

# 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

**Uruguay**

**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 Uruguay**

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.

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  
**Uruguay**

# Resumen ejecutivo



## Introducción



## Caracterización del sistema eléctrico de Uruguay

Caracterización del país y matriz energética	32
Marco institucional y agentes del sector	33
Caracterización del sistema de generación	34
Caracterización del sistema de transmisión	36



## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

<b>Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética</b>	<b>40</b>
<b>Estructura y funcionamiento sectorial</b>	<b>43</b>
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
<b>Políticas de transición energética</b>	<b>46</b>
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	



## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

<b>Metas de la transición</b>	<b>63</b>
<b>Proyección de los precios de los combustibles</b>	<b>65</b>
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
<b>Tecnologías candidatas para la expansión</b>	<b>70</b>
<b>Supuestos adoptados en la expansión del sistema</b>	<b>74</b>
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 Uruguay

<b>Caso de BAU</b>	<b>91</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Caso de transición energética</b>	<b>100</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Comparación de los casos de BAU y de TE</b>	<b>110</b>
<b>Inversiones en transmisión</b>	<b>118</b>
<b>Inversiones en distribución</b>	<b>122</b>
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución en Uruguay	



## Ejes de acción en Uruguay

## 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

## 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



<b>Cuadro 2.1</b>	Longitud de líneas de transmisión en Uruguay	38
<b>Cuadro 3.1</b>	Brechas y posicionamiento en Uruguay	41
<b>Cuadro 4.1</b>	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	64
<b>Cuadro 4.2</b>	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	71
<b>Cuadro 4.3</b>	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	72
<b>Cuadro 4.4</b>	Lista de proyectos considerados	89
<b>Cuadro 6.1</b>	Ejes de actuación en la transición energética de Uruguay	136
<b>Figura 2.1</b>	Representación del sistema de transmisión en 2021	37
<b>Figura 5.2</b>	Distribución de parques eólicos y solares en Uruguay	118
<b>Figura 5.3</b>	Áreas con mayor potencial solar en Uruguay	119
<b>Figura 5.4</b>	Áreas con mayor potencial eólico en Uruguay	120
<b>Figura 6.1</b>	Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe	132

## ÍNDICE DE GRÁFICOS



<b>Gráfico 2.1</b>	Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023	35
<b>Gráfico 4.1</b>	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	67
<b>Gráfico 4.2</b>	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	67
<b>Gráfico 4.3</b>	Proyección de los precios Henry Hub	69
<b>Gráfico 4.4</b>	Proyección de precios del gas adoptada en este estudio	69
<b>Gráfico 4.5</b>	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	70
<b>Gráfico 4.6</b>	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	73
<b>Gráfico 4.7</b>	Curva de costos para baterías	73
<b>Gráfico 4.8</b>	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	75
<b>Gráfico 4.9</b>	Crecimiento y proyección del PIB	76
<b>Gráfico 4.10</b>	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	77
<b>Gráfico 4.11</b>	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	78

---

## Gráfico 4.12

---

Datos de proyectos de GD instalados en Uruguay 78

---

## Gráfico 4.13

---

Curva de adopción de la generación distribuida 80

---

## Gráfico 4.14

---

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB 81

---

## Gráfico 4.15

---

Proyección de la demanda en el sector del transporte 82

---

## Gráfico 4.16

---

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 83

---

## Gráfico 4.17

---

Consumo de electricidad de la flota de vehículos 83

---

## Gráfico 4.18

---

Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial 84

---

## Gráfico 4.19

---

Producción de hidrógeno verde en Uruguay 85

---

## Gráfico 4.20

---

Consumo de electricidad de los electrolizadores 85

---

## Gráfico 4.21

---

Distribución de la demanda en los sectores de la economía uruguaya 86

---

## Gráfico 4.22

---

Proyección de las ganancias de eficiencia 87

---

## Gráfico 4.23

---

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios 88

---

---

## Gráfico 5.1

---

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema uruguayo en el caso de BAU 92

---

## Gráfico 5.2

---

Evolución de la capacidad instalada en el sistema uruguayo hasta 2050 en el caso de BAU 93

---

## Gráfico 5.3

---

Adiciones de capacidad en el sistema uruguayo en el caso de BAU 93

---

## Gráfico 5.4

---

Canasta de generación anual en el sistema uruguayo en 2024 94

---

## Gráfico 5.5

---

Perfil de generación mensual en el sistema uruguayo en 2024 95

---

## Gráfico 5.6

---

Despacho típico diario en el sistema uruguayo en 2024 95

---

## Gráfico 5.7

---

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema uruguayo en el caso de BAU 96

---

## Gráfico 5.8

---

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema uruguayo en el caso de BAU 97

---

## Gráfico 5.9

---

Despacho típico diario en el sistema uruguayo para el año 2050 en el caso de BAU 97

---

## Gráfico 5.10

---

Costos marginales anuales en el sistema uruguayo en el caso de BAU 99

---

## Gráfico 5.11

---

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema uruguayo en el caso de BAU 100

---

---

## Gráfico 5.12

---

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema uruguayo en el caso de TE **101**

---

## Gráfico 5.13

---

Evolución de la capacidad instalada en el sistema uruguayo hasta 2050 en el caso de TE **102**

---

## Gráfico 5.14

---

Adiciones de capacidad en el sistema uruguayo en el caso de TE **102**

---

## Gráfico 5.15

---

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema uruguayo en el caso de TE **104**

---

## Gráfico 5.16

---

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema uruguayo en el caso de TE **104**

---

## Gráfico 5.17

---

Despacho típico diario en el sistema uruguayo para el año 2050 en el caso de TE **105**

---

## Gráfico 5.18

---

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema uruguayo en caso de TE **106**

---

## Gráfico 5.19

---

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema uruguayo en el caso de TE **106**

---

## Gráfico 5.20

---

Despacho típico diario en el sistema uruguayo para el año 2050 en el caso de TE **107**

---

## Gráfico 5.21

---

Costos marginales anuales en el sistema uruguayo en el caso de TE **108**

---

---

## Gráfico 5.22

---

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema uruguayo en el caso de TE **110**

---

## Gráfico 5.23

---

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema uruguayo **111**

---

## Gráfico 5.24

---

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema uruguayo en los casos de BAU **112**

---

## Gráfico 5.25

---

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema uruguayo **113**

---

## Gráfico 5.26

---

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema uruguayo en los casos de BAU y TE **114**

---

## Gráfico 5.27

---

Comparación de los costos marginales en el sistema uruguayo en los casos de BAU y TE **114**

---

## Gráfico 5.28

---

Evolución de los costos de inversión en generación **115**

---

## Gráfico 5.29

---

Evolución de los costos de operación **116**

---

## Gráfico 5.30

---

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Uruguay **117**

---

## Gráfico 5.31

---

Inversiones en el sistema de transmisión uruguayo por década **121**

---

## Gráfico 5.32

---

Inversiones en distribución (capacidad acumulada) **123**

---

**Gráfico 5.33**

Proyección de la generación distribuida  
(capacidad acumulada) **124**

**Gráfico 5.34**

Estimación de los costos de medición  
inteligente acumulados por periodo **125**

**Gráfico 5.35**

Cantidad de estaciones de recarga  
pública por instalar anualmente **126**

**Gráfico 5.36**

Inversiones anuales en estaciones de  
recarga pública por escenario **126**

**Gráfico 5.37**

Inversiones anuales en la red de  
distribución **127**

# Abreviaciones

<b>ADME</b>	Administración del Mercado Eléctrico
<b>BAU</b>	Escenario sin cambios (del inglés <i>business as usual</i> )
<b>CDN</b>	Contribución determinada a nivel nacional
<b>CME</b>	Costo marginal unitario de expansión
<b>CMO</b>	Costo marginal unitario de operación
<b>CSP</b>	Termosolar de concentración
<b>EE</b>	Eficiencia energética
<b>EMIIT</b>	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
<b>ER</b>	Energía renovable
<b>ERNOC</b>	Energía renovable no convencional
<b>GD</b>	Generación distribuida
<b>GEI</b>	Gases de efecto invernadero
<b>GN</b>	Gas natural
<b>GW</b>	Gigavatio
<b>IMG</b>	Instalación de microgeneración
<b>Kt</b>	Kilotón o kilotonelada
<b>kV</b>	Kilovoltios
<b>MIEM</b>	Ministerio de Industria, Energía y Minería
<b>MM</b>	Mercado mayorista

<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>PPA</b>	Acuerdo bilateral de compra de energía ( <i>power purchase agreement</i> )
<b>SIN</b>	Sistema interconectado nacional
<b>TE</b>	Transición energética
<b>TEP</b>	Toneladas equivalentes de petróleo
<b>URSEA</b>	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
<b>USD</b>	Dólares estadounidenses
<b>UTE</b>	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

# 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 Uruguay, 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 producto de dicha expansión y la estimación de los costos a nivel de distribución vinculados 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 Uruguay revela una serie de brechas y áreas de mejora en varios aspectos clave. El país ha tenido éxito en la implementación de las energías renovables no convencionales (ERNC), como la eólica y la solar; sin embargo, persisten desafíos en la coordinación entre niveles de gobierno. A pesar de los avances en redes y medición inteligentes, aún hay necesidad de desarrollar infraestructura.

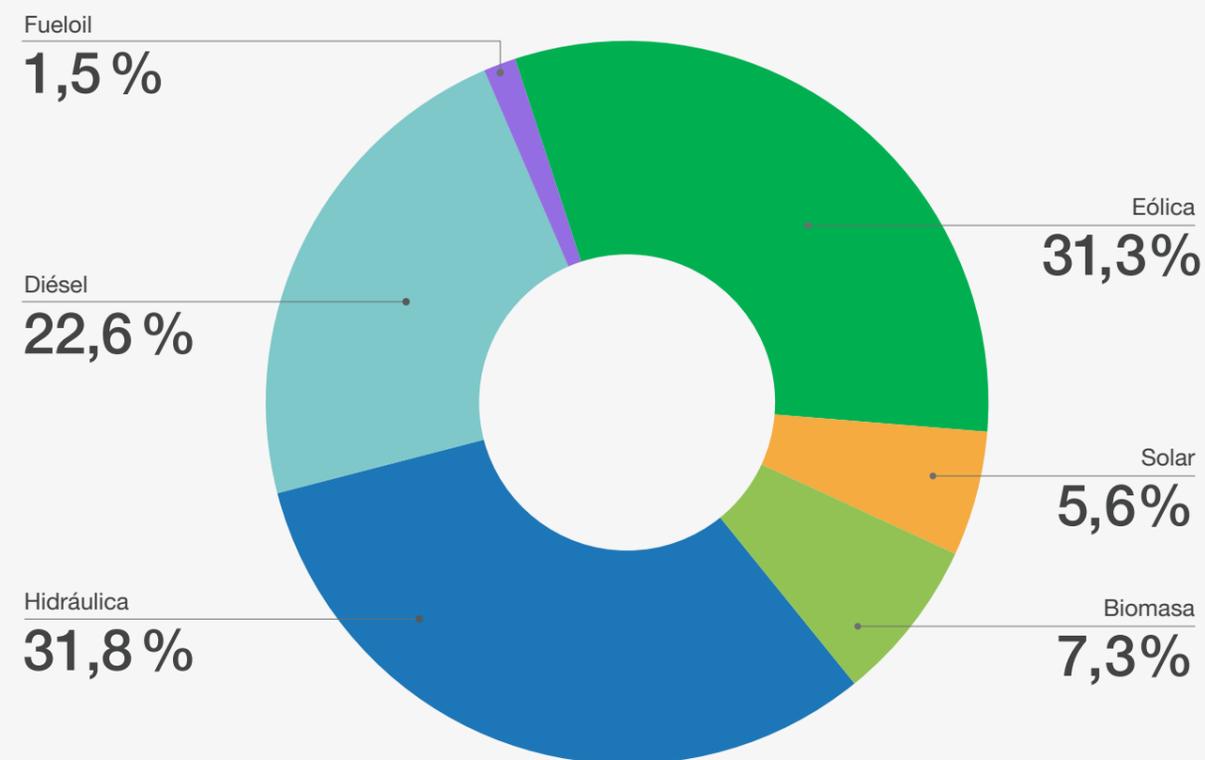
En términos de políticas específicas, la Política Energética 2005-2030 sentó las bases para el desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética. El Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024 estableció metas para reducir el consumo energético, promoviendo medidas como el etiquetado de eficiencia energética y la creación de un fideicomiso en esta materia. En cuanto a la electromovilidad, se han fijado metas para la incorporación de vehículos eléctricos y la creación de infraestructura, aunque, como ocurre con la ERNC, necesita mayor coordinación entre niveles de gobierno y regulaciones específicas. El país ha identificado oportunidades para la producción de hidrógeno verde, pero se requiere un marco regulatorio completo.

En el ámbito de la planificación y regulación sectorial, Uruguay sigue los lineamientos generales de su política energética hasta 2030, con licitaciones para energías renovables alineadas con sus objetivos de descarbonización. La generación distribuida y el almacenamiento con baterías han sido reglamentados, aunque persisten restricciones para la participación en intercambios con la red.

El sistema eléctrico uruguayo contaba con aproximadamente 5,2 GW de capacidad instalada a finales de 2023. La mayor parte de esta capacidad estaba constituida por plantas hidroeléctricas (un 29,2%) y eólicas (el 28,8%). A pesar de la participación del 22,4% de las plantas bicomcombustibles (usan diésel y gas natural), estos activos no se utilizan con mucha frecuencia y casi toda la demanda del país es atendida con fuentes renovables.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023

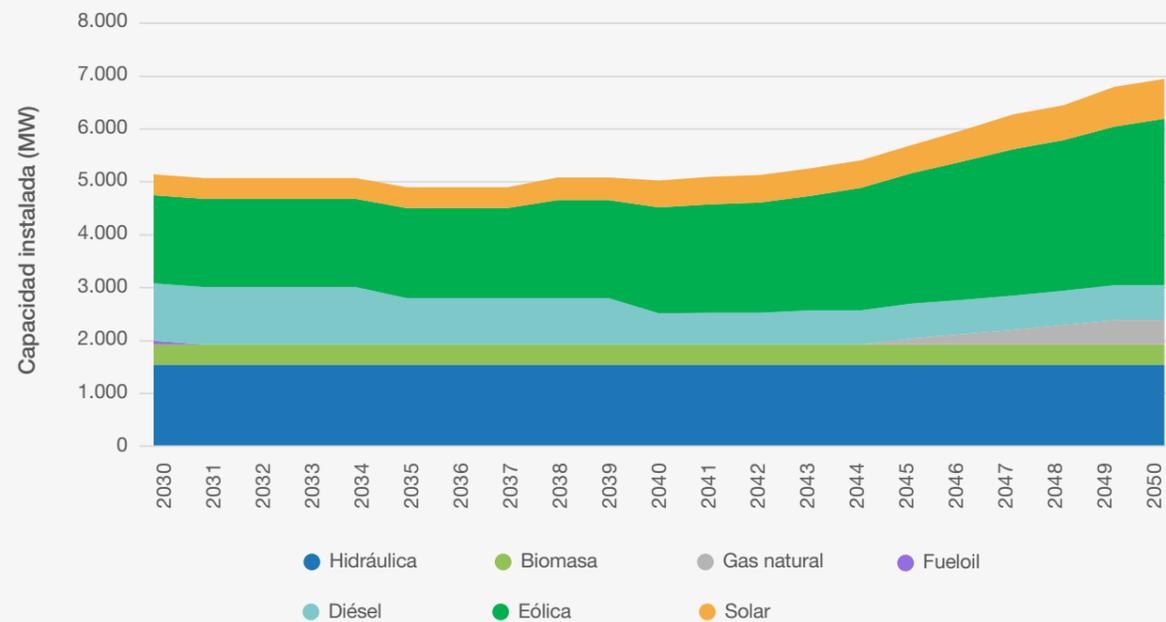


Fuente: MIEM (2024).

Las simulaciones llevadas a cabo muestran que, en el caso de BAU, el país continúa atendiendo casi toda su demanda con fuentes renovables, especialmente la eólica terrestre, que se convierte en la principal fuente de generación del país en el período de estudio. Hasta 2050, estas plantas representan alrededor del 45% de la matriz de generación del país, con 3,1 GW de capacidad instalada. En este escenario se estima una inversión total en generación de 2.226 millones de dólares estadounidenses (USD). El gráfico 2 muestra la evolución de la capacidad instalada en el sistema entre los años 2023 y 2050.

GRÁFICO 2

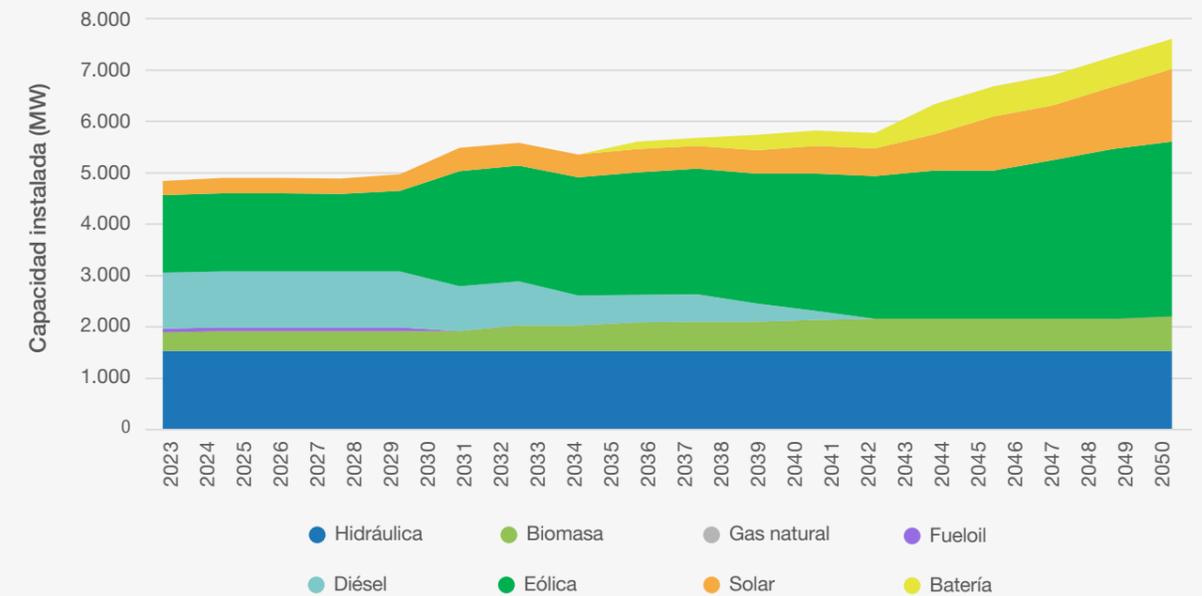
Evolución de la capacidad instalada en el sistema uruguayo hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de transición energética, se considera la meta de dismantelar todos los generadores emisores de gases de efecto invernadero (GEI), además de una premisa de mayor producción de hidrógeno verde y la adopción de vehículos eléctricos. Con esto, se observa la necesidad de una mayor inserción de las centrales eólicas y solares en el sistema. Asimismo, se instalarán aproximadamente 500 MW de baterías, debido a su sinergia con las plantas solares. En este escenario la inversión total estimada para generación es de USD 3.313 millones, 49% más que en el caso de BAU. El gráfico 3 muestra la evolución de la capacidad instalada en el sistema entre los años 2023 y 2050.

GRÁFICO 3

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



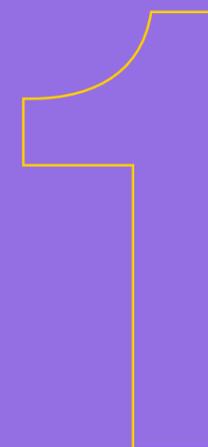
El crecimiento de la demanda eléctrica y las metas de descarbonización impulsan las inversiones en la infraestructura de transmisión, especialmente debido a la adición de parques eólicos y solares. Aunque la inversión en energía eólica se concentra principalmente en el suroeste y en plantas solares, en el oeste, la distribución geográfica de las centrales garantiza que no haya áreas específicas que requieran inversiones excesivas en transmisión. Este enfoque integral resulta en un aumento del 30% en las inversiones para transmisión en el caso de TE (USD 832 millones) en comparación con el caso de BAU (USD 639 millones), que está motivado por la mayor cantidad de centrales renovables añadidas al sistema.

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 74% a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 248 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta. 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 uruguayo para el período 2024-2050

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	2.226	639	336	3.201
TE (MUSD)	3.313	832	336	4.480



# 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 Uruguay 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 un escenario de transición energética (TE), que tiene en cuenta una expansión económica que restringe 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 adoptados en este informe.

Los resultados de ese análisis se presentan en este documento divididos en siete capítulos, incluyendo este primer capítulo introductorio.

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

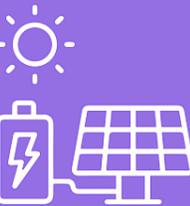
El capítulo 3 presenta un análisis de los marcos normativos en el ámbito de la electricidad en Uruguay, así como de los desarrollos reglamentarios e institucionales que se han llevado a cabo con el fin de abordar la transición energética. Incluye un examen detallado del diseño regulatorio y el funcionamiento 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 Uruguay.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico uruguayo 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 Uruguay, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.



# 2

## Caracterización del sistema eléctrico de Uruguay



» 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 Uruguay

- A fines de 2023 la capacidad instalada de Uruguay era de aproximadamente 5.259 megavatios (MW), de los cuales 1.538 MW corresponden a hidroeléctricas; 1.176 MW, a centrales térmicas; 296 MW, a plantas solares; 1.516 MW, a centrales eólicas, y 731 MW, a centrales de biomasa.
- Uruguay está interconectado con Argentina de forma síncrona, por medio de una interconexión de 2.000 MW, y con Brasil a través de dos convertoras de frecuencia que suman 570 MW.
- El Sistema Interconectado Nacional de Uruguay está compuesto de una red de transmisión y subtransmisión con un total de 10.881 km de longitud. Además, las líneas del sistema de media tensión suman 54.415 km, mientras que las del sistema de baja tensión alcanzan 28.179 km.





## Caracterización del país y su matriz energética

Uruguay es un país situado en la parte oriental del Cono Sur americano, con un producto interno bruto (PIB) en 2022 de 62.300 millones de dólares estadounidenses (USD) (Banco Mundial, 2022b), que lo sitúa como la decimotercera economía de América Latina y el Caribe. El país crece a una tasa promedio anual del 0,9%, considerando los últimos 10 años (FMI, 2023).

Su sistema eléctrico alcanza a la totalidad de la población (Banco Mundial, 2022a), de casi 3,48 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). El consumo de electricidad en el país en 2022 fue de 3.821 kilovatios hora (kWh) por habitante (Our World In Data, 2024).

En los últimos años, la matriz energética de Uruguay ha cambiado radicalmente debido a la instalación de generación renovable no convencional (biomasa, eólica y solar), al ponerse en ejecución la Política Energética 2030 acordada en el año 2010 por todos los partidos políticos con representación parlamentaria. El documento, elaborado en el seno de la Comisión Multipartidaria de Energía, presenta una visión global de largo plazo, metas a corto, mediano y largo plazo, así como líneas de acción para el cumplimiento de estas.

Entre los lineamientos estratégicos más importantes se pueden citar los referidos a la diversificación de la matriz energética, el abatimiento de costos y la reducción de la dependencia del petróleo, fomentando, entre otras acciones, la participación de fuentes energéticas renovables. Cabe destacar que, en ese período, se procedió a la instalación de más de 1.500 MW de capacidad eólica, cantidad que ha convertido a Uruguay en uno de los líderes mundiales en integración de esta tecnología. Durante el año 2021, la producción de energía

eólica representó el 35% de la generación total del sistema y, en muchas horas del año, supera a la demanda.

Uruguay está interconectado con Argentina en forma sincrónica (capacidad de 2.000 MW y líneas con niveles de tensión de 110 kV, 150 kV y 500 kV). También tiene interconexión con Brasil a través de dos convertidoras de frecuencia (capacidad de 570 MW y líneas con niveles de tensión de 230 kV y 525 kV), una de ellas de 550 MW, que está disponible desde 2017. Los intercambios con Argentina han sido en ambos sentidos, en función de las necesidades de cada país. Con Brasil, antes de 2017, hubo solo importación de Uruguay, pero, a partir de ese año, comenzó la exportación uruguaya de energía hacia el país vecino. En 2021, las exportaciones de Uruguay a esos dos países totalizaron 2.844 GWh.



## Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones del mercado eléctrico uruguayo son el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones (UTE) y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

El Ministerio, a través de la DNE, es responsable del diseño, coordinación y conducción de la política energética nacional. Entre las principales obligaciones de esta Dirección se encuentran la de coordinar y orientar las acciones de los actores que operen en el sector de la energía, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas y promover la diversificación y eficiencia energética y el acceso universal a la energía.

La URSEA ejerce la fiscalización del cumplimiento de normas relativas a seguridad, calidad y precio de los servicios de energía y agua, además de aprobar anualmente el plan de expansión del sistema de transmisión.

Por su parte, la UTE es una empresa del Estado uruguayo. Entre sus principales responsabilidades, están la de generar, transmitir, distribuir, comprar o vender energía eléctrica de acuerdo con los acuerdos internacionales de interconexión y participar en cualquier elaboración de planes o proyectos que tengan impacto en el sistema.

En cuanto al ADME, es una institución regida por un Directorio, cuyo presidente pertenece al MIEM y cuyas responsabilidades son los servicios de operación del sistema y de administración del mercado eléctrico mayorista. El servicio de operación del sistema está arrendado a la UTE y es ejecutado por esta entidad en su Despacho de Cargas.

Las centrales gestionadas por la UTE y la planta hidroeléctrica binacional de Salto Grande representan un 67 % de la capacidad instalada del país. La fracción restante es representada por más de 40 generadores privados, que envían electricidad de fuentes renovables a la red. Más del 90 % de los generadores privados tienen contratos de venta de energía con la UTE.



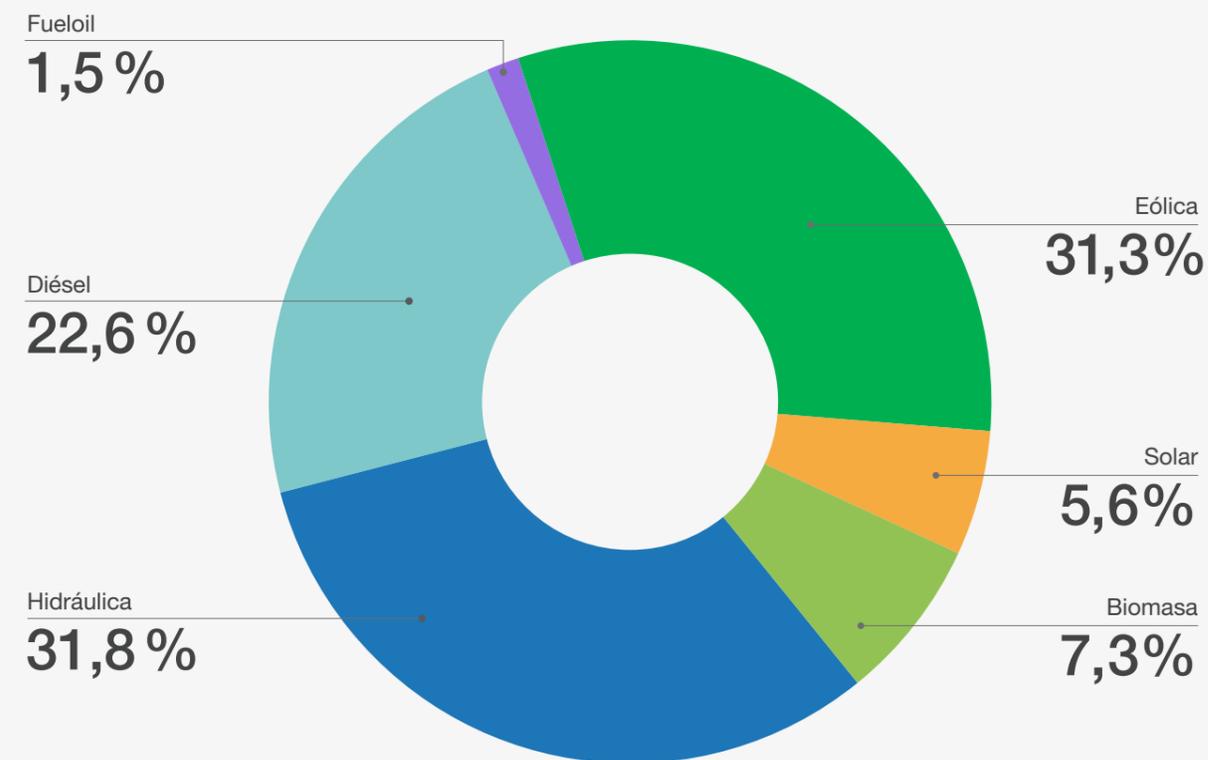
## Caracterización del sistema de generación

Hasta finales de 2023, la capacidad instalada total de Uruguay era de aproximadamente 5.259 MW, de los cuales 1.538 MW correspondían a hidroeléctricas y 1.176 MW a centrales térmicas de bicomcombustibles (diésel y

gas natural). Otros 296 MW de capacidad proceden de plantas solares, 1.516 MW, de parques eólicos y 731 MW, de centrales de biomasa. La participación de cada tecnología en la capacidad instalada del sistema uruguayo se muestra en el gráfico 2.1.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023



Fuente: MIEM (2024).



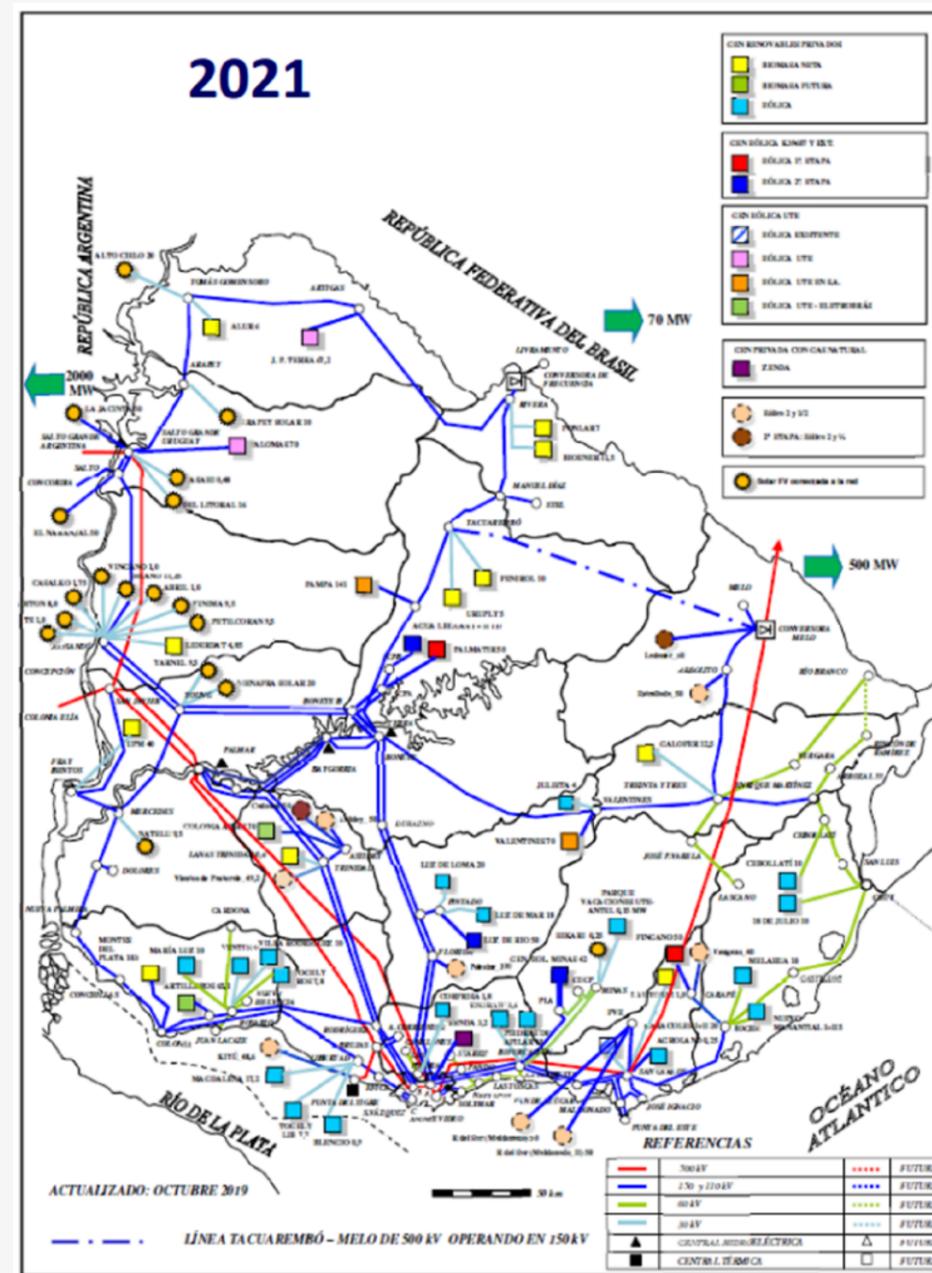
## Caracterización del sistema de transmisión

Según el documento *La transición energética y la integración regional: la perspectiva desde la regulación* (Romero, 2022), presentado en un evento de CAF en julio de 2022, la red de transmisión y subtransmisión del SIN tiene una longitud total de 10.881 km. Además, la extensión del sistema de media tensión es de 54.415 km, mientras que las líneas del sistema de baja tensión suman 28.179 km. Adicionalmente, el SIN tiene 58.028 estaciones de media y baja tensión y 92 subestaciones de transmisión y subtransmisión.

