

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

Perú

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 Perú

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 Migue, Santiago Conchillo, Nicolás Stern, Juan Pablo Palacios y Leandro Iturralde.

PSR Energy Consulting and Analytics (Brasil): Silvio Binato, João Pedro Bastos, Weslly Moraes, 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 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.



Acceso abierto bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional (CC-BY-NC-ND 4.0). Para ver una copia de esta licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

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 Perú

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Perú

Caracterización del país y su 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

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	39
Estructura y funcionamiento sectorial	42
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
Políticas de transición energética	45
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

Metas de la transición	55
Proyección de los precios de los combustibles	57
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Tecnologías candidatas para la expansión	62
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	67
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 Perú

Caso de BAU	85
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	96
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	105
Inversiones en transmisión	114
Inversiones en distribución	119
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución en Perú	



Ejes de acción en Perú

Referencias

Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

Apéndice 4: Inversiones en transmisión



Conclusiones

Apéndice 1: Adiciones de capacidad

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

Cuadro 2.1	Especificaciones de la línea de transmisión	37
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Perú	40
Cuadro 3.2	Nivel de madurez de los dominios de aplicación de redes inteligentes en Perú	47
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	56
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	63
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	65
Cuadro 4.4	Lista de proyectos considerados	83
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Perú [Elaboración propia]	131
Figura 2.1	Representación del sistema de transmisión en 2021	37
Figura 5.1	Representación de las zonas eléctricas de Perú	115
Figura 5.2	Distribución de parques eólicos en Perú	117
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	130

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada en el sistema peruano en 2023	35
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	59
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	59
Gráfico 4.3	Proyección de precios Henry Hub	61
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	61
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	62
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	66
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	66
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	68
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	69
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	70
Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	71
Gráfico 4.12	Curva de adopción de la generación distribuida	72

Gráfico 4.13	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	73
Gráfico 4.14	Proyección de la demanda en el sector del transporte	74
Gráfico 4.15	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	76
Gráfico 4.16	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	77
Gráfico 4.17	Porcentaje de la demanda por electromovilidad <i>versus</i> demanda potencial	77
Gráfico 4.18	Producción de hidrógeno verde en Perú	78
Gráfico 4.19	Consumo de electricidad de los electrolizadores en Perú	79
Gráfico 4.20	Distribución de la demanda en los sectores de la economía peruana	80
Gráfico 4.21	Proyección de las ganancias de eficiencia	81
Gráfico 4.22	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	82
Gráfico 5.1	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema peruano en el caso de BAU	86
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema peruano hasta 2050 en el caso de BAU	87
Gráfico 5.3	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema peruano en el caso de BAU	88

Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema peruano en 2024	89
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema peruano en 2024	90
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema peruano en 2024	90
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema peruano en el caso de BAU	91
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema peruano en el caso de BAU	92
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema peruano para el año 2050 en caso de BAU	92
Gráfico 5.10	Costos marginales anuales en el sistema peruano en el caso de BAU	94
Gráfico 5.11	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema peruano en el caso de BAU	95
Gráfico 5.12	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema peruano en el caso de TE	97
Gráfico 5.13	Evolución de la capacidad instalada en el sistema peruano hasta 2050 en el caso de TE	98
Gráfico 5.14	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema peruano en el caso de TE	98
Gráfico 5.15	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema peruano en el caso de TE	100

Gráfico 5.16	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema peruano en el caso de TE	100
Gráfico 5.17	Despacho típico diario en el sistema peruano para el año 2040 en el caso de TE	101
Gráfico 5.18	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema peruano en el caso de TE	102
Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema peruano el caso de TE	102
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema peruano para el año 2050 el caso de TE	103
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema peruano en el caso de TE	104
Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema peruano en el caso de TE	105
Gráfico 5.23	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema peruano	106
Gráfico 5.24	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema peruano en los casos de BAU y TE	107
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050	108
Gráfico 5.26	Comparación de la generación limpia total en el sistema peruano en los casos de BAU y TE	109

Gráfico 5.27	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema peruano en los casos de BAU y TE	110
Gráfico 5.28	Evolución de los costos de inversión en generación	111
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de operación	111
Gráfico 5.30	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Perú	113
Gráfico 5.31	Incremento de la capacidad de exportación de la región Sur de Perú	116
Gráfico 5.32	Inversiones en el sistema de transmisión peruano por década	118
Gráfico 5.33	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	120
Gráfico 5.34	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	121
Gráfico 5.35	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	122
Gráfico 5.36	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	123
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	123
Gráfico 5.38	Inversiones anuales en la red de distribución	125

Abreviaciones

BAU	Continuidad (<i>business as usual</i>)
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
COES	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GD	Generación distribuida
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatios por hora
H₂V	Hidrógeno verde
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MM	Mercado mayorista
MUSD	Millones de dólares estadounidenses

MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
PJ	Pentajulio
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
TE	Transición energética
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
USD	Dólares estadounidenses

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 en las próximas décadas el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, 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 el desarrollo 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)

y los requerimientos asociados a la transmisión como resultado de dicha expansión, así como estimar 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 energéticas en Perú revela diversas áreas de mejora y brechas por abordar. En primer lugar, el desarrollo de las energías renovables no convencionales es aún limitado, con menos de un 9 % de participación al cierre de 2023. Aunque existe un régimen para promover estas tecnologías, la falta de un programa integral ha obstaculizado su crecimiento. En segundo lugar, la eficiencia energética carece de planes de largo plazo y programas estructurados que vayan más allá de medidas aisladas. La electromovilidad también enfrenta desafíos, con una ausencia de normativas y programas integrales para su implementación en el sector del transporte.

