particular, el modelo econométrico de regresión.

El abordaje utilizado para elaborar la proyección de demanda de los sistemas eléctricos es el análisis econométrico, basado en la elasticidad histórica entre el consumo de electricidad y el PIB. Para proyectar la demanda a largo plazo, se consideran informaciones históricas (como el consumo de electricidad y el PIB), además de proyecciones oficiales de variables correlacionadas (como el PIB).

La elasticidad extraída del análisis econométrico se aplica a la previsión de crecimiento del PIB del FMI en el periodo 2023-2027 y una extensión dependiente del último valor del FMI y del PIB potencial estimado por el Banco Mundial para cada país.



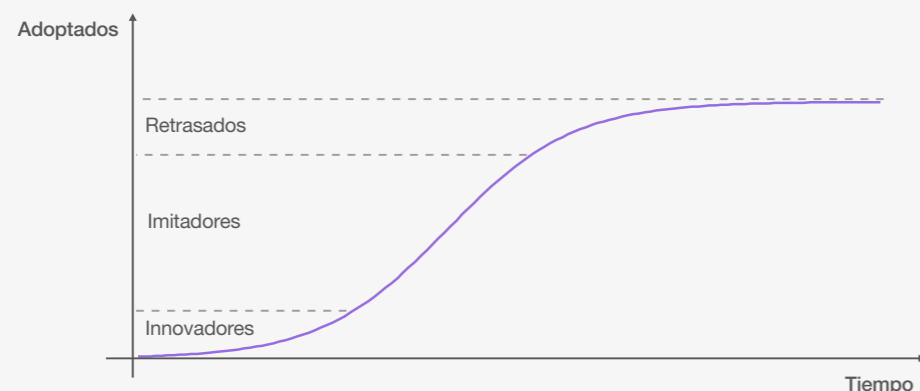
Generación distribuida

En la actualidad, se está produciendo un importante aumento en la inserción de la generación distribuida en los sistemas eléctricos. Por lo tanto, resulta fundamental estimar su evolución a lo largo del tiempo, para que esta variable se pueda incorporar en los ejercicios de planificación. Para llevar a cabo esta previsión, se utiliza con frecuencia el modelo de Bass (1969), el cual se enfoca en estimar la curva de adopción de innovaciones.

Dicho modelo considera que las tecnologías de generación distribuida son innovaciones discontinuas y se enmarca en la teoría de difusión de innovaciones (Rogers, 2003). Esta teoría establece que la difusión de una tecnología puede ser representada por una “curva S”, que se divide en tres fases: adoptantes iniciales (innovadores), adopción mayoritaria (imitadores) y adoptantes finales (retrasados). Este tipo de modelo es ampliamente utilizado para las innovaciones y, específicamente, para la generación distribuida, incluso por entidades oficiales de sectores eléctricos en sus estudios de planificación.

FIGURA A.8.1

Curva S de adopción



El modelo de Bass propuesto contempla un análisis *bottom-up* para la estimación del mercado potencial y un abordaje *top-down* para el modelado de la difusión. El principal factor incluido en la estimación de este mercado es el atractivo económico, el cual se ve impactado por el costo de inversión de la tecnología y de las tarifas eléctricas que pagan los consumidores.

El modelo consta de cuatro etapas: (i) evaluación de la demanda de electricidad en cada sector de la economía de acuerdo con los balances energéticos de cada país; (ii) estimación del mercado potencial final; (iii) determinación de la difusión del mercado; y (iv) calibración del modelo según datos históricos.

En la etapa de evaluación socioeconómica, se desea determinar quiénes tienen las condiciones técnicas y financieras para adquirir un producto, en este caso, los sistemas de generación distribuida. Como la instalación de estos sistemas requiere una inversión inicial alta, el mercado puede estar limitado a la cantidad de unidades con mayores ingresos. En la fase de estimación del mercado potencial, se calcula el número de hogares que podrían invertir en la tecnología según su atractivo económico, basado en el concepto de plazo de recuperación de la inversión (PRI). Este se considera como la metodología más adecuada para los consumidores residenciales en general (NREL, 2016; Sigrin y Drury, 2014). A partir de la definición de plazo de recuperación (*payback*), se puede determinar el mercado final como (Beck, 2009):

$$fmm = e^{-SPB \times TMP}$$

Siendo:

fmm : la fracción de mercado máxima;

TD_t : la demanda total anual, en MWh;

SPB : la sensibilidad al plazo de recuperación;

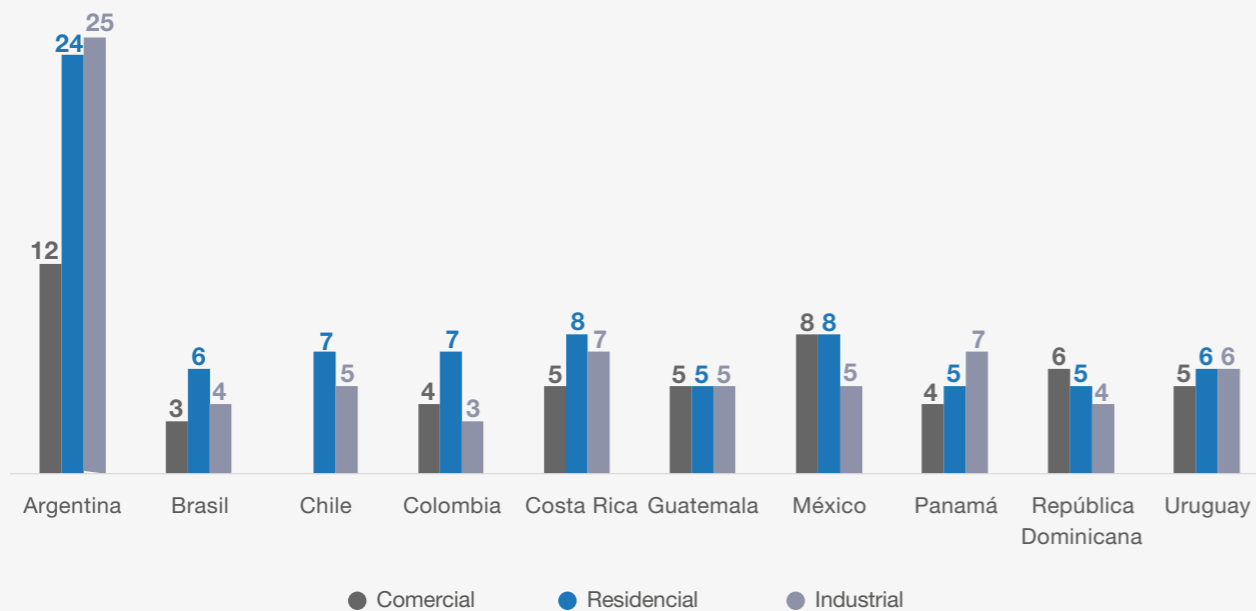
TMP : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

Los plazos de recuperación de los proyectos dependen de las condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas en cada país. En este estudio se utilizan los valores de PRI calculados por el PNUMA (2022). En este informe

se realizó un estudio sobre la inserción de la generación distribuida en varios países de América Latina y el Caribe, evaluando el plazo de recuperación de proyectos para cada sector de la economía, así como el estado actual de los marcos regulatorios y posibles avances que inciden en la evolución del sector de generación distribuida en los países. El gráfico A.8.1 presenta los valores de plazo de recuperación calculados por el PNUMA.

GRÁFICO A.8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

A largo plazo, se ha adoptado un plazo de recuperación de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO¹⁷ en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número

¹⁷ El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del plazo de recuperación de largo plazo se produce a partir del año en que la generación distribuida alcanza una participación del 5 % de la demanda potencial del país. Los plazos de retorno de Argentina, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

A partir del cálculo de la fracción de mercado máxima (fmm) y del mercado potencial inicial, se puede definir el mercado potencial final, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\text{mercado potencial final} = \text{fmm} \times \text{mercado potencial}$$

Finalmente, se determina la difusión del mercado utilizando el modelo de Bass, resultando en una curva S de adopción por parte de los consumidores. De acuerdo con algunas referencias (EPE, 2019; Islam, 2014; Guidolin y Mortarino, 2010), la función de distribución acumulada del potencial adoptante en el tiempo t se puede definir como:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

$F(t)$: la función de distribución acumulada;

p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

El parámetro p es el factor relacionado con la innovación y el factor q es el relacionado con la imitación. Para estimar estos factores, es posible usar valores de parámetros de la literatura o realizar su calibración de acuerdo con los datos históricos (del país o de una región con características similares).