En términos de intercambios con otros países, el sistema uruguayo comparte con Brasil un total de 570 MW de capacidad de interconexión, de los cuales 500 MW pasan por la ciudad de Melo y 70 MW, por la ciudad de Rivera. Finalmente, el país dispone de capacidad para el intercambio de 2.000 MW con Argentina. En la figura 2.1 es posible visualizar una representación del sistema de transmisión uruguayo.

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión en 2021



Fuente: Romero (2022).

CUADRO 2.1

Longitud de líneas de transmisión en Uruguay

Tipo de línea	Longitud (km)
52 kV-329 kV	10.881

Fuente: CAMMESA (2022a).

3

# Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





## Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas en Uruguay revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ Energías renovables no convencionales (ERNC). Uruguay ha tenido éxito en la implementación de estas tecnologías, especialmente la eólica y la solar. No se observan brechas en este sector.
- ▶ Eficiencia energética (EE). Se han identificado una diversidad de medidas que muestran la existencia de una reglamentación marco y de distintas normativas alineadas con ella, de manera que puedan generar la sinergia necesaria para el cumplimiento de las metas establecidas.
- ▶ Electromovilidad. Uruguay ha establecido metas ambiciosas para la electromovilidad, pero existen desafíos en la coordinación entre los distintos niveles de gobierno, así como por la falta de regulaciones específicas para la producción, almacenamiento y distribución de energía para vehículos eléctricos.
- ▶ Hidrógeno verde. Aunque se han identificado oportunidades para la producción de hidrógeno verde en Uruguay, existen brechas en términos de ausencia de un marco regulatorio completo y la necesidad de desarrollar infraestructura para su producción, almacenamiento y transporte.
- ▶ Redes y medición inteligentes. Se ha avanzado en la implementación de esta tecnología y en la redacción de un plan director para desarrollar la infraestructura asociada. El grado de penetración de los medidores inteligentes es importante, y se prevé alcanzar el 100 % durante 2024.

- ▶ Generación distribuida y almacenamiento con baterías. Uruguay fue pionero en la reglamentación de la generación distribuida y el almacenamiento con baterías, pero existen brechas en cuanto a la necesidad de permitir la participación de los usuarios en los intercambios con la red y facilitar la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala.

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 llevar a cabo la transición energética en Uruguay.

CUADRO 3.1

### Brechas y posicionamiento en Uruguay

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Integrada verticalmente (UTE), con participación minoritaria de generadores renovables.	La estructura facilita la implementación de mandatos para la consecución de objetivos de descarbonización.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	El acceso al MM es abierto, con autorizaciones por parte de la UTE. Libre acceso al sistema de transmisión, con condiciones establecidas por la UTE.	La UTE ordena los accesos según la política sectorial aplicada. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	Si bien la regulación indica contratos bilaterales y <i>pool</i> <sup>a</sup> con costos auditados, en la práctica existe un comprador único (UTE).	Competencia limitada a la firma de contratos de compraventa en licitaciones, aunque está en vías de resolución con un nuevo decreto.
	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 + cargo por demanda para usuarios residenciales, comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.

Continúa.

**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.

Continuación.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Regulación: política energética, estudio prospectivo, leyes y decretos. Objetivos: para 2030, el modelo energético uruguayo tendrá una de las mejores intensidades energéticas del mundo. Instrumentos: subastas de ER, tarifas fijas reguladas ( <i>feed-in tariff</i> ) para eólicas, microgeneradores que pueden conectarse a la red y vender excedentes.	Se observan objetivos para 2030 y escenarios analizados para 2050 respecto al rol de la industria de energías renovables (ER). Los instrumentos aplicados han demostrado funcionar correctamente. Prueba de ello son los elevados niveles de penetración de las ER en el país.
	Eficiencia energética (EE)	Existencia de leyes y planes nacionales que regulan la promoción de la eficiencia energética. Existencia de programas de etiquetado. Existencia de certificados de eficiencia.	Existencia de regulación específica con objetivos concretos y la aplicación de instrumentos financieros para el fomento de la inversión.
	Electromovilidad	Políticas y estrategias nacionales para la promoción de la electromovilidad, con incentivos financieros.	Se deben desarrollar las capacidades de los gobiernos departamentales para el despliegue de la tecnología.
	Hidrógeno verde (HV)	La Ruta del Hidrógeno Verde define lineamientos generales y metas para el desarrollo de la actividad.	Se debe desarrollar regulación relativa a la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno.
	Redes y medición inteligentes	Plan Director de Redes Inteligentes (UTE) y tarifas acordes a dichas tecnologías.	El despliegue de medidores inteligentes estaría completado al 100% en 2024.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Reconocimiento del GN como vector de transición y marco regulatorio vigente. No se observa expansión del GN en términos de transición energética.	Dependencia del GN argentino. En proceso de exploración GN propio.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Generación: requerimientos determinados por el ADME, licitaciones para renovables y participación de la UTE. Transmisión y distribución: planeamiento vinculante (UTE).	Facilita la alineación de las políticas aplicadas con los objetivos de descarbonización. No internaliza beneficios, tales como mejoras de la eficiencia y la innovación, que puedan provenir de la diversidad de agentes.
	Generación distribuida (GD) <sup>b</sup>	Comercialización: existencia de reglamento de conexión y decretos adoptados para promoción. Autoconsumo: el Decreto 173/010 y sus modificaciones regulan la actividad.	Los esquemas han funcionado adecuadamente, con un crecimiento sostenido.
	Almacenamiento con baterías	El Decreto 27/020 y el Decreto 43/015 aprueban la utilización de baterías únicamente para consumo propio.	Requerimientos técnicos excesivos, que vuelven poco factible los proyectos.

**Nota:** 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 caso se consume internamente y el excedente podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



## Estructura y funcionamiento sectorial

### ► Estructura sectorial

La Ley N.º 16832 de 1997, Reguladora del Marco Energético, reglamentada por el Decreto N.º 22/999, define como agentes reconocidos del mercado eléctrico a generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. No obstante, la transmisión y distribución de la electricidad, junto con un porcentaje importante de la generación, se encuentra a cargo de la compañía estatal UTE.

La estructura del sector eléctrico uruguayo está integrada verticalmente, con participación de generadores renovables privados. El Gobierno implementa las acciones necesarias para cumplir con los objetivos energéticos estratégicos, particularmente en el ámbito de la transición energética, a través de la UTE.

### ► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

El Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional indica, como uno de sus principios rectores, que existe libre acceso de los agentes a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte (Gobierno de Uruguay, 2002). Para hacer uso de esta capacidad, el interesado debe presentar una solicitud de acceso ante el transmisor (UTE), informando de ella al ADME.

Asimismo, el Decreto 72/010, Reglamentación de las obligaciones de solicitantes para generar energía, y sus modificaciones, los Decretos N.º 43/015 y N.º 174/013, establecen que el ingreso de nueva generación conectada al Sistema Interconectado Nacional requerirá autorización del Poder Ejecutivo, la UTE y el Regulador. Adicionalmente, si se utilizan recursos hidráulicos de dominio público, también se requerirá una concesión de uso de aguas.

Este diseño permite la competencia entre actores de generación en un marco controlado por el Estado a través de la UTE.

## ▶ Competencia en el mercado mayorista

El Reglamento general, mencionado anteriormente (Gobierno de Uruguay, 2002), estipula dos tipos de mercados, que conforman a su vez el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE):

- ▶ Mercado de contratos a término. Es el ámbito donde los participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.
- ▶ Mercado *spot*. Es el ámbito en el que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real.

En la práctica, sin embargo, el sistema se comporta como un modelo de comprador único, la UTE, en el cual el precio *spot* representa una guía para determinar el valor de la energía en los contratos de compraventa firmados. Es por este motivo que la reciente decisión del Gobierno de reconocer la capacidad de suministrar potencia firme a las centrales renovables solares y eólicas, plasmada en el Decreto 242/2023, del 8 de agosto de 2023, resulta positiva en términos de transición energética, ya que disminuirá el costo al cual los generadores podrán ofrecer cada megavatio por hora (MWh). Adicionalmente,

activará el mercado de contratos mayoristas entre agentes privados, en el que podrán participar los generadores y clientes elegibles<sup>1</sup>.

Finalmente, en términos de servicios auxiliares, no existe en Uruguay un mercado de tales características para generación, sino ciertas obligaciones que deben cumplir tanto la UTE como los generadores independientes para garantizar la operación segura de la red.

## ▶ Mercados locales de energía

No se han encontrado en Uruguay mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

## ▶ Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado para Uruguay corresponde al de la empresa UTE, encargada de la distribución en el país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo, uno por consumo y otro por potencia contratada.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo, un cargo por consumo y bien un cargo por potencia contratada, bien un cargo por potencia máxima medida.

No se identificaron brechas estructurales desde el punto de vista de la reflectividad de los costos en la estructura tarifaria.

<sup>1</sup> Los clientes elegibles son aquellos que, en el lado de demanda, tienen un consumo de potencia con un valor mínimo determinado y que, actualmente, solo alcanzan los grandes consumidores, los cuales tienen una capacidad instalada de 200 kW o superior.



## Políticas de transición energética

### ▶ Energías renovables no convencionales

La Política Energética 2005-2030 (MIEM, 2005), publicada por la Dirección Nacional de Energía, definió metas de corto, mediano y largo plazo en términos de utilización de hidrocarburos en distintos sectores de la economía (principalmente transporte y energía), penetración de las energías renovables en la matriz energética y desarrollo industrial. En lo que respecta a la utilización de energías renovables, se indica que el modelo energético uruguayo debería tener reconocimiento mundial en 2030 y, más concretamente, que la intensidad energética del país sería una de las mejores del mundo.

Este documento sentó las bases y definió un horizonte para la posterior emisión de numerosos decretos y otras reglamentaciones del Poder Ejecutivo, de los cuales se resaltan los siguientes:

- ▶ Decreto 77/006. Ofrece un marco regulatorio para la celebración de contratos de compraventa (PPA por sus siglas en inglés) de energía entre, por un lado, la UTE y, por otro, proveedores que generen electricidad a partir de fuentes renovables (eólica, biomasa) y pequeñas centrales hidráulicas, con una potencia máxima de 20 MW por tecnología. Así, fueron adjudicados 20 MW de energía eólica, a un precio de 92 USD/MWh, y 20 MW de energía de biomasa, a 108 USD/MWh. A este decreto le siguió otro al año siguiente con características similares.

- ▶ Decreto 403/009. Se trata de la primera convocatoria a gran escala para la instalación de centrales eólicas, por una potencia de 150 MW en una primera instancia, completados posteriormente con 300 MW mediante el Decreto 159/011. Los precios medios de la subasta fueron de 85 USD/MWh y 63 USD/MWh, respectivamente.
- ▶ Decreto 158/012. Habilita a los consumidores industriales a dotarse de generadores eólicos con una potencia instalada de 200 MW y fija las condiciones de contratación con la UTE. El precio de 63 USD/MWh de la subasta anterior fue utilizado para ofrecer esta tarifa regulada (*feed-in-tariff*). Fueron adjudicados 63 MW.

Las subastas mencionadas fueron ejecutadas por la URSEA, una vez exhortada por el Gobierno mediante decretos presidenciales, bajo la modalidad de sobre cerrado, sin un precio máximo y con una capacidad instalada predefinida para cada tecnología. De esta forma, el contrato se adjudica a la oferta de menor precio sucesivamente, hasta alcanzar la capacidad total licitada. Posteriormente, los adjudicatarios firmaron un contrato con la UTE por un período de entre 10 y 20 años, según la subasta.

En el año 2011, debido al gran número de propuestas recibidas en el marco de la subasta iniciada por el Decreto de ese año, el Poder Ejecutivo resolvió proponer contratos a 63 USD/MWh a todas aquellas ofertas que no habían sido adjudicadas en la licitación (*feed-in-tariff*). Bajo este mecanismo fueron contratados aproximadamente 650 MW adicionales.

Finalmente, otros proyectos promovidos por la UTE desde 2014, por una capacidad aproximada de 420 MW, fueron adjudicados a alianzas público-privadas (APP), de acuerdo con el informe Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe, financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (PNUMA, 2017).

Las iniciativas indicadas anteriormente explican en gran parte que, a finales del año 2017, Uruguay poseyera una capacidad instalada de aproximadamente 1.500 MW en energía eólica, 240 MW en fotovoltaica y 400 MW en biomasa, valores similares a los del año 2022.

Con respecto al éxito de las convocatorias realizadas, el documento *Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay*, emitido en 2019 por la Dirección de Planificación (Gobierno de Uruguay, 2019), enfatiza que “(...) los contratos de tipo PPA con UTE con ajustes establecidos, así como la garantía de compra de toda la energía generada (o de generación y despacho posibles) otorgaron seguridad a los inversores y fundamentalmente a los financiadores”. Además, indica que los precios obtenidos, que llegaron a 63 USD/MWh para las eólicas y 108 USD/MWh para la biomasa, fueron convenientes y permitieron reducir los costos de generación.

## ► Eficiencia energética

El MIEM lanzó en 2015 el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024 (Gobierno de Uruguay, 2015), en el marco de la Ley de Uso Eficiente de Energía N.º 18597, aprobada en 2009. En él se indica como objetivo lograr que la energía evitada<sup>2</sup> en el período sea de 1.690 kilotoneladas equivalentes de petróleo (kTep), lo que corresponde aproximadamente a la energía que puede generar la central hidroeléctrica de Yacuyretá operando a su potencia nominal durante 8 meses y medio. Este valor surge de la comparación entre los dos últimos de los siguientes escenarios:

- ▶ Escenario tendencial. Se trata de una proyección de los consumos energéticos sin cambios en las políticas de eficiencia energética respecto de las que se habían establecido en 2015.
- ▶ Escenario tendencial con mejoras tecnológicas. Tomando como referencia el escenario tendencial, se incorporan mejoras tecnológicas inerciales, es decir, inherentes a la evolución de los productos.
- ▶ Escenario de eficiencia energética. Toma como base el escenario anterior e incluye el efecto de aplicar instrumentos de eficiencia energética como:
  - Desarrollo de un marco jurídico adecuado.

<sup>2</sup> La energía evitada es aquella no consumida como consecuencia de la aplicación de medidas de eficiencia energética.

- Cambio cultural y acceso a la información por parte de la sociedad.
- Programa de etiquetado de eficiencia energética.
- Creación de un fideicomiso para la eficiencia energética.
- Certificado de eficiencia energética.
- Programa de etiquetado vehicular.
- Incorporación de la energía solar térmica.

Uruguay ha tomado decisiones para converger al escenario de eficiencia energética. Desde 2006 se encontraba en diseño el Programa Nacional de Normalización y Etiquetado de Eficiencia Energética, finalmente aprobado en 2009. El Programa ha crecido notablemente hasta la fecha, incorporando normas reglamentadas dentro del Sistema Nacional de Eficiencia Energética, de aplicación a distintos productos eléctricos que se comercializan en el país, como aires acondicionados, calentadores de agua eléctricos, lámparas y bombas de calor.

Otro ejemplo es la implementación del Certificado de Eficiencia Energética (CEE), que otorga anualmente un premio monetario a aquellos proyectos que han operado al menos un año y acreditan ahorros energéticos.

En términos financieros, en 2012 se aprobó el Decreto 86/12, reglamentario de la Ley de Uso Eficiente, a través del cual se aprueba el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) para administrar las transacciones del CEE y oficiar de fondo de garantías para líneas de financiamiento destinadas a proyectos de eficiencia energética.

Finalmente, resulta relevante destacar el desarrollo de regulación enfocada en la incorporación de la energía solar térmica para el calentamiento de agua, sobre todo en el sector hotelero.

Los párrafos anteriores muestran la existencia de una reglamentación marco y de distintas normativas alineadas con esta para crear la sinergia necesaria a fin de cumplir las metas establecidas.

## ▶ Electromovilidad

Uruguay ha fijado metas referidas a electromovilidad en su contribución determinada a nivel nacional (CDN), presentada en 2017 (Gobierno de Uruguay, 2017). Allí se explicitan dos escenarios para 2025:

- ▶ Un escenario incondicional, en el cual las metas pueden ser cumplidas mediante gestiones de índole nacional. La meta fijada es de 150 taxis eléctricos, 15 ómnibus eléctricos, 150 vehículos eléctricos utilitarios y la implementación de la primera carretera eléctrica de América Latina, cubriendo, con 13 puntos de carga, los 550 km del recorrido de las rutas nacionales que unen Colonia, Montevideo y Chuy.
- ▶ Un escenario condicionado, con metas más ambiciosas, pero que requieren de intervención internacional para acceder a recursos que aceleren la transición. La meta fijada es de 550 taxis eléctricos, 110 ómnibus eléctricos, 900 vehículos utilitarios, sustitución del 5% de la flota de vehículos particulares por eléctricos y extensión de la carretera eléctrica del escenario incondicional a los principales ejes carreteros de todo el país.

Para lograr estos cometidos, el país ha emprendido distintas iniciativas, algunas de las cuales se resumen seguidamente:

- ▶ El Decreto 8/019, que fijó las tarifas de distribución que se deben abonar a la UTE, previó por primera vez la tarifa de movilidad eléctrica para la carga de energía de vehículos eléctricos en puestos de carga ubicados en la vía pública, previa tramitación de la habilitación específica.
- ▶ El Decreto 065/019, que estipulaba subsidios para la compra de 50 autobuses eléctricos, aunque la falta de coordinación entre el Gobierno nacional y el departamental (HINICIO) provocó que solo se dieran 32 (30 en Montevideo y 2 en Canelones).
- ▶ El Decreto 225/022, que definió las normas técnicas que deben cumplir las estaciones de carga utilizadas en el territorio uruguayo, en una estrategia de homogenización que facilite la transición hacia la electromovilidad.

- ▶ El Programa Subite durante el año 2022, convocatoria en la cual se otorgaron beneficios para la adquisición de hasta 1.000 motos eléctricas y 100 triciclos de carga. Los beneficios previeron reintegros del 10% al valor de compra del vehículo, descuentos en el valor de la tarifa de la UTE y la provisión del seguro obligatorio por un año.

Una iniciativa importante en el país fue el Proyecto MOVES (Movés, 2017). Iniciado a fines de 2017, el proyecto tuvo entre sus objetivos la adecuación del marco normativo, regulatorio y fiscal y la promoción de un cambio cultural para la adopción de los vehículos eléctricos. Entre los hitos del programa figuran la creación de la Mesa de Movilidad Eléctrica y la elaboración de la *Guía para la Planificación de la Movilidad Urbana Sostenible*, ambas en 2022. Adicionalmente, preparó un documento mediante el cual se evaluaron las posibilidades de convertir vehículos de combustión usados a eléctricos (*retrofit*) en Uruguay, llegando a la conclusión de que convendría aplicar esta práctica antes de construir vehículos eléctricos en el país (Movés, 2018).

En paralelo al desarrollo de estas iniciativas nacionales, es necesaria una mayor articulación entre el gobierno nacional y los gobiernos de los distintos departamentos que componen el país. A fin de cuentas, cada uno de los 19 departamentos uruguayos debe generar los instrumentos y la normativa local acorde para el cumplimiento de los objetivos. Dentro de esta normativa local, destaca la posibilidad de ofrecer facilidades a la circulación de los vehículos eléctricos, la exoneración de ciertos impuestos locales o la construcción de estaciones de carga.

## ▶ Hidrógeno verde

En junio de 2022, Uruguay publicó la Ruta del Hidrógeno Verde (MIEM, 2022). El documento contiene seis secciones troncales, que sientan las bases para los primeros proyectos y prevé el posicionamiento del país como un actor competitivo en el mercado de exportación.

En las primeras secciones de la Hoja, se destaca el potencial que presenta Uruguay para la producción de hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V) y sus derivados, dadas las iniciativas ya implementadas en términos de energías renovables. Se espera que los costos de generación con fuentes renovables eólicas y solares fotovoltaicas alcancen en 2030 valores que se ubicarían entre 16 USD/MWh y 19 USD/MWh. Por su parte, la energía eólica marítima (*offshore*) presentaría costos comprendidos en el rango entre 26 USD/MWh y 28 USD/MWh.

Estos costos permitirían que Uruguay alcance en 2030 valores de producción de hidrógeno verde de entre 1,2 USD/kgH<sub>2</sub> y 1,4 USD/kgH<sub>2</sub> en la región oeste y entre 1,3 USD/kgH<sub>2</sub> y 1,5 USD/kgH<sub>2</sub> en la región este, que serían competitivos en el mercado de exportación.

Asimismo, se indica que la tendencia de costos decrecientes se mantendría en el tiempo y permitiría reducirlos en 2040 hasta 11 USD/MWh en el caso de aprovechamiento del recurso solar a través de la tecnología fotovoltaica, 15 USD/MWh para el eólico terrestre y 21 USD/MWh para el eólico marítimo, lo que mejoraría aún más los precios de exportación del hidrógeno verde uruguayo.

El informe analiza posteriormente los distintos sectores del mercado interno, donde el hidrógeno verde tendría aplicabilidad y podría reemplazar gradualmente tecnología existente. Entre los sectores, se destacan el transporte terrestre y el marítimo.

El núcleo de la Ruta del Hidrógeno Verde es la sección “Ambición 2040”, que caracteriza y describe tres fases temporales para el cumplimiento de las metas planteadas. Estas son:

- ▶ Fase 2022-2025, en la que se propone desarrollar un marco regulatorio y construir los primeros proyectos piloto a pequeña escala.
- ▶ Fase 2026-2030, etapa de expansión nacional de los proyectos, ahora de mediana escala, y las primeras experiencias de exportación.
- ▶ Fase +2030, en la que el mercado ya contaría con producción a mediana-gran escala, con un crecimiento acelerado de las exportaciones dadas por precios competitivos.

Las brechas normativas identificadas para el desarrollo del hidrógeno verde en Uruguay tienen que ver con la ausencia de un marco regulatorio para la producción, el almacenamiento y transporte de este vector energético. No obstante, el Gobierno se encuentra trabajando en ello a través del Proyecto H<sub>2</sub>U, que posee además las siguientes líneas de acción:

- ▶ La promoción de la generación eólica marítima.
- ▶ El impulso de una comunicación clara, transparente y activa dirigida a la ciudadanía.
- ▶ La creación del Fondo Sectorial del Hidrógeno para financiar proyectos de investigación, innovación y formación que promuevan el desarrollo de la producción de hidrógeno verde y sus derivados. Al respecto, en mayo de 2023 se seleccionó el primer proyecto piloto de hidrógeno verde en el país<sup>3</sup>, que consistirá en la generación de este producto para transporte de carga, contribuyendo de esta manera a la descarbonización del sector del transporte, el cual es responsable del 67% del consumo de combustibles fósiles en el país. Dicho proyecto fue adjudicado con un fondo no-reembolsable de USD 10 millones, desembolsables en un período de 10 años.

## ▶ Redes y medición inteligentes

La UTE se encuentra en un proceso de intercambio de los medidores tradicionales por otros con características “inteligentes”, tales como la lectura de energía reactiva, poseer memoria para acceder a un registro histórico de lecturas y permitir el encendido y apagado remoto del suministro, entre otras funcionalidades (BID, 2023).

<sup>3</sup> Las características de este proyecto piloto pueden consultarse en la página del Gobierno: <https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/noticias/uruguay-ejecutara-primer-proyecto-piloto-para-desarrollo-hidrogeno-verde>

El avance hasta la fecha ha sido sustancial, puesto que ha alcanzado un nivel de penetración del 65 % y prevé aumentarlo al 100 % en 2024, de acuerdo con la UTE. En consonancia con el avance en materia de *hardware*, el país ha avanzado también en la actualización de su esquema tarifario, de manera que dé señales horarias que puedan resultar beneficiosas para los usuarios industriales, comerciales y residenciales.

Lo anterior se encuadra en el Plan Director de Redes Inteligentes, que está llevando a cabo la Administración. Dicho plan incluye también la construcción de una unidad central de monitoreo de datos y de un centro de gestión de la ciberseguridad, además de acciones de automatización de la red de media tensión (22 kV), entre otras iniciativas (UTE, 2021).

En consecuencia, puede observarse que la empresa distribuidora está desarrollando medidas que agregan funciones inteligentes específicas a la red. Además, existen normativas y planes marco que guían los distintos procesos y establecen objetivos.

## ► Gas natural como vector de transición

El aporte energético total del gas natural (GN) es mínimo en Uruguay, cercano al 1 % de la oferta. En este contexto, el país se abastece del gas argentino a través de dos ductos: el que une la localidad argentina de Colón con la uruguaya Paysandú y el que conecta Cruz del Sur, en Argentina, con Montevideo.

Si bien existe el reconocimiento de la importancia del GN como vector de transición energética, la utilización de este combustible como tal depende de:

- ▶ La expansión de la industria argentina en la materia (principalmente a través del yacimiento de Vaca Muerta).
- ▶ La construcción de gasoductos y la definición de normativas bilaterales que permitan el ingreso del gas argentino al territorio nacional.
- ▶ La exploración de GN en territorio uruguayo.

Por lo tanto, en este momento no existe una barrera regulatoria que impida la utilización de GN como vector de transición. La naturaleza del impedimento tiene que ver con la explotación y exploración de los recursos.



## Planeamiento y regulación sectorial

### ► Planificación energética y eléctrica

En Uruguay, la planificación de la generación sigue los lineamientos generales de la política energética para 2030 mencionada previamente. Los objetivos allí planteados son la guía a través de la cual el Gobierno programa distintas licitaciones para la construcción de centrales de energía renovable, alineándose adicionalmente con los objetivos de descarbonización previstos en sus CND.

Por otro lado, el artículo 16 del Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica indica la existencia del Plan de Expansión del Sistema de Trasmisión, que se debe realizar anualmente, siguiendo los siguientes pasos:

- ▶ Durante el primer cuatrimestre del año, el ADME suministra a la UTE la información requerida para modelar la evolución del sistema.
- ▶ Luego, la UTE, en su calidad de trasmisor, presenta el estudio de mediano y corto plazo del Sistema de Trasmisión, identificando los requerimientos de refuerzos en este.

- ▶ El ADME, teniendo en cuenta los estudios de los transmisores y sus propios análisis, elabora un estudio de mediano y corto plazo del Sistema Interconectado Nacional y propone un plan de expansión del sistema de transmisión, poniendo ambos estudios en consulta de los agentes.
- ▶ El regulador analiza el plan propuesto con observaciones de los agentes y eventualmente lo aprueba.

En el caso de la distribución, el proceso contiene también la necesaria aprobación del regulador al plan presentado por la UTE.

Se observa entonces que, si bien en la regulación está prevista la posibilidad de acciones por parte de distintos agentes, en la práctica, la planificación y ejecución de obras de transmisión y distribución recaen en la UTE. Por ese motivo, el proceso no internaliza beneficios como mejoras de eficiencia e innovación que puedan provenir de la diversidad de agentes.

## ▶ Generación distribuida

Uruguay fue el primer país de América Latina en reglamentar la generación distribuida para autoconsumo, mediante el Decreto 173/010. En este, se habilitó a los usuarios de los sistemas de distribución en baja tensión, denominados suscriptores, a intercambiar energía con la UTE siempre y cuando esta hubiera sido generada con tecnología eólica, solar, de biomasa o hidráulicas de pequeño porte. Para ello, el usuario debe celebrar un contrato de conexión con la UTE por un plazo de 10 años, en el que se especifican las condiciones técnicas y comerciales de las instalaciones y los intercambios.

El Decreto distinguió entre dos tipos de instalaciones, según la corriente máxima que pudieran generar:

- ▶ Instalación de microgeneración (IMG) de corriente menor o igual a 16 amperes.
- ▶ IMG de corriente mayor a 16 amperes.

Básicamente, tanto las obligaciones que deben cumplirse en el segundo caso como los recaudos que deben tomarse son mayores, debido a la mayor posibilidad de que las instalaciones provoquen perturbaciones en la red.

El mecanismo establecido en el Decreto 173/010 de medición neta (*net metering*) permitió a los consumidores inyectar sus excedentes, los cuales se pagan al mismo precio que el kWh consumido definido en la tarifa. Se estableció, además, que la energía inyectada a la red no puede superar lo consumido en el período de un año.

Adicionalmente, se han llevado a cabo distintas iniciativas de promoción de las inversiones, las cuales, si bien no son específicamente dedicadas a la generación distribuida, pueden aplicarse a este sector. Entre ellas se destacan los beneficios fiscales estipulados en la Ley 16906, de promoción de las inversiones, y el Decreto 354/009. Mediante la metodología descrita en el Decreto 02/012, se define cómo se puntuará cada inversión candidata presentada ante el Poder Ejecutivo, pudiendo accederse a mayor cantidad de exoneraciones de impuestos cuanto mayor sea el puntaje obtenido.

Por otro lado, la GD para comercialización se encuentra regulada por el Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión, publicado por la URSEA en 2011. Con el objetivo de desplegar este tipo de generación en el sector de distribución, se han dictado distintos decretos<sup>4</sup> de promoción, que previeron contratos de compraventa de energía celebrados entre el pequeño generador y la UTE.

Los mecanismos adoptados han provocado un crecimiento leve, pero sostenido, en la potencia instalada en GD en todo el territorio nacional (PNUMA, 2022). Por este motivo, se considera que no existen brechas regulatorias significativas que impidan el desarrollo de esta tecnología.

<sup>4</sup> Decretos 389/005 y 77/006, por ejemplo.



**Uruguay ha desarrollado considerablemente las energías renovables (75 % de su capacidad instalada) y aún tiene potencial para impulsarlas con el mecanismo de subastas.**

## ▶ Almacenamiento con baterías

En Uruguay, existen distintos decretos que regulan la generación de energía eléctrica a partir de baterías, según el nivel de tensión de la red a la que se conecten y si esta red se considera o no un sistema aislado.

El Decreto 27/020 autoriza a los suscriptores<sup>5</sup> conectados a la red de distribución de baja tensión a generar energía eléctrica únicamente para su consumo, a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo a la red. Se aclara que, para ingresar en este esquema, el suscriptor debe celebrar un convenio particular con la UTE.

Por otro lado, la generación de energía eléctrica por parte de suscriptores conectados a media tensión, a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo a la red, pero sin inyectar energía, se rige por el Decreto 43/015. En este, se indica que, en caso de que la potencia instalada sea mayor a 150 kW, deberá tramitarse la correspondiente solicitud ante la Dirección Nacional de Energía.

El uso de sistemas de almacenamiento por baterías permite al usuario reducir sus costos de energía mediante dos posibles métodos: 1) realizando arbitraje de energía (comprando electricidad cuando los precios son bajos y utilizándola luego), o 2) reduciendo la máxima potencia demandada a la red y, por ende, los cargos por máxima potencia consumida. Según se desprende de la legislación mencionada, en Uruguay, si bien está permitida la instalación de almacenamiento a baja escala basado en baterías, su funcionamiento se encuentra restringido al aporte al consumidor, sin posibilidad de participar en intercambios con la red. Esto constituye una barrera, dado que, para no inyectar energía en la red, el consumidor debe instalar equipamiento técnico sofisticado, mientras que la distribuidora debe tener equipamiento capaz de detectar si hay inyección y en qué momento. Por este motivo, se encuentra en evaluación una modificación a la reglamentación vigente, de manera que permita inyectar durante breves periodos energía a la red, con un saldo neto de consumo.

<sup>5</sup> El Decreto 114/014 define como suscriptor al cliente final, titular de un suministro efectuado y medido por el distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscriptores: los grandes consumidores potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese distribuidor). Queda comprendido en la denominación de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas, que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red.

Con respecto a sistemas de almacenamiento con baterías a gran escala, en septiembre de 2021 comenzó sus operaciones el primer sistema de este tipo, construido en una empresa textil ubicada en el departamento de Canelones y con una potencia instalada de 30 kW. Este proyecto representa una experiencia piloto desde la cual las empresas del rubro eléctrico esperan obtener la suficiente pericia (*know-how*) para dinamizar el sector.



## Iniciativas de organismos multilaterales

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

- ▶ Consolidación de la transición energética baja en carbono en el país (BID, s. f.b). Los objetivos específicos de esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) son: (1) mejorar la sostenibilidad económica, social e institucional del sector energético; (2) fomentar inversiones en servicios energéticos sostenibles, enfocadas en el transporte eléctrico y la eficiencia energética; y (3) reducir la brecha de acceso al servicio eléctrico con energía renovable.
- ▶ Electrificación eficiente e hidrógeno verde (BID, s. f.c). Este proyecto del BID complementa la ejecución del programa de Apoyo a la Consolidación de la Transición Energética Baja en Carbono en Uruguay. El proyecto promueve la digitalización y el uso eficiente de la información digital disponible, modelos de negocios innovadores en los sectores de hidrógeno verde y electromovilidad, nuevas tecnologías sostenibles, la

equidad de género y la diversidad en el sector, y el fortalecimiento de las capacidades institucionales para avanzar con la descarbonización de la matriz energética del país.