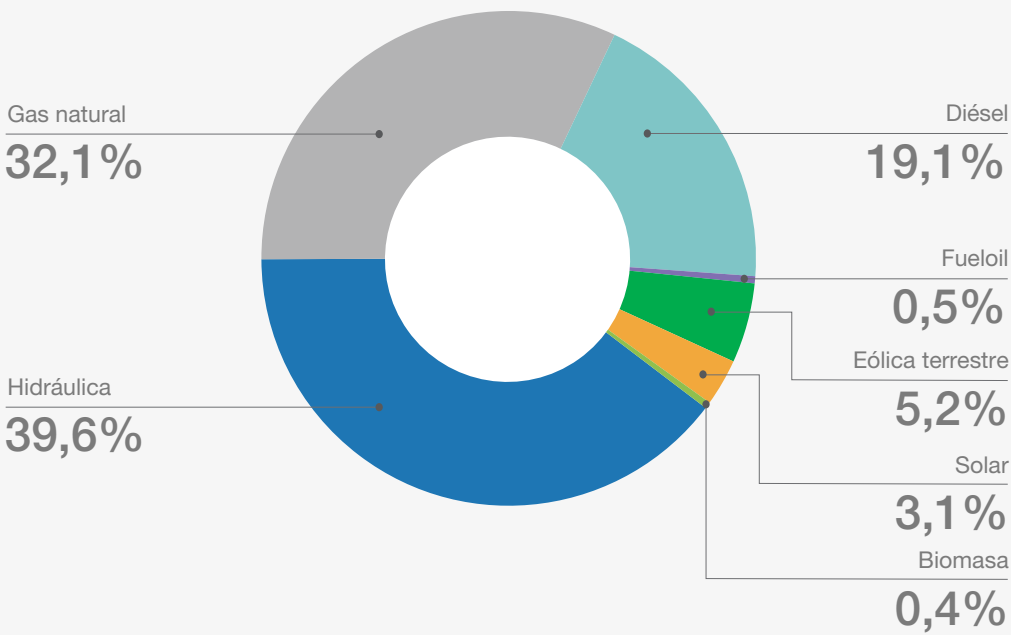
En relación con el hidrógeno verde, si bien se está desarrollando una hoja de ruta, aún no se ha establecido una estrategia definida. La infraestructura de redes y medición inteligentes muestran un despliegue incipiente, con un bajo nivel de madurez en varios dominios de aplicación.

El gas natural desempeña un papel crucial en la transición energética de Perú, respaldado por reservas probadas y un marco normativo que lo impulsa, especialmente en la generación eléctrica. La Ley N.º 27133 de 1999 ha allanado el camino para el uso de este recurso en diversos sectores, como la generación de energía y el transporte. La Política Energética Nacional de Perú (2010-2040) establece claramente el objetivo de fortalecer la industria del gas natural, fomentando su aplicación en los hogares, el transporte, el comercio y la industria, así como en la generación eficiente de electricidad. El gas natural se emplea principalmente en la generación eléctrica, representando aproximadamente el 44,5 % de la energía producida en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en 2023, además de usarse en el transporte (9 % de la demanda total de este sector es atendido con este recurso).

El análisis de la canasta de generación del sistema peruano al cierre de 2022 muestra que las dos principales fuentes presentes son las hidroeléctricas, con el 39,6 % de la capacidad total, y el gas natural, con el 32,1 %. Esta matriz se complementa con plantas de diésel, utilizadas como reserva fría. La capacidad instalada total ese año se estimaba en aproximadamente 13,2 GW.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada en el sistema peruano en 2023

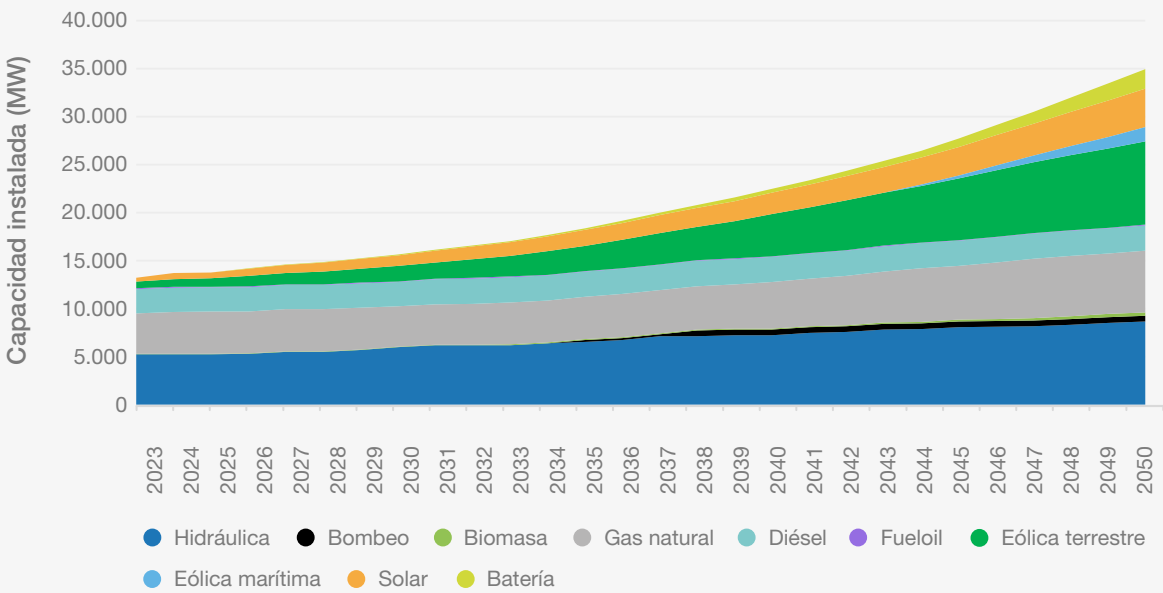


Fuente: COES (2022).

Las simulaciones realizadas evidencian, en el caso de BAU, una disminución notable en la participación de las fuentes térmicas y un significativo aumento de las fuentes renovables, especialmente la energía eólica y solar, hacia finales de 2050. La inversión en activos de almacenamiento diurno se convierte en una estrategia clave para complementar la intermitencia de las renovables y garantizar la estabilidad del sistema. En este escenario se estima una inversión total de USD 25.401 millones. El gráfico 2 presenta la evolución de capacidad instalada en Perú para los años evaluados.