De esa manera, se sugiere adoptar inicialmente el método de Bass debido a su facilidad de implementación, aunque tiene la desventaja de requerir la estimación de los parámetros de innovación, imitación y sensibilidad al plazo de recuperación. A medida que se avanza en la estimación de las tecnologías de generación distribuida, se recomienda realizar estudios especializados que reflejen el comportamiento de los consumidores de cada país de forma individual, para obtener una comprensión más precisa de cómo la tecnología se está adoptando en diferentes lugares.



Electromovilidad

Al igual que con la generación distribuida, se espera que la electromovilidad sea importante a largo plazo en los sectores eléctricos, especialmente en el contexto de la transición energética. Para predecir el despliegue de vehículos eléctricos, se ha utilizado una metodología que tiene como objetivo proyectar el porcentaje total del consumo eléctrico en el sector del transporte de cada país. La electromovilidad ha ganado protagonismo en todo el mundo como una alternativa a los vehículos de combustión interna, debido a su menor contaminación ambiental y acústica y a los costos de producción cada vez más bajos.

La electrificación vehicular también representa un desafío adicional para el sector eléctrico debido a la creciente demanda de energía necesaria para abastecer a los nuevos vehículos. Además, dadas las características de esta tecnología, se requieren inversiones para reforzar las redes de transmisión y distribución a fin de evitar posibles sobrecargas en el sistema.

La planificación de la adopción de la tecnología eléctrica se lleva a cabo mediante el método de difusión. La formulación explícita del modelo de difusión de Bass propuesta para la proyección a largo plazo del despliegue de los vehículos eléctricos se presenta a continuación.

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} \cdot e^{-(p+q)t}}$$

Siendo:

$F(t)$: la función de distribución acumulada;

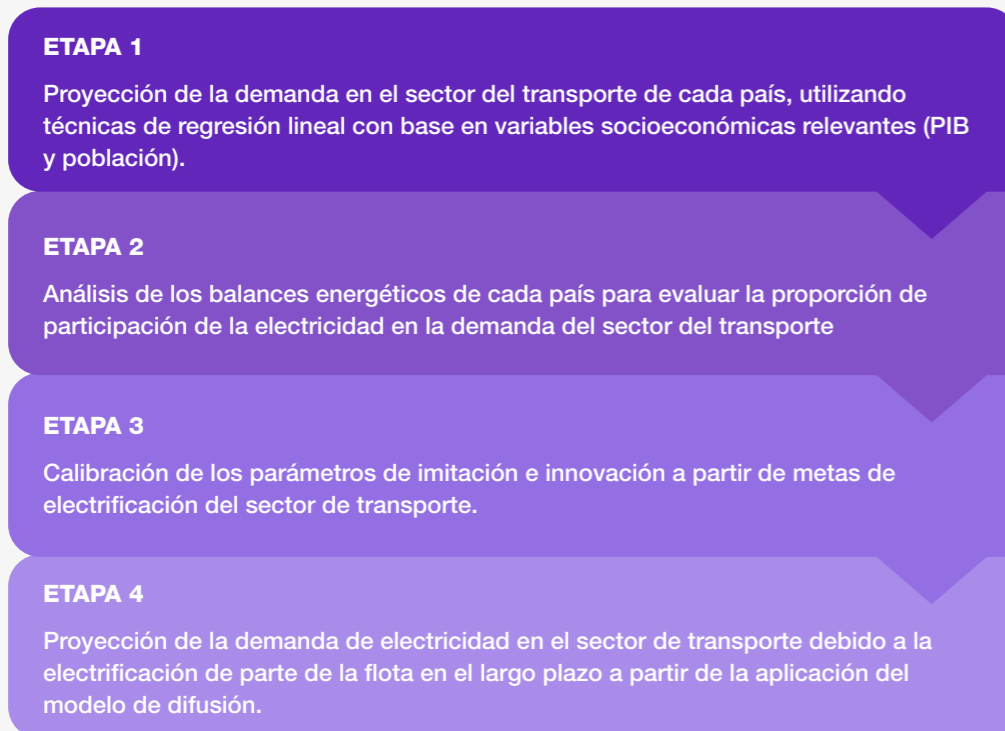
p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

La calibración de los parámetros de imitación e innovación se realiza según el análisis de los balances energéticos de cada país. El dato verificado es el porcentaje de consumo eléctrico en el sector del transporte de cada país. Además, la metodología propuesta comprende cuatro etapas, conforme se presenta en la figura A.8.2.

FIGURA A.8.2

Proceso para el cálculo de la demanda eléctrica en el sector del transporte de cada país



Varios gobiernos están adoptando planes e iniciativas con el objetivo de reducir el consumo de derivados del petróleo y aumentar el consumo de electricidad en el sector del transporte. Con el objetivo de apoyar estos esfuerzos, algunas instituciones han desarrollado estudios que buscan proyectar posibles rutas para el desarrollo de estas iniciativas.

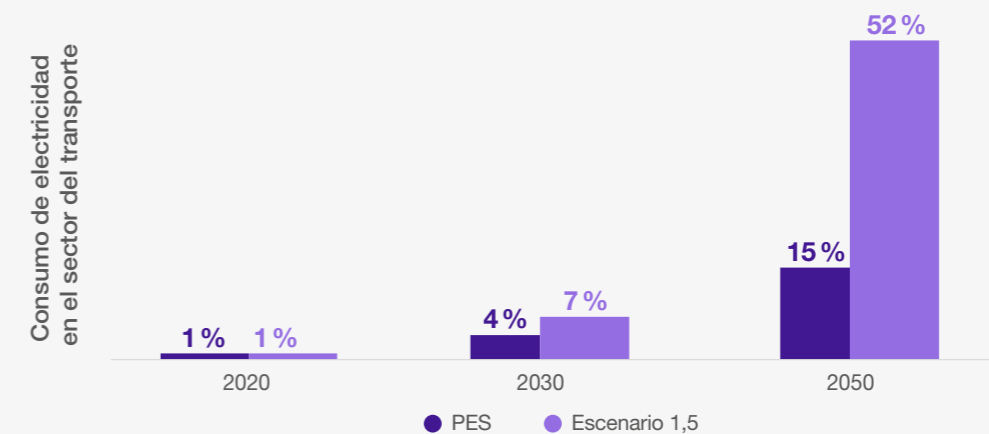
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector de transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- a) Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.
- b) Escenario 1,5°. Es un escenario de transición energética alineado con el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales. Prioriza tecnologías ya disponibles que pueden volverse competitivas y contribuir a la transición energética.

El gráfico A.8.2 muestra los objetivos de participación porcentual para el consumo de electricidad en el sector del transporte global presentados en el informe. Es importante resaltar que el estudio utilizado como referencia hace un análisis global de los sectores energéticos y presenta valores promedio de participación en estos análisis. Siendo así, algunas regiones tienden a tener una mayor participación que otras en el futuro.

GRÁFICO A.8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



De los 18 países considerados en el estudio, solo Chile se encuentra dentro de las metas presentadas anteriormente, con el 1 % de consumo de electricidad en el sector del transporte al cierre de 2021 (fecha del último balance energético publicado). Algunos países tienen un consumo eléctrico en sus matrices de

transporte que aún no es relevante, representando entre el 0,1 % y menos del 1 %. Seis países se encuentran en esta categoría, como Brasil y México, cada uno con aproximadamente un 0,2 % del consumo de electricidad en sus sectores de transporte.

Para los otros 10 países, el consumo de electricidad en las matrices de transporte es inferior al 0,1 % o incluso nulo, como es el caso de Costa Rica, El Salvador, Jamaica, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela. Es importante resaltar que estos análisis consideran los valores presentados para el último balance energético anual de cada país mencionado.