- ▶ Apoyo al cumplimiento de los compromisos climáticos de Uruguay (BID, s.f.a). Se trata de una iniciativa, también del BID, cuyo objetivo es contribuir al cumplimiento de las metas de sostenibilidad climática y ambiental del país de acuerdo con lo establecido en la contribución determinada a nivel nacional.
- ▶ Financiamiento innovador para soluciones de tecnologías limpias en el sector de energías renovables de Uruguay (PNUD, s. f.). El objetivo de este proyecto del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) es proponer un mecanismo financiero innovador y acciones de apoyo para aprovechar la financiación público-privada. Esas acciones se inscriben en el contexto del financiamiento que el Fondo de Innovación en Energías Renovables (REIF por sus siglas en inglés) de Uruguay prevé proporcionar para una variedad de tecnologías, emprendimientos y actividades de energía renovable nuevos y emergentes.

Las iniciativas relevadas en Uruguay muestran una tendencia hacia el desarrollo de modelos de negocio innovadores en los sectores de hidrógeno verde y electromovilidad, nuevas tecnologías sostenibles y la búsqueda de nuevas alternativas de financiamiento que fomenten las inversiones privadas. Lo anterior se encuentra en línea con lo expuesto en el presente documento, que evidencia avances importantes en lo que respecta a ERNC (principalmente eólica), medidores inteligentes y eficiencia energética, pero no en electromovilidad e hidrógeno verde.

# 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 las emisiones en otros sectores de la economía). Dichos objetivos son 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"> <li>No exceder 359 MtCO<sub>2</sub>e (economía general).</li> <li>20% de energía renovable al 2025.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>75% de generación limpia al año 2050.</li> </ul>
Barbados	<ul style="list-style-type: none"> <li>70% de descarbonización del sector eléctrico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>95% de descarbonización del sector eléctrico.</li> </ul>
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> <li>79% de renovables (incluida hidráulica).</li> <li>19% de otras renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>75% de generación renovable (incluida hidráulica).</li> </ul>
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> <li>50% de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>e (vs. 2005).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.</li> </ul>
Chile	<ul style="list-style-type: none"> <li>Participación renovable del 80%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carbononeutralidad.</li> </ul>
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción en un 51% de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carbononeutralidad.</li> </ul>
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alcanzar y mantener la generación 100% renovable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carbononeutralidad.</li> <li>Mantener la generación 100% renovable.</li> </ul>
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> <li>20,9% de reducción de las emisiones para 2025.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.</li> </ul>
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento en un 50% de la capacidad renovable con respecto a 2019.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.</li> </ul>
Jamaica	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de las emisiones de entre 25,4% y 28,5% con respecto a 2005 (economía general).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró una meta del 75% de generación limpia.</li> </ul>
México	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de las emisiones de GEI entre el 22% y el 36% (condicionada).</li> <li>Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51% y un 70% (condicionada)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>50% de generación de fuentes no emisoras.</li> </ul>
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> <li>15% de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.</li> </ul>
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de las emisiones de GEI entre el 10% y el 20% (economía general).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Carbononeutralidad.</li> </ul>
Perú	<ul style="list-style-type: none"> <li>No exceder 208,8 MtCO<sub>2</sub>e (economía general), o 179 MtCO<sub>2</sub>e (meta condicionada).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se consideró carbononeutralidad.</li> </ul>
República Dominicana	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO<sub>2</sub>e.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.</li> </ul>
Trinidad y Tobago	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del 15% en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró una reducción de las emisiones del 50%.</li> </ul>

País	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de: (i) 27-31% CO<sub>2</sub>; (ii) 62-63% CH<sub>2</sub> y (iii) 51-57% N<sub>2</sub>O (economía general).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.</li> </ul>
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró una reducción de emisiones del 20% respecto al BAU.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No hay metas definidas.</li> <li>Se consideró una reducción de las emisiones del 50% respecto al BAU.</li> </ul>

**Nota:** La abreviación MtCO<sub>2</sub>e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH<sub>2</sub> representa el metileno; N<sub>2</sub>O, 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 llevar a cabo este pronóstico. En la preparación de 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 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 reconocidos y utilizados en los mercados energéticos, lo que mejora la transparencia y credibilidad en las proyecciones. 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.

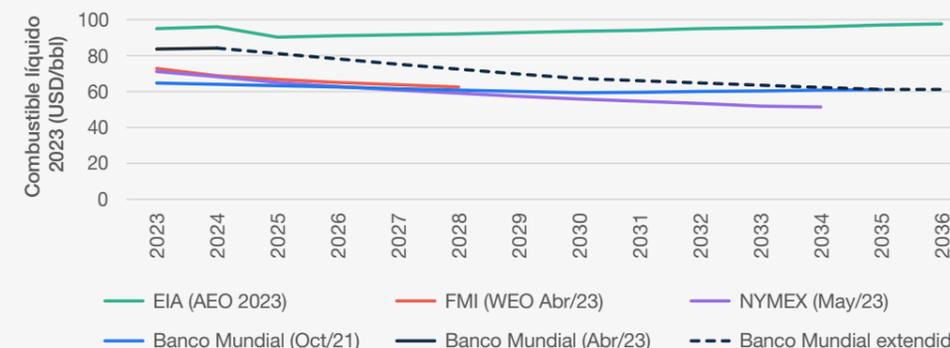
## ▶ Proyección de los precios de los combustibles líquidos

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 de

abril de 2023. Como el 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 la proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

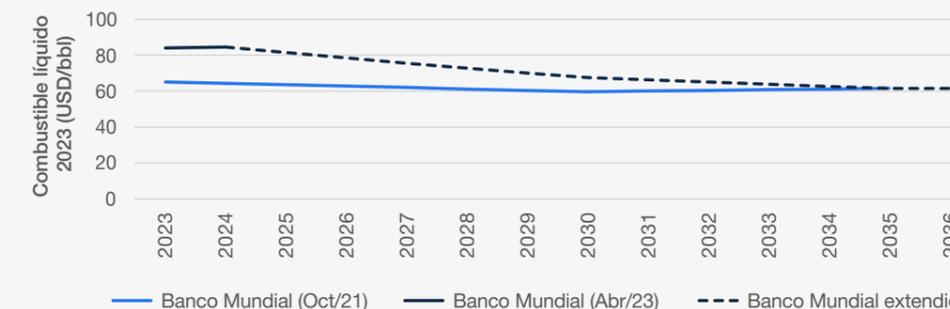
### Proyección de los precios de los combustibles líquidos



Fuente: Elaboración propia con datos de 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: Elaboración propia con datos del 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 derivados (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.

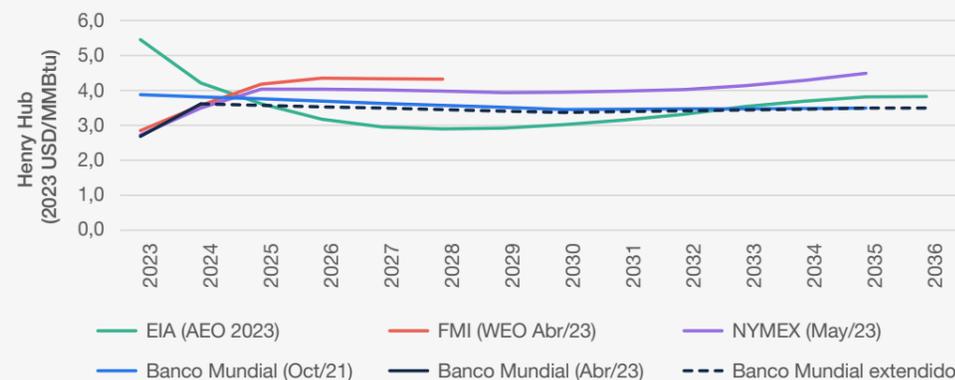
### ► Proyección de los precios del gas natural

Para indexar los precios del gas natural, se ha utilizado el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023. La curva del precio del gas se amplió según el mismo enfoque utilizado para la curva de los combustibles líquidos.

A fin de calcular el precio final del gas natural, se deben sumar al precio del Henry Hub (HH) algunos costes adicionales, como licuefacción, transporte y regasificación. Se sugiere considerar que estos costos adicionales representan 4,5 USD/MMBtu más el 115% del precio del gas natural HH.

GRÁFICO 4.3

#### Proyección de los precios Henry Hub

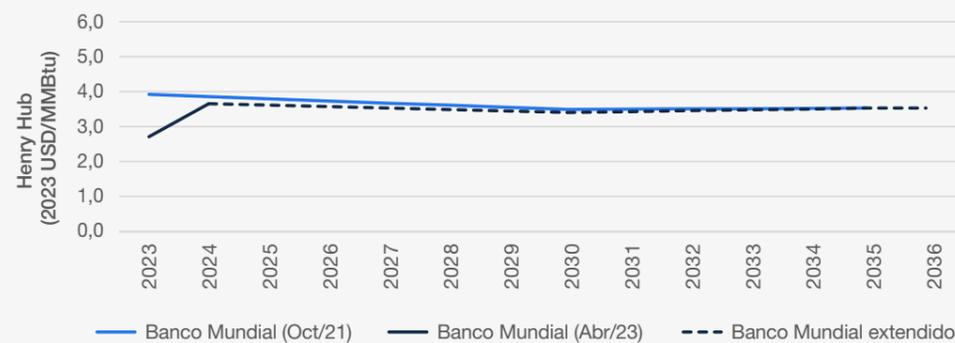


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a), FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.4

#### Proyección de los 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, las cuales pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y estructura de costos de estas candidatas —por ejemplo, los gastos de capital (CAPEX) y los costos fijos—, así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos formulados para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3.

El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo de la primera candidata 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%

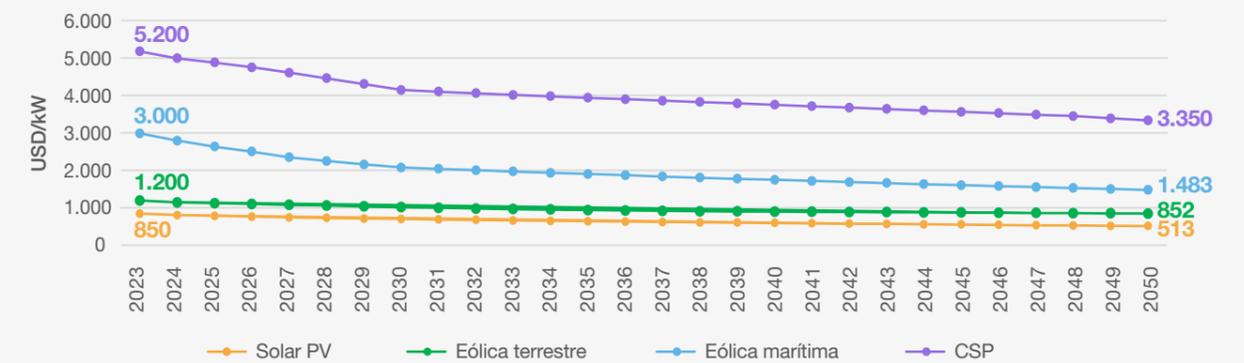
Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.

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 el de la Comisión Nacional de la Energía de Chile (Ministerio de Energía, s. f.) y el *Annual Technology Baseline* del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2023).

GRÁFICO 4.6

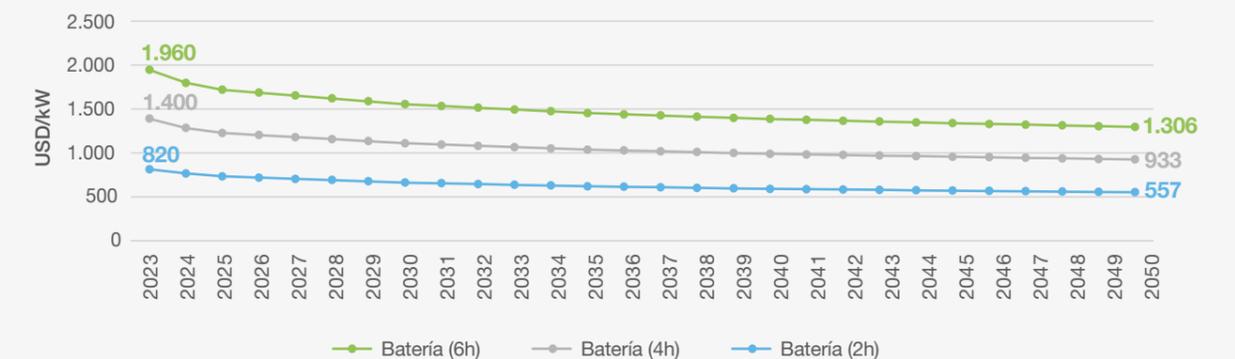
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



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).

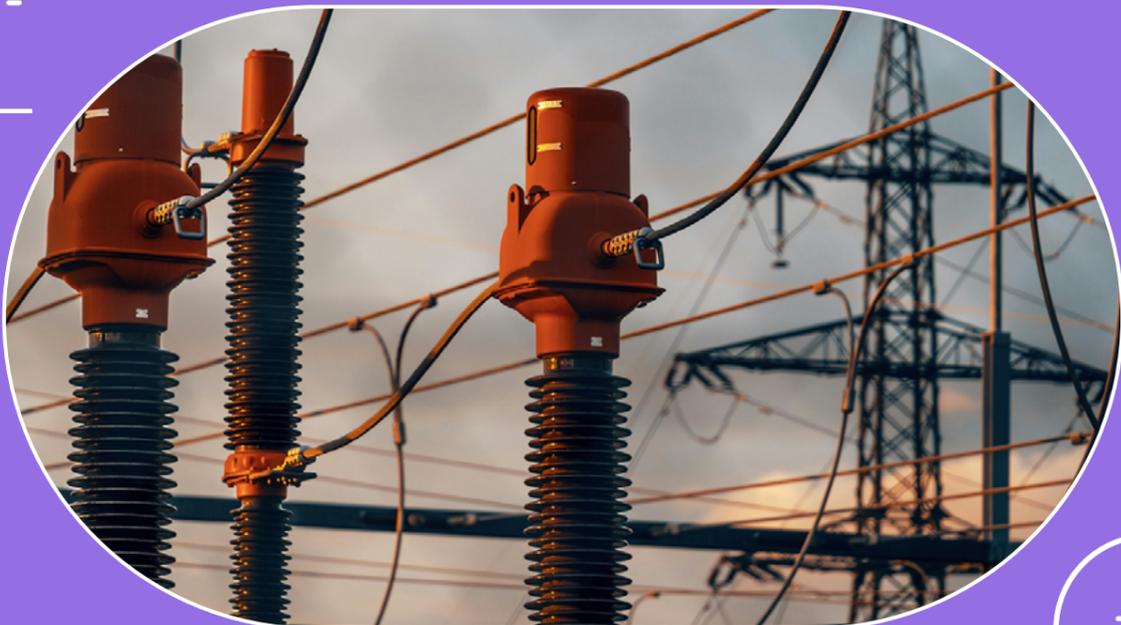


## Supuestos adoptados en la expansión del sistema

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

### ► Demanda potencial

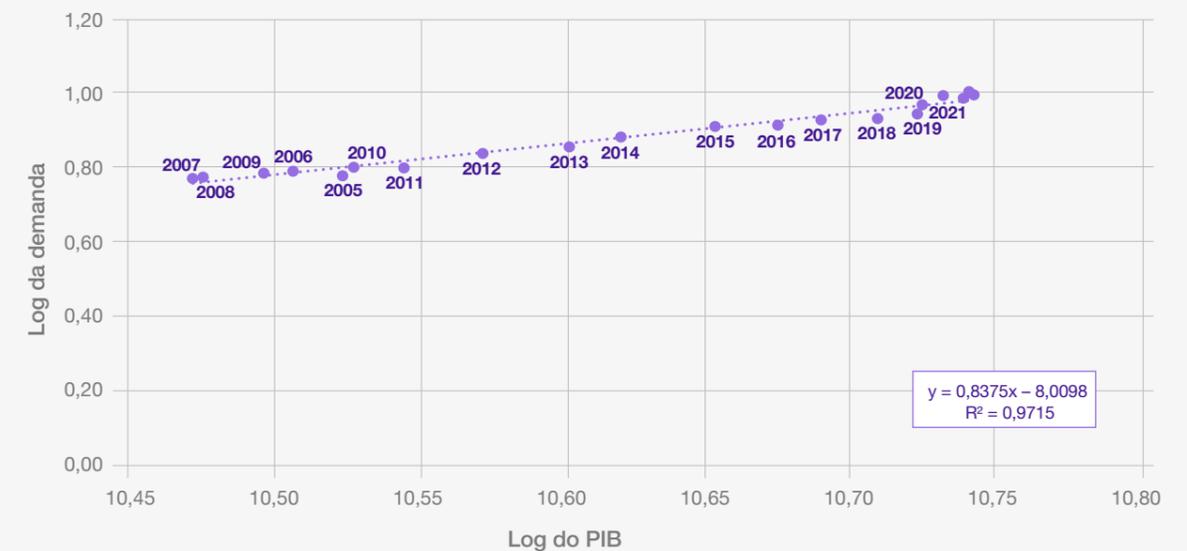
Como se indica en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB



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 para Uruguay fue de 0,8375, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

### Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

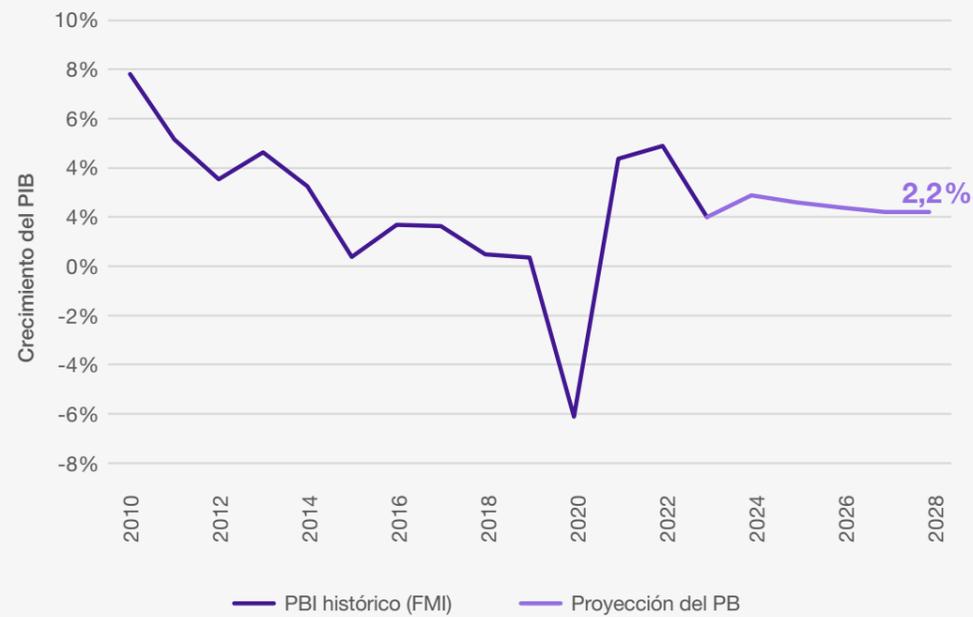


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB uruguayo, el cual se proyecta que crecerá aproximadamente el 2,0% en 2023 y un valor promedio del 2,2 % a partir de 2027. El pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, de manera que, para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor del 2,2%.

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 1,8%, dada una elasticidad cercana a 1 en Uruguay, pero resaltando que la demanda crece a una tasa un poco más baja que el PIB en el periodo de estudio. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 65% 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



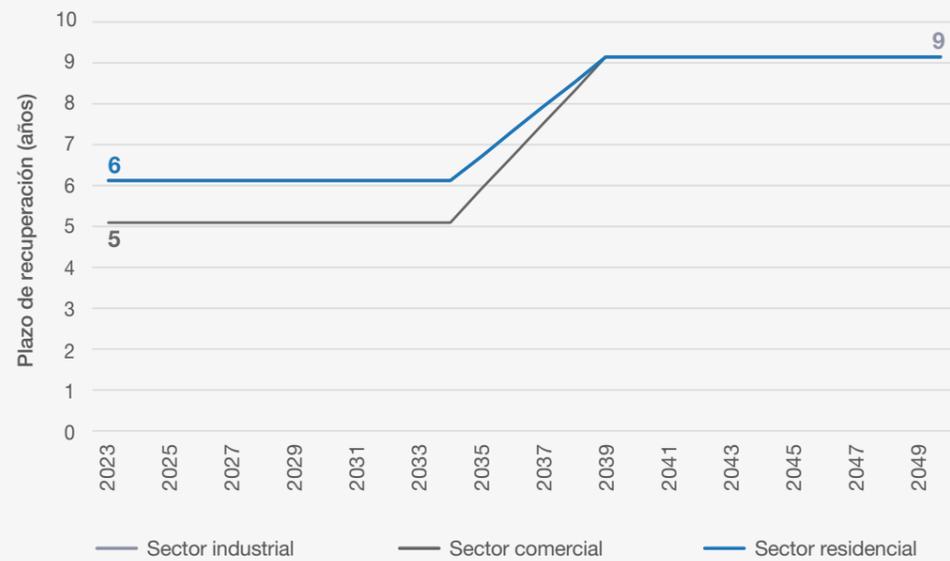
Se puede observar que, durante todo el horizonte, solo hay variaciones negativas de la demanda en los años 2017 y 2019. Otro punto destacado en el gráfico es el aumento de más del 14% en la demanda en 2021 respecto al año anterior.

► Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de los supuestos”, en el 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 (*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) y están representados en el gráfico 4.11, donde se observa su evolución para cada sector de la economía uruguaya.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

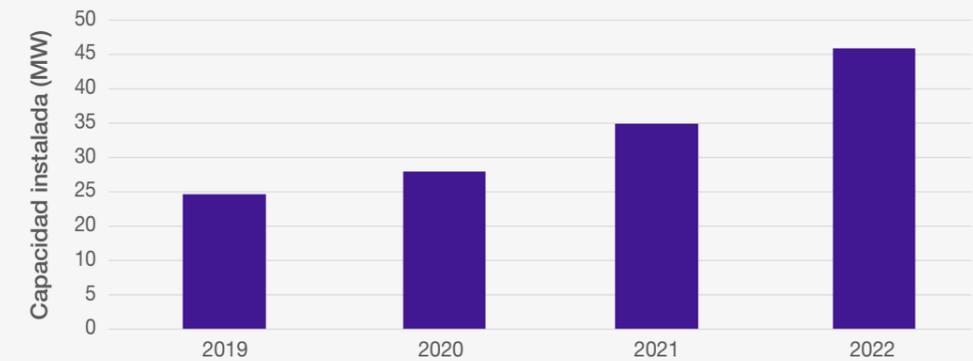


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido a los bajos valores del plazo de recuperación observados por los consumidores locales, existe un considerable incentivo actualmente para la adopción de la GD en el país, que, al cierre de 2022, tenía aproximadamente 45 MW instalados (gráfico 4.12). A partir de 2039, se asume una convergencia del plazo de recuperación a 9 años (en aumento), lo que frena ligeramente la adopción de la GD respecto al ritmo al inicio del horizonte.

GRÁFICO 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Uruguay



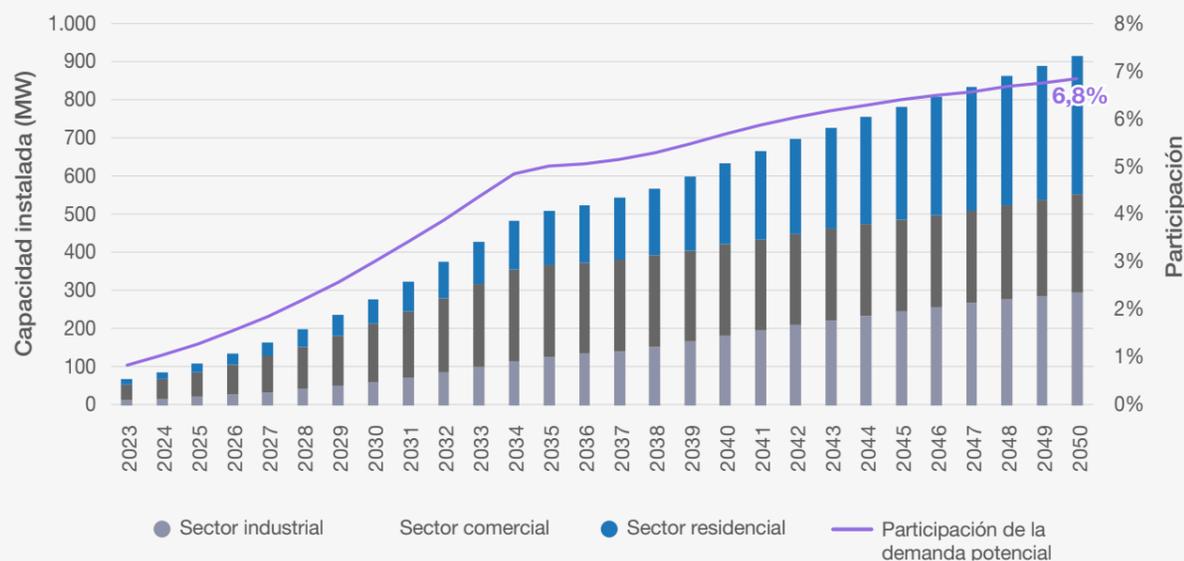
Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

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 la GD en el país. El gráfico 4.13 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial.

Los bajos plazos de recuperación contribuyen a la alta adopción de la GD en los primeros años, cuando la tecnología alcanza una capacidad instalada de aproximadamente 570 MW (valor en 2037). Después del período de convergencia a un largo plazo de recuperación (igual a 9 años), se observa un crecimiento menos acelerado, dando lugar a la instalación de 920 MW de GD hasta 2050, con un potencial de generación equivalente al 6,8% de la demanda potencial.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida



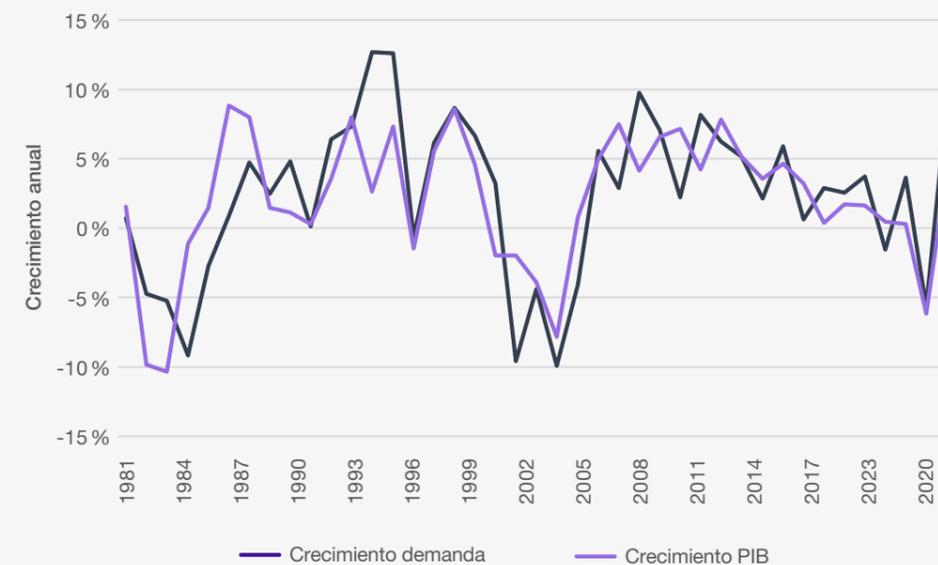
## ► Electromovilidad

En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adoptó una estrategia ascendente (*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 entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB uruguayo entre los años 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

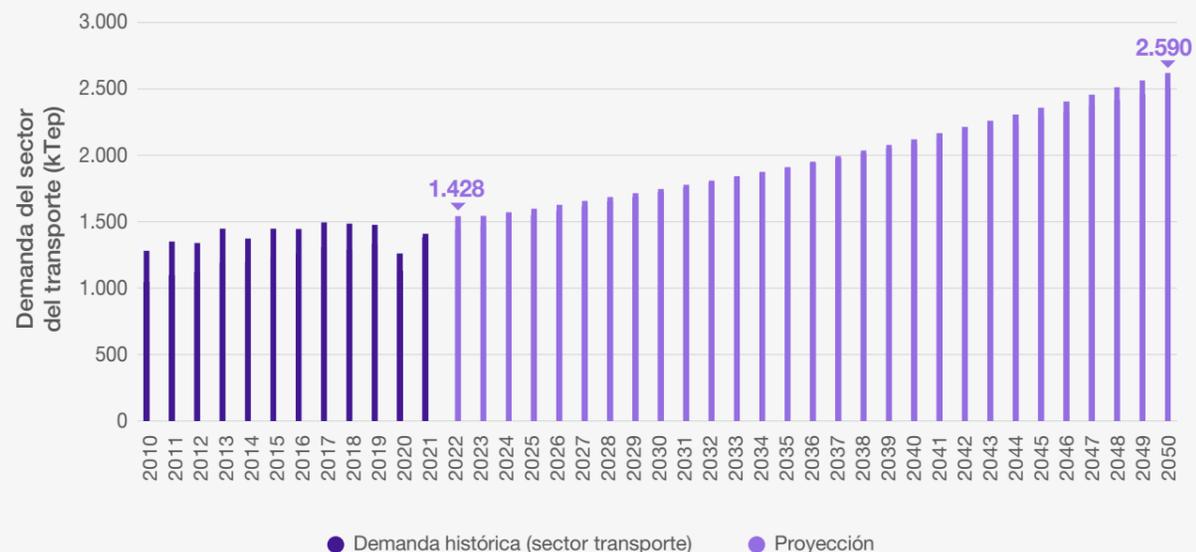


Fuente: Elaboración propia con datos de xxxxx y Banco Mundial (2022b).

Como muestra el gráfico 4.15, se estima un crecimiento promedio del 2,1% en el periodo bajo estudio para el sector del transporte en Uruguay, con un aumento acumulado del 81% hasta el año 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Según el último balance energético nacional de Uruguay (2022), el consumo de electricidad en el sector del transporte es nulo.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

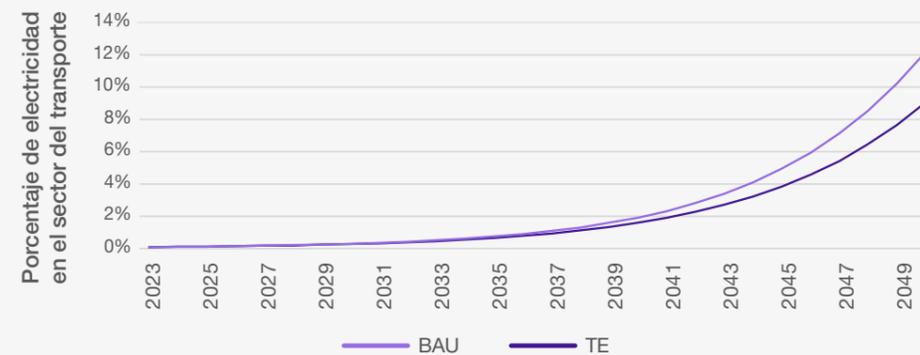


Fuente: Elaboración propia con datos de MIEM (2023) y Banco Mundial (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo en el que se considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 10 años en el escenario de BAU. En el gráfico 4.16, se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje electricidad en la demanda del transporte adoptado en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el consumo de electricidad alcance el 9% de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y el 12% en el caso de TE en 2050 y que la mayor parte de esta evolución ocurra en la última década bajo estudio.

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 representadas 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 Uruguay. Estos valores muestran, además, una participación de la demanda potencial igual al 12% en el caso de BAU y al 18% en el de TE al final del horizonte temporal.

GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

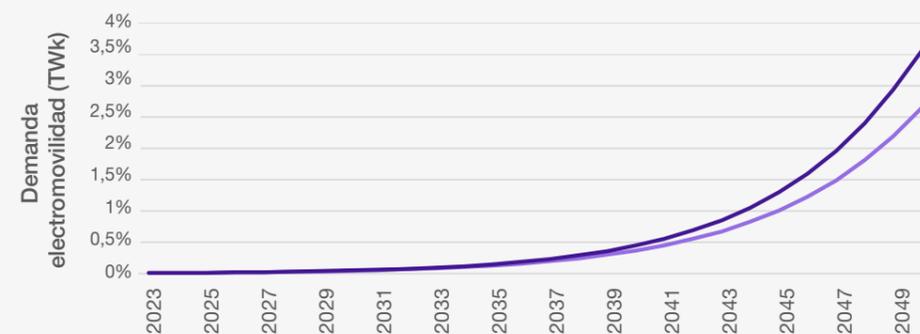
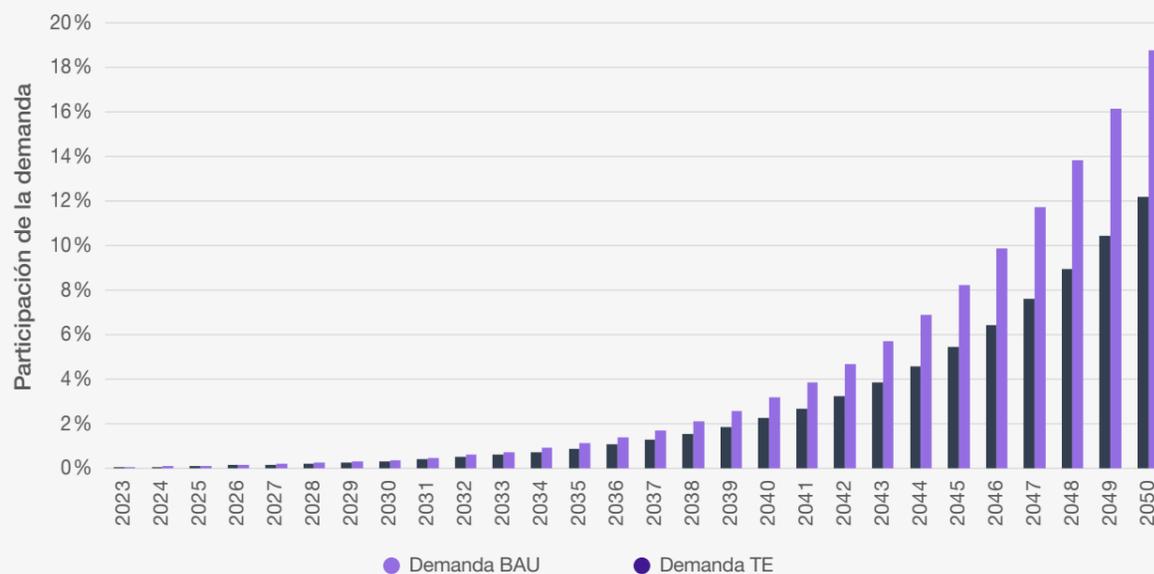


GRÁFICO 4.18

Porcentaje de demanda de electromovilidad *versus* demanda potencial



## Hidrógeno verde

En junio de 2022 Uruguay publicó la Ruta del Hidrógeno Verde, realizada con colaboración interministerial, el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la participación de instituciones como la URSEA y la UTE. En ese documento hay seis secciones que sientan las bases para los primeros proyectos y prevén el posicionamiento del país como un actor competitivo en el mercado de exportación.