GRÁFICO 2

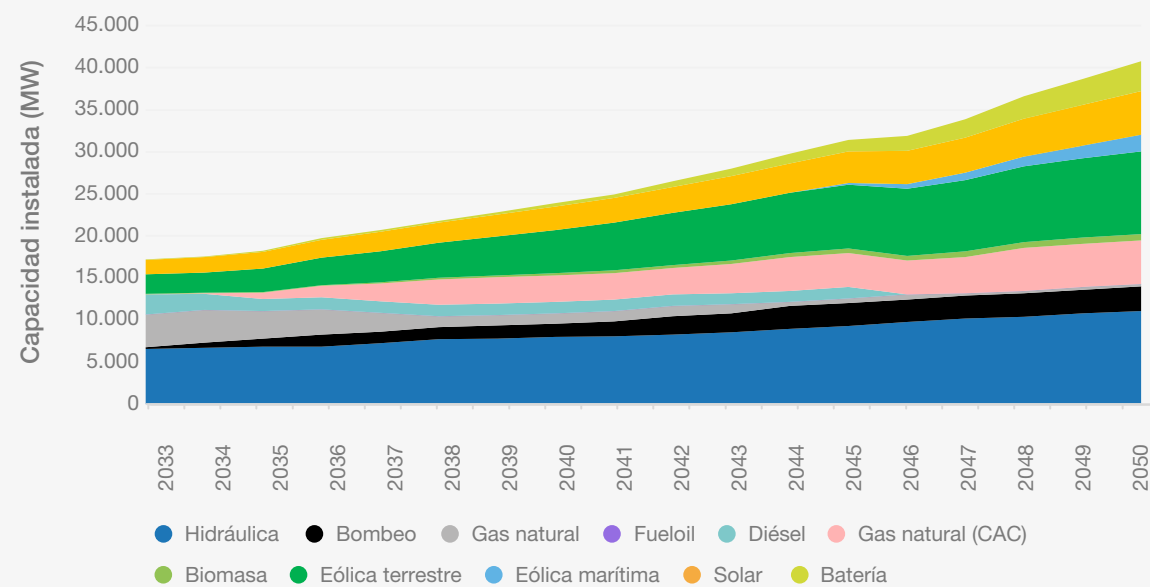
Evolución de la capacidad instalada en el sistema peruano hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de TE, se busca descarbonizar completamente el sistema eléctrico peruano para el año 2050. Por ello, se plantean cambios significativos, como la eliminación de centrales térmicas emisoras de gases de efecto invernadero y la introducción de tecnologías con captura y almacenamiento de carbono (CAC). La meta de descarbonización lleva a una expansión notable de las plantas que usan fuentes renovables, especialmente hidroeléctricas, y a un aumento significativo en la capacidad de almacenamiento del sistema, como se observa en el gráfico 3. Hay también una reducción significativa en la presencia de termoeléctricas emisoras en el sistema peruano y casi todas las térmicas que permanecen al final del último año analizado utilizan sistemas de CAC. En este caso se estima una inversión total de USD 43.009 millones, es decir, un 69 % más que en el caso de BAU.

GRÁFICO 3

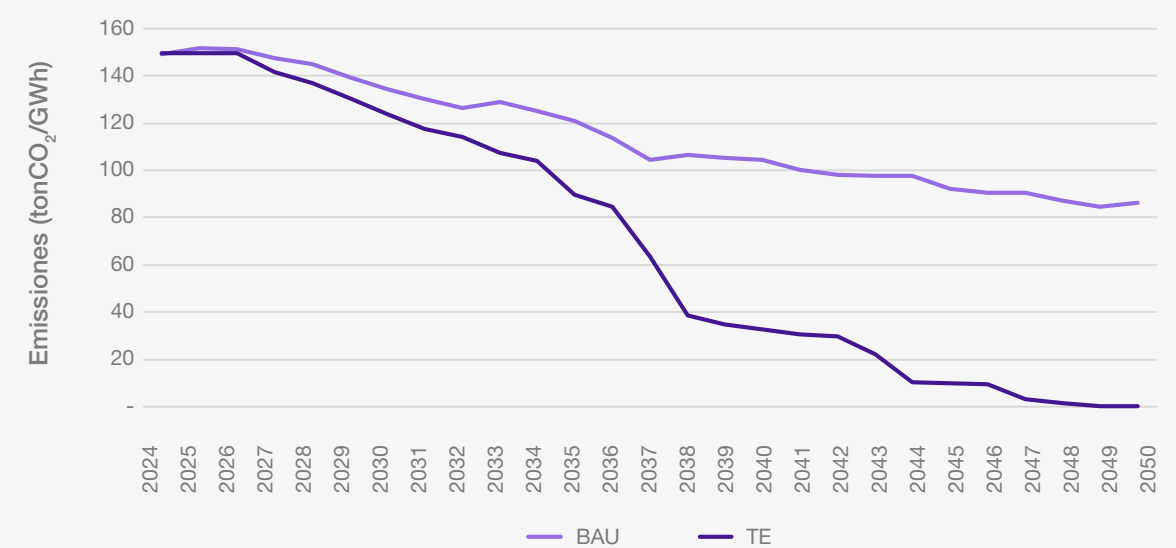
Evolución de la capacidad instalada en el sistema peruano hasta 2050 en el caso de TE



Finalmente, cabe destacar la reducción significativa de las emisiones en el caso de TE. Después del desmantelamiento de las primeras centrales térmicas y la mayor incorporación de plantas renovables al sistema, a finales de la década de 2020, comienza a notarse una diferencia considerable en las emisiones entre los casos de BAU y de TE. Hacia mediados de la década de 2030, cuando se intensifica la retirada de las plantas de diésel y la conversión de las plantas de gas natural, las emisiones experimentan una disminución notable. Para el año 2049, con la adaptación de las últimas unidades de gas natural a la tecnología de CAC, las emisiones se eliminan completamente.

GRÁFICO 4

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



Además de las inversiones en generación, también destacan las destinadas al sistema de transmisión. Dado que el centro de carga del país se ubica en la región de Lima, en la costa oeste, la mayoría de los nuevos parques renovables están considerablemente distantes, lo que hace necesaria una mayor inversión en el sistema de transmisión tanto para el caso de BAU como para el de TE. En el primer escenario, las inversiones se centran en la conexión de la nueva oferta al sistema y en el transporte hacia los centros de carga. En el segundo escenario, debido a las metas de neutralidad de carbono hasta 2050, se añaden más energías renovables, junto con centrales térmicas dotadas de tecnología de CAC. La sustitución de las centrales térmicas para cumplir con las metas de energías renovables, sumado a la distancia hacia los centros de carga, resulta en una mayor inversión en el sistema de transmisión.

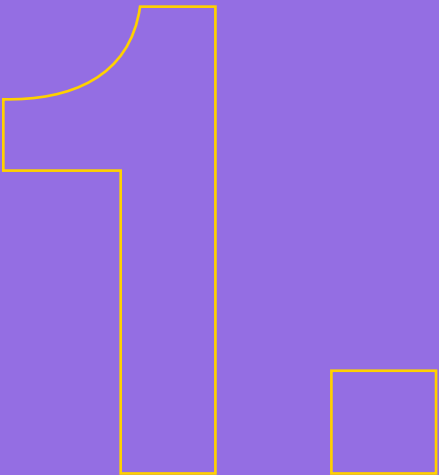
En este estudio, se estima que las inversiones en transmisión totalizarán USD 4.757 millones en el caso de BAU y USD 6.877 millones en el de TE, lo que significa una diferencia del 45 % entre ambos, siendo más elevadas en el escenario de transición.