Dadas las restricciones de infraestructura en la mayoría de los países de la región y tomando como referencia análisis macroeconómicos, como el PIB per cápita y los valores del índice de desarrollo humano (IDH), se ha decidido emplear el escenario PES del informe de IRENA como base para proyectar la electromovilidad en el escenario de transición energética de este estudio.

Además, debido al estado incipiente de la incorporación de la electricidad en los sectores de transporte de los países, se han adoptado supuestos de retraso en el logro de las metas presentadas en el informe de IRENA. La figura A.8.3 presenta los supuestos retrasos en relación con las metas establecidas por esa agencia.

FIGURA A.8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA

Cumple las metas	{ Chile
5 años de retraso	{ Argentina, Barbados, Brasil, Colombia, México, Panamá y Uruguay
10 años de retraso	{ Bolivia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Jamaica, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela



Hidrógeno verde

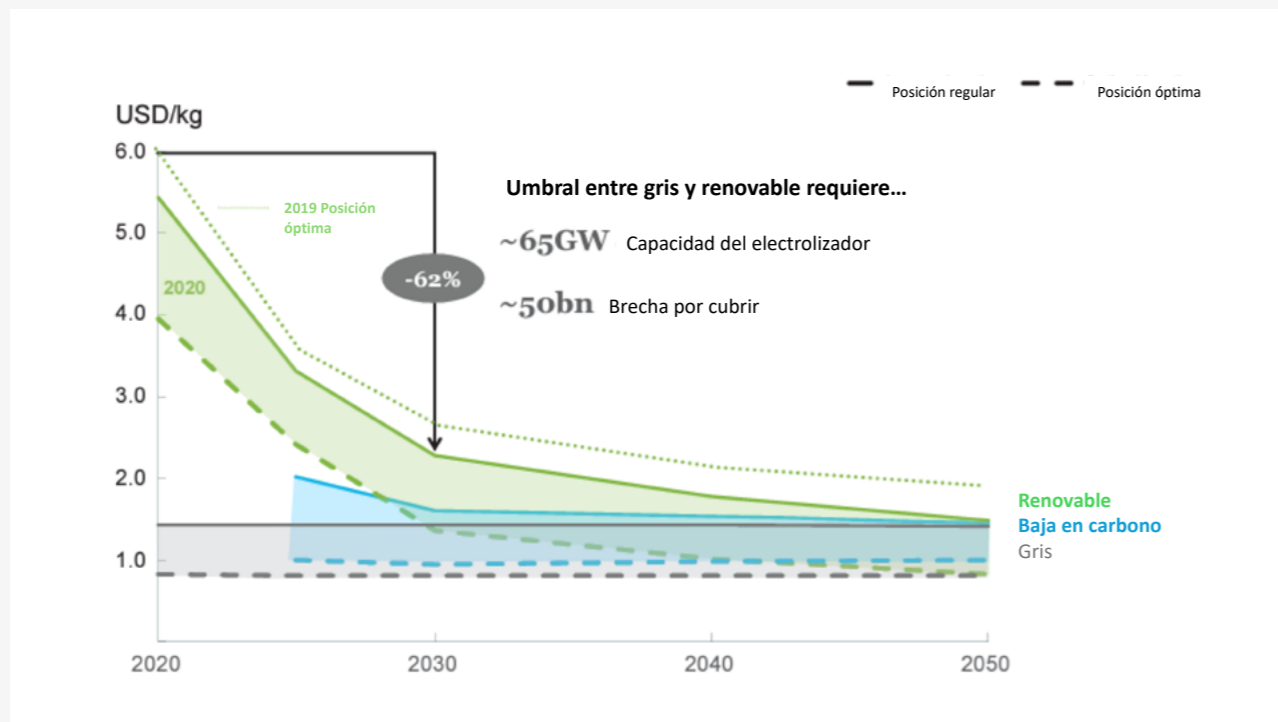
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados de difícil desmantelamiento (*hard-to-abate*), como es el caso del transporte de larga distancia, la siderurgia y la industria química.

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H2V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg (Hydrogen Council, 2021)¹⁸. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H2V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

¹⁸ El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

GRÁFICO A.8.3

Costo de producción del hidrógeno verde, azul (a partir de gas natural con captura de carbono) y gris



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

Para el cálculo del costo del hidrógeno verde, se deben considerar las siguientes variables: precio de la electricidad, costo del electrolizador (OPEX y CAPEX) y costo del agua. Además, se deben tomar en cuenta las variaciones en el CAPEX del electrolizador, su vida útil y su eficiencia entre 2020 y 2050.

Utilizando estos parámetros, se realizan proyecciones para la inserción del hidrógeno en las economías de los países analizados, sea por razones puramente económicas o a través de políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte de las empresas privadas. Para elaborar dicha

proyección, se propone considerar las características individuales de cada país (por ejemplo, la demanda industrial), además de las políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte del gobierno o de empresas privadas. Las estimaciones se pueden basar, por ejemplo, en estudios existentes específicos sobre el tema en cada país. Para el potencial de exportación, se considera que el hidrógeno se produce sin conexión a la red (modalidad *off-grid*) para reducir costos y cumplir con los criterios ambientales más estrictos; por lo tanto, no se considera en los ejercicios de expansión de los sistemas.

La inserción de H₂ puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

- a) Minería. Usado como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- b) Refinería. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde.
- c) Siderurgia: Comparando el costo de producir hierro usando hidrógeno verde y el costo del proceso tradicional de alto horno de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con gas natural.
- d) Fertilizantes. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde para la producción de fertilizantes.
- e) Transporte de carga. Existe la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible para proveer mayor autonomía y reducir el tiempo de repostaje.
- f) Red de gas. Inserción del hidrógeno verde en las redes de gasoductos existentes, formando parte de una mezcla con el gas natural.



Eficiencia energética

Para proyectar las mejoras en eficiencia, se emplea como fuente las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil en su “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032” (PDE 2032) (EPE, 2021). En estas proyecciones, la EPE utiliza una metodología *bottom-up* para estimar las mejoras en eficiencia en cada sector de la economía. Al estimar estas mejoras y calcular la demanda potencial, es posible obtener una estimación de la demanda total del país al descontar el impacto de dichas mejoras en eficiencia.

FIGURA A.8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

Cálculo de la demanda potencial mediante regresiones lineales entre el PIB y la demanda histórica

ETAPA 2

Proyección *bottom-up* de ganancias de eficiencia en cada sector de la economía. Con ello se obtienen ganancias de eficiencia en cada año de la proyección

ETAPA 3

Las ganancias de eficiencia de la demanda potencial se descuentan para obtener la demanda final

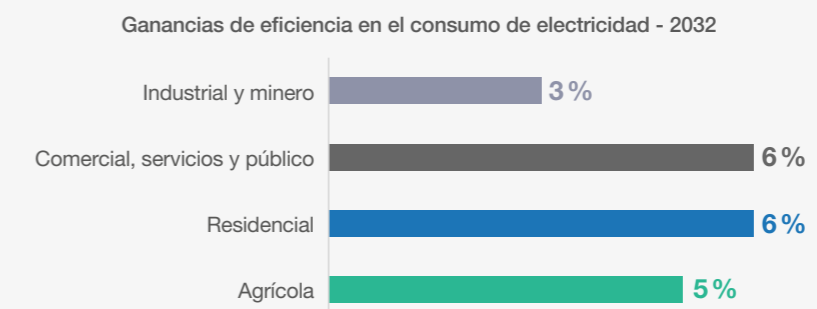
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances energéticos. Para los grandes consumidores industriales se realiza una evaluación de la eficiencia energética de cada rama industrial, basada tanto en la penetración tecnológica de las plantas industriales como en las ganancias de rendimiento esperadas existentes en los balances energéticos de cada segmento de la industria.

Por fin, para la clase de consumo residencial se utiliza el modelo de proyección energética del sector residencial (MSR) de la EPE, donde se realiza un análisis desagregado de los principales equipamientos residenciales hasta llegar a un valor de eficiencia para la propia clase. El MSR es un modelo técnico-paramétrico basado en el enfoque *bottom-up*, en el que se utilizan datos e información desagregada de equipamiento residencial para obtener proyecciones de consumo de energía para la clase residencial.

El gráfico A.8.4 presenta las perspectivas de ganancias de eficiencia en cada sector, según la metodología adoptada por la EPE, en el año 2032 (último considerado en el análisis).