En las primeras secciones, se destaca el potencial que presenta Uruguay para la producción de hidrógeno verde y sus derivados, dadas las iniciativas ya implementadas en términos de energías renovables y los esfuerzos transversales en los sectores que apuntan a la descarbonización. De hecho, se espera que los costos de generación con fuentes renovables eólicas y solares fotovoltaicas se ubiquen en 2030 en el rango comprendido entre 16 US/MWh y 19 USD/MWh, valor que se asemeja a los indicados en el gráfico A.8.3 del anexo 8 como necesarios para obtener precios competitivos a nivel mundial.

Los gráficos 4.19 y 4.20 presentan las proyecciones de hidrógeno verde para Uruguay, 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 más de un 40 % superior a la del caso de BAU.

GRÁFICO 4.19

Producción de hidrógeno verde en Uruguay

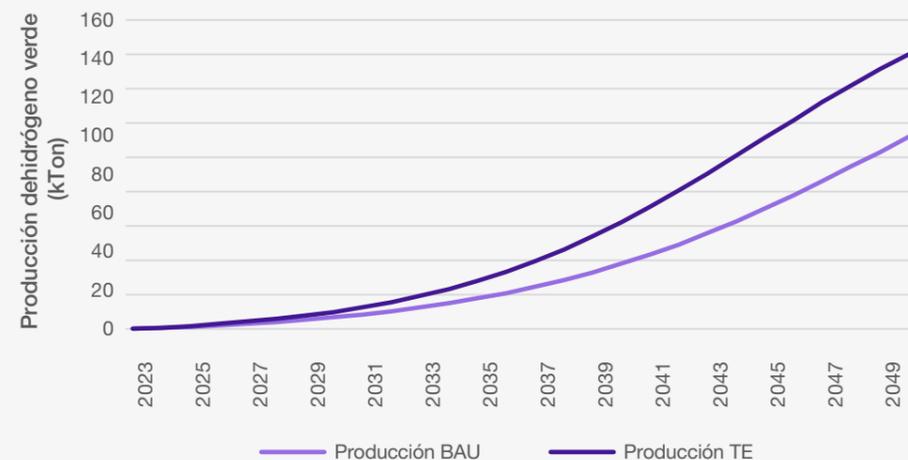
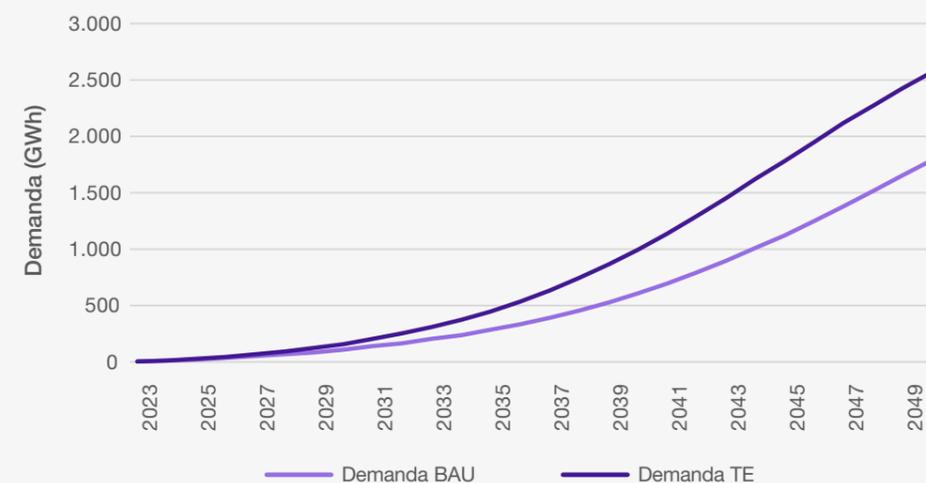


GRÁFICO 4.20

Consumo de electricidad de los electrolizadores

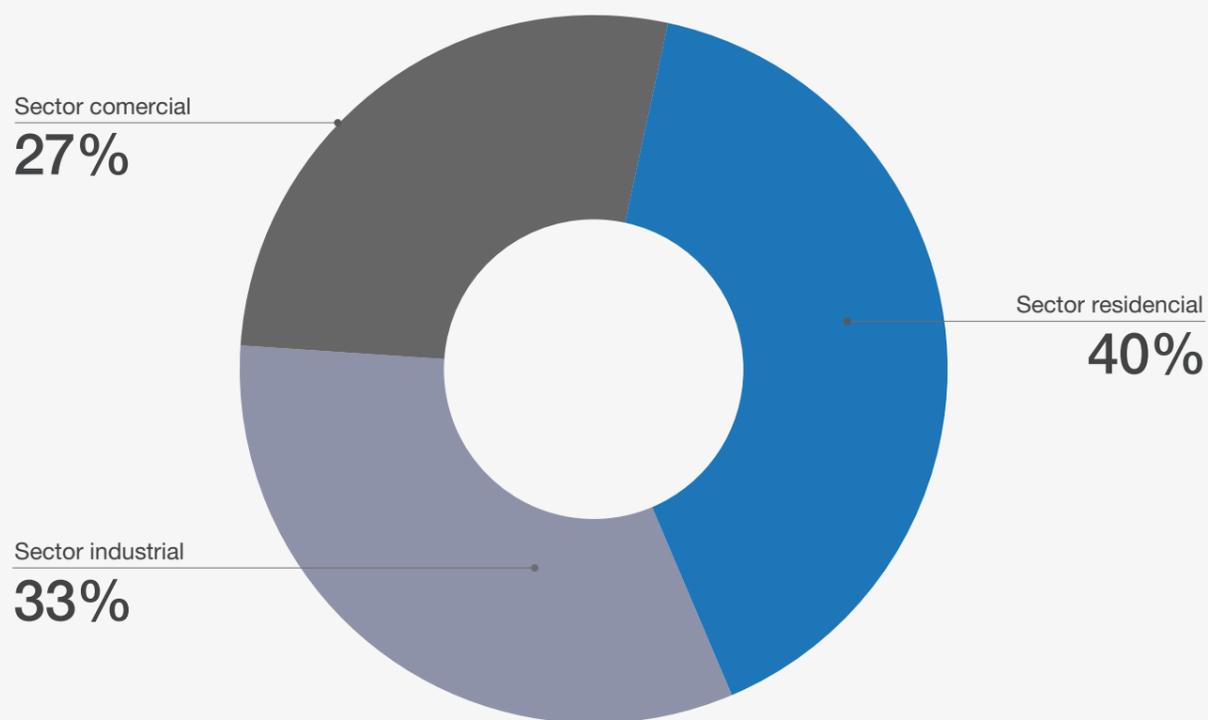


## ► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En Uruguay, no hay un sector que sobresalga en relación con los demás, aunque el sector residencial es el que tiene mayor representación, con un 40% de la demanda de energía total, seguido por el sector industrial (33%) y el sector comercial (27%), como muestra el gráfico 4.21.

GRÁFICO 4.21

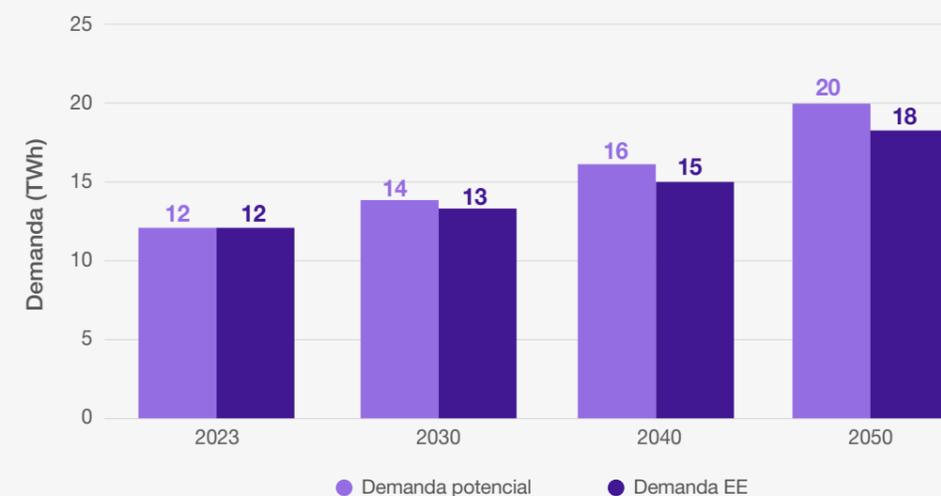
Distribución de la demanda en los sectores de la economía uruguaya



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.22 una reducción de hasta el 8,8% con relación a la demanda potencial de 2050, equivalente a aproximadamente 1,7 teravatios hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 500 MW 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

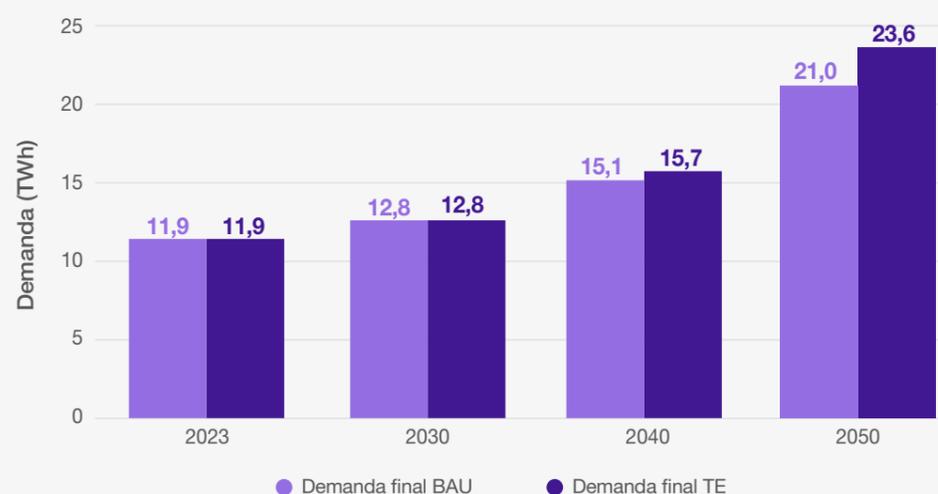


## ► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico uruguayo. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.23 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los distintos escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) hacen que la demanda del país en 2050 sea el 12,3% mayor en el caso de transición que en el escenario de BAU, un crecimiento considerable comparado a los demás países.

GRÁFICO 4.23

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios



CUADRO 4.4

Lista de proyectos considerados

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Biomasa	UPM 2	190
2023	Biomasa	UPM	-10
2024	Biomasa	UPM 2	30
2024	Combustible líquido	Nesyta	3
2024	Solar	Punta del Tigre	27

## ► Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El plan de expansión a corto plazo utilizado para simular el mercado eléctrico uruguayo se basó en el informe de Garantía de Suministro 2022, publicado por el ADME (2022). Las adiciones del documento, a su vez, se basan en el listado suministrado por la DNE en septiembre de 2021, con ajustes del propio ADME.

La expansión esperada para el corto plazo comprende principalmente el proyecto de biomasa UPM2, de 220 MW, pero que es construido de manera fraccionada, con entrada en operaciones en 2023 y 2024. Además, añaden capacidad el proyecto Nesyta de energía térmica y la planta solar Punta del Tigre. Por otra parte, se consideran reducciones en la capacidad de UPM, que disminuye de 25 MW a 15 MW después del inicio de las operaciones de UPM 2.

El cuadro 4.4 ilustra las entradas y retiradas de capacidad de los proyectos a corto plazo consideradas en este estudio.

5

# Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Uruguay



Este capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Uruguay tanto en el caso de BAU como en el caso de TE. El objetivo es exponer su estado actual y 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.



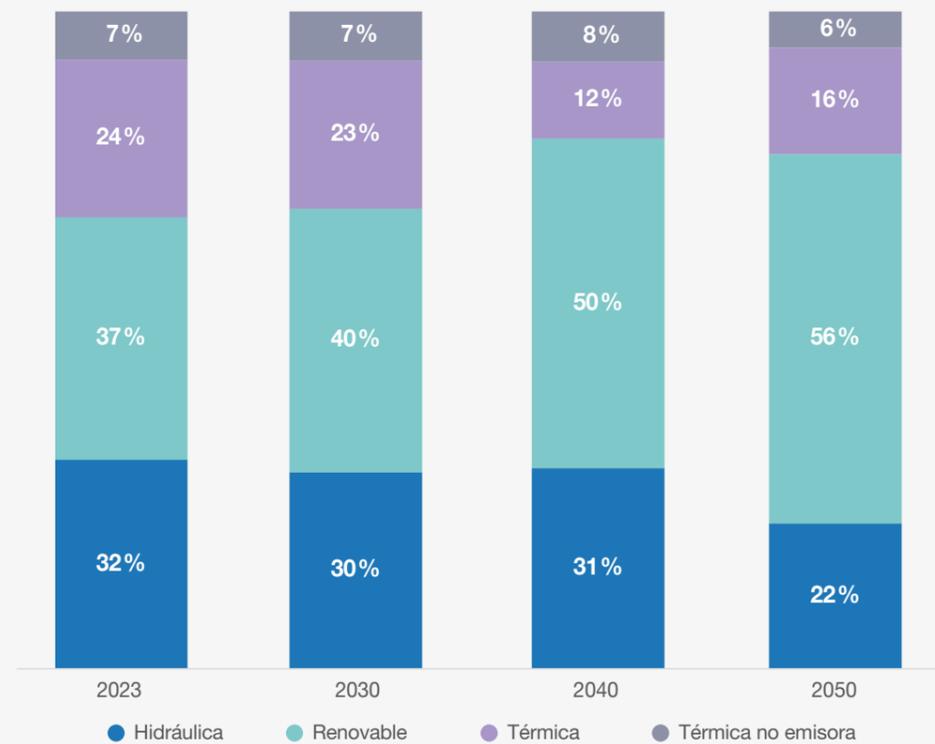
## Caso de BAU

### ► Expansión de la generación

La proyección calculada en este escenario evidencia una reducción de la participación hidroeléctrica (del 32 % al 22 %), mientras que la de fuentes renovables (principalmente eólica y solar) aumentan hasta el 62 % de la canasta. Las centrales hidroeléctricas y térmicas del sistema cumplen un papel importante al compensar el aumento de la intermitencia en el suministro de energía. Además, las baterías para almacenamiento no tienen espacio en el sistema, puesto que ya tiene tecnologías para compensar la intermitencia de las renovables.

GRÁFICO 5.1

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



**Nota:** Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. Las térmicas no emisoras incluyen centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

A lo largo de los años, con la reducción de los costes de inversión, las centrales eólicas y solares se vuelven más competitivas y suelen ser la principal opción de expansión. Las limitaciones en el suministro de gas, que es importado de Argentina, frenan la expansión de plantas de este tipo hasta inicios de la década de 2030. En el apéndice 1 de este reporte se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Uruguay tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

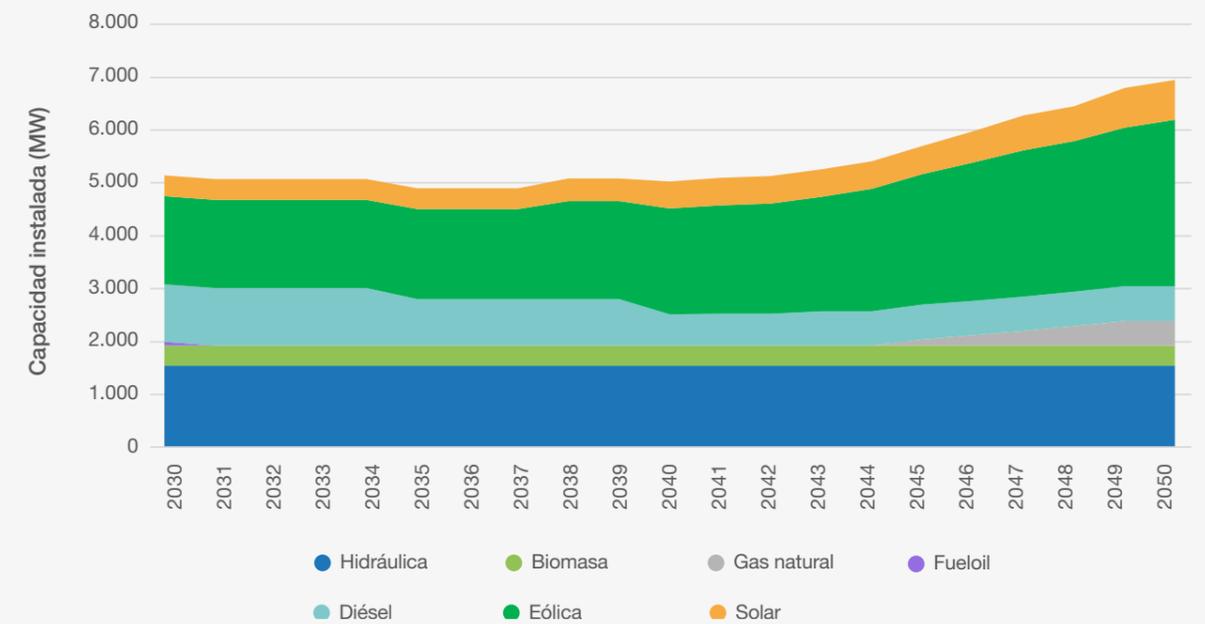
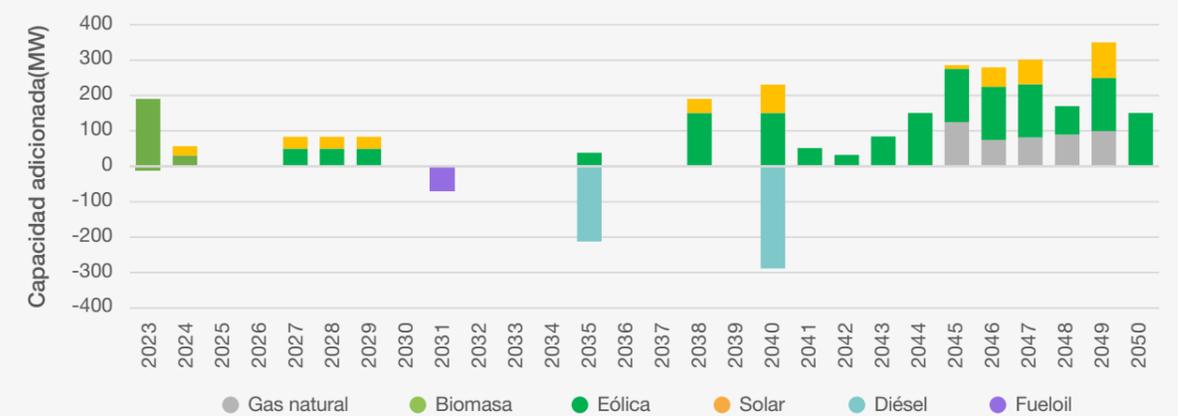


GRÁFICO 5.3

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



## ► Perfil de generación

En este subapartado se analiza la evolución de la matriz de generación del sistema uruguayo. Para ello, se ha seleccionado el primer y el último año del periodo evaluado, 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 BAU se encuentran detallados en el apéndice 2.

Como se ve en el gráfico 5.4, el país se abastece principalmente con fuentes renovables, particularmente mediante generación hidroeléctrica, eólica y de biomasa. En relación con el perfil horario, como la generación térmica está asociada a la biomasa, que no tiene costo asociado, el costo marginal está directamente relacionado con el costo que conlleva importar la energía de Brasil, haciendo que haya una variación entre 58 USD/MWh y 71 USD/MWh.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema uruguayo en 2024

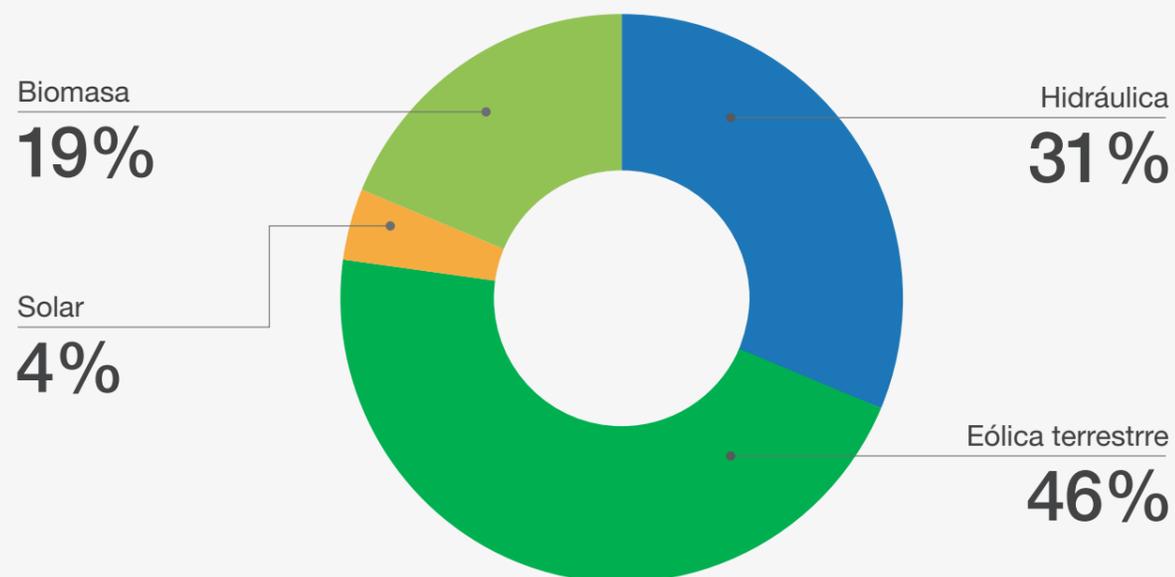


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema uruguayo en 2024

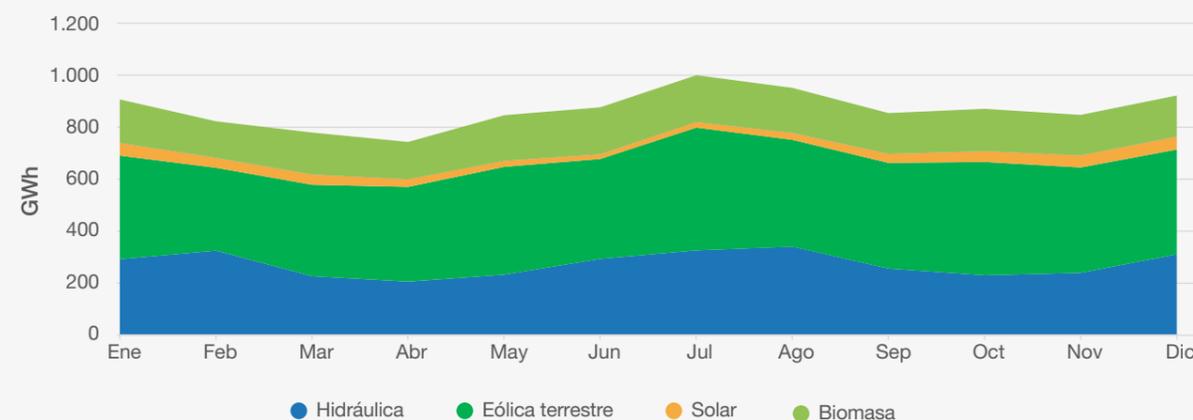
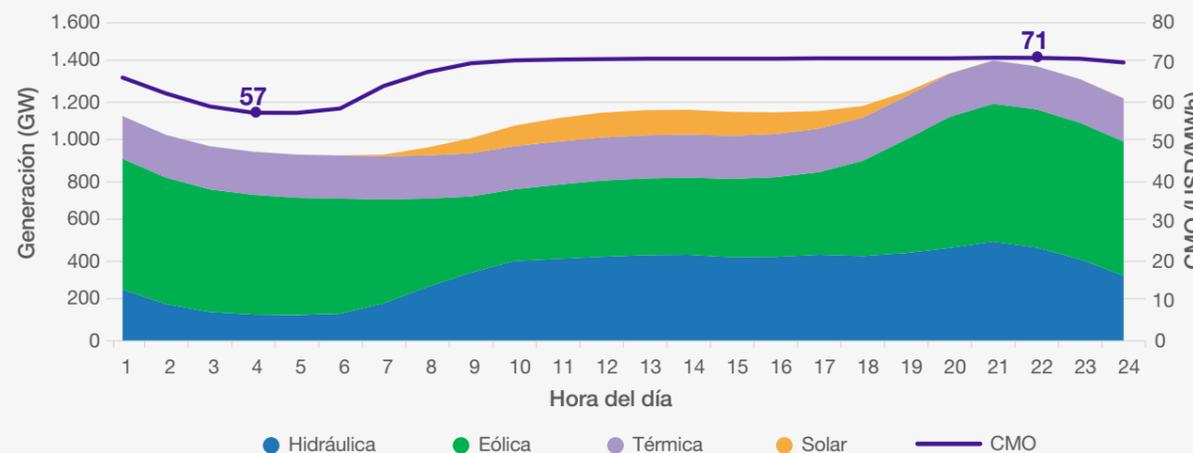


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema uruguayo en 2024



En 2050, se puede observar en el perfil mensual que, con la gran representación de las ERNC, hay una pequeña aparición de la generación térmica con gas natural en algunas épocas del año. En relación con el perfil horario de generación, se destaca que casi toda energía producida proviene de fuentes renovables prácticamente todo el día, haciendo que, una vez más, el costo marginal del país esté relacionado con el costo de importar la energía de Brasil, resultando en valores de entre 40 USD/MWh y 52 USD/MWh durante toda la jornada.

GRÁFICO 5.7

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

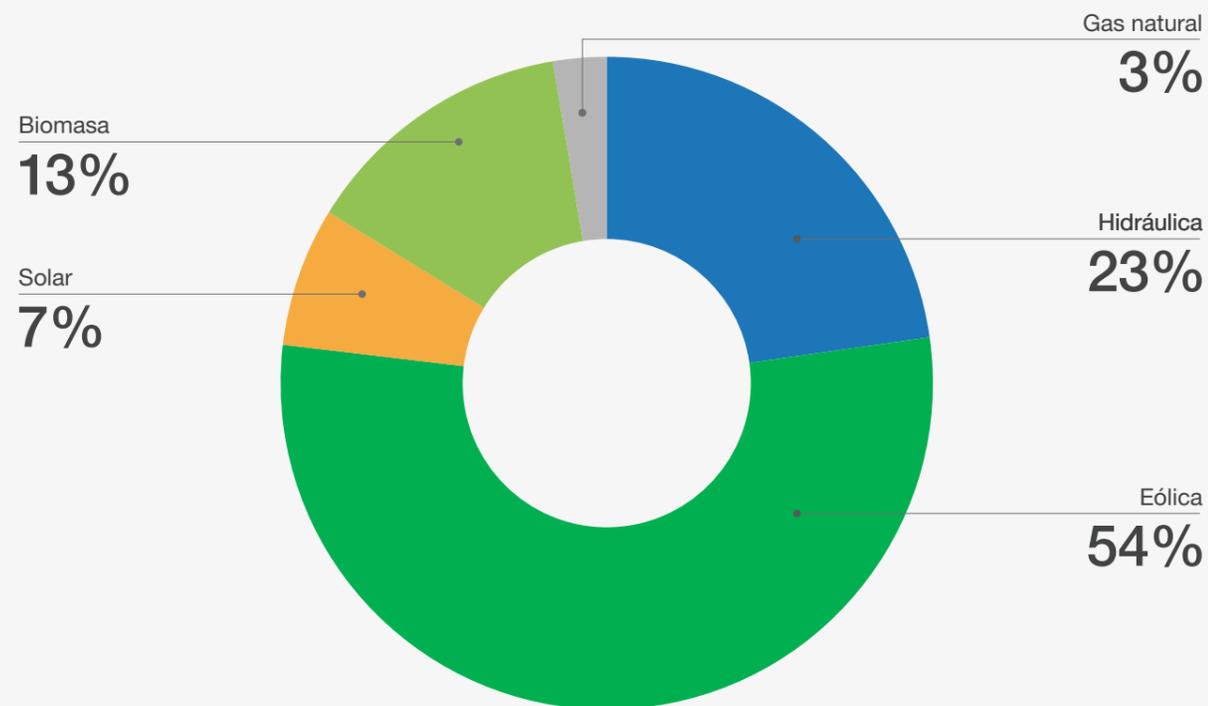


GRÁFICO 5.8

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

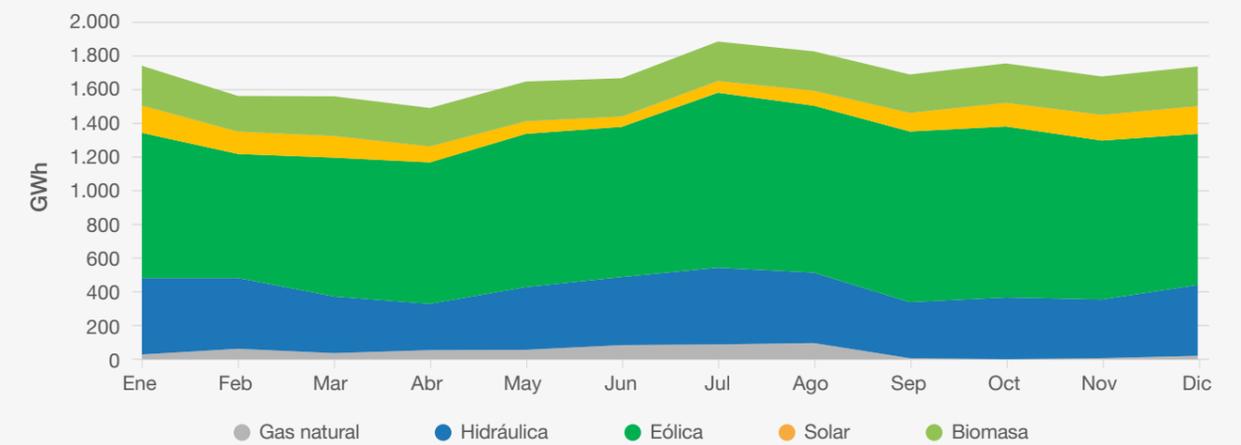
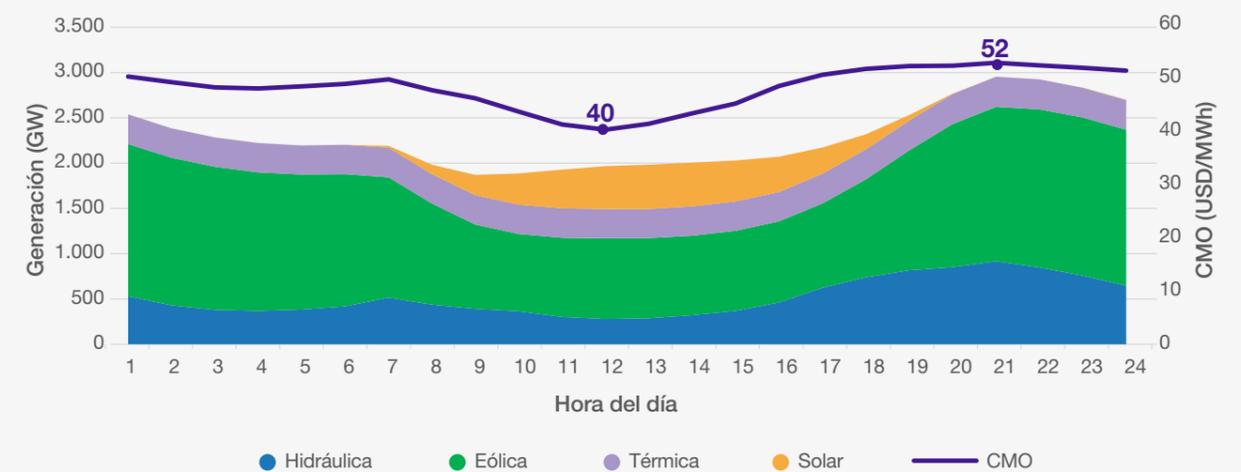


GRÁFICO 5.9

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



## ► Costos marginales

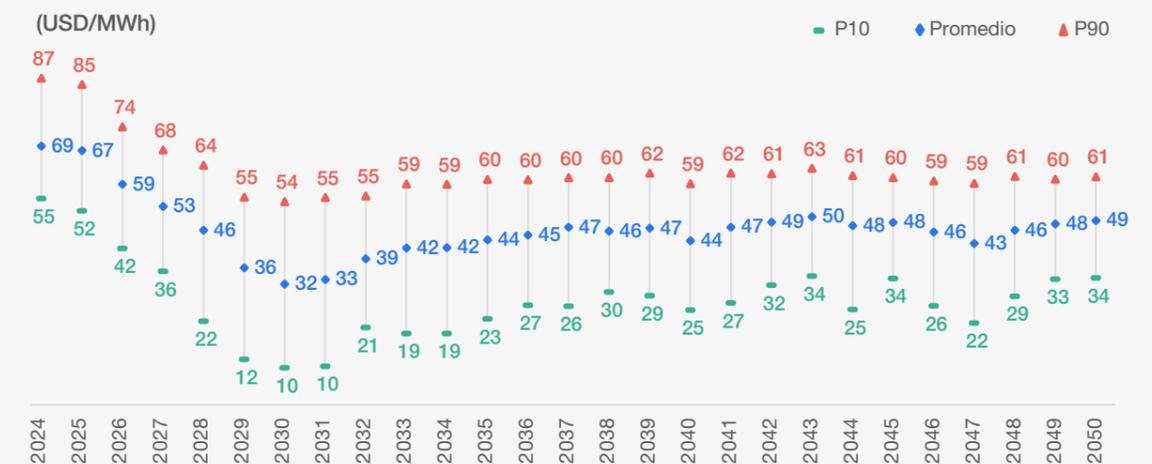
Uruguay enfrentó una severa sequía a finales de 2022 y en el primer semestre de 2023, lo que resultó en un aumento de los costos marginales del sistema. Después del periodo de sequía y con el volumen de los reservorios restablecido, el CMO se mantiene variando entre 40 USD/MWh y 50 USD/MWh en todo el horizonte.