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 76 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 1.600 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta. El cuadro 1 sintetiza las inversiones totales en generación, transmisión y distribución en el periodo 2024-2050 en los dos casos simulados en este estudio.

CUADRO 1

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

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	25.908	4.757	1.600	32.265
TE (MUSD)	43.348	6.877	1.600	51.825



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 tenido 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 la región para continuar desarrollando las energías renovables (ER), 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 Perú 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 peruano 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 que necesitan, de manera que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y 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 Perú, 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 Perú, 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 Perú.

El capítulo 5 explica los resultados de la expansión del sistema eléctrico peruano 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 los gases de efecto invernadero (GEI) o del aumento en la instalación de centrales de energías renovables en el escenario de 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.

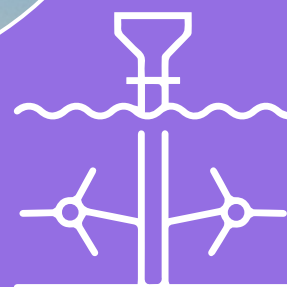
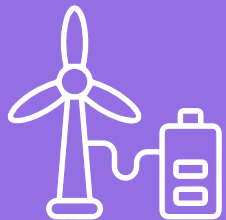
El reporte va acompañado de un conjunto de apéndices que ofrecen informaciones adicionales no incluidas en el texto principal y proyecciones hasta el año 2050 del sistema energético de Perú, además de explicar la metodología de cálculo y análisis.

2.

Caracterización del sistema eléctrico de Perú



» En este capítulo, se analiza el sector eléctrico del país, presentando el panorama institucional y sus principales agentes. A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes 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 Perú

- Para satisfacer la creciente demanda, el sistema eléctrico de Perú ha dependido en gran medida del gas natural para su expansión, pero también tiene una participación significativa de energía hidroeléctrica y un incipiente espacio para energías renovables no convencionales.
- A finales de 2022, la capacidad instalada del sistema peruano era de 13.226 megavatios (MW). Dentro de este, la generación hidroeléctrica y termoeléctrica alimentada con gas representaban, respectivamente, cerca del 39,6 % y 32,1 % de la capacidad.
- El consumo eléctrico per cápita en 2022 fue de 1.694 kilovatios hora (kWh) y estaba impulsado principalmente por actividades industriales, como la minería.
- El sistema de transmisión de Perú tenía al finalizar ese año cerca de 30.100 kilómetros (km) de líneas de transmisión a diferentes niveles de tensión, siendo la mayoría (aproximadamente el 62 %) de 220 kilovoltios (kV) y 138 kV.
- Las principales instituciones del mercado eléctrico peruano incluyen al Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinergmin) y el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES).





Caracterización del país y su matriz energética

Perú, país ubicado en el oeste de América del Sur, tuvo un producto interno bruto (PIB) de 223.000 millones de dólares estadounidenses¹ (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b) y un crecimiento económico promedio del 2,2 % anual, considerando los últimos 10 años (FMI, 2023). Así, se clasifica como la sexta mayor economía de América Latina y el Caribe.

Su sistema eléctrico alcanza al 99,3 % de la población peruana (Banco Mundial, 2022a), es decir prácticamente a sus 34,05 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). En 2022, el consumo de electricidad en Perú fue igual a 1.694 kWh por habitante (Our World In Data, 2024). El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es alto, con una tasa promedio del 3,3 % por año, y está impulsado principalmente por las actividades industriales, entre ellas la minería. Para satisfacer esta creciente demanda, Perú ha dependido principalmente de la expansión basada en el gas natural, una tecnología que ha venido desempeñando un papel cada vez más importante en el mercado eléctrico del país.

Perú posee una interconexión eléctrica activa con Ecuador, con una capacidad de 160 MW y un nivel de tensión de 220 kV.

¹ A precios constantes de 2015.



Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones del mercado eléctrico peruano son el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerghmin) y el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES)².

El MINEM es el ente encargado del diseño y ejecución de la política energética en el país. Con esta finalidad, realiza la planificación referencial y emite normas de carácter sectorial. Estas funciones se ejercen, principalmente, a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) y la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). La DGE debe formular e implementar las políticas del subsector de la electricidad, de manera que aseguren el adecuado abastecimiento en todo el ámbito nacional, promoviendo la inversión privada en armonía con los intereses nacionales.

El Osinerghmin, por su parte, tiene como misión regular, supervisar y fiscalizar en el ámbito nacional el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería. También es responsable del cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades. Sus funciones incluyen revisar el Plan de Transmisión elaborado por el COES, realizando observaciones sobre el documento y enviando una opinión formal sobre el mismo al Ministerio de Energía y Minas.

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los agentes del Sistema Eléctrico

² Se puede obtener más información sobre estas entidades en los respectivos sitios web: MINEM (<https://www.gob.pe/minem>), Osinerghmin (<https://www.gob.pe/osinerghmin>) y COES <https://www.coes.org.pe/portal/>.

Interconectado Nacional (SEIN), lo que incluye a generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres, y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio para todos ellos. Entre las funciones del COES están planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema al mínimo costo, preservando su seguridad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. También es responsable de la administración del mercado de corto plazo.

A los anteriores actores, se puede sumar Proinversión, un organismo público adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas. Esta entidad promueve la incorporación de la inversión privada en servicios y obras públicas de infraestructura a través de asociaciones público-privadas. Asimismo, brinda servicios de información y orientación al inversionista y contribuye a consolidar un ambiente propicio y atractivo para la inversión privada, en concordancia con los planes económicos y la política de integración.

El sector de generación tiene un alto nivel de participación privada: en 2022, el 86 % de las inversiones y el 69 % de los ingresos provinieron de empresas privadas (Viceministerio de Electricidad, 2024). El segmento de transmisión está completamente privatizado, mientras que la generación y distribución están predominantemente lideradas por entidades privadas. Los generadores más grandes (Engie, Orygen, Kallpa y Electroperú) representaban casi el 60 % de la capacidad instalada y de la generación total hasta fines de 2022.