GRÁFICO A.8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

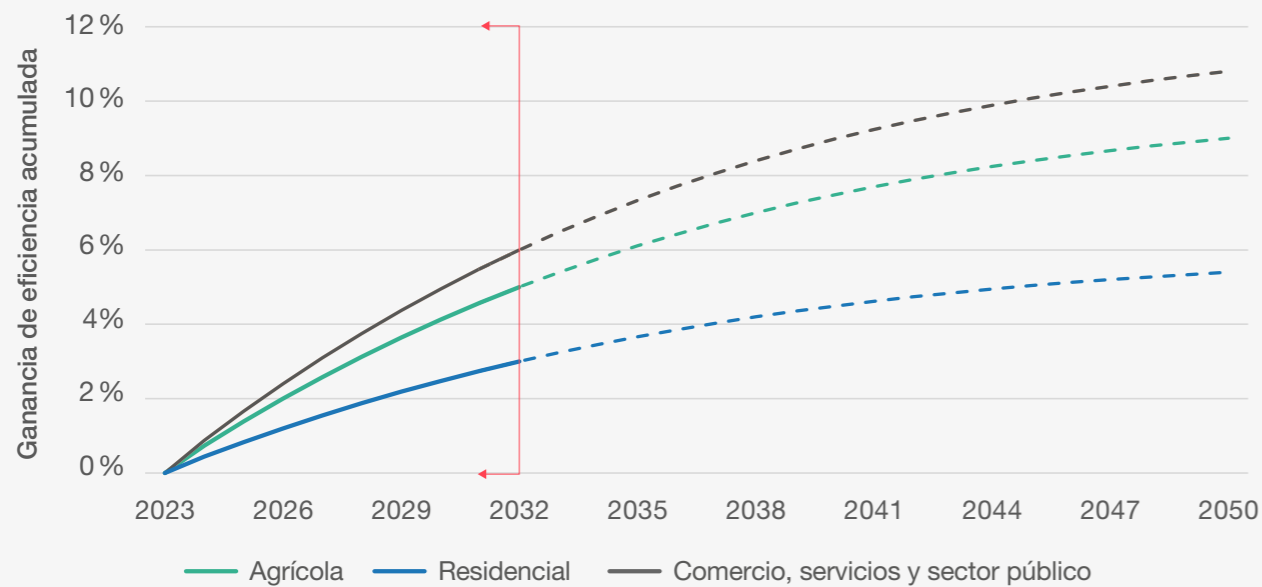


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

Para los 10 primeros años del estudio (2023-2032) se utilizó la curva de adopción de la EPE, desagregada por sector. Para los años siguientes, hasta el fin del horizonte (2050), se extendieron las curvas con base en una regresión polinomial de orden 3, que presentó el mejor ajuste a la curva inicial.

GRÁFICO A.8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



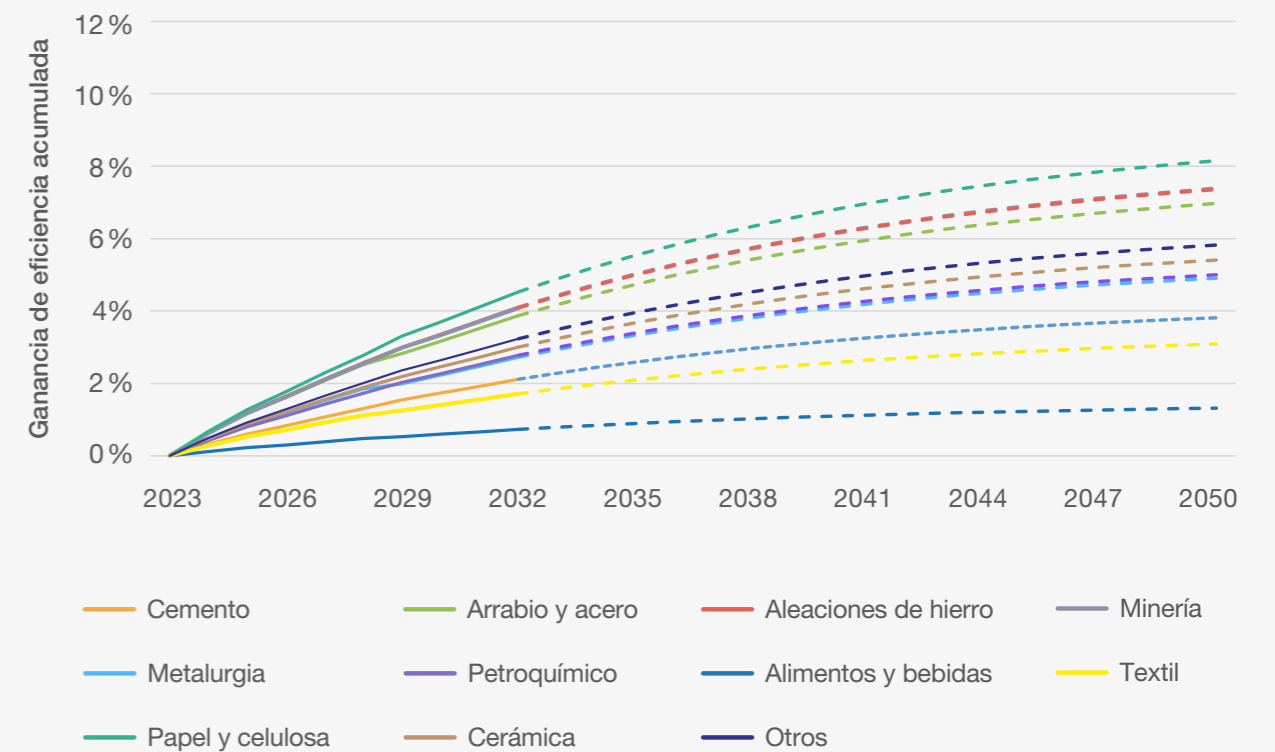
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

En el ámbito del sector industrial, se llevó a cabo una meticulosa desagregación de las ganancias de eficiencia con el propósito de capturar las particularidades de cada subsector (gráfico A.8.6). De manera similar a los datos presentados en el gráfico A.8.5, las proyecciones de estas ganancias de eficiencia se fundamentan en los datos correspondientes al PDE 2032.

Los países que cuentan con información desagregada por subsector son Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Jamaica, México y Perú. Para los países que no cuentan con información desagregada se aplicó la curva de ganancia de eficiencia para el sector industrial que se muestra en gráfico A.8.5.

GRÁFICO A.8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).



Pronóstico de precios de los combustibles

Uno de los insumos relevantes con respecto a la formación de precios de energía en el modelo de despacho son los precios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas. Hay muchos países integrantes de CAF cuyo parque generador de energía eléctrica es altamente dependiente de los combustibles fósiles, como el carbón, el GN o los derivados del petróleo (por ejemplo, el combustóleo o fueloil y el diésel).

La proyección de precios de dichos combustibles típicamente incluye una estimación de los costos de compra del producto por parte de los generadores y de los cargos adicionales relacionados con el transporte, la distribución y comercialización de los productos. La componente de costo de esos productos es, en muchos casos, altamente dependiente de los precios practicados en los mercados internacionales, ya sea porque el combustible es de hecho importado, sea porque el mercado internacional es percibido como un costo de oportunidad para las transacciones domésticas.

Por esa razón, un abordaje comúnmente utilizado es indexar los precios corrientes (en términos reales) a pronósticos de precios internacionales de combustibles elaborados por fuentes renombradas, como el Banco Mundial, la Energy Information Administration (EIA) y el Fondo Monetario Internacional (FMI). Evidentemente, hay países que poseen dinámicas y reglas de precio propias (por ejemplo, precios regulados), lo que se incorpora en el modelado de manera individual siempre que corresponda.

Adicionalmente, en el caso de las componentes adicionales que conforman los costos finales de los combustibles en los países, relativos a su transporte, comercialización y distribución, se calculan considerando que su evolución está dictada básicamente por actualizaciones inflacionarias o cambiarias, de forma que estos componentes se consideran constantes en términos reales hasta el fin del horizonte de estudio (2050).