Los costos presentados en el gráfico 5.10 están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 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, respectivamente<sup>6</sup>).

<sup>6</sup> 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

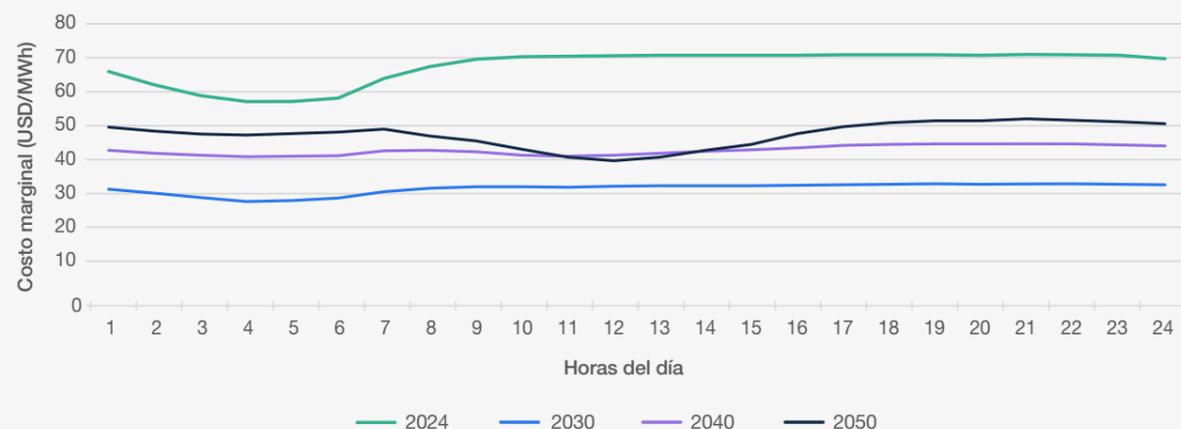
Costos marginales anuales en el sistema uruguayo en el caso de BAU



El gráfico 5.11 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora del año para algunos años del estudio. En Uruguay, no se observan cambios tan significativos como en otros países en el perfil de los costos marginales horarios en el periodo de estudio porque no se proyectan muchas adiciones de plantas solares (solo el 7 % de la demanda de 2050 es atendida por esta tecnología). Un aspecto importante en la formación de los costos marginales del país es la ya mencionada importación de energía desde Brasil, dado que, para durante buena parte del tiempo, este es el recurso marginal del sistema.

GRÁFICO 5.11

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



## Caso de transición energética

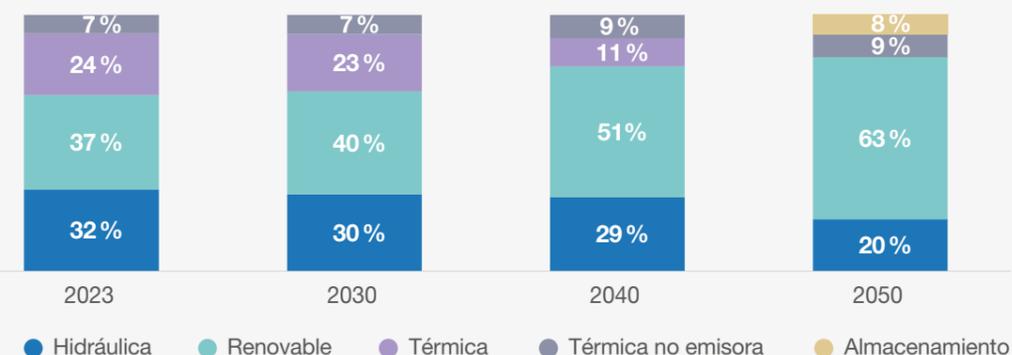
### ► Expansión de la generación

Uruguay dispone de una matriz con una notable participación de las energías renovables desde el inicio del horizonte de estudio. En el escenario de transición, se estableció como objetivo la retirada completa de las centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero.

Al comienzo del periodo analizado, se observa una participación bastante equilibrada de las tecnologías en la canasta de capacidad del país: 32 % de centrales hidroeléctricas, 37 % de renovables y 31 % de centrales térmicas. Con el paso de los años, las centrales térmicas emisoras son sustituidas por energías renovables y baterías, aumentando la participación de las ERNC al 63 % y la de las baterías al 9 % en 2050, como muestra el gráfico 5.12.

GRÁFICO 5.12

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



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

A medida que transcurren los años y los costos de inversión disminuyen, las centrales solares y, sobre todo, las eólicas se vuelven opciones más competitivas y frecuentemente son las principales candidatas para la expansión del sistema (gráfico 5.13). Además del aumento de esas tecnologías, especialmente después de 2044, otro punto notable es la retirada total de las centrales térmicas de diésel y fueloil (combustóleo). En respuesta a la pérdida de flexibilidad causada por la retirada de estas térmicas, se observa un aumento en la incorporación del almacenamiento con baterías y centrales de biomasa, particularmente a partir de 2041 (gráfico 5.14).

GRÁFICO 5.13

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

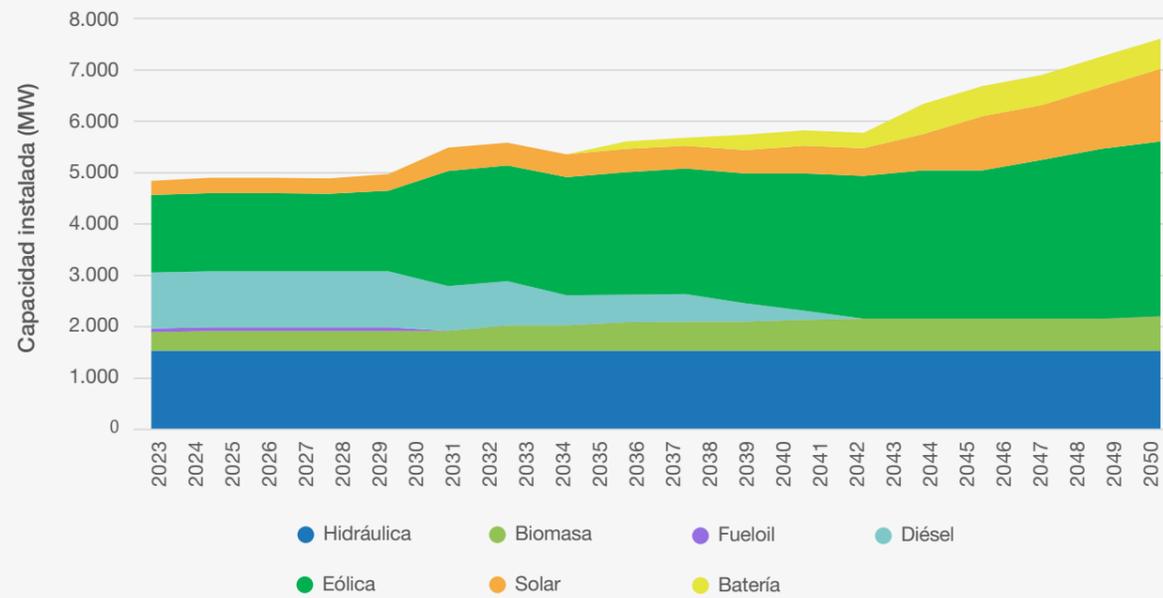
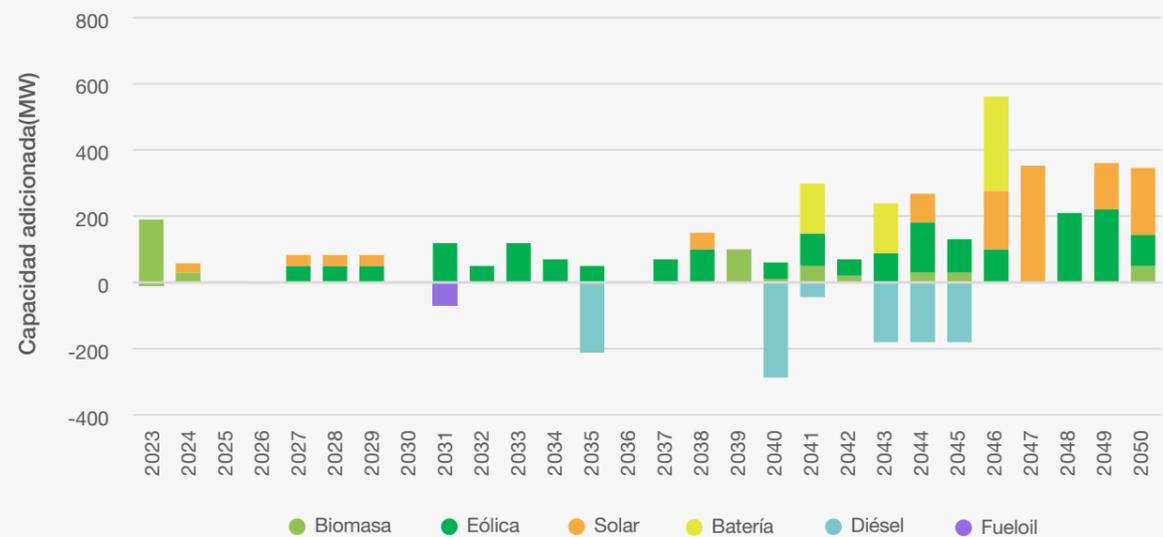


GRÁFICO 5.14

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema uruguayo en el caso de TE



## ► Perfil de generación

En este subapartado se analiza con detalle la evolución de la matriz de generación del sistema uruguayo en el caso de TE. Para ello, se han seleccionado los años 2040 y 2050, en 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 escenario de transición están detallados en el apéndice 2 de este reporte.

En 2040, se visualiza una matriz energética completamente renovable, donde las mayores contribuciones provienen de las centrales eólicas, representando el 46%, y las hidroeléctricas, con un 28%. Al examinar el perfil mensual, ilustrado en el gráfico 5.16, se destaca la mayor generación solar al comienzo y al final del año, así como una disminución en la generación hidroeléctrica entre los meses de agosto y septiembre.

En cuanto al perfil horario de generación, es notable que prácticamente toda la energía generada en todas las horas del día proviene de fuentes renovables. Nuevamente, este escenario lleva a que el costo marginal del país esté vinculado al costo de importar energía de Brasil, registrando valores entre 16 USD/MWh y 21 USD/MWh durante el día, lo que puede observarse en el gráfico 5.17.

GRÁFICO 5.15

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

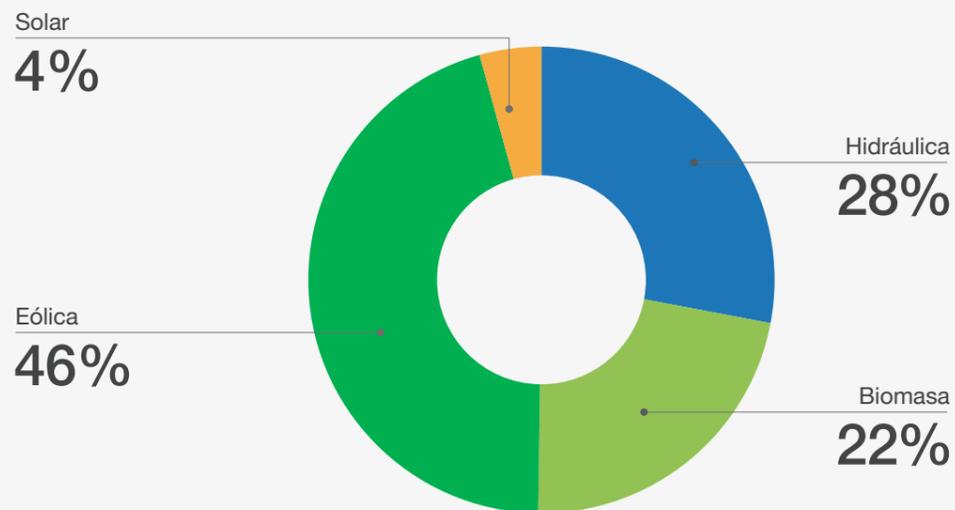


GRÁFICO 5.16

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

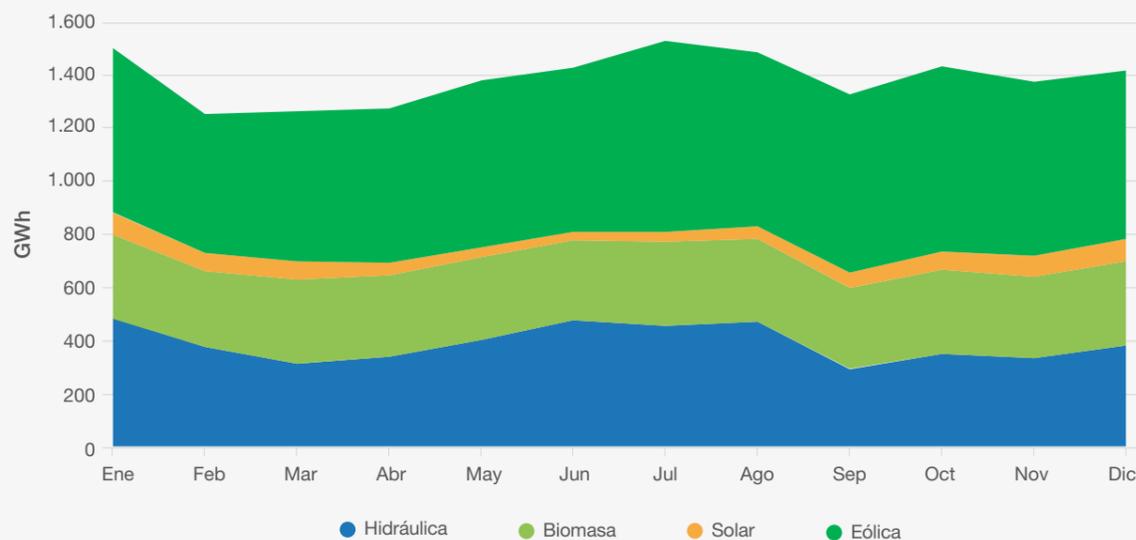
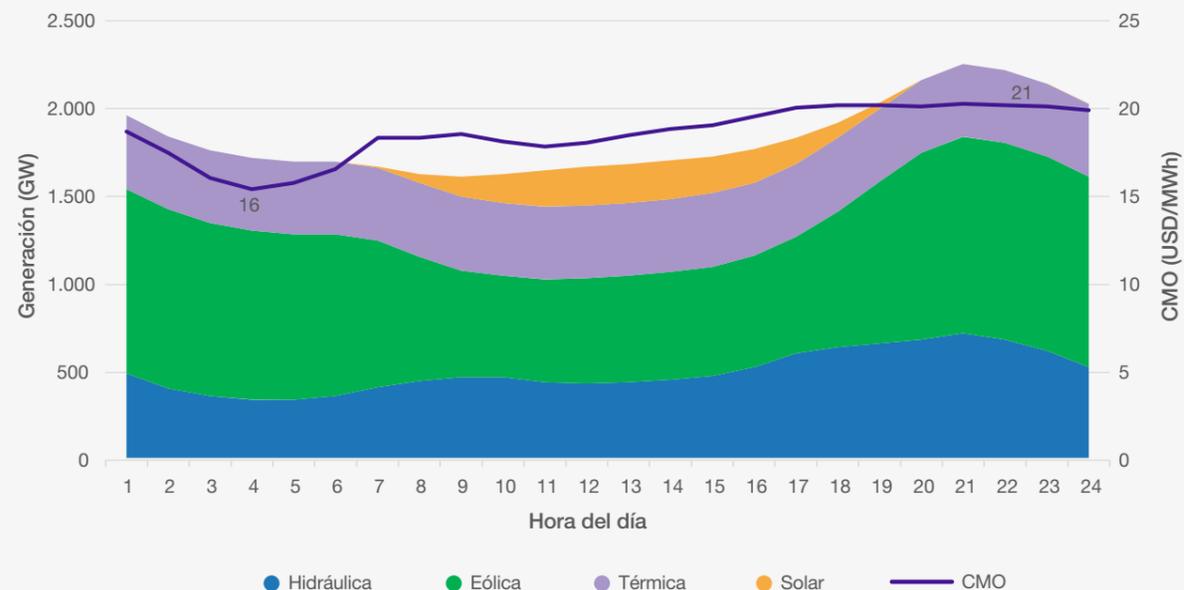


GRÁFICO 5.17

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



En el año 2050, destaca el aumento significativo de la contribución de las plantas solares, alcanzando un 12% de la generación total del país. En cuanto al perfil mensual, se observa el crecimiento de la generación solar a lo largo del año, así como la importante participación de las eólicas, las hidroeléctricas y las térmicas de biomasa en el atendimento de la demanda (gráfico 5.19).

En relación con el perfil horario, el crecimiento de la generación solar durante las horas intermedias del día reduce la necesidad de importar energía de Brasil, lo que se refleja en el valor más bajo del costo marginal en esos horarios, alcanzando los 20 USD/MWh. En contraste, durante la noche y la madrugada, cuando la generación de ERNC es menor, el costo marginal aumenta y se mantiene en 29 USD/MWh, como se representa en el gráfico 5.20.

GRÁFICO 5.18

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

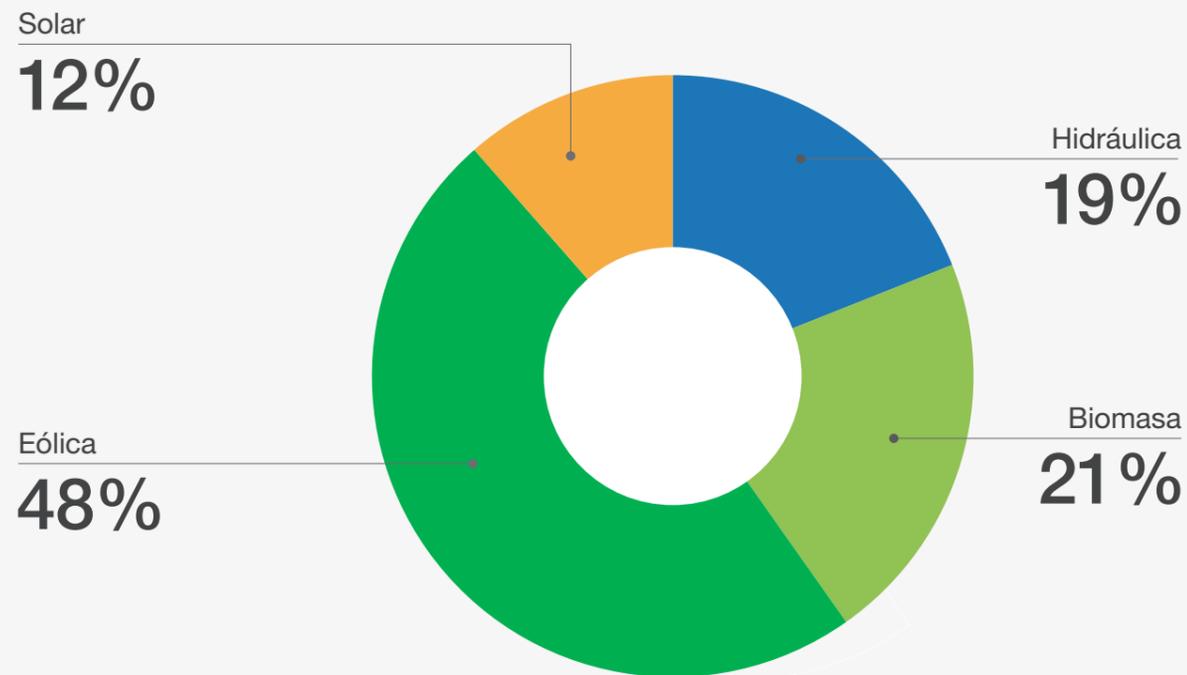


GRÁFICO 5.19

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

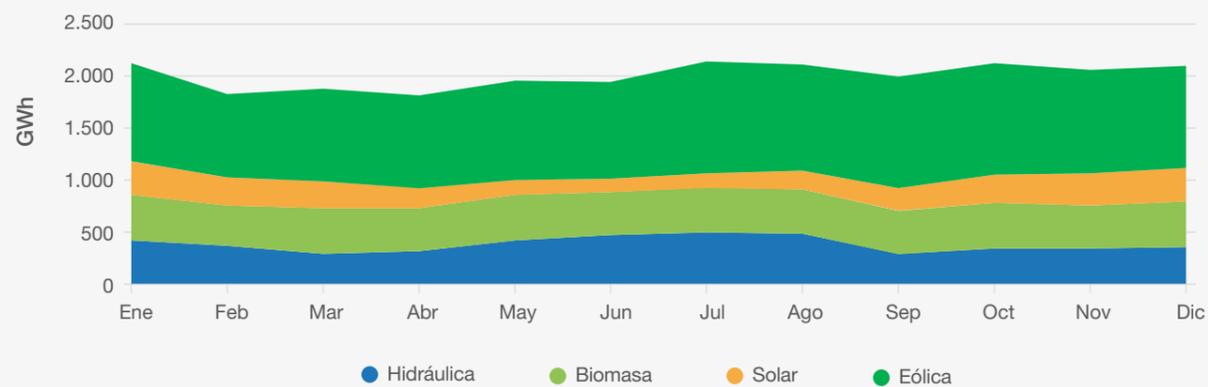
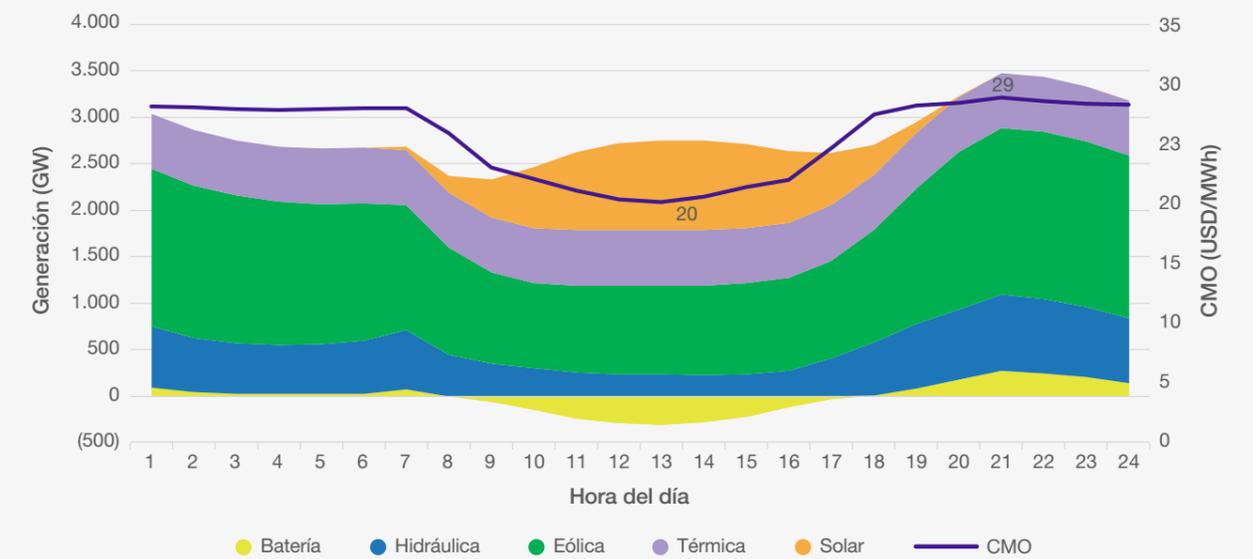


GRÁFICO 5.20

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

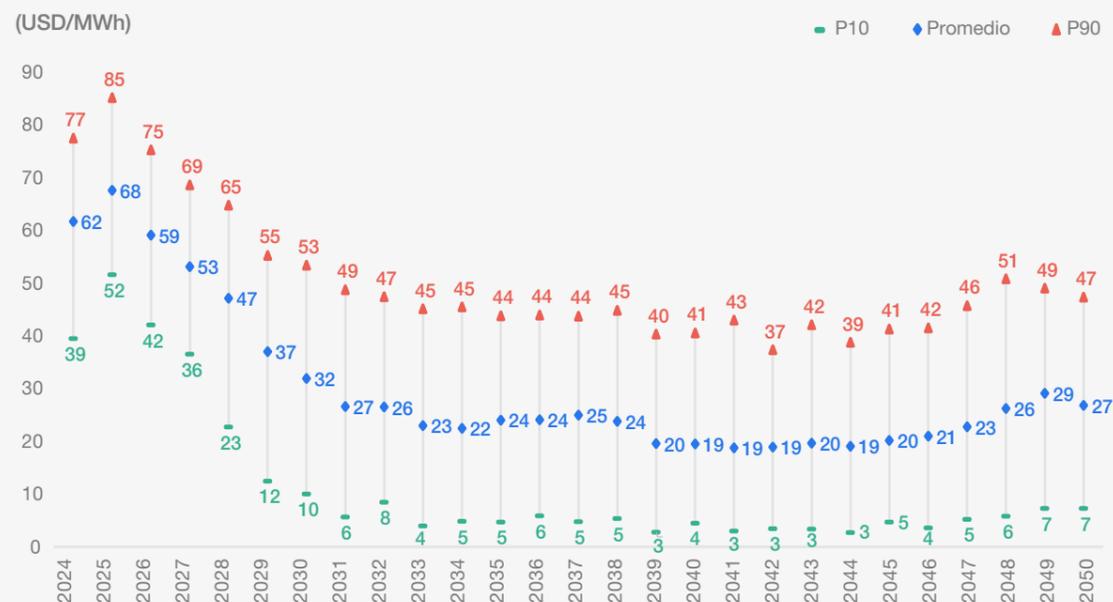


## ► Costos marginales

La severa sequía sufrida por el país a finales de 2022 y durante el primer semestre de 2023 se traduce en un aumento notable de los costos marginales del sistema al inicio del horizonte. Sin embargo, tras ese periodo y hasta 2050, con la recuperación del volumen de los embalses, el CMO se mantiene entre 19 USD/MWh y 32 USD/MWh, a medida que más renovables ingresan en el sistema.

GRÁFICO 5.21

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



El gráfico 5.22 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora para algunos años del estudio. En Uruguay, no se observan cambios significativos en el perfil de los costos marginales horarios entre 2024 y 2030, dado que el país no experimenta muchas adiciones de plantas solares hasta ese momento. En contraste, en 2050, con la mayor integración de este tipo de plantas en el sistema, se aprecia una disminución del costo marginal durante las horas intermedias del día. Como en el caso de BAU, un aspecto crucial en la determinación de los costos marginales es la importación de energía desde Brasil, que es el recurso marginal del sistema durante buena parte del día.

Uruguay tiene iniciativas y metas para el desarrollo del hidrógeno verde y la electromovilidad, pero ambos se beneficiarían de marcos regulatorios específicos

GRÁFICO 5.22

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



## Comparación de los casos de BAU y de TE

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

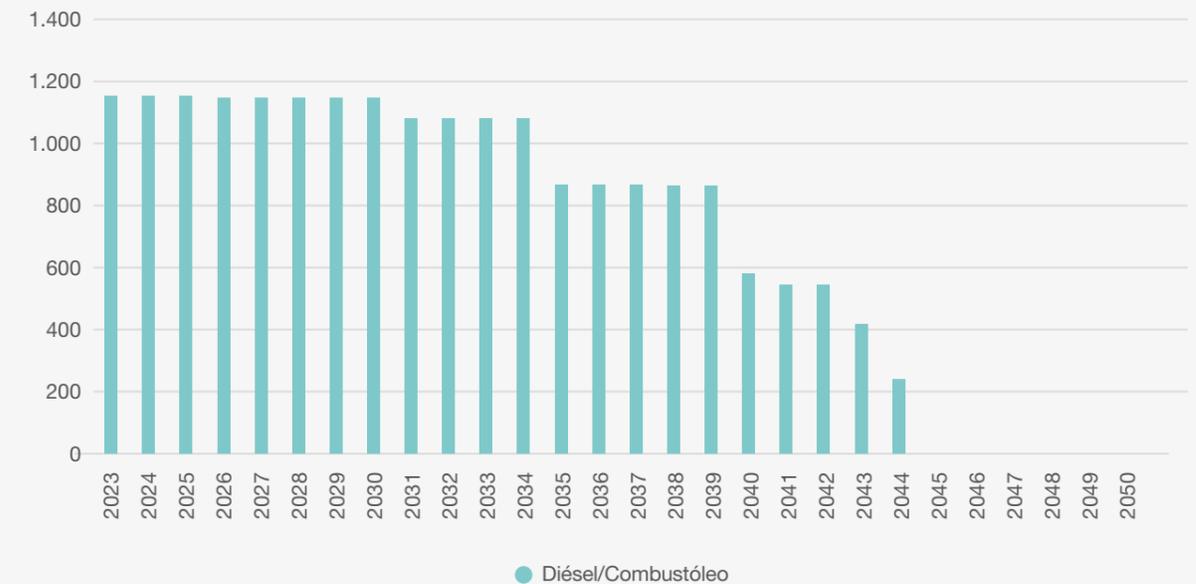
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor de Uruguay. El escenario de TE presenta un mayor crecimiento de la demanda, especialmente a partir de 2040, y una

mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa una diferencia del 12,3% en la demanda al final del horizonte entre ambos escenarios (véase el gráfico 4.23).

En el caso de TE de Uruguay, se ha establecido la premisa de retirar del sistema todas las centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero para 2050, lo que supone una capacidad total de 1,1 GW hasta ese año. El gráfico 5.25 presenta el cronograma de retirada de las centrales. En él se toma en cuenta la fecha de ingreso de las centrales térmicas y una estimación de la vida útil de los activos. La mayoría de las plantas se retiran del sistema después de 2032 y usan, mayoritariamente, diésel y combustóleo.