Caracterización del sistema de generación

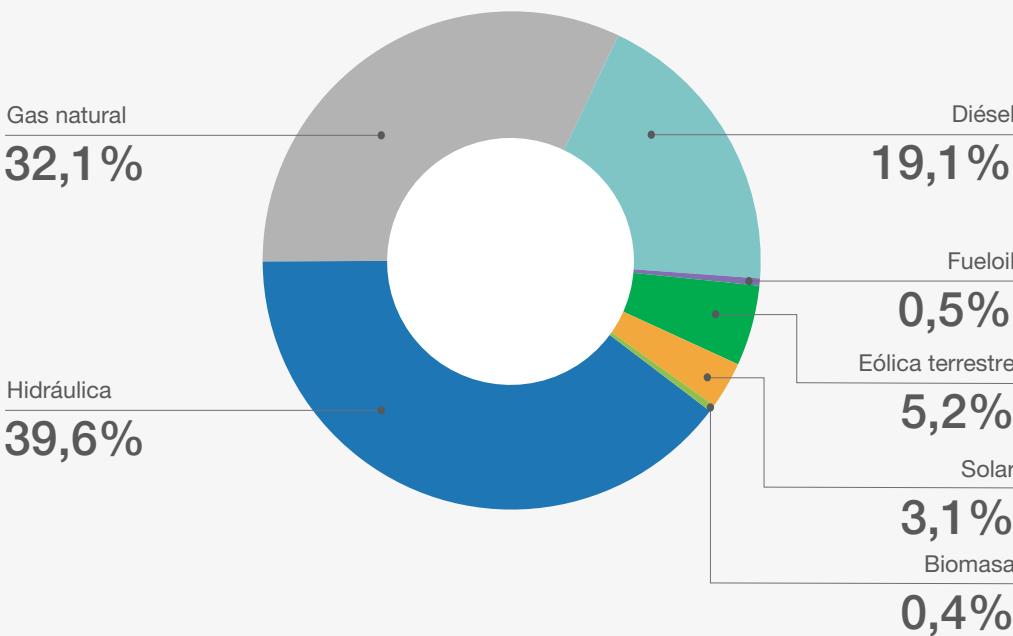
Al cierre de 2023, el sistema peruano tenía una capacidad instalada de aproximadamente 13,2 GW, compuesta en casi el 52 % por centrales térmicas,

en especial de gas natural, al que corresponde el 32,1 % del total. Además, el sistema contaba con múltiples plantas de diésel, utilizadas en general como reserva fría, que podían ser despachadas en los momentos más críticos.

Su matriz tiene igualmente una participación significativa de las centrales hidroeléctricas, puesto que representan el 39,6 % de la capacidad, y un elevado potencial de esta fuente todavía no explorado. Las tecnologías renovables no convencionales han ganado algún espacio, tras la experiencia acumulada por el país con las subastas para este tipo de energía, aunque su participación es muy limitada actualmente. A corto y medio plazo, la expansión es impulsada por la energía eólica y solar, además de algunas centrales hidroeléctricas.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada en el sistema peruano en 2023



Fuente: COES (2024a).



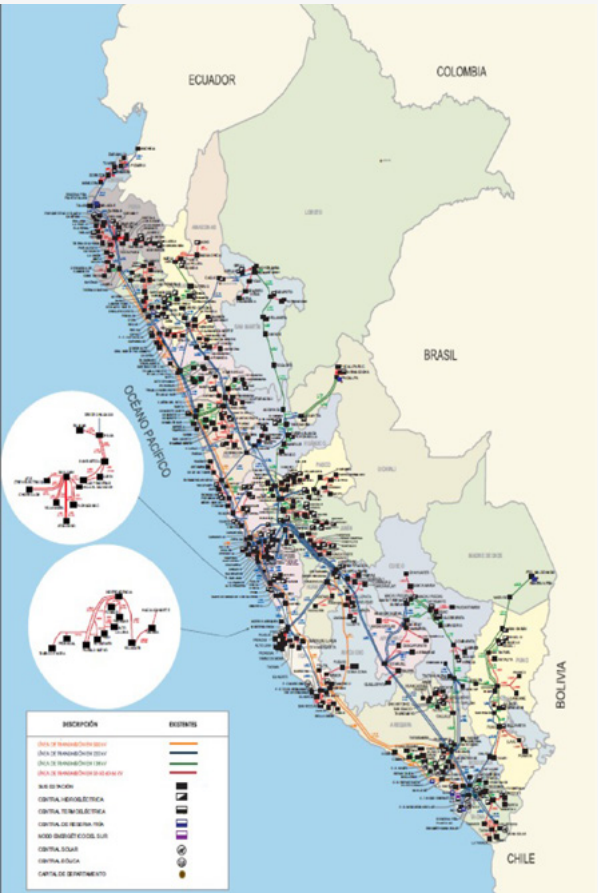
Caracterización del sistema de transmisión

El sistema de transmisión de Perú cuenta con cerca de 30.100 km de líneas a diferentes niveles de tensión (500 kV, 220 kV, 138 kV y menos de 75 kV), siendo la mayoría (aproximadamente el 63 %) de 220 kV y 138 kV, como se ilustra en la figura 2.1 y en el cuadro 2.1.

El segmento de transmisión peruano está completamente privatizado, y en él operan actualmente cerca de 17 agentes. Los cuatro mayores transmisores que forman parte del COES (Red de Energía del Perú, Transmantaro, Hidrandina y ATN) son responsables de casi el 50 % del sistema de transmisión del país en términos de longitud.

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión en 2021



Fuente: COES (2022).

CUADRO 2.1

Especificaciones de la línea de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
75 kV	7.888
138 kV	4.978
220 kV	13.223
500 kV	2.879

Fuente: COES (2022).

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 Perú revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** En un contexto de limitado desarrollo en Perú, puesto que representa menos del 9 % de la capacidad total instalada, se evidencia la falta de planes, programas u objetivos obligatorios directos de largo plazo (2050) para su despliegue.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Existe una ley para promover el uso eficiente de la energía, pero el país carece de planes de largo plazo para una política de eficiencia energética. Faltan también programas estructurados para promover la eficiencia energética en diferentes sectores, más allá de medidas aisladas.
- ▶ **Electromovilidad.** Faltan una normativa, planes o programas concretos para la implementación integral de la electromovilidad en el sector del transporte.
- ▶ **Hidrógeno verde (H₂V).** El desarrollo de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde se encuentra en curso, pero aún no hay una estrategia establecida.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** Hay un despliegue incipiente de medidores inteligentes, una hoja de ruta y alguna regulación, pero también se han identificado brechas importantes para el desarrollo de la actividad.
- ▶ **Gas natural (GN) como vector de transición.** Perú tiene reservas probadas de gas natural y un marco normativo para su promoción y desarrollo.