Supuestos de oferta

Este apartado presenta los supuestos de oferta considerados en los casos de largo plazo. Un supuesto clave para optimizar la expansión de los sistemas es la caracterización y construcción de los proyectos candidatos, que pueden seleccionarse para componer la expansión de los sistemas siguiendo criterios de mérito económico. Para eso, es importante definir las características y estructura de costos de cada tecnología candidata a la expansión, tales como los CAPEX, OPEX, los costos fijos y la vida útil, que son cruciales para determinar la competitividad de cada proyecto y tecnología.

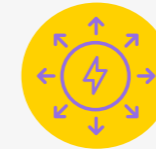
Uno de los insumos más importantes para la creación de los proyectos candidatos es el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) según la tecnología. Para ello, es necesario estimar los costos de inversión, las características técnicas de los proyectos y la participación en el despacho del sistema. Para los costos de inversión y mantenimiento, lo ideal es tener una referencia (*benchmark*) de los precios en las regiones o utilizar referencias internacionales.

Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas variables hasta el año 2050 (por ejemplo, para fuentes con mayor despliegue, como la eólica, la solar y la batería, se esperan reducciones en sus costos de inversión como resultado de los avances tecnológicos y del mayor desarrollo de estas industrias).

En el caso de proyectos termoeléctricos, específicamente, la recomendación es utilizar datos de plantas térmicas típicas; por ejemplo, centrales a diésel, combustóleo, GN de ciclo abierto o combinado, carbón, biomasa y geotérmicas. Las características técnicas básicas para representar estos proyectos típicos incluyen eficiencia y costos de O&M fijos y variables, entre otros. Otro punto de gran importancia para la modelación de proyectos termoeléctricos son los precios de los combustibles (discutidos en el subapartado anterior). Al igual que se hace para los costos, se pueden utilizar referencias internacionales si no hay datos específicos de la dinámica regional.

Para las renovables, es importante mapear el potencial de cada tecnología para estimar las cantidades máximas, además de identificar los mejores sitios para el desarrollo de nuevos proyectos, respetando las restricciones ambientales y sociales. Para la estimación de la generación es importante crear escenarios estocásticos compatibles con los recursos naturales locales. Esto se realiza utilizando el modelo desarrollado por PSR, conocido como Time Series Lab (TSL)

Evidentemente, hay tecnologías que no deben ser consideradas como proyectos candidatos a la expansión en todos los países objeto del estudio. Esto se debe a que, en muchos casos, por motivos de disponibilidad de recursos o políticas energéticas locales, por ejemplo, no es razonable considerar que proyectos de determinadas tecnologías sean construidos en ciertas localidades. Dichas restricciones también deben ser tomadas en cuenta en la definición de los supuestos de oferta, incluso incorporando potenciales diferencias en el portafolio de tecnologías candidatas entre los casos simulados (BAU y TE).



Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

Este apartado presenta la metodología y supuestos utilizados para determinar las inversiones en transmisión de energía eléctrica de los países, junto con los supuestos considerados tanto para el caso de BAU como para el caso de TE. El proceso está compuesto de tres etapas principales: (i) selección de las infraestructuras de transmisión que podrán componer las expansiones de cada país; (ii) determinación de los costos de cada infraestructura (línea, subestaciones y equipos asociados); y (iii) cálculo de las inversiones requeridas.

► Infraestructuras de transmisión

Las inversiones en transmisión resultan de los incrementos de demanda, de las nuevas adiciones de capacidad de generación en los sistemas eléctricos y de la consecuente necesidad de evacuar esta cantidad incremental de energía. Tales inversiones varían por país, de acuerdo con lo que se pronostique sobre la evolución de sus sistemas y de sus características físicas, topográficas, así como de los tipos de activos de transmisión disponibles en cada uno de ellos.

En este ámbito, primero se mapearon las características de los sistemas de transmisión del país y los tipos de activos que podrían componer la expansión de cada uno de ellos.

Las características más presentes en el sistema eléctrico del país fueron utilizadas como guía para la determinación de los niveles de tensión más comunes de dicho sistema y fueron contrastadas, siempre que fue posible, con los datos relativos a proyectos candidatos, de acuerdo con informaciones locales, como, por ejemplo, sus planes de expansión de transmisión.

► Coste de la infraestructura de transmisión

El coste de los candidatos a la expansión de la transmisión de cada país es un desafío dado que hay una gran pluralidad con respecto a las informaciones disponibles en cada uno de ellos. Para realizar esta tarea, se buscó una referencia que tuviera parámetros suficientemente variados y especificados, de manera que posibilitara la elaboración de una composición de costos estándares para diferentes tipos de infraestructura (líneas, subestaciones y equipos asociados, para diferentes niveles de tensión).

Para realizar esta tarea, la principal fuente de datos utilizada en la estimación de los costos de inversión en líneas de transmisión fue el simulador proporcionado por el regulador brasileño, Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL, s. f.), que constituye una rica base de datos en la cual se definen parámetros, tales como la clase de tensión, la configuración de la cadena de aisladores y el cable conductor, entre otros. De esta forma, se buscó identificar los equipos necesarios para la construcción de infraestructuras completas por nivel de tensión. El cuadro A.8.1 ejemplifica los parámetros estándares que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

CUADRO A.8.1

Definición de los parámetros para estimativa de los costos de las líneas de transmisión en MUSD)

Presupuesto de líneas de transmisión
Nombre de la línea de transmisión: LT500
Extensión de la línea (km): 50
Estado(s): Mato Grosso Do Sul, Mato Grosso, Goiás, Distrito Federal, Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba
Fecha de referencia de la cotización: Junio de 2023
Tipo de corriente: Corriente alterna
Clase de tensión: 500 kV
Configuración cadena de aisladores: Aisladores (III)
Tipo de circuito: Circuito simple
Tipo de estructura: Acero autosoportado convencional
Tipo de fundación: Concreto
Tipo de obra: Instalación
Cable conductor: CAA 1113 565 49 BLUEJAY 45 X 7 (N=3)
Cable pararrayos: Acero 7.94, acero 5/16 (N=2)

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2¹⁹.

¹⁹ Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no fueron encontradas referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.

CUADRO A.8.2

Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión

Costo de las LT	USD/km
<69kV	70.000
69kV	99.600
115kV	198.500
230kV	240.000
500kV	380.000

Es importante destacar que la parte de los costos de infraestructura de transmisión está asociada a la construcción de las líneas, los materiales utilizados, el aislamiento de las líneas y las estructuras necesarias, entre otros. Sin embargo, hay que contar todavía con la parte de las subestaciones, en la que están incluidos los transformadores de potencia, interruptores, estructuras necesarias para la instalación y rectificadores. Con base en los datos analizados, se considera un incremento del 40 % al costo de las líneas de transmisión (mostrados en el cuadro) por concepto de subestaciones y equipos asociados.

► **Cálculo de las inversiones en transmisión**

Como se ha mencionado anteriormente, hay una relación íntima entre los resultados del estudio de expansión de la generación y las necesidades de inversión en transmisión, una vez que las redes son añadidas, para evacuar la energía de los generadores y abastecer a las crecientes cargas. Tales necesidades dependen de la demanda y la generación eléctrica pronosticada para el futuro, que a su vez varía según las metas de generación renovable del escenario de BAU y de TE de cada país. Para cada uno de los casos, se identificaron las ampliaciones en infraestructura de transmisión necesarias con base en los incrementos de demanda y generación y las necesidades de evacuación de electricidad.

Una vez definidas las necesidades de transmisión en cada país, relacionadas con los incrementos en demanda y generación, las infraestructuras candidatas a la expansión de transmisión de los países fueron escogidas de acuerdo con la realidad de cada uno de ellos (subapartado “Infraestructuras de transmisión” de este apéndice). Adicionalmente, para los costos asociados con cada tipo de infraestructura por nivel de tensión (expuestos en el subapartado anterior), se calculan las inversiones en transmisión en cada país (*IT*), que pueden ser cuantificadas de acuerdo con la formulación siguiente:

$$IT = \sum_{i=2050}^{2050} \sum_k (L_{k,i} * C_k) + CS_i$$

Siendo:

L_{k,i}: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

C_k: el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión *k* [USD/km];

CS_i: el costo unitario de instalación de subestaciones (y equipos asociados) en el año *i* [USD].