GRÁFICO 5.23

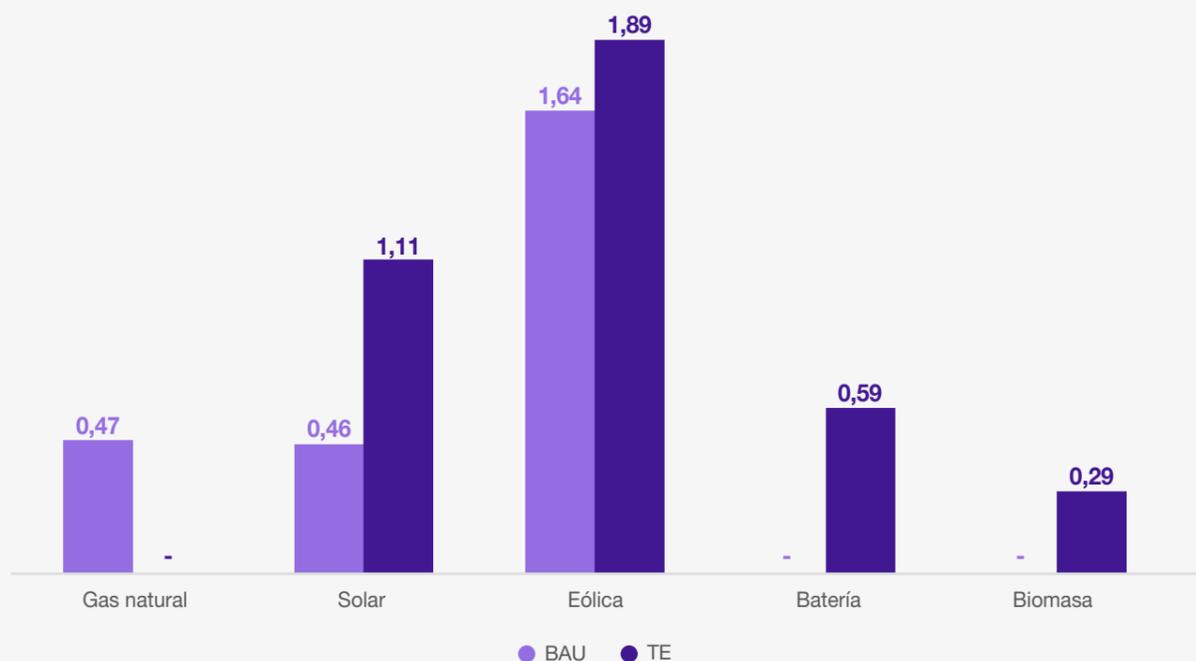
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema uruguayo



Con este nuevo conjunto de supuestos se calcula una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.24 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre 2024 y 2050. En él solo se presentan las decisiones de inversión estimadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.24

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema uruguayo en los casos de BAU

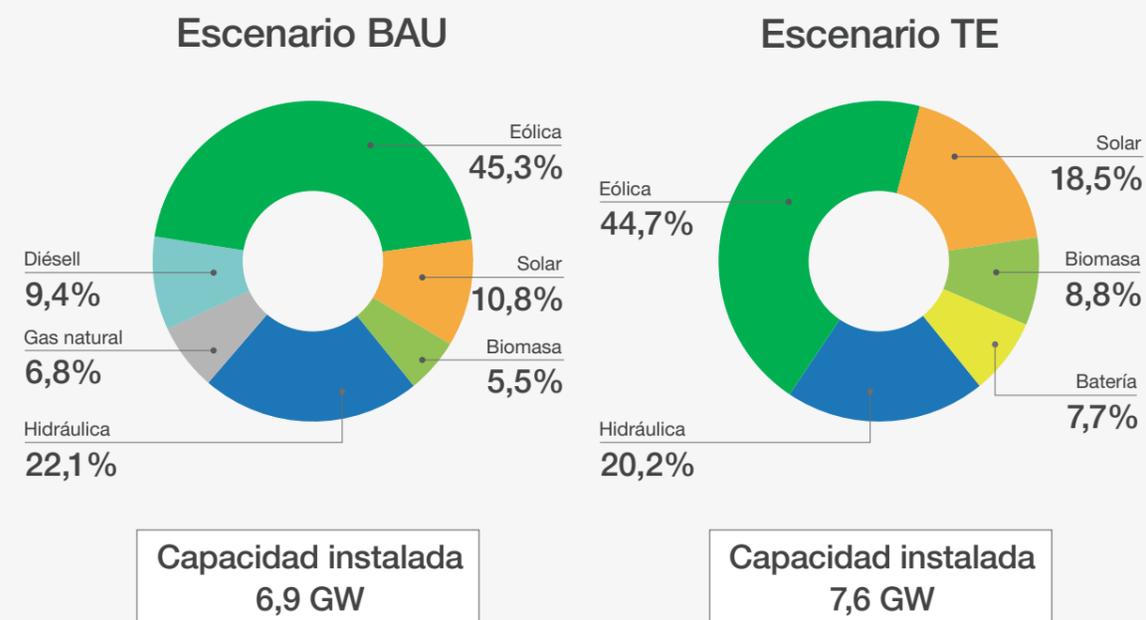


En el escenario de BAU, las incorporaciones se basan en centrales de gas natural, solares y eólicas. Con la retirada de las centrales térmicas, las baterías para almacenamiento ganan bastante espacio en el sistema, junto con la inserción de más plantas eólicas, solares y centrales de biomasa. Al final del horizonte, se observa una gran participación de las eólicas, hidroeléctricas y centrales de gas natural debido a la disponibilidad de este recurso procedente de Argentina después de 2030.

En el caso de transición, con la retirada de las térmicas del sistema para 2050, algunas tecnologías ganan una representación considerable, como las baterías para almacenamiento (flexibilidad y seguridad), las eólicas terrestres y las centrales térmicas de biomasa.

GRÁFICO 5.25

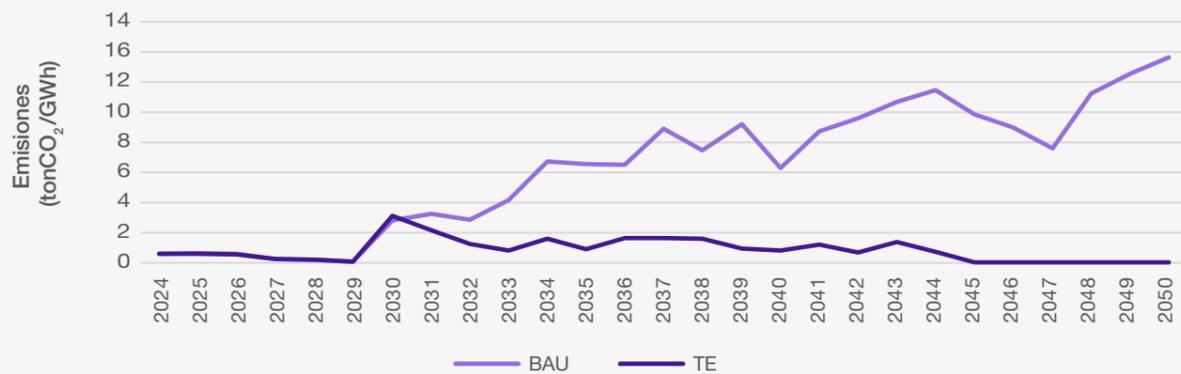
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema uruguayo



En el caso de BAU, se observa un aumento en la intensidad de las emisiones con la incorporación de un grupo de plantas de gas natural. En el escenario de transición, sin embargo, las emisiones disminuyen considerablemente durante el horizonte de estudio, hecho que ya se puede comprobar en el primer año, con la retirada de algunos generadores diésel del sistema. Progresivamente, las emisiones se reducen hasta llegar a cero en el último año analizado, cuando las plantas térmicas emisoras de GEI dejan de operar por completo.

GRÁFICO 5.26

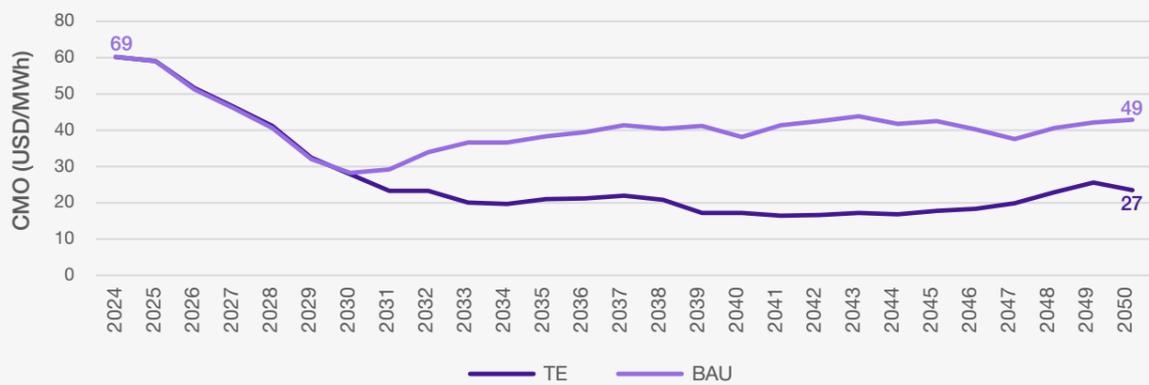
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema uruguayo en los casos de BAU y TE



En relación con los costos marginales de operación, también se observa una tendencia a la baja en el caso de TE, debido a las retiradas de plantas térmicas y las adiciones de más centrales eólicas y solares. El coste marginal se ve poco afectado al inicio del horizonte, dado que la mayoría de las retiradas se producen después de 2030.

GRÁFICO 5.27

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



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con 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 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 futura.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

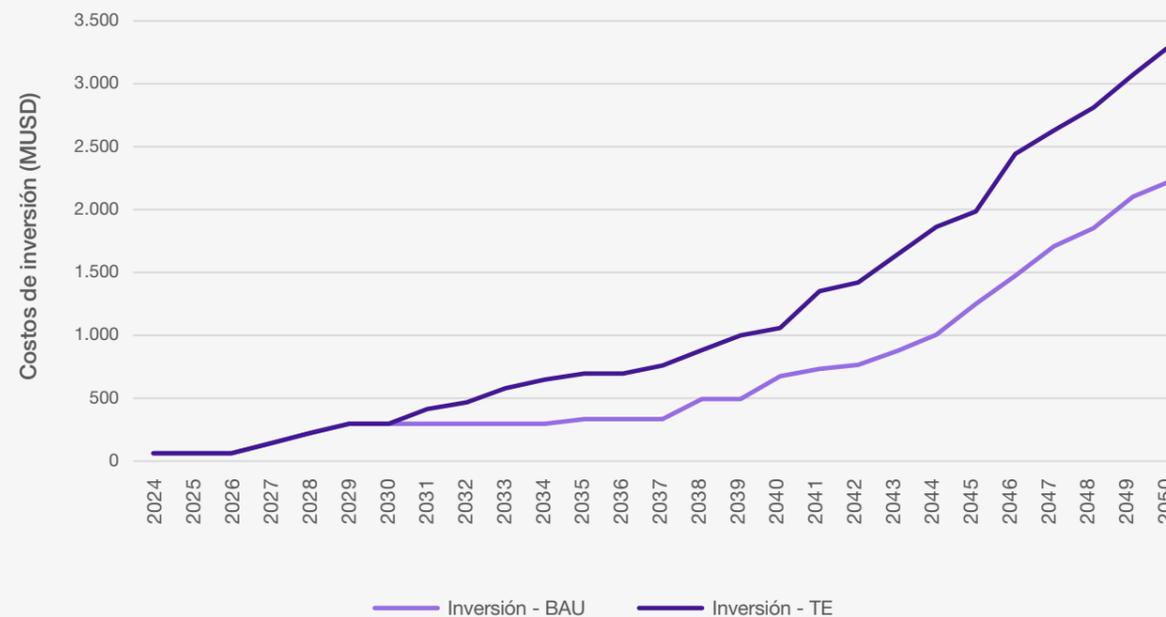
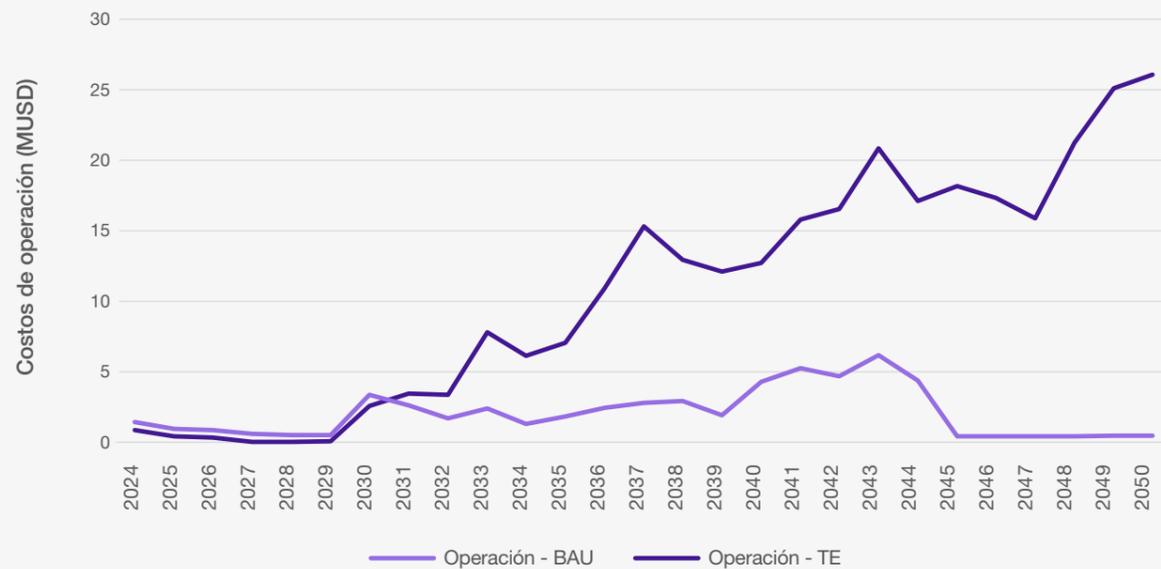


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



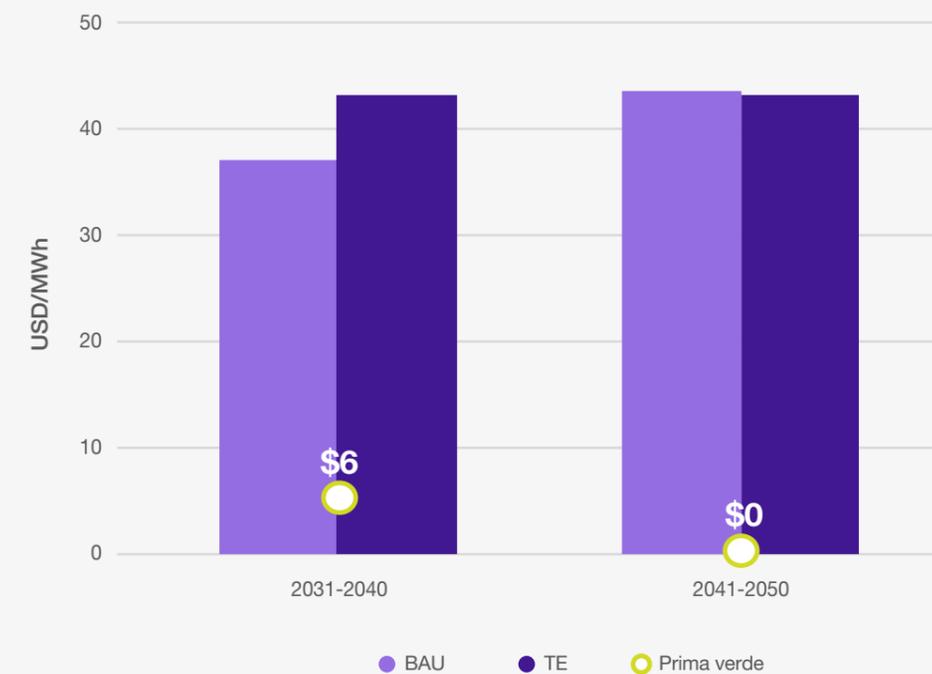
Es notable que en el caso de TE hay un aumento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por el aumento en la demanda de energía eléctrica (resultante de una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde). En cuanto 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.

Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos escenarios. 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. Se proporcionan más detalles sobre este indicador en el apéndice 7 de este reporte (véase la etapa 5).

Para estimar la prima verde requerida por los generadores 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 Uruguay



En Uruguay, no existe diferencia significativa entre los dos escenarios ya que las plantas térmicas retiradas del sistema tienen un factor de despacho muy bajo a lo largo de los años en el caso de BAU. La retirada de esas plantas en el escenario de TE no obligan a una inversión mucho mayor que en el caso de BAU.



## Inversiones en transmisión

El sistema de Uruguay cuenta con parques eólicos y solares en diferentes regiones, cuya distribución se presenta en la figura 5.2. La imagen captura el perfil de generación de cada área. En el apéndice 5 se muestran los mapas con la velocidad promedio de los vientos y la irradiación solar en el país.

FIGURA 5.2

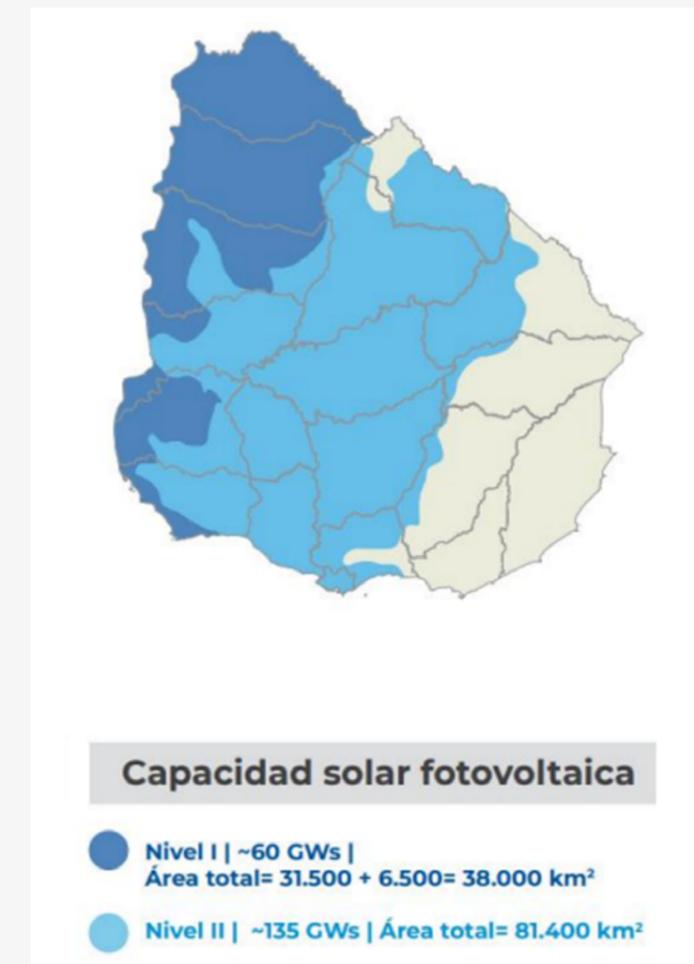
Distribución de parques eólicos y solares en Uruguay



Las regiones que presentan las mejores características (factores de capacidad entre el 25 % y el 28 %) para la energía solar fotovoltaica (nivel I) se encuentran en el oeste del país (figura 5.3). El área disponible para el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas de nivel I ofrece una capacidad asociada de 60 GW. Las áreas centrales presentan recursos de calidad media (nivel II, con factores de capacidad entre el 10 % y el 24 %), con un potencial adicional de 135 GW.

FIGURA 5.3

Áreas con mayor potencial solar en Uruguay

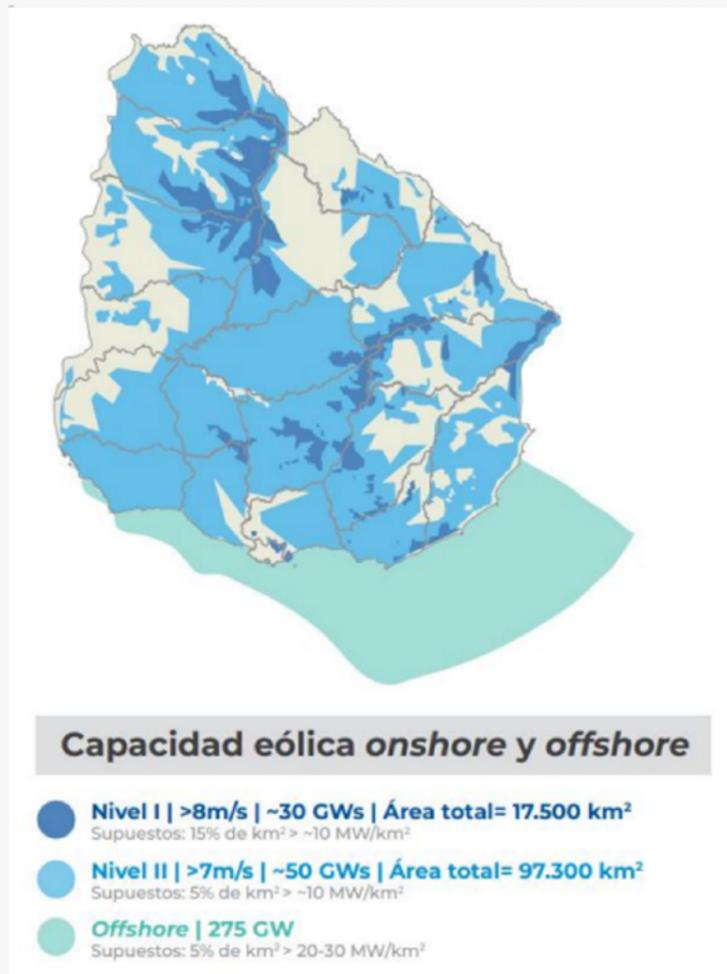


Fuente: Uruguay XXI (2023).

Para el desarrollo de parques eólicos en tierra, Uruguay cuenta con una capacidad potencial de 30 GW en áreas de alta calidad (nivel I, con vientos de 8-9 m/s), ubicadas en la frontera entre los departamentos de Rivera, Tacuarembó y Salto, así como entre Lavalleja, Florida y Treinta y Tres. El resto del territorio presenta características de calidad media (nivel II, con vientos de 7-8 m/s) y permitiría una capacidad adicional de generación de 50 GW.

FIGURA 5.4

Áreas con mayor potencial solar en Uruguay

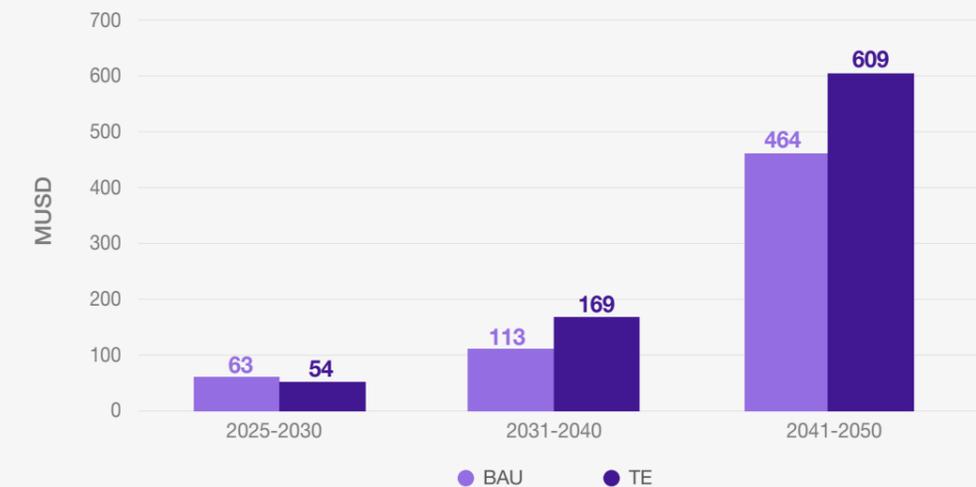


Fuente: Uruguay XXI (2023).

Debido a esta característica, se están agregando parques eólicos en todo el territorio uruguayo. De esta manera, los refuerzos en la transmisión se distribuyen y no hay un área específica donde se requieran inversiones en refuerzos, como se observa en otros países evaluados en este estudio. El gráfico 5.31 muestra el total de inversiones por década en los dos escenarios en Uruguay. La mayor parte de los refuerzos en el caso de BAU son motivados por las adiciones de parques eólicos, mientras que, en el caso de TE, especialmente en la última década del estudio, las plantas solares también requieren inversiones en algunos puntos de la red.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión uruguayo por década



En resumen, con el aumento de la demanda de electricidad en Uruguay y el establecimiento de metas más ambiciosas en el caso de TE, se observa el surgimiento de refuerzos en la red de transmisión. La mayor parte de los parques eólicos se concentran en el suroeste del país, mientras que las plantas solares se sitúan al oeste. Las adiciones de centrales eólicas y solares motivan las mayores inversiones en transmisión. Sin embargo, no se concentran en un área específica puesto que las planteas están distribuidas por todo el territorio.

En cuanto a las metas de descarbonización del sector eléctrico de Uruguay, generan inversiones en transmisión en el caso de TE un 30 % superiores a las del escenario de BAU.



## Inversiones en distribución

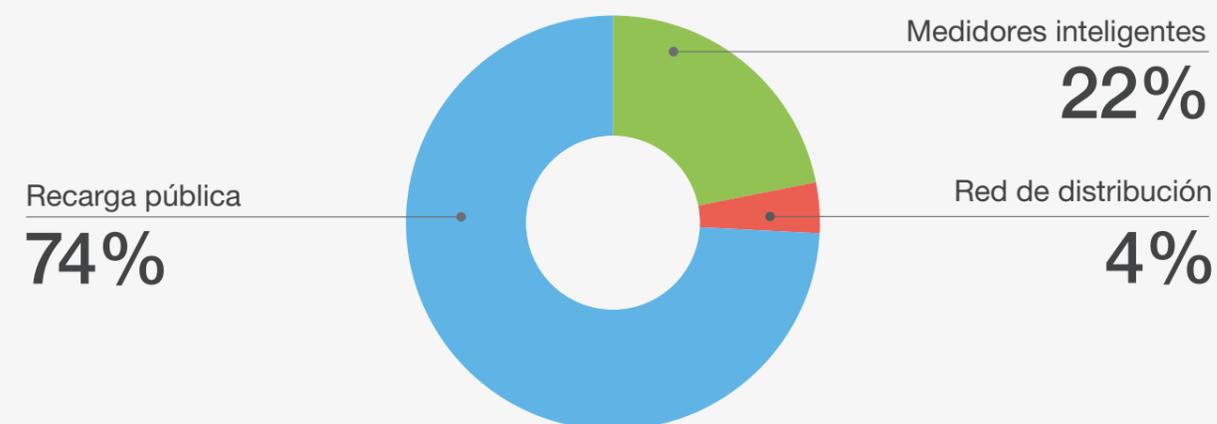
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular,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

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 336 millones<sup>7</sup>, distribuidos como muestra el gráfico 5.32. La composición detallada de estas inversiones se explica en los siguientes subapartados.

<sup>7</sup> 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.8.4 del apéndice 8.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

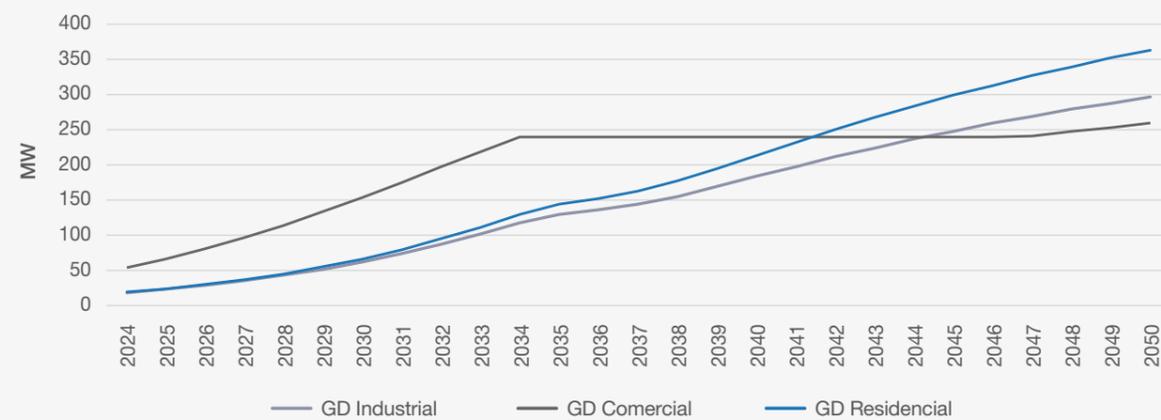


### ► Instalación de medidores inteligentes

Se observan cuatro etapas en el despliegue de la GD en Uruguay: etapa 2024-2034, en la que se da un crecimiento de los tres sectores; etapa 2034-2038, cuando ocurre un estancamiento de la GD comercial y la aceleración de la GD residencial e industrial; etapa 2038-2047, en la que continua el estancamiento de la GD comercial mientras que la residencial y la industrial crecen a un ritmo cada vez menor; etapa 2047-2050, con un crecimiento de los tres sectores. Lo anterior obedece a la metodología utilizada para la expansión de esta tecnología (véase el apéndice 8).

GRÁFICO 5.33

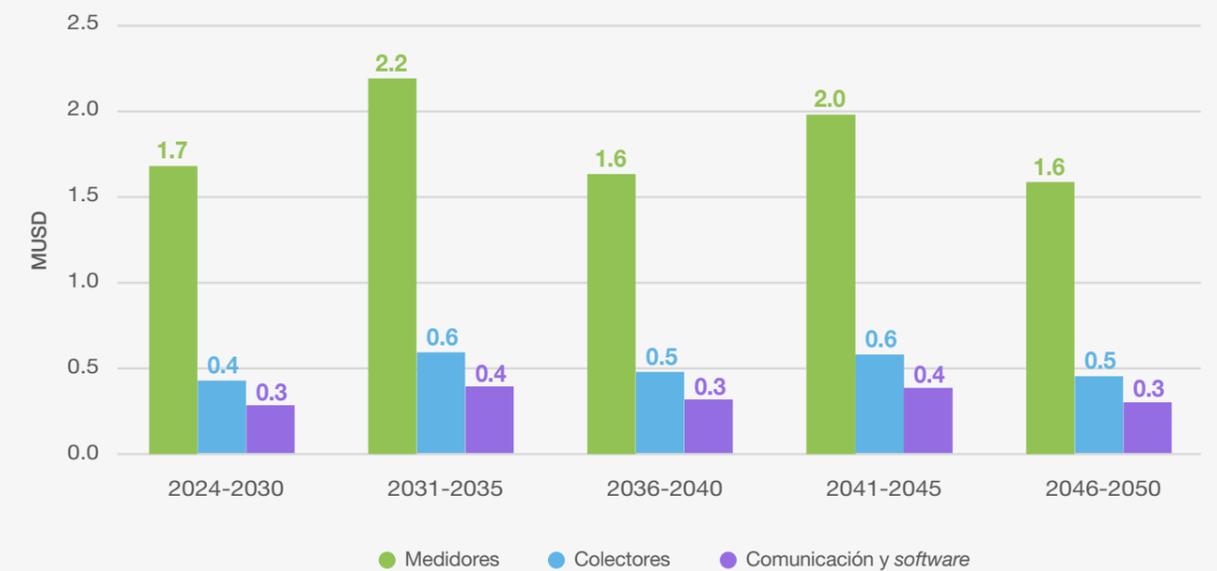
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia del despliegue, el perfil de costos crece entre los periodos 2024-2035 por el incremento general de la GD y en el periodo 2041-2045 por el despliegue de la GD comercial y residencial. Decece en el quinquenio 2036-2040, respecto del periodo anterior, debido al estancamiento de la GD comercial y por la desaceleración de la residencial e industrial, y en 2045-2050, por la ralentización de la GD residencial e industrial, una evolución que el crecimiento de la GD comercial a partir del 2047 no llega a compensar (gráfico 5.34).

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 en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

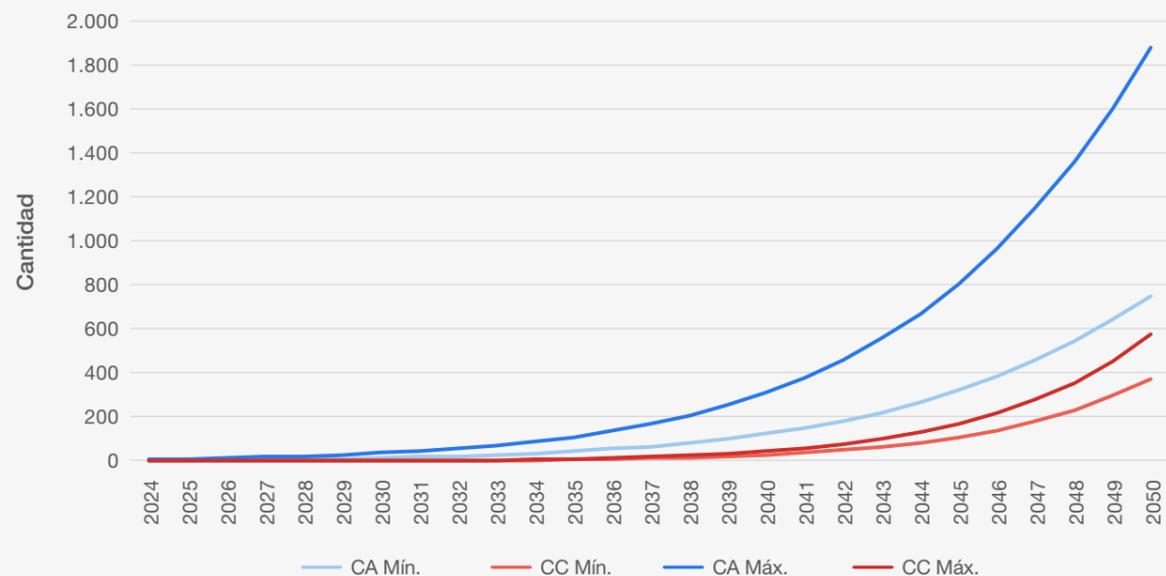
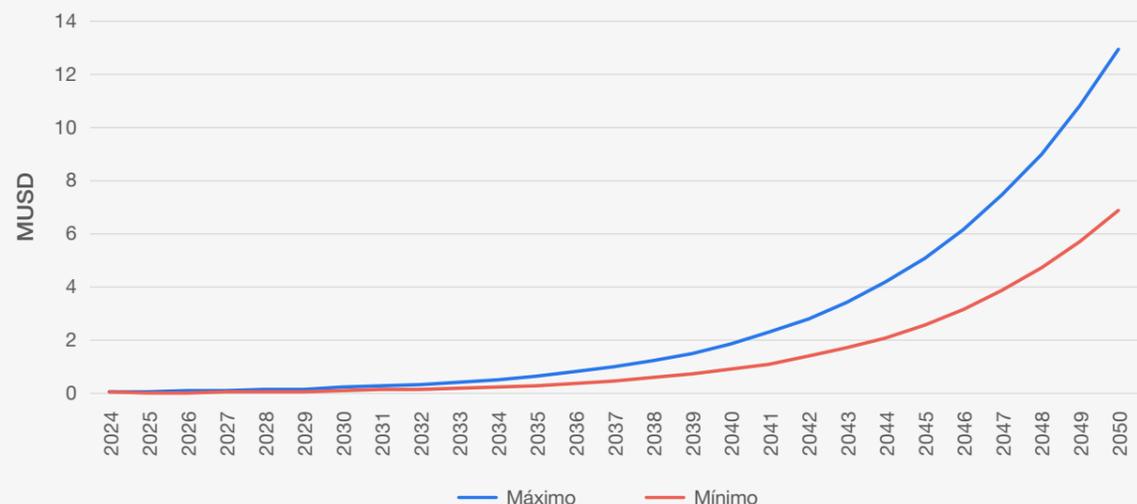


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



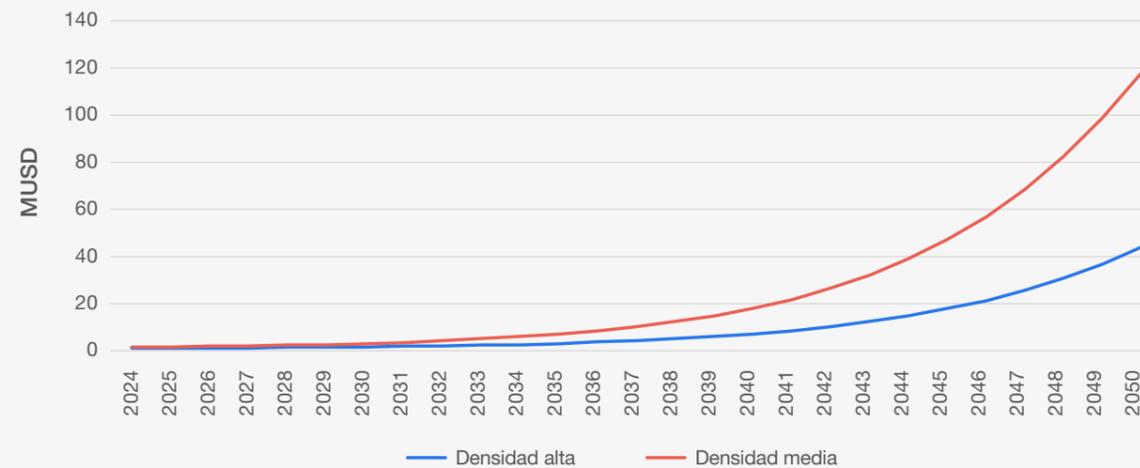
Las estimaciones para Uruguay indican que las inversiones en estaciones de recarga pública, en principio a cargo de la UTE, tendrán un gran despliegue a partir de 2040, cuando crecerán exponencialmente, al alcanzar valores de entre USD 7 millones y USD 13 millones al año hasta 2050. Ante estas proyecciones, es importante remarcar la necesaria articulación entre el nivel nacional y departamental para lograr el despliegue de infraestructura de transporte y de recarga, de manera que el desarrollo se logre en todo el territorio uruguayo. Igualmente, será esencial la planificación de la UTE para una correcta determinación de la potencia y ubicación de las estaciones de recarga.