Almacenamiento con baterías. No se ha encontrado un marco normativo específico para el desarrollo de sistemas de almacenamiento con baterías en el país. No obstante, agentes del SEIN están ejecutando algunos proyectos.

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

CUADRO 3.1

Matriz de brechas y posicionamiento de Perú

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) con competencia en el mercado mayorista.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Libre acceso al MM para la construcción y explotación de plantas de generación mediante concesiones. Libre acceso al sistema de transmisión, según las condiciones reglamentarias.	La introducción de ER se ha realizado sobre la base de subastas con aplicación de un régimen de fomento. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MEM	Contratos bilaterales y <i>pool</i> ^a competitivo con costos auditados.	Falta de desarrollo en los mercados de las ER.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo y por consumo, con posibilidad de cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Regulación: Ley N.º 28832. Objetivo es el control de las emisiones de GEI mediante programas de energías renovables, conforme a los compromisos internacionales asumidos ^b .	No se identificaron planes, programas u objetivos obligatorios directos de largo plazo (2050) para el desarrollo de las ERNC.
		La Política Energética Nacional 2010-2040 establece como objetivo contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las energías renovables convencionales y no convencionales, promoviendo proyectos e inversiones en esa dirección.	

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Eficiencia energética	Existencia de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N.º 27345) Existencia de una normativa de ahorro de energía en el sector público, definición de los indicadores de consumo energético y la metodología para su monitoreo, así como la homologación de luminarias con tecnología LED.	El marco normativo se limita a definir los equipos y artefactos que requieren suministro de energía y que deben incluir etiquetado con información sobre su consumo en relación con estándares de eficiencia energética.
	Electromovilidad	Inexistencia de normativa para la promoción de la movilidad eléctrica. Hay normativa que incluye disposiciones sobre la infraestructura de carga y el abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica.	El Decreto Supremo N° 022-2020-EM establece condiciones por cumplimentar para: • Instalación de infraestructuras de carga comerciales y sistemas de carga privada. • Supervisión y fiscalización de las infraestructuras de carga. • Etiquetado de eficiencia energética. • Sustitución de la flota vehicular de entidades públicas. • Priorización del estacionamiento para movilidad eléctrica.
	Hidrógeno verde	La hoja de ruta del hidrógeno verde se encuentra en proceso de elaboración.	No se observa un marco regulatorio que promueva el desarrollo de la actividad.
	Redes y medición Inteligentes	Hoja de ruta de redes inteligentes. Regulación sobre proyectos piloto de redes inteligentes.	Avances incipientes en instalación y regulación, pero con brechas importantes identificadas para el desarrollo de la actividad.
	GN como vector de transición	Marco normativo específico que establece las condiciones para promover el desarrollo de la industria del gas natural (Ley N.º 27133 de 1999).	Industria altamente desarrollada con foco en el abastecimiento de la generación eléctrica, el transporte y los usos industriales, comerciales y residenciales.
	Planeamiento y regulación sectorial	Plan Referencial de Electricidad formulado y aprobado por el MINEM, con la colaboración del COES, que define necesidades de generación a corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la demanda proyectada y la incorporación de nuevas fuentes de energía. Plan de Transmisión aprobado por el MINEM, con apoyo en su elaboración del COES, identificando requerimientos de equipamiento necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema.	Planificación enfocada en el monitoreo y desarrollo de políticas para la expansión del sistema eléctrico, orientadas en promover la participación del sector privado. Los planes facilitarían políticas de descarbonización teniendo en cuenta el alto porcentaje de participación de la generación térmica en el instalado nacional.
		Generación distribuida ^c La Ley N.º 28832 contiene el marco normativo inicial para la promoción de la generación distribuida. Ausencia de reglamento que defina cuestiones técnicas y regulatorias.	

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Planeamiento y regulación sectorial	Almacenamiento con baterías	No se observa un marco normativo para impulsar el almacenamiento con baterías.	Se registran proyectos puntuales en implementación, ya sea por agentes generadores o grandes usuarios. No se verifican incentivos para el desarrollo masivo de la tecnología en el SEIN.

Nota: a) La contratación *pool* es una modalidad por la cual el precio final se calcula teniendo en cuenta el precio del MEM y unos gastos operativos que cubren el beneficio de la operadora; b) Los compromisos están formulados en la contribución determinada a nivel nacional (CDN) en el marco del Acuerdo de París sobre cambio climático; c) En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la totalidad de la producción de GD se comercializa, mientras que, 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 de Concesiones Eléctricas indica que las actividades de generación, transmisión y distribución pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras (1992). Se constituye así una estructura sectorial segmentada, con restricciones para los generadores y distribuidores en cuanto a la propiedad de los activos de transmisión, dictadas en el Decreto Reglamentario de la mencionada Ley.

Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

Según la Ley de Concesiones Eléctricas, el acceso al SEIN para desarrollar actividades de generación eléctrica se realiza mediante una solicitud de concesión al Ministerio de

Energía y Minas. Dicha concesión permite utilizar bienes de uso público y da el derecho de obtener la imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación, obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión.

De acuerdo con la misma ley, los concesionarios de transmisión se encuentran obligados a permitir a terceros la utilización de sus sistemas. Estos deben, no obstante, asumir los costos de la ampliación, si fuera necesaria, y las compensaciones por el uso, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de la Ley. En el caso de los concesionarios de distribución, estos deben permitir a terceras partes la utilización de todos sus sistemas y redes para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios regulados dentro o fuera de su zona de concesión.

Competencia en el mercado mayorista

Las transacciones comerciales en el SEIN entre los generadores y compradores se celebran en dos entornos:

- ▶ Mercado de corto plazo. La compra y venta de energía se efectúa en función de los costos marginales de corto plazo nodales. Las retiradas de potencia que se realicen y que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual estarán sujetas al pago por capacidad, de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- ▶ Mercado de contratos. Es el ámbito en el que se celebran contratos de largo plazo entre generadores y compradores (distribuidores, otros generadores o usuarios libres³), surgidos a partir de la libre negociación o de un proceso de licitación. Los precios de los contratos sin licitación no podrán ser superiores a los precios en barra⁴.