Una vez que se estima el costo total para las líneas de transmisión y se relaciona con la proporción de inversión mencionada en el subapartado anterior entre líneas de transmisión y subestaciones, se considera también el costo para la instalación de subestaciones y los equipos asociados para cada año, resultando en la inversión total en transmisión para el horizonte de estudio.



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

Una vez que se han determinado los escenarios de expansión y seleccionado el portafolio de proyectos, se estiman de forma detallada, a escala regional y por país, los requerimientos de inversión para el desarrollo de los proyectos de interés. Además, se calculan indicadores de la relación beneficio/costo de los proyectos. Esta variable será estimada tanto de forma económica como con base en indicadores socioambientales que permitan una priorización indicativa del desarrollo e implementación de los proyectos en los sistemas eléctricos de los países, para el cumplimiento de sus objetivos de reducción de GEI.

No obstante, en el caso particular del sector de la distribución de energía eléctrica, el estudio de proyectos individuales es inviable por las características de estos sistemas en términos de granularidad y estado actual de la red, así como por la topología existente para cada distribuidora con zona de concesión en cada país. Como consecuencia, se ha adoptado un enfoque centrado en las características generales de las redes (capacidad instalada, kilómetros de red en media y baja tensión, cantidad de usuarios) para estimar las inversiones totales requeridas por los países. Así, se presentan una metodología de cálculo, resultados y análisis por país, y finalmente los requerimientos totales.

Para obtener las necesidades de inversión, las estimativas de costos se han focalizado en el impacto de la transición energética en los sistemas de distribución de energía eléctrica de cada país. En particular, el análisis

se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que son cuantificables. Se ha analizado:

- ▶ En primer lugar, la inserción de infraestructura de medición inteligente y la actualización de la red debido a la instalación de generación distribuida.
- ▶ En segundo lugar, el desarrollo de la electromovilidad y la necesaria instalación de una red de carga pública.
- ▶ En tercer lugar, la necesidad de modernizar y reforzar las redes de distribución (flexibilización) por el aumento de la demanda de electromovilidad.

Como podrá observarse, no se ha considerado el tiempo de ejecución de las obras que explican las inversiones. En consecuencia, los montos anuales corresponden al año en el cual las obras deberían estar en servicio.

▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

La inserción de la generación distribuida (GD) en las redes eléctricas implica una serie de modificaciones en ellas, según el nivel de penetración o de las indicaciones de la distribuidora que actúe en la zona de concesión. Algunos de los sistemas que se deben agregar o modificar, aguas arriba del medidor, en una red de distribución debido a la GD, son:

- ▶ Medidores inteligentes, que permitan la medición bidireccional de la potencia activa y reactiva.
- ▶ Protecciones eléctricas, dado que se agrega generación con posible inyección en puntos de la red donde sólo existía consumo.
- ▶ Comunicación, para transmitir los datos de los medidores hacia los centros de medición y control y, eventualmente, poder controlar la GD desde estos.

- ▶ Automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas.

La idea detrás de la incorporación y actualización de los mencionados elementos es que la red pueda aprovechar los beneficios de contar con GD, con lo cual, para ello debe, entre otros puntos:

- ▶ Optimizar la velocidad en las detecciones de fallas de la red para reducir la duración de los cortes de servicio (índice SAIDI, por sus siglas en inglés) y el tiempo en el que los prosumidores permanecen desconectados.
- ▶ Mejorar la capacidad de regulación de la tensión en las líneas de media tensión, combinando las funciones de los cambiadores de tomas de los transformadores en las estaciones transformadoras con las capacidades de regulación de la GD.
- ▶ Desconectar, en caso de falla, la GD de la red, para evitar daños a personas e instalaciones.

Como puede observarse, las modificaciones dependen fuertemente del estado actual de la red en cuestión, del nivel de penetración de la GD actual y previsto, y de la ubicación de esta.

La diversidad del estado actual y de las proyecciones entre países, incluso considerando las distintas distribuidoras que actúan dentro de cada país, colocaría fuera de escala un análisis por empresa dentro de este subapartado. Por consiguiente, se ha efectuado un modelado de costos que permite obtener, en primer lugar, una estimación del direccionamiento de posibles inversiones que habiliten la inserción de GD (esto es, medidores inteligentes) y, en segundo lugar, de las inversiones en caso de que, además de medidores inteligentes, se desee desarrollar una infraestructura avanzada de medición típica (AMI, según sus siglas en inglés).

Por AMI se entiende el uso de tecnologías de la información y la comunicación (TIC) asociado a una periódica y sistemática medición, lectura, monitoreo y gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios. Los componentes básicos de un sistema AMI son los siguientes (véase la figura A.8.4):

- ▶ Medidores inteligentes.
- ▶ Concentradores de información.
- ▶ Sistema de comunicaciones entre el concentrador o colector y la base de datos, y entre los medidores y la base de datos.
- ▶ Sistema de gestión de datos de medición.

FIGURA A.8.5

Esquema típico de AMI



Teniendo en cuenta lo anterior, la estimación de costos se ha realizado en dos etapas.

Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

- ▶ Se considera un medidor inteligente monofásico por cada usuario-generador residencial y un medidor inteligente trifásico por cada usuario-generador industrial. A ello se suma, un medidor monofásico y uno trifásico cada dos usuarios-generadores comerciales.
- Por otro lado, en aquellos casos en los que la penetración de medidores inteligentes se encuentre actualmente en un nivel avanzado, los nuevos medidores corresponderán únicamente a:

- usuarios comerciales e industriales que instalen GD;
- usuarios residenciales que instalen GD, una vez que la cantidad supere el número de medidores inteligentes relevados.

Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

- ▶ Se consideran inversiones en colectores de datos de mediciones, en proporción de 1 colector por cada 50 medidores (GTD, 2016).
- ▶ Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- ▶ No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- ▶ Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA²⁰. Para ello, sería necesario acceder a información sobre el estado actual de estos sistemas en cada distribuidora, sus características técnicas y la posibilidad de ampliación.

²⁰ SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*Supervisory Control And Data Acquisition*).

Adicionalmente, es preciso aclarar que, por su característica de dependencia de la topología y el estado y ubicación actual de los equipos en cada red de distribución:

- ▶ No fue posible estimar inversiones en automatización y control en la red de distribución y en las estaciones transformadoras involucradas (particularmente, instalación de interruptores y reconectores telecomandados).
- ▶ No fue posible estimar inversiones en nuevas protecciones eléctricas por restricciones operativas derivadas de instalaciones del tipo con flujo bidireccional.

Los costos del equipamiento para una instalación urbana, que se presentan en el cuadro A.8.3, fueron extraídos del EMIIT.

CUADRO A.8.3

Costos considerados para la inserción de GD

Documento	Tecnología	Medidor monofásico [USD/unidad]	Medidor trifásico [USD/unidad]	Colector [USD/unidad]	Software [USD/unidad]	Enlace comunicación [USD/colector]
EMIIT	PLC AF	61,8	179,7	983,2	13,1	0,003

Nota: La tecnología PLC AF consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de despacho.

Fuente: GTD (2016).

Para calcular la cantidad de prosumidores o usuarios-generadores residenciales, comerciales e industriales, se utilizaron las proyecciones anuales de GD instalada por país, efectuadas para cada sector. Realizando el cociente entre dichas proyecciones y una capacidad instalada promedio de una instalación de

GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para Argentina se muestran en el cuadro A.8.4.

CUADRO A.8.4

Capacidades instaladas promedio en GD

GD industrial [kW]	GD comercial [kW]	GD residencial [kW]
32,5	32,5	3,9

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA (2022d).

Finalmente, la cantidad de usuarios estimada es multiplicada por el costo del medidor, asumido como constante a lo largo del periodo de análisis. En el cuadro A.8.5 se muestran las estimaciones del número de usuarios en Argentina, por sector, para los años 2030, 2040 y 2050.

CUADRO A.8.5

Cantidad de usuarios tipo con GD por año

Año	# Industriales	# Comerciales	# Residenciales
2030	646	9.841	5.397
2040	15.735	67.629	134.184
2050	77.390	86.788	659.992

▶ Metodología para estimar una red de cargadores públicos

Para la estimación de los costos que demandará el desarrollo de una red de recarga pública en cada país, se tienen los siguientes puntos de partida.