### Refuerzo de la red de distribución en Uruguay

Las inversiones que deberá afrontar la UTE en refuerzos del sistema de distribución uruguayo por incremento de la demanda, debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar los USD 2,5 millones en 2030, USD 17 millones anuales en 2040 y USD 120 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones es de crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por esta causa, como se ha indicado en este documento. Así, se alcanzan valores significativos en 2050, pero moderados o mínimos en las dos primeras décadas. Por ello, la UTE, además de la planificación mencionada en el punto anterior, deberá tener presente el impacto de la electromovilidad en la expansión de las redes, particularmente la de distribución, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6



## Ejes de acción en Uruguay



» 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 uruguayo.

Primero, como se señala en los planes de expansión obtenidos de las simulaciones presentadas en este informe, 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 estos ámbitos.

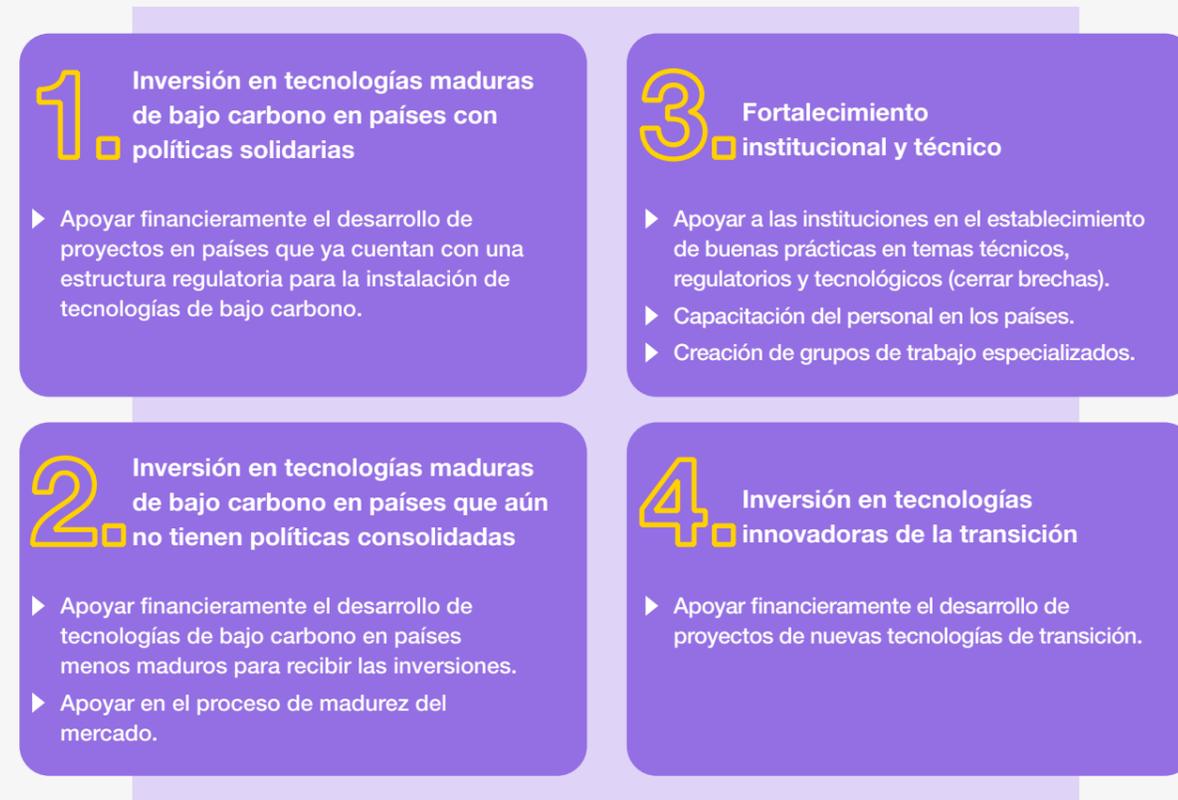
La promoción de programas de capacitación a las autoridades y demás partes interesadas también es una acción relevante para fortalecer los sectores eléctricos de los países y permitir su modernización. Las acciones de este eje tendrían como objetivo central cerrar las brechas de desarrollo que todavía 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 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 categórica 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 promisoras, 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



El entorno del mercado eléctrico uruguayo fue analizado para cada uno de los ejes destacados anteriormente. Del estudio se desprende que el país se adecúa más a la descripción del eje 1 que del eje 2, puesto que cuenta con un avanzado desarrollo de las energías renovables y disposiciones de mercado para la contratación de este tipo de centrales desde hace más de una década. Las centrales eólicas representan poco más del 30 % de la capacidad instalada del país y junto con las de biomasa y las solares componen cerca de 45 % de la capacidad del sistema (con las hidroeléctricas, la participación renovable llega al 75 %). Gran parte de estas entradas resultaron de procesos de contratación (competitivos o a tarifas reguladas [*feed-in*]) promovidos por el Gobierno.

Aunque no ha habido contrataciones recientes, debido en parte a una sobreoferta en el sistema en los últimos años, el país presenta un historial positivo para el desarrollo de renovables y se espera que el mecanismo de subastas siga siendo un importante medio de desarrollo de estas fuentes en el país en el futuro. Se esperan también precios competitivos, teniendo en cuenta los antecedentes del país y la estabilidad de ingresos promovida por este tipo de contratación. Se destacan igualmente los bajos riesgos en estos contratos, puesto que la estatal UTE adquiere toda la energía producida de acuerdo con la disponibilidad de recursos (perfil de la generación y protección del generador incluso en caso de interrupciones del suministro) y ofrece contratos en dólares estadounidenses indexados al índice de precios al productor (IPP) de Estados Unidos. Por lo anterior, se esperan riesgos bajos y retornos también ajustados para las inversiones en renovables en el país.

Con relación al eje 3, es posible avanzar en el cierre de algunas brechas de desarrollo, por ejemplo, con una mayor competencia en los mercados mayorista y minorista en la práctica, lo que podría llevar a costos aún más competitivos, innovaciones e inversiones a través del mercado libre de energía. También es posible avanzar en los intercambios internacionales, facilitando las transacciones con Argentina y Brasil y la participación de los agentes nacionales y extranjeros. En términos de nuevas tecnologías, existen en el país iniciativas y metas decisivas en áreas como el hidrógeno verde y la electromovilidad, aunque aún se necesita crear marcos regulatorios específicos para orientar su desarrollo (aspectos que pueden avanzar a través de grupos de trabajo específicos).

Finalmente, con respecto al eje 4, se destacan pasos positivos en la implementación de redes y medición inteligentes y en la redacción de un plan director para desarrollar infraestructura asociada. El grado de penetración de los medidores inteligentes es importante y se prevé alcanzar el 100% en el corto plazo. Por otra parte, con respecto a la generación distribuida y el almacenamiento, se destaca el pionerismo de Uruguay. Sin embargo, la limitada participación de los consumidores y agentes en el mercado crean barreras para la comercialización de su producción.

Con respecto a la electromovilidad, según lo comentado anteriormente, el país ha formulado metas e iniciativas concretas para la electrificación de la flota (por ejemplo, la implantación en curso de buses eléctricos en Montevideo). Aunque se notan algunas brechas a nivel regulatorio y de coordinación entre los distintos niveles de gobierno, se considera que el país podrá asumir una posición destacada en materia de electromovilidad en la región gracias a su matriz eléctrica limpia, su condición de importadora de hidrocarburos, las características geográficas y demográficas del país y por contar con un interesante punto de partida, con iniciativas concretas en fase de implementación.

Lo mismo se aplica al hidrógeno verde: el país publicó en 2022 su Ruta del Hidrógeno Verde y estableció metas substanciales para el desarrollo de esta tecnología. Más allá de las metas, se considera que Uruguay tiene ventajas competitivas relevantes para la producción del hidrógeno verde, empezando por una matriz eléctrica con bajos niveles de emisión, lo que puede permitir la certificación verde del hidrógeno incluso si utiliza aportes de la red. También dispone de mecanismos consolidados para permitir nuevas entradas de centrales renovables, sea con inversión pública o privada, para la producción de hidrógeno. Por otra parte, a pesar de sus rasgos diferenciales y de la ruta establecida, existen brechas en términos de ausencia de un marco regulatorio completo y la necesidad de desarrollar infraestructura para la obtención, almacenamiento y transporte de hidrógeno, principales obstáculos para la producción o exportación en gran escala en el corto a mediano plazo. El cuadro 6.1 presenta un resumen de los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

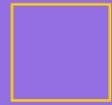
Ejes de actuación en la transición energética de Uruguay

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos moderados (alta competencia) y riesgos bajos (contrato sin exposición al generador)	 Matriz eléctrica actual es poco emisora	 Medios para inversión en renovables desarrollados (subastas), aunque han pasado años desde la última ronda. Mercado libre incipiente.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 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. Pendencias 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.

# 7



## Conclusiones



» El análisis de las políticas de transición energética en Uruguay pone de relieve tanto logros como áreas de mejora. Se evidencia el éxito en la implementación de energías renovables no convencionales, como la eólica y la solar.

Sin embargo, persisten desafíos en la eficiencia energética y la electromovilidad, donde se requiere una mayor coordinación entre los niveles de gobierno y la elaboración de regulaciones específicas. Asimismo, se identifican oportunidades en la producción de hidrógeno verde, pero es necesario un marco regulatorio completo y la expansión de la infraestructura. En cuanto a las redes inteligentes y la generación distribuida, se aprecia un avance, pero aún hay margen para mejorar la participación de los usuarios y facilitar la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala.

Un análisis del sistema eléctrico uruguayo muestra que el país tenía una capacidad instalada de alrededor de 5 GW a finales de 2023 y destaca por la predominancia de fuentes renovables. La mayor parte de esta capacidad proviene de plantas hidroeléctricas (31 %) y eólicas (30 %), y, a pesar de la participación del 22 % de plantas de diésel, estas no se utilizan con frecuencia, asegurando que casi toda la demanda del país sea atendida por energías renovables.

En el caso de BAU, la proyección destaca una disminución de la participación hidroeléctrica, mientras que las fuentes renovables, principalmente la eólica y la solar, aumentan su presencia, hasta constituir el 62 % de la canasta (véase el gráfico 5.25). Las limitaciones en el suministro de gas restringen la expansión de plantas de este tipo hasta principios de la década de 2030. El perfil de generación en 2024 muestra una fuerte dependencia de las fuentes renovables, con énfasis en la generación hidroeléctrica, eólica y de biomasa. La inversión total estimada para ampliar la generación es de USD 2.226 millones.

En el caso de transición energética, se establece el objetivo de retirar por completo las centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero. A medida que transcurren los años, las centrales térmicas son reemplazadas por energías renovables y baterías, aumentando su participación en la canasta de capacidad. El perfil de generación en 2040 muestra una matriz completamente renovable, destacando las contribuciones de las centrales eólicas e hidroeléctricas. En este escenario se estima una inversión total en generación igual a USD 3.313 millones, es decir, un 49 % 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 de energía eléctrica, las adiciones de capacidad (véase gráfico 5.24), las emisiones y los costos marginales. Mientras que el escenario de TE muestra una reducción importante en las emisiones y costos marginales, también implica mayores costos de inversión, motivados por las metas de descarbonización establecidas por el país (véase el gráfico 5.28).

Adicionalmente, si bien en ambos casos existen incrementos de demanda debido al desarrollo de la electromovilidad y el hidrógeno verde, la cercanía real a uno u otro escenario dependerá de la efectiva armonización entre los distintos niveles de gobierno y la formulación de reglamentos que aclaren requerimientos e incentiven la participación coordinada público-privada en la ejecución de las obras de infraestructura requeridas.

En términos de inversiones en transmisión, las características de Uruguay favorecen las adiciones de parques eólicos y solares distribuidos en todo el país, evitando la necesidad de inversiones específicas en refuerzos de transmisión en áreas particulares. Sin embargo, las metas de descarbonización del caso de TE conllevan un aumento del 30 % en las inversiones en transmisión en comparación con el caso de BAU. En este estudio se estima que las inversiones en transmisión son iguales a USD 639 millones en el caso de BAU y a USD 832 millones en el caso de TE (véase 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, con valores que llegan a los USD 250 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se deberá tener en cuenta.

En cuanto al análisis de la prima verde, Uruguay se distingue de otros países en que no hay una diferencia significativa entre los costos marginales de expansión de los casos de BAU y TE. El sistema eléctrico uruguayo, que se encuentra ya en un estado avanzado de transición energética, presenta una prima verde muy cercana a cero en todo el período analizado (véase el gráfico 5.30). Este bajo impacto económico refleja la eficacia de la transición del país hacia un modelo eléctrico más sostenible y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En resumen, el análisis del sector eléctrico uruguayo refleja un enfoque progresivo hacia la adopción de energías renovables y la diversificación de la matriz energética. El país ha demostrado éxito en el desarrollo de tecnologías con fuentes renovables, particularmente eólica y solar, con un sólido historial de inversiones y contrataciones, respaldado por un marco regulatorio estable. Sin embargo, aún hay oportunidades para mejorar, por ejemplo, fomentando una mayor competencia en los mercados de energía, facilitando los intercambios internacionales y estableciendo regulaciones específicas para tecnologías emergentes, como el hidrógeno verde y la electromovilidad.

A pesar de estos desafíos, Uruguay disfruta de una posición sólida para liderar la transición energética en la región, aprovechando su infraestructura existente y su compromiso con la sostenibilidad. Con un enfoque continuo en la innovación y la colaboración entre los sectores público y privado, Uruguay puede avanzar hacia un futuro energético más resiliente, competitivo y ambientalmente sostenible, beneficiando a largo plazo tanto a la economía como al medio ambiente.

# Referencias

- ADME (2022). *Garantía de suministro*. Administración del Mercado Eléctrico. [https://adme.com.uy/informes/garantia\\_suministro.html](https://adme.com.uy/informes/garantia_suministro.html).
- ANEEL (s. f.). *Simulação de orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <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 población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/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>
- 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 (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- BID (s.f.a). *Apoyo al cumplimiento de los compromisos climáticos de Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/UR-O1160>

- BID (s.f.b). *Consolidación de la transición energética baja en carbono en el país*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/UR-L1177>
- BID (s.f.c). *Hacia la segunda transición energética sostenible de Uruguay mediante electrificación eficiente e hidrógeno verde*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/UR-T1286>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas*. Energy futures and options. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023\\_Narrative.pdf](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](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 Uruguay (2002). *Reglamento General del Marco Regulatorio del SEN*. IMPO. Centro de Información Oficial. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/276-2002>

- Gobierno de Uruguay (2015). *Plan Nacional de Eficiencia Energética*. Ministerio de Industria, Energía y Minería: <https://www.eficienciaenergetica.gub.uy/plan-nacional-de-eficiencia-energetica>
- Gobierno de Uruguay (2017). *Primera contribución determinada a nivel nacional al Acuerdo de París*. [https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Uruguay\\_Primer%C3%B3n%20Determinada%20a%20nivel%20Nacional.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Uruguay_Primer%C3%B3n%20Determinada%20a%20nivel%20Nacional.pdf)
- Gobierno de Uruguay (2019). *Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay*. [https://www.opp.gub.uy/sites/default/files/inline-files/12\\_%20Presente%20y%20futuro%20de%20las%20Energ%C3%ADas%20Renovables%20en%20Uruguay.pdf](https://www.opp.gub.uy/sites/default/files/inline-files/12_%20Presente%20y%20futuro%20de%20las%20Energ%C3%ADas%20Renovables%20en%20Uruguay.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>. <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 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 Energías Renovables. <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.
- MIEM (2005). *Política Energética Nacional 2005-2030*. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/22528/Pol%C3%ADtica+Energ%C3%A9tica+2005-2030/841defd5-0b57-43fc-be56-94342af619a0>

- MIEM (2022). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde*. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay>
- MIEM (2023). *Matrices consolidadas*. Balance Energético Nacional [base de datos]. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://ben.miem.gub.uy/matrices.php>
- MIEM (2024). *Serie estadísticas de energía eléctrica*. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-energia-electrica>
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- Movés (2017). *Proyecto MOVÉS*. Movés [sitio web]. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://moves.gub.uy/el-proyecto/>
- Movés (2018). *Análisis sobre las oportunidades, desafíos y el marco regulatorio necesario para retrofit de vehículos de combustión a eléctricos*. Movés [sitio web]. <https://moves.gub.uy/wp-content/uploads/2022/09/Analisis-sobre-las-oportunidades-desafios-y-el-marco-regulatorio-necesario-para-la-conversion-retrofit-de-v.pdf>
- 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 to 2022. Con datos de Ember, 2024. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>
- PNUD (s. f.). *Financiamiento innovador para soluciones de tecnologías limpias en el sector de energías renovables de Uruguay*. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. <https://open.undp.org/projects/00137005>
- PNUMA (2017). *Subastas de energía renovable en América Latina y el Caribe*. Fondo para el Medio Ambiente Mundial. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>

- 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.conservativetexansforenergyinnovation.org/wpcontent/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>
- Rogers, E. (2003). *The diffusion of Innovation*. 5.a Edición. Free Press.
- Romero, S. (2022). *La transición energética y la integración regional: la perspectiva desde la regulación*. Panamá: CAF y URSEA. <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/sites/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/files/documentos/noticias/2022-07-18%20La%20transición%20energética%20y%20la%20integración%20regional.pdf>
- Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*. Association for the Advancement of Artificial Intelligence Fall Symposium. Technical Report.
- U.S Department of Energy (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center. <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations>
- Urteaga, J. 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%20ef>
- Uruguay XXI (2023). *Energías renovables en Uruguay*. <https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/79870b5679e4f9634944f6b8daca8ee6c3d45df.pdf>

- UTE (2021). *Plan Estratégico 2022-2023*. <https://www.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/Plan%20Estrat%C3%A9gico%20UTE%202022%20-%202023.pdf>
- Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Zhang, F. (26 de Julio de 2013). *How fit are feed-In tariff policies?* Sustainable Energy for All [bog]. Banco Mundial. <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

# Apéndice 1

## » Adiciones de capacidad

CUADRO A.1.1

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

Año	Gas natural	Diésel	Eólica	Solar	Biomasa
2024	-	-	-	27	30
2025	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-
2027	-	-	50	33	-
2028	-	-	50	33	-
2029	-	-	50	33	-
2030	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-
2035	-	-	38	-	-
2036	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-
2038	-	-	150	40	-
2039	-	-	-	-	-
2040	-	-	150	81	-
2041	-	14	52	-	-

Continúa.

Continuación.

Año	Gas natural	Diésel	Eólica	Solar	Biomasa
2042	-	-	32	-	-
2043	-	47	84	-	-
2044	-	-	150	-	-
2045	125	-	150	11	-
2046	75	-	150	54	-
2047	82	-	150	69	-
2048	90	-	80	-	-
2049	99	-	150	68	-
2050	-	-	150	-	-
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>61</b>	<b>1.636</b>	<b>450</b>	<b>30</b>

CUADRO A.1.2

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

Año	Eólica	Solar	Biomasa	Batería
2024	-	27	30	-
2025	-	-	-	-
2026	-	-	-	-
2027	50	33	-	-
2028	50	33	-	-
2029	50	33	-	-
2030	-	-	-	-
2031	119	-	-	-
2032	50	-	-	-
2033	119	-	-	-

Continúa.

Continuación.

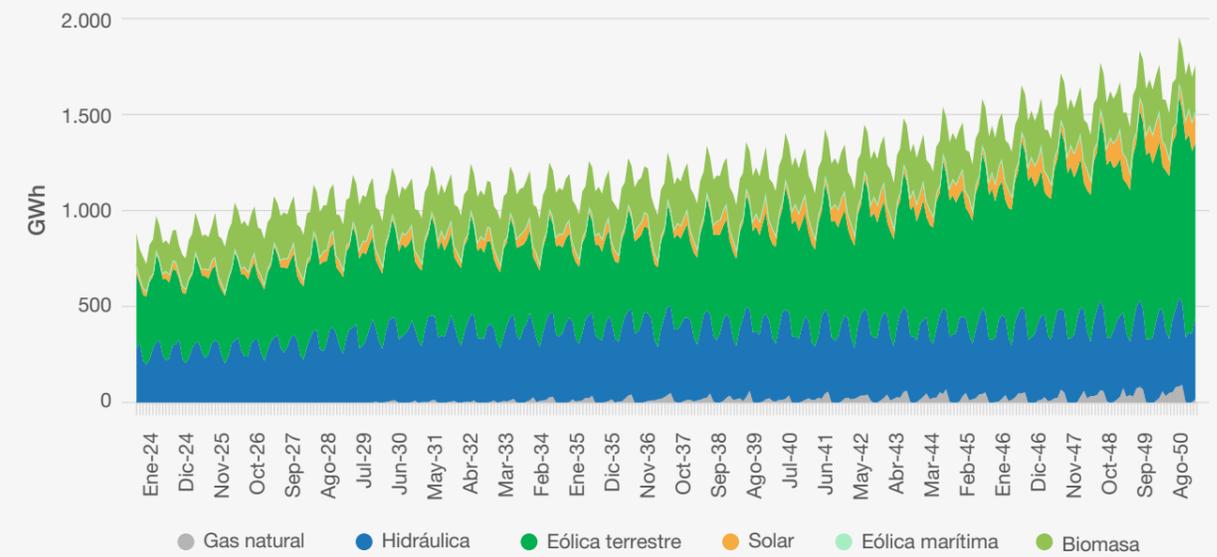
Año	Eólica	Solar	Biomasa	Batería
2034	70	-	-	-
2035	50	-	-	-
2036	-	-	-	-
2037	70	-	-	-
2038	100	50	-	-
2039	-	-	100	-
2040	50	-	10	-
2041	98	-	50	150
2042	49	-	20	-
2043	89	-	-	150
2044	150	88	30	-
2045	100	-	30	-
2046	100	176	-	285
2047	-	352	-	-
2048	210	-	-	-
2049	220	141	-	-
2050	93	202	50	-
<b>Total</b>	<b>1.886</b>	<b>1.136</b>	<b>320</b>	<b>585</b>

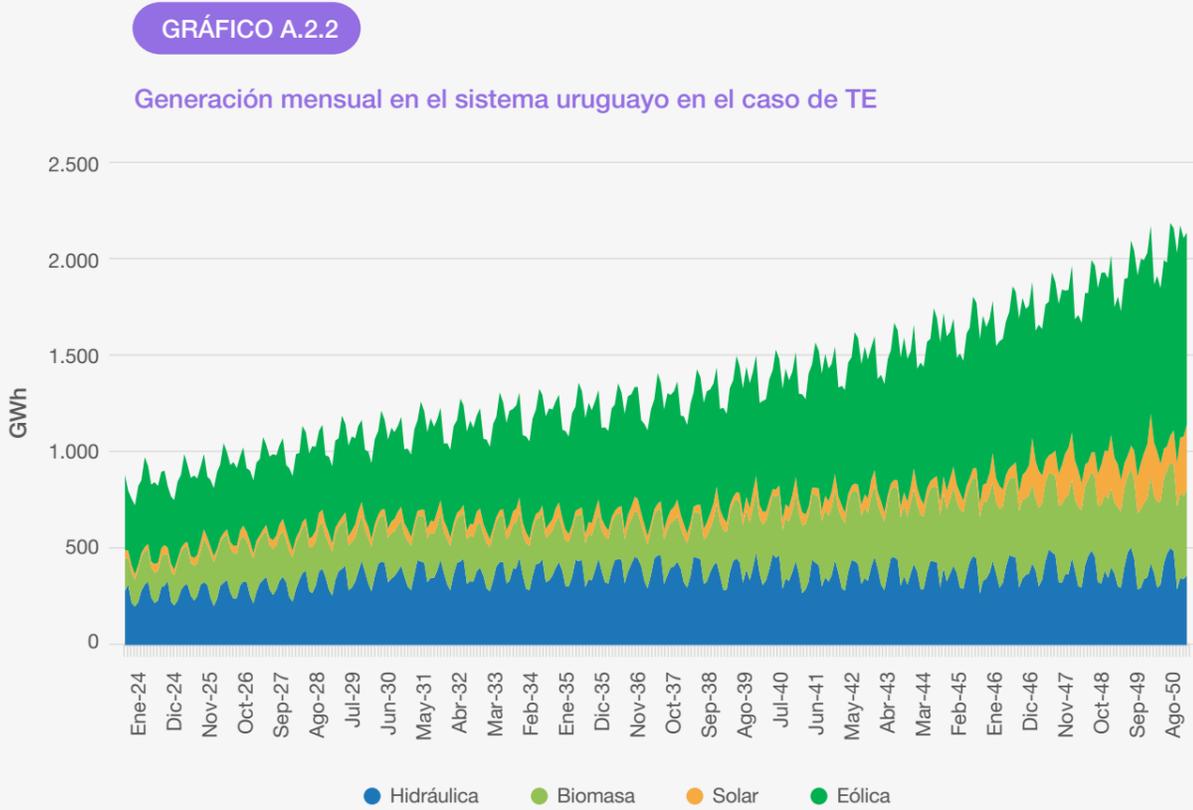
# Apéndice 2

## » Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A.2.1

Generación mensual en el sistema uruguayo en el caso de BAU





# Apéndice 3

## » Inversiones en generación

**CUADRO A.3.1**

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	58	58
2025	-	-
2026	-	-
2027	79	79
2028	78	78
2029	76	76
2030	-	-
2031	-	119
2032	-	49
2033	-	116
2034	-	67
2035	36	47
2036	-	-
2037	-	65
2038	162	122
2039	-	120
2040	183	57
2041	57	296

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2042	28	68
2043	112	225
2044	132	218
2045	243	124
2046	224	456
2047	237	189
2048	145	180
2049	248	262
2050	128	243

**CUADRO A.3.2**

**Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU**

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Biomasa	30	36
2024	Solar	27	22
2027	Eólica	50	54
2027	Solar	33	25
2028	Eólica	50	53
2028	Solar	33	24
2029	Eólica	50	52
2029	Solar	33	24
2035	Eólica	38	36
2038	Eólica	150	137
2038	Solar	40	25
2040	Eólica	150	135

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Solar	81	48
2041	Diésel	14	11
2041	Eólica	52	46
2042	Eólica	32	28
2043	Diésel	47	38
2043	Eólica	84	74
2044	Eólica	150	132
2045	Eólica	150	131
2045	Gas natural (ciclo abierto)	125	106
2045	Solar	11	6
2046	Eólica	150	131
2046	Gas natural (ciclo abierto)	75	63
2046	Solar	54	30
2047	Eólica	150	130
2047	Gas natural (ciclo abierto)	82	70
2047	Solar	69	37
2048	Eólica	80	69
2048	Gas natural (ciclo abierto)	90	76
2049	Eólica	150	128
2049	Gas natural (ciclo abierto)	99	85
2049	Solar	68	35
2050	Eólica	150	128

CUADRO A.3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Biomasa	30	36
2024	Solar	27	22
2027	Eólica	50	54
2027	Solar	33	25
2028	Eólica	50	53
2028	Solar	33	24
2029	Eólica	50	52
2029	Solar	33	24
2031	Eólica	119	119
2032	Eólica	50	49
2033	Eólica	119	116
2034	Eólica	70	67
2035	Eólica	50	47
2037	Eólica	70	65
2038	Eólica	100	91
2038	Solar	50	31
2039	Biomasa	100	120
2040	Biomasa	10	12
2040	Eólica	50	45
2041	Batería (4h)	150	149
2041	Biomasa	50	60
2041	Eólica	98	88
2042	Biomasa	20	24
2042	Eólica	49	44

Continúa.

Continuación.

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Batería (4h)	150	147
2043	Eólica	89	79
2044	Biomasa	30	36
2044	Eólica	150	132
2044	Solar	88	50
2045	Biomasa	30	36
2045	Eólica	100	88
2046	Batería (4h)	285	273
2046	Eólica	100	87
2046	Solar	176	96
2047	Solar	352	189
2048	Eólica	210	180
2049	Eólica	220	188
2049	Solar	141	73
2050	Biomasa	50	60
2050	Eólica	93	79
2050	Solar	202	104

# Apéndice 4

## » Inversiones en transmisión

CUADRO A.4.1

Inversiones en el sistema de transmisión de Uruguay

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	0	0
2026	0	0
2027	21	18
2028	41	36
2029	62	54
2030	62	54
2031	62	79
2032	62	90
2033	62	116
2034	62	131
2035	71	141
2036	71	141
2037	71	156
2038	118	189
2039	118	210
2040	175	223
2041	191	287
2042	199	302
2043	231	353

Continúa.

Continuación.