³ En su artículo 1.º, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica define como usuarios libres a aquellos usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen (2006). Posteriormente, mediante el Decreto Supremo N°022-2009-EM, se aprobó el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, que, entre otros aspectos, establece que los usuarios cuya máxima demanda anual sea menor o igual a 200 kW tienen la condición de usuario regulado, los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor que 200 kW y hasta 2.500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o usuario libre, y usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor que 2.500 KW tienen condición de usuario libre.

⁴ El Osinergmin define los precios en barra como aquellos “constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, los cuales se expanden mediante los factores de pérdidas de potencia y factores nodales de energía, respectivamente.

Por otro lado, los servicios complementarios considerados en el sistema son los siguientes:

- ▶ Regulación de frecuencia. La regulación primaria de frecuencia es condición para participar en el mercado mayorista; existe un mercado de ofertas para la regulación secundaria de frecuencia⁵.
- ▶ Regulación de tensión o suministros locales de reactivos. Estos son remunerados en ciertos casos, pero no existe un mercado⁶.
- ▶ Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría). Es un servicio remunerado, pero sin mercado.

▶ Mercados locales de energía

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

▶ Transparencia tarifaria

Los cuadros tarifarios analizados en Perú corresponden a las empresas LUZDELSUR y ENEL, cuyas zonas de concesión se encuentran en Lima. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo y uno por consumo, con diferenciación en horas de punta y fuera de estas.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo y un cargo por consumo; además la factura puede incluir cargo por potencia activa de generación y potencia activa por uso del sistema de distribución. Hay una diferenciación entre horas de punta y horas valle.

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

⁵ Procedimiento técnico 22 (COES, 2024b).

⁶ Procedimiento técnico 15 (COES, 2024b).



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

El desarrollo de las ERNC en Perú ha sido muy limitado, según datos del COES, con una potencia instalada en 2022 un poco mayor de 1.000 MW para una potencia total del sistema de 13.200 MW. De esta forma, las energías renovables no convencionales representan menos del 9 % de la potencia total instalada, concentrándose la generación en las tecnologías termoeléctricas e hidráulicas (51,7 % y 39,6 % de la potencia instalada, respectivamente).

El país cuenta con un régimen de promoción de las inversiones para estas tecnologías de generación (Decreto Legislativo N.º 1058), que otorga la amortización acelerada de las instalaciones para la liquidación del impuesto a la renta (MINEM, 2008). No obstante, para mejorar el magro desempeño obtenido hasta ahora en esta materia, hace falta la estructuración de una política integral de desarrollo para este tipo de tecnologías, que incluya: a) la actualización de los objetivos de penetración por parte de la administración gubernamental, dado que se han alcanzado los objetivos plasmados en el Decreto Legislativo N.º 1002 y hace falta indicar en qué dirección planea ir el Gobierno para su desarrollo; 2) la implementación de subastas neutras en tecnología y con diferentes precios por horario para incrementar la competitividad de las ERNC con las centrales térmicas.

▶ Eficiencia energética

El país cuenta con una Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N.º 27345, 2000). De acuerdo con dicha norma, los equipos y artefactos que requieren suministro de energía deben incluir, en sus etiquetas, envases, empaques y publicidad, la información sobre su consumo energético en

relación con estándares de eficiencia energética, bajo la responsabilidad de sus productores o importadores. Entre otras acciones llevadas adelante para mejorar la eficiencia energética, se han dispuesto también:

- ▶ Medidas de ahorro de energía en el sector público.
- ▶ La definición de indicadores de consumo energético y una metodología para su monitoreo.
- ▶ La homologación de luminarias de tecnología LED.

Al margen de estas acciones y el marco normativo, no se identificaron planes de largo plazo que delineen una política de eficiencia energética.

▶ Electromovilidad

En cuanto a la electromovilidad, el país no cuenta con normativa, planes o programas concretos para la implementación integral de esta modalidad en el sector del transporte. Se ha emitido normativa que aprueba disposiciones sobre la infraestructura de carga y el abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica, con la finalidad de hacer un uso eficiente de la energía y coadyuvar a reducir el consumo de combustible fósil. El Decreto Supremo N.º 022-2020-EM establece, entre otras cosas, condiciones que se deben cumplir para la instalación de infraestructuras de carga comerciales, sistemas de carga privada, la supervisión y fiscalización de estas infraestructuras, el etiquetado de eficiencia energética, la sustitución de la flota vehicular de entidades públicas y la priorización del estacionamiento para movilidad eléctrica (MINEM, 2020).

El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de formular la política y los planes energéticos sectoriales, así como las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) del sector de la energía para integrar la infraestructura de carga y abastecimiento de electricidad para movilidad en la Política Energética Nacional y sus planes de desarrollo.

Por otra parte, en el año 2022, se lanzó un proyecto normativo (Ley N.º 3203-2022-CR) apuntando a la promoción de condiciones favorables para el desarrollo de la industria y el mercado de vehículos eléctricos e híbridos, así como de la infraestructura de carga y mantenimiento.

▶ Hidrógeno verde

Perú está desarrollando su Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde. Hasta que esté lista, se dispone de las “Bases y recomendaciones para la elaboración de la Estrategia de Hidrógeno Verde en el Perú”, que contiene una propuesta de Hoja de Ruta, publicada por la Asociación Peruana del Hidrógeno en marzo de 2022.

▶ Redes y medición inteligentes

Se observa que el país cuenta con un despliegue casi nulo de medidores. No obstante, Osinerghmin ha emitido normativa tendiente al desarrollo de experiencias piloto relativas a esta tecnología. En particular, la Resolución Osinerghmin N.º 170-2022-OS/CD ha sancionado los lineamientos, indicadores y metodología para fiscalizar la ejecución de los proyectos piloto de Sistema de Medición Inteligente.

Asimismo, el país ha publicado en 2023 la Hoja de Ruta de Redes Inteligentes en los Sistemas de Distribución (MINEM, 2023). El documento especifica, entre otras cuestiones, el estado de avance en el que se encuentra actualmente la tecnología en el país. Para ello, identifica distintas temáticas de aplicación (denominadas dominios) a las que da las calificaciones que se muestran en el cuadro 3.2, aplicando una escala de 0 (nada desarrollado) a 1 (enteramente desarrollado).

CUADRO 3.2

Nivel de madurez de los dominios de aplicación de redes inteligentes en Perú

Dominios	Nivel de madurez actual
SMR: Estrategia, administración y regulación	0,26
OS: Estructura organizacional	0,17
GO: Operaciones en la red eléctrica	0,02
WAM: Gestión de personal y activos	0,01

Dominios	Nivel de madurez actual
TECH: Infraestructura tecnológica	0,10
CUST: Clientes	0,11
VCI: Cadena de valor empresarial	0,15
SE: Sociedad y medio ambiente	0,22
Promedio nivel de madurez general	0,13

Fuente: MINEM (2023).