▶ Las características (capacidad instalada, pérdidas y factor de utilización) de cada tipo de estación de recarga modelo considerada. Al respecto, nótese que:

- las capacidades se encuentran dentro de los límites previstos tanto por la IEA (2022) como por el Alternative Fuels Data Center (AFDC) de Estados Unidos (U.S Department of Energy, s. f.);
- las pérdidas y el factor de utilización fueron tomados de trabajos previos realizados por MRC;
- se ha asumido que esas dos variables decrecerán un 2 % por año (Austin, 2023).

Cabe aclarar que es necesario modelar las estaciones de recarga privadas (residenciales) para poder obtener la energía que se debe abastecer con las estaciones públicas.

CUADRO A.8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

Tipo de estación	Potencia (kW)	Pérdidas	Factor de utilización	Costo por unidad (USD)
Residencial	7	5%	40%	2000
Pública CA	22	5%	40%	5600
Pública CC	60	5%	65%	20500

▶ La potencia media demandada por el país debido a la electromovilidad por año. Estos valores fueron tomados del pronóstico de adopción de vehículos eléctricos, presentado en el subapartado “Electromovilidad”.

▶ El porcentaje de la energía total consumida por electromovilidad, que será abastecido por cada tipo de estación de recarga.

CUADRO A.8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

Año	Residencial	Pública CA	Pública CC
2023	95 %	5 %	0 %
2050	50 %	25 %	25 %

Debido al estado incipiente en el que se encuentran los países miembros de CAF en términos de desarrollos de infraestructura pública en este ámbito, se asumió que en 2023 las estaciones de recarga residenciales abastecían el 95 % del total de la energía consumida por los vehículos eléctricos. El 5 % restante era abastecido por las estaciones de corriente alterna (AC), dado que la tecnología de corriente continua (CC) no se encuentra, en términos generales, desplegada en la región.

Para el año 2050, el avance en infraestructura pública hará que el 50 % de la energía sea abastecida por estos medios.

Para los años intermedios, se ha asumido una proyección lineal desde 2023 hasta 2050.

- ▶ Una curva de carga típica por estación, tomada a partir de la experiencia internacional. En este punto, cabe aclarar que los horarios de recarga son sensibles a las tarifas existentes y al comportamiento de los individuos, con lo cual existen divergencias entre los países que no fueron considerados en este análisis a fin de homogeneizarlo.

GRÁFICO A.8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

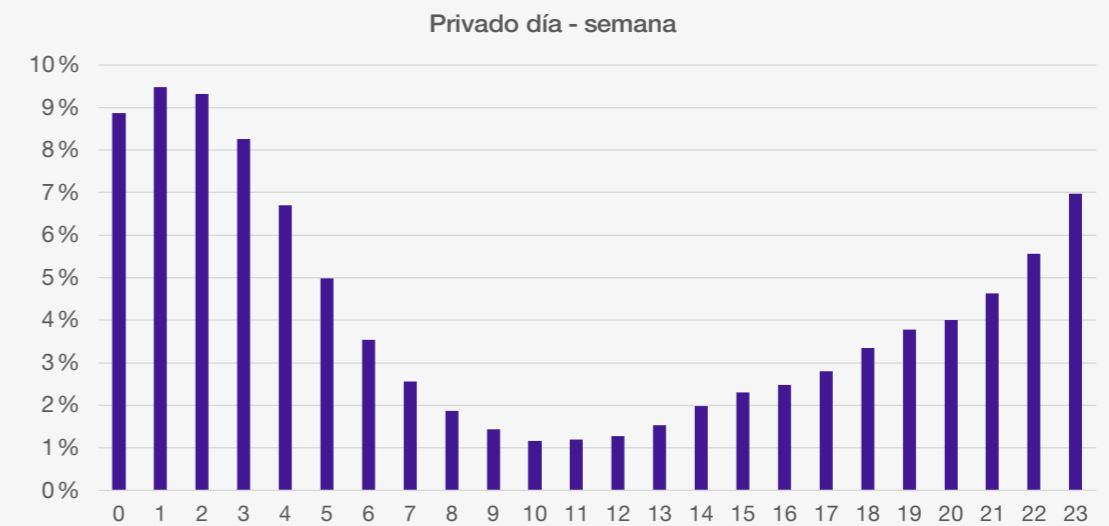
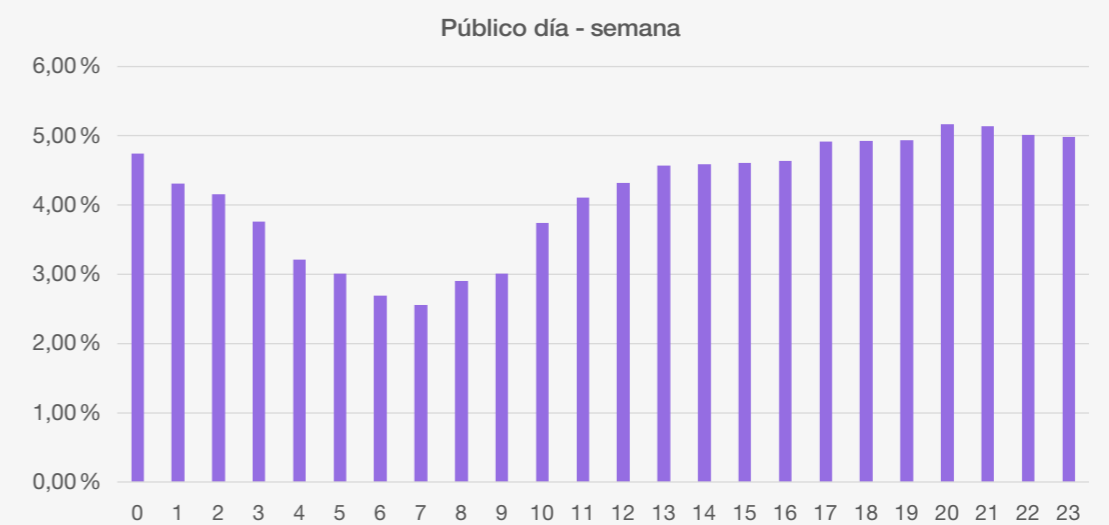


GRÁFICO A.8.8

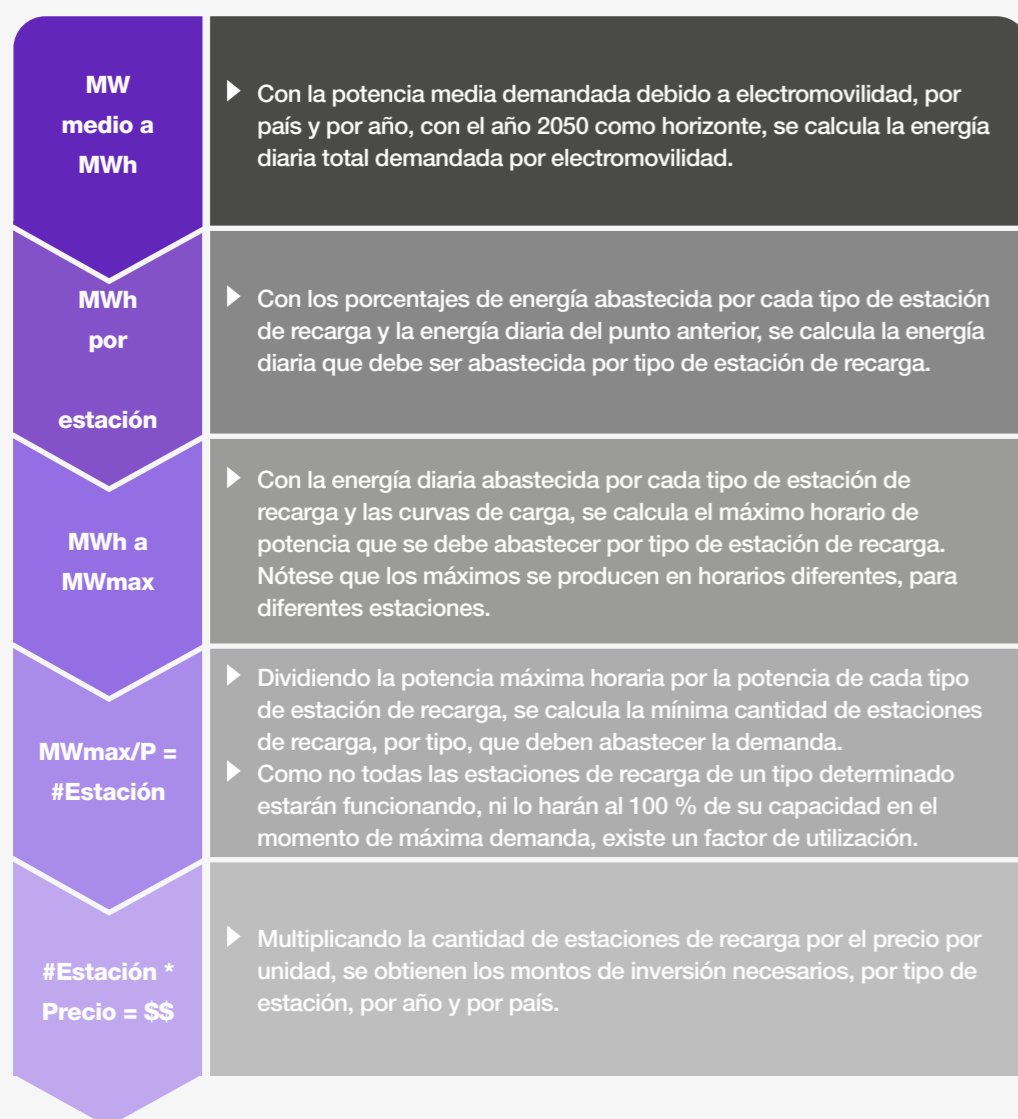
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.5, permiten estimar un monto de inversiones en estaciones de recarga pública, que deberán afrontarse como costos dentro de los sistemas de distribución.