Año	Casos	
	BAU	TE
2044	268	411
2045	339	439
2046	407	559
2047	482	635
2048	524	680
2049	602	757
2050	639	832

# Apéndice 5

## » Mapas del potencial renovable eólico y solar

FIGURA A.5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Uruguay

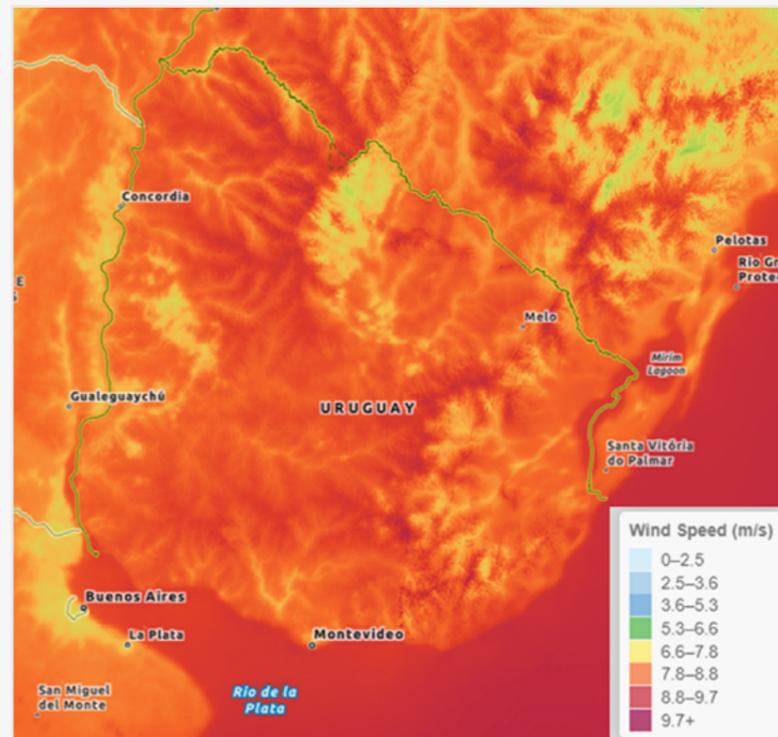
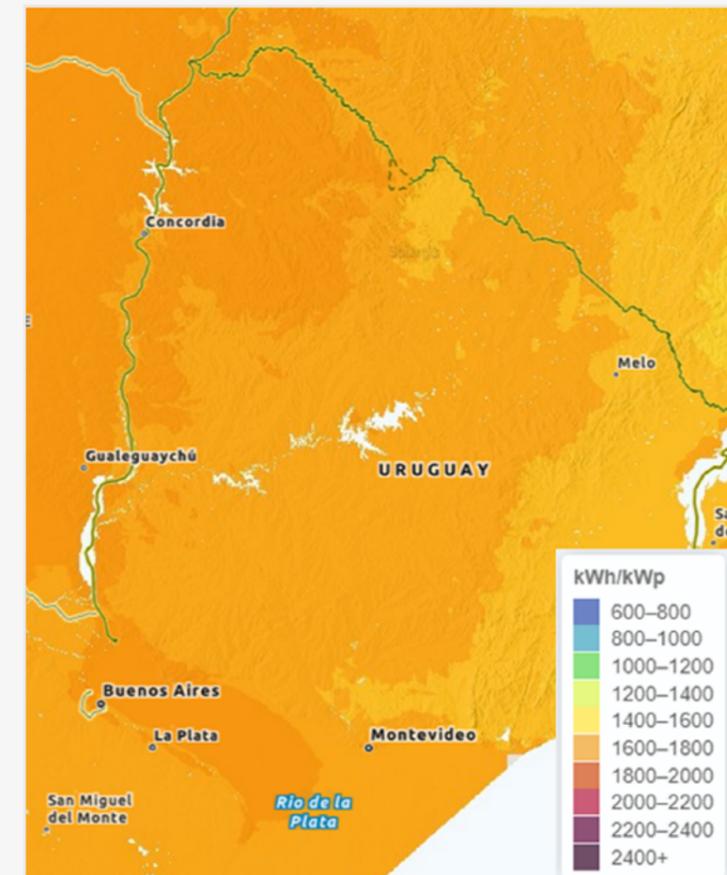


FIGURA A.5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico de Uruguay



# 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 climático<sup>8</sup>. 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:

<sup>8</sup> Existen, 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

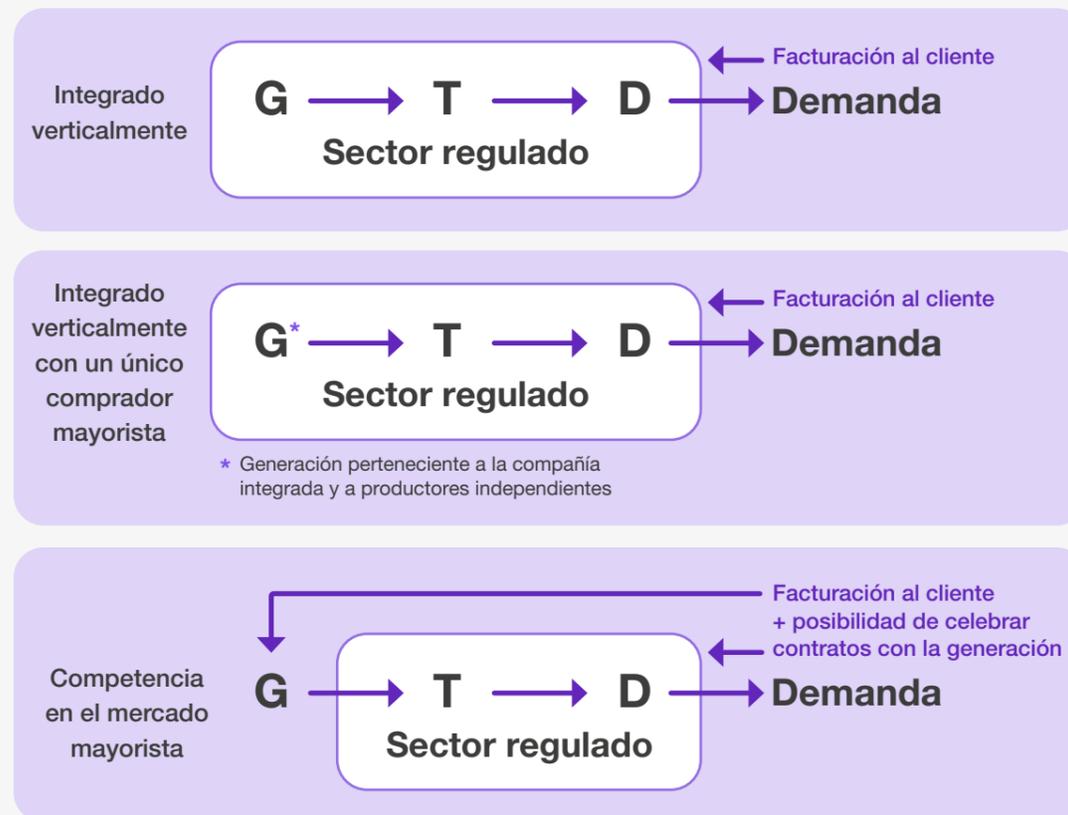
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

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



Fuente: Elaboración propia con base en Rhodes et al. (2021).

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 la 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.** Un 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 en 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.

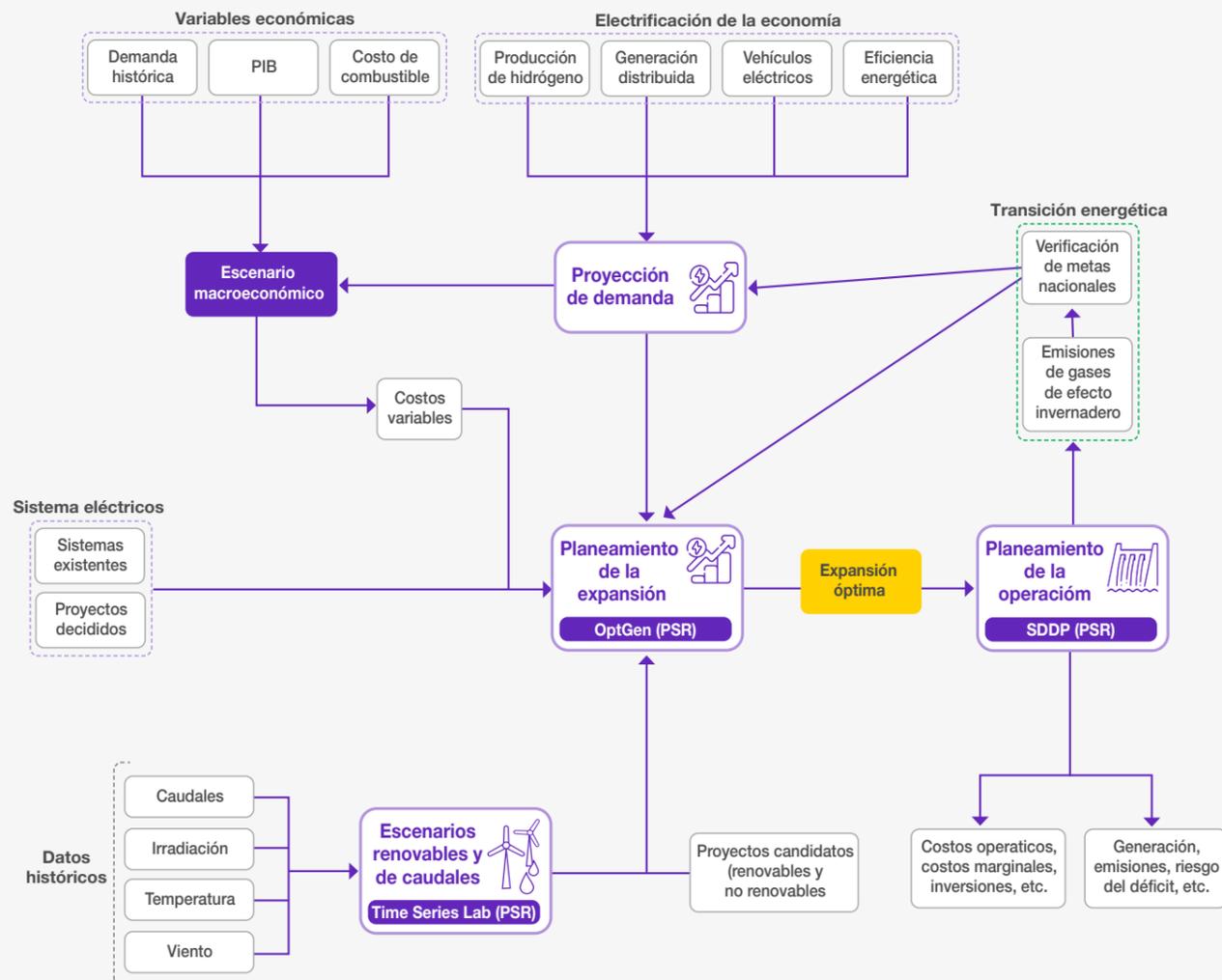
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros 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”. Con ella es posible determinar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda en cada escenario e 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 hacia 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 patrón 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 patrón 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 desde 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 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 (CO<sub>2</sub>).

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**

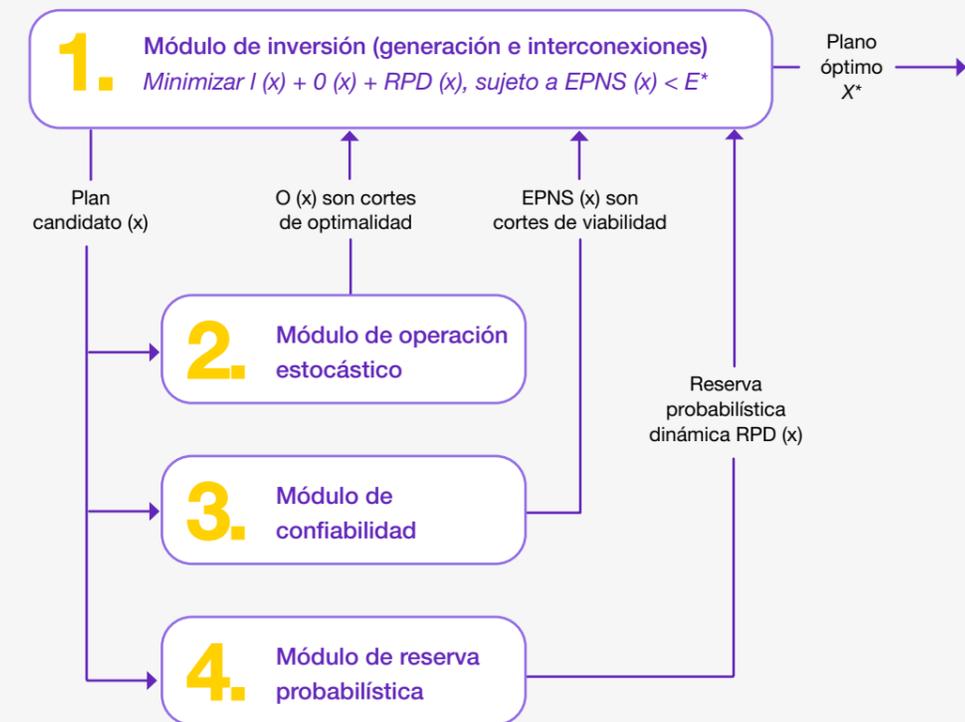
La figura A.7.3 muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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 se ha 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 la demanda usado 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):

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

Siendo:

*fmm*: la fracción de mercado máxima;

*SPB*: la sensibilidad al plazo de recuperación;

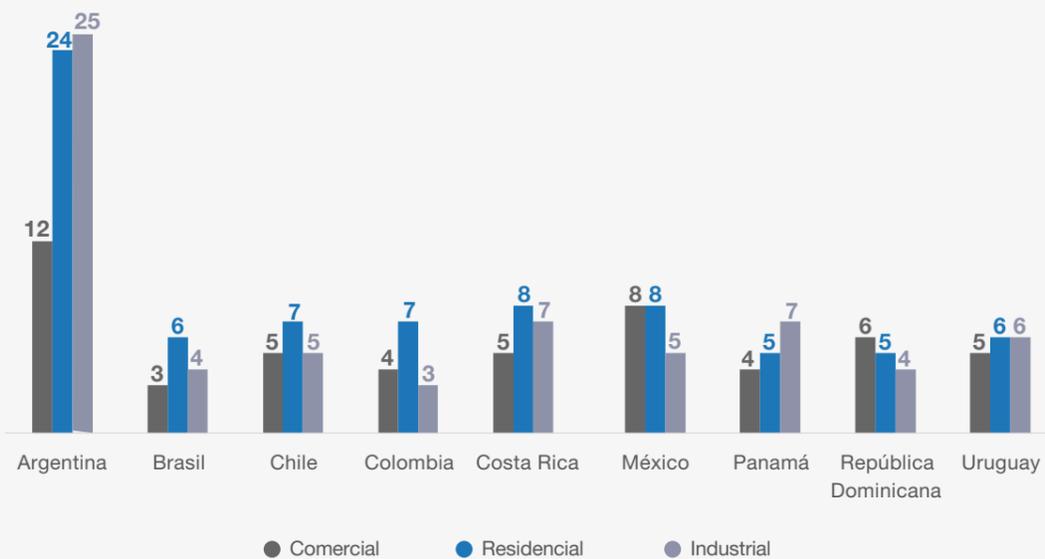
*TPM*: tiempo de *payback*, calculado en años.

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 *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO<sup>9</sup> en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años

<sup>9</sup> 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.

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 *payback* 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 Uruguay, 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:

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

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;

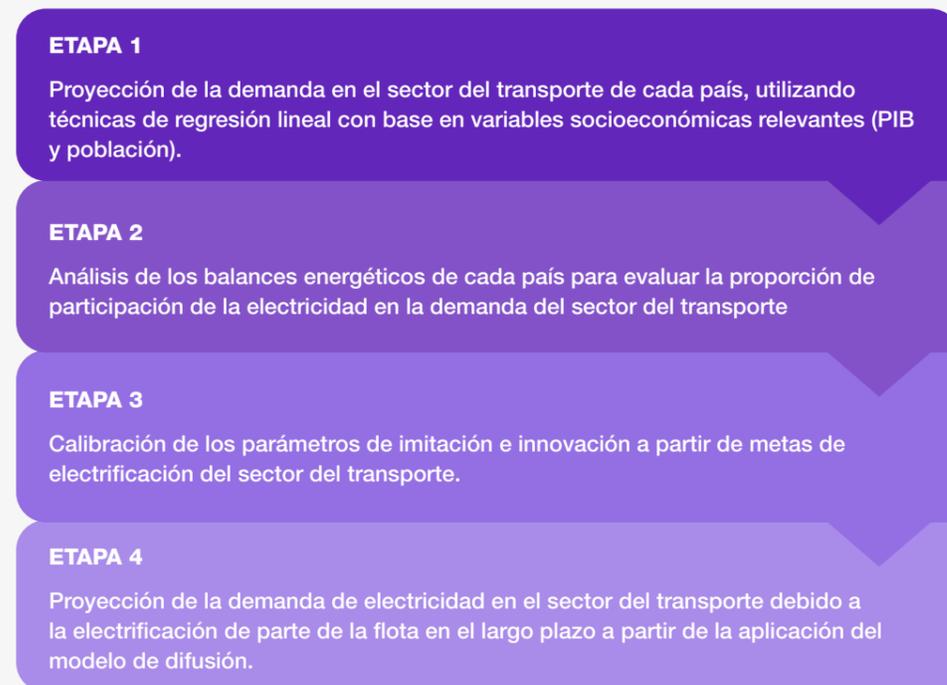
$p$ : el coeficiente de innovación;

$q$ : 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.

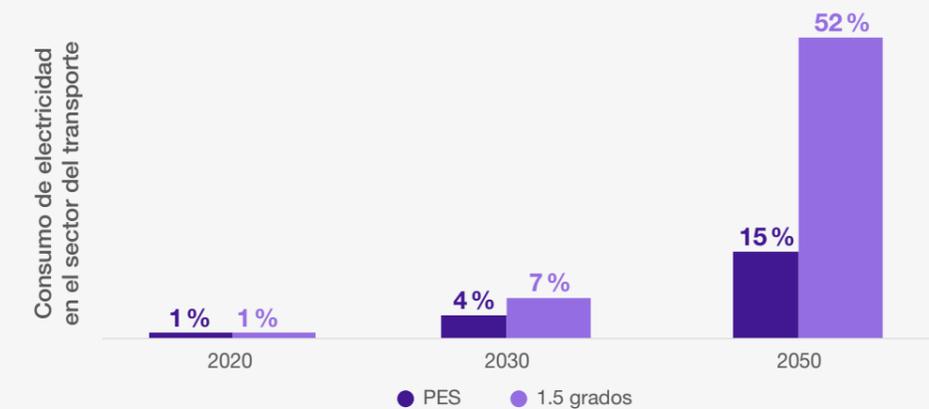
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- 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 del 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 del 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

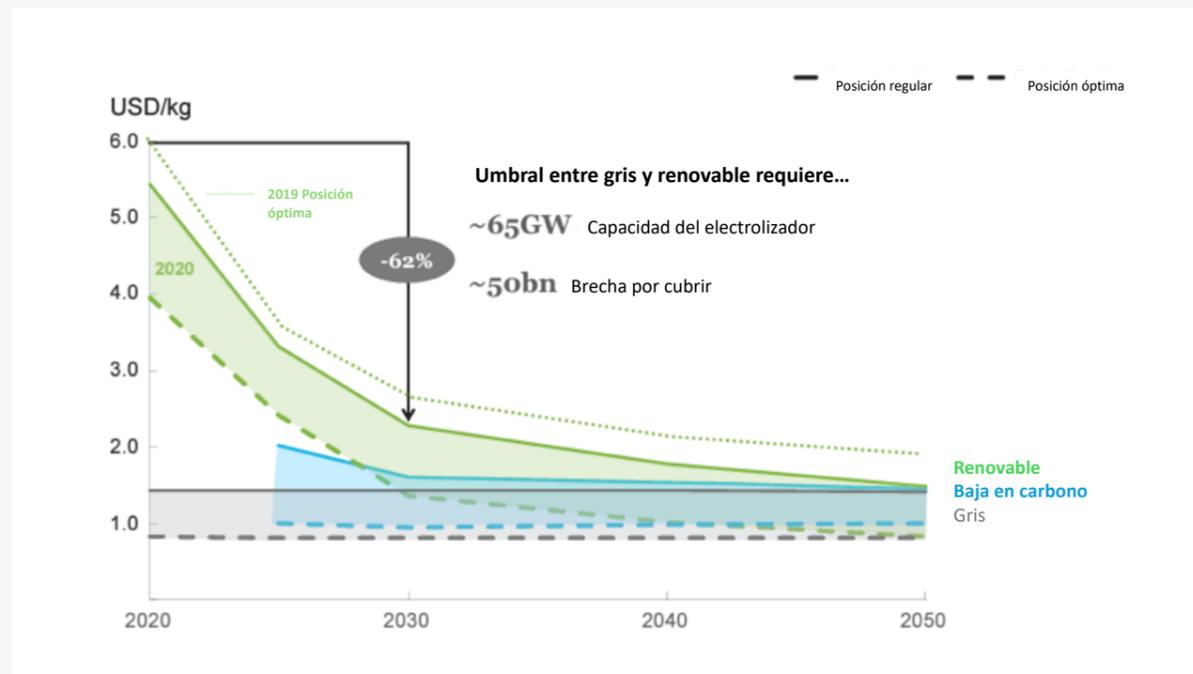
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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 [H<sub>2</sub>V]). 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<sup>10</sup>. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H<sub>2</sub>V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

<sup>10</sup> 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 H<sub>2</sub> 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

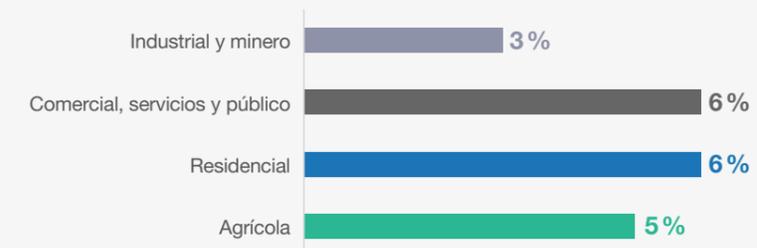
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances 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

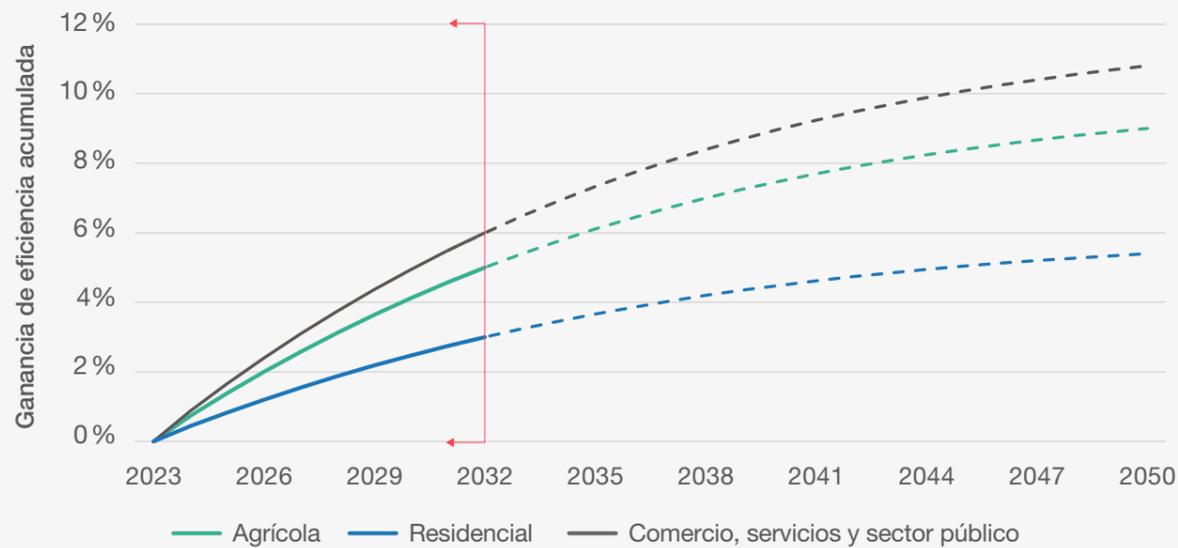


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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



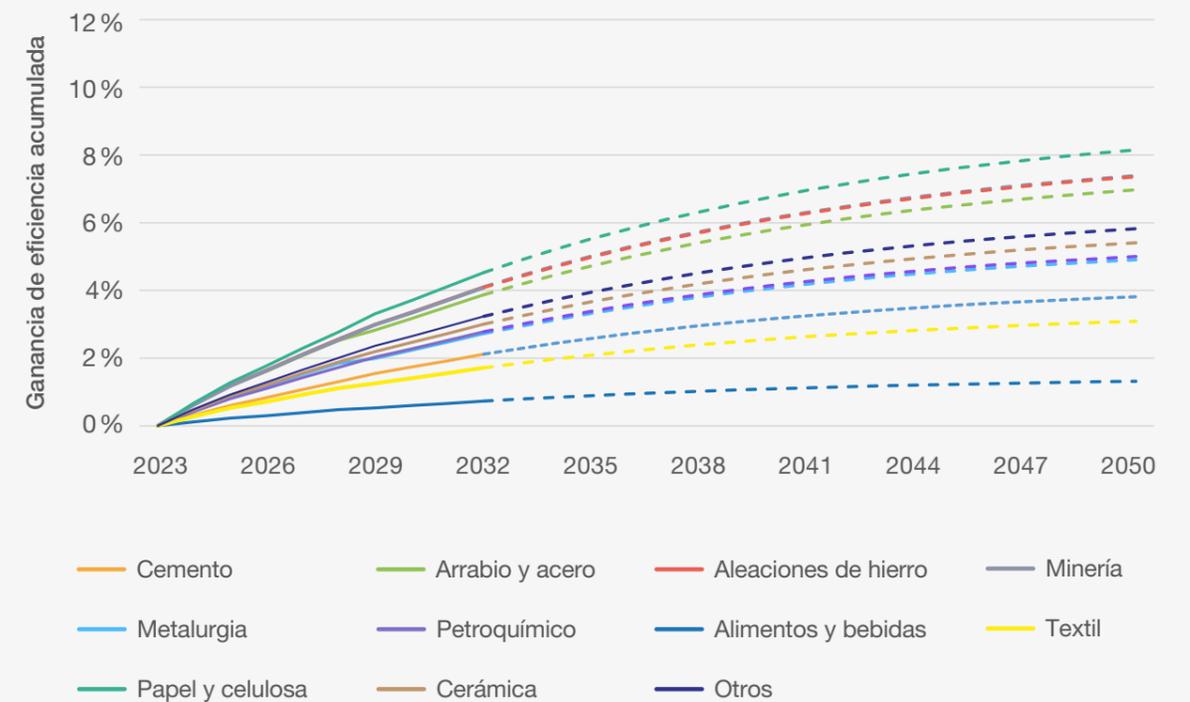
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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 obtenerlo, 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).

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 estimar 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.8.2<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> 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<sub>k,i</sub>*: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

*C<sub>k</sub>*: el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión *k* [USD/km];

*CS<sub>i</sub>*: 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

Después de determinar los escenarios de expansión y seleccionar 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 estimaciones 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 SCADA<sup>12</sup>. 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.

<sup>12</sup> 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 Uruguay 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]
50,0	30,0	3,0

Fuente: Valores asumidos, teniendo en cuenta la regulación del país.

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 Uruguay, 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	1.218	5.070	21.697
2040	3.641	7.953	70.739
2050	5.902	8.581	120.552

► **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%	2.000
Pública CA	22	5%	40%	5.600
Pública CC	60	5%	65%	20.500

- 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

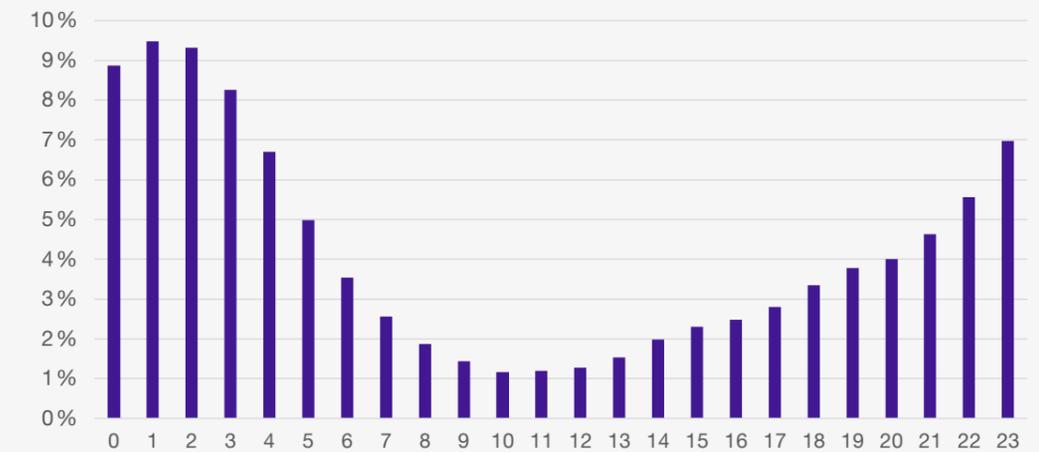
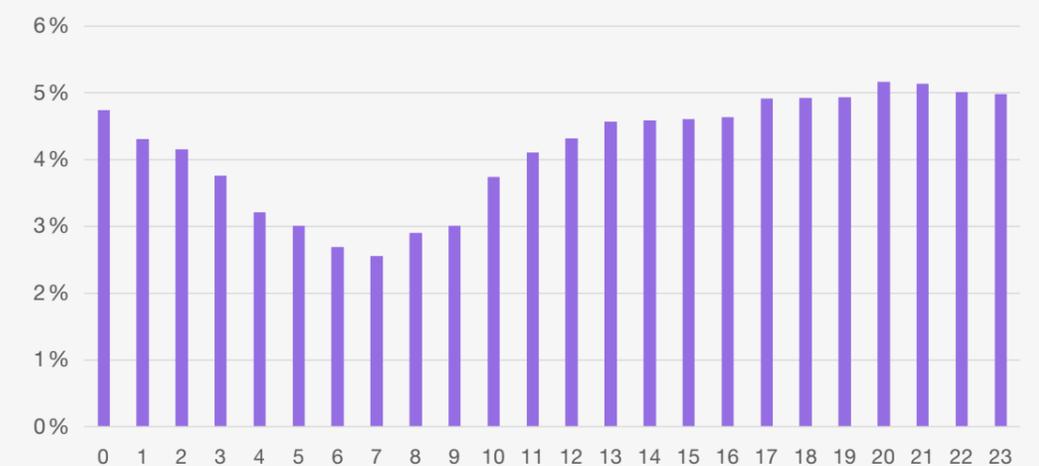


GRÁFICO A.8.8

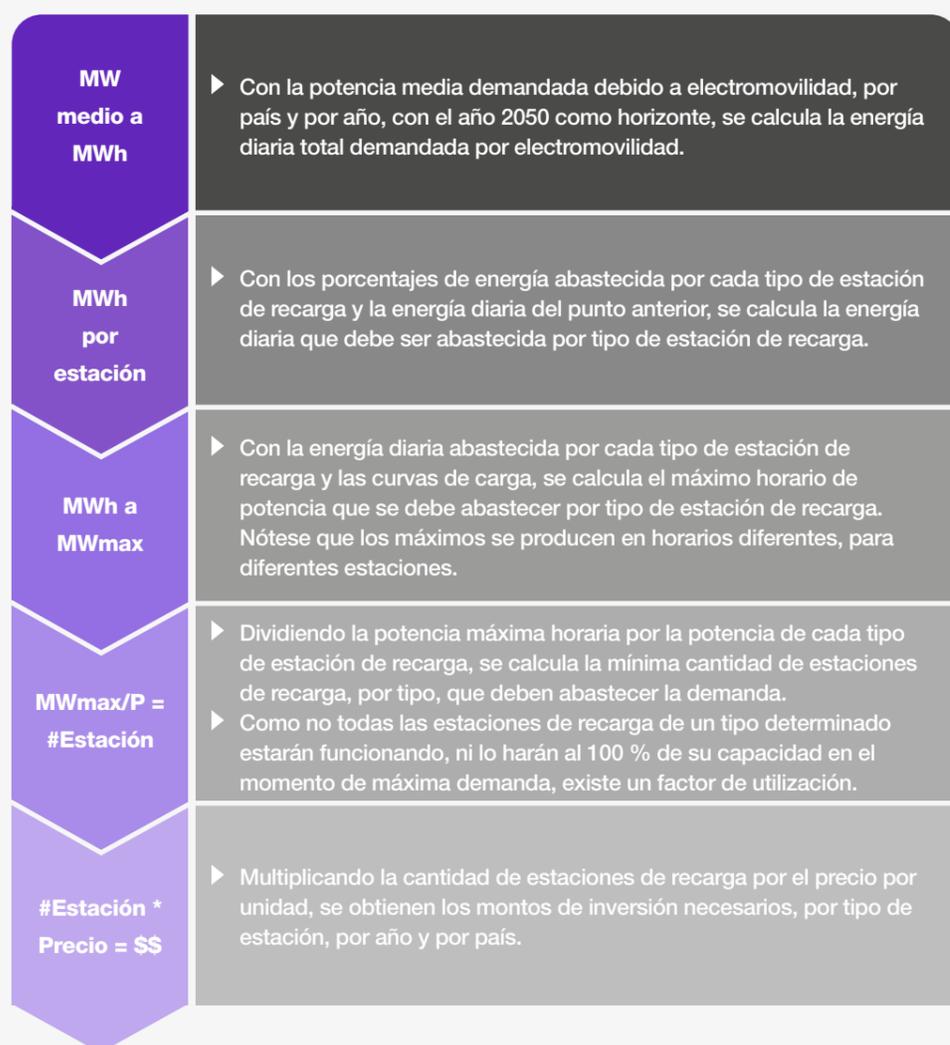
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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 los 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.

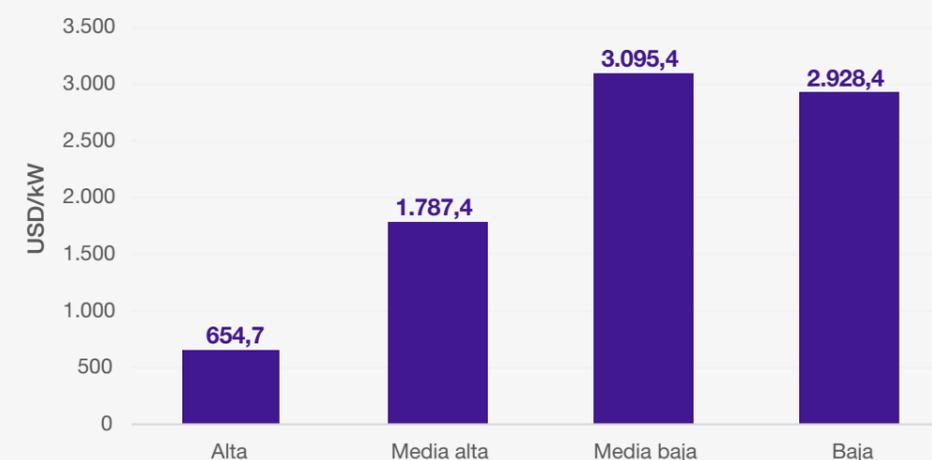
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