FIGURA A.8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



▶ **Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución**

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

La referencia adoptada para el indicador USD/kW es el promedio del valor nuevo de reemplazo (VNR) por kW instalado, indicado para distintas distribuidoras de Chile en la Resolución Exenta N.º 40 de la CNE, publicada en 2020, que fija áreas típicas para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución para el periodo 2020-2024. Se ha elegido esta fuente porque el sistema regulatorio chileno muestra una importante madurez en la definición de topologías eficientes de red y precios unitarios de inversión considerablemente transparentes y reflectivos de los precios internacionales.

El VNR representa una forma de valorización de los activos actuales de una empresa de distribución (maquinaria, infraestructura, equipos, etc.) y corresponde al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos utilizados para el servicio de distribución (Verbanaz, 2019). De esta manera, al utilizarlo, se apunta a considerar una topología real eficientizada de empresa distribuidora, teniendo en cuenta las tecnologías actuales que utiliza cada compañía en su área de concesión, sin cambios tecnológicos.

En tal sentido, el costo unitario de abastecer nueva demanda con las tecnologías actuales, en este caso debido a la electromovilidad, puede ser interpretado como el costo medio de la infraestructura actual de la distribuidora necesaria para abastecer una cantidad determinada de kilovatios.

En el cuadro A.8.8, se muestran los valores necesarios para el cálculo del monto en USD/kW.

CUADRO A.8.8

Datos de distribuidoras de Chile

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Enel	112,8	2.453.199	1.188.315	1.563,6	637,4
EEPA	107,6	57.221	29.224	38,5	672,0
EEC	77,4	16.387	14.191	18,7	1.139,5
Chilquinta	68,1	443.381	431.534	567,8	1.280,6
Litoral	62,5	28.608	37.210	49,0	1.711,4
Til Til	57,7	3.337	8.893	11,7	3.506,5
Edelmag	53,5	36.485	36.011	47,4	1.298,7
CGE	45,8	2.572.871	1.428.365	1.879,4	730,5
Emelca	35,4	2.535	7.163	9,4	3.717,9
Coopersol	33,2	464	2.375	3,1	6.734,9
Saesa	20,3	402.137	366.161	481,8	1.198,1
Edelaysén	18,4	19.668	45.013	59,2	3.011,4
CEC	14,9	36.124	13.856	18,2	504,7
CRELL	13,5	12.284	41.501	54,6	4.445,3
LuzLinares	12,1	18065	39.979	52,6	2.911,9
Frontel	11,7	148.044	340.672	448,3	3.027,8
Edecsa	10,4	18.335	15.656	20,6	1.123,5
Coopelan	7,4	18.203	42.474	55,9	3.070,2
LuzParral	7,2	20.135	43.693	57,5	2.855,3
Copelec	7,2	30.104	87.209	114,7	3.811,7
Luz Osorno	5,9	23.023	49.947	65,7	2.854,5
Coelcha	5,2	7.412	26.929	35,4	4.780,5
Cooprel	5	7.322	14.713	19,4	2.644,0
Socoepa	4,9	6.312	16.184	21,3	3.373,7
Codiner	4,5	14.067	27.618	36,3	2.583,3

Nota: Se ha aplicado una tasa de 760 pesos por dólar. MT, significa media tensión; BT, baja tensión.

Fuente: Elaboración con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

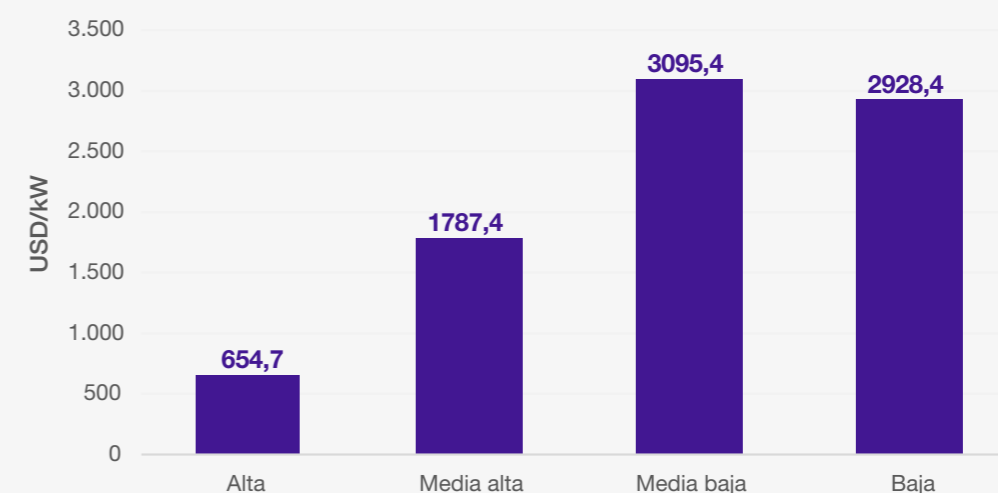
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ Alta densidad, con valores superiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-alta, con valores superiores a 50 e inferiores a 100 clientes/km.
- ▶ Densidad media-baja, con valores superiores a 20 e inferiores a 50 clientes/km.
- ▶ Densidad baja, con valores inferiores a 20 clientes/km.

Los valores de VNR/potencia instalada en USD/kW están reflejados en el gráfico A.8.9.

GRÁFICO A.8.9

VNR/kW instalado según la densidad de clientes por km de red



Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

En promedio, el coeficiente seleccionado indica que es más oneroso hacer inversiones para abastecer el próximo kilovatio en distribuidoras con menos densidad de clientes por kilómetro de red, o sea, aquellas que se asemejan más a las redes rurales de distribución; por el contrario, en aquellas con alta densidad de clientes, que se asemejan a redes urbanas, el costo de abastecer el próximo kW es inferior, dado que pueden apoyarse en infraestructura existente y una red más mallada.

Posteriormente, para cada país se calcula el costo de alimentar a la nueva demanda por electromovilidad, asumiendo que se tiene un mismo valor de USD/kW en todo el territorio y que este valor corresponde a densidades alta y media-alta, estimando así los límites inferior y superior de las inversiones, respectivamente. En este último cálculo se considera que las estaciones de recarga se instalarán en zonas con mayor densidad de clientes y que las distribuidoras evolucionarán hacia valores mayores de clientes/km de red con el paso de los años.