Puede observarse entonces que la madurez de los distintos dominios es particularmente baja. Por este motivo, deberían implementarse, entre otras iniciativas:

- ▶ Una regulación de generación distribuida.
- ▶ Estudios para la implementación del mercado minorista.
- ▶ Programas para incorporar medidores inteligentes, aún incipientes en el país.
- ▶ El diseño de esquemas que remuneren a las distribuidoras los distintos procesos de innovación.

Gas natural como vector de transición

Perú cuenta con aproximadamente 21 billones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas, las cuales lo ubican en la quinta posición en América Latina y el Caribe en términos de disponibilidad de este combustible. Por su parte, el país dispone de un marco normativo específico que establece las condiciones para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas.

La Ley N.º 27133 (1999) ha permitido el desarrollo de la industria del gas natural con aplicación, entre otros usos, a la generación eléctrica y al transporte, así

como para la exportación de gas natural licuado (GNL)⁷. La Política Energética Nacional de Perú 2010-2040 ha establecido taxativamente, entre sus objetivos, desarrollar la industria del gas natural y su uso en actividades domiciliarias, del transporte, el comercio y la industria, así como la generación eléctrica eficiente. El gas natural ya se aplica principalmente a la generación eléctrica (aproximadamente 44,5% % de la producción del SEIN en 2023 se basa en este recurso) y el sector de transporte.



Planeamiento y regulación sectorial

Planificación energética y eléctrica

Dentro del marco normativo, corresponde al MINEM formular el Plan Referencial de Electricidad, cuyo objetivo es brindar información prospectiva que permita a los agentes que participan o tienen intención de entrar en el sector eléctrico tomar decisiones de inversión en el mercado nacional. Este plan define las necesidades de generación a corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta la demanda proyectada y la incorporación de nuevas fuentes de energía, entre ellas la renovable. Como su nombre indica, posee un carácter referencial para que la autoridad responsable (MINEM) pueda delinear las políticas sectoriales. La Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica dentro del MINEM es el órgano encargado de formular los estudios y planes requeridos por el subsector eléctrico, esto es, elaborar y evaluar el Plan Referencial de Electricidad y el plan de desarrollo eléctrico, así como participar en la definición de planes similares para el conjunto del sector energético.

⁷ De acuerdo con el Observatorio de Complejidad Económica, Perú exporta principalmente a Reino Unido y a España.

En el caso de la transmisión, también se prepara un plan, de cuya coordinación está encargado el COES. Este es un estudio periódico, aprobado por el MINEM, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, confiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez años. El producto de ese estudio es un plan recomendando obras de transmisión, que considera los diversos escenarios de la expansión en materia de generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

► **Generación distribuida**

La Ley N.º 28832 de Concesiones Eléctricas, de 2006, fue la primera regulación del país referida a la generación distribuida para autoconsumo y comercialización. En ella se define la GED como una “instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica”.

Posteriormente, en septiembre de 2015, fue publicado el Decreto Legislativo N.º 1221, que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en Perú (2015). Este documento permite a los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración utilizar esas instalaciones para su propio consumo o inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional de dicho sistema (regulación para el autoconsumo).

En este marco, a finales de noviembre de 2024, el MINEM publicó el proyecto del “Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida Conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad”, para opinión, comentarios y sugerencias de la sociedad. La normativa, que aún debe ser aprobada, prevé, entre sus puntos:

- La determinación de los límites para las potencias máximas de la GD.
- Condicionar el acceso a las redes de distribución por parte de la GD a la conformidad técnica del concesionario de distribución, con aplicación de la Norma Técnica de Calidad.

- Dar prioridad a los generadores distribuidos cuya producción utilice fuentes renovables no convencionales.
- La definición de los requisitos técnicos mínimos para la GD, así como procedimientos en casos de condiciones anormales.
- Destinar la energía producida por GD, en primer lugar, a la autoproducción y, eventualmente, a la inyección de los excedentes a la red de distribución, con tres opciones a elegir por el usuario para el tratamiento de dichos excedentes:
 - su venta en el mercado de corto plazo;
 - su venta mediante contratos de suministro; y
 - la regulación mediante compensación de inyecciones.

Es esencial aprobar esa nueva normativa, dado que la ausencia de regulación ha afectado significativamente a la inserción de este tipo de tecnología en el territorio peruano. Asimismo, la reglamentación debe complementarse con acciones de fomento a la adopción de GD, tales como canales de información y difusión al usuario, facilidades para la adquisición del equipamiento necesario y programas de formación para el mantenimiento de las instalaciones.

► **Almacenamiento con baterías**

No se ha encontrado en el país un marco normativo específico para el desarrollo de sistemas de almacenamiento con baterías. No obstante, agentes del SEIN están ejecutando algunos proyectos:

- Sistema de Almacenamiento de Energía con Batería (BESS, por sus siglas en inglés), instalado por ENEL PERÚ y ubicado en el Callao, en la Central Térmica Ventanilla. La infraestructura tiene como objetivo entregar y absorber energía del SEIN para compensar las desviaciones de frecuencia del sistema interconectado. Este sistema, cuya inversión fue de USD 10 millones, tiene un tamaño de emplazamiento de 2.500 m² y cuenta con 14,6 MW de potencia incorporado.

- ▶ Electro Dunas (Grupo Energía Bogotá) instaló un BESS de 1 MW de capacidad de potencia y una capacidad energética efectiva de 1,5 MWh, que se inyectan a la red de distribución en la subestación Llipata, dentro del sistema eléctrico de Nazca (departamento de Ica). La operación de este sistema de almacenamiento se complementará próximamente con la puesta en operación de una planta fotovoltaica que tendrá capacidad de trabajar junto con el sistema BESS.
- ▶ ENGIE Energía Perú se encuentra en proceso de implementación de un BESS con el objetivo de brindar el servicio de regulación primaria de frecuencia al sistema. El proyecto tiene una capacidad de aproximadamente 30 MW, instalados en la Central Termoeléctrica Chilca Uno. El BESS permitirá mejorar la estabilidad de la red eléctrica nacional.
- ▶ Minera Poderosa instaló un BESS en el distrito de Pataz (región de La Libertad), con una capacidad de 4 MWh a 8 MWh para cubrir los picos de demanda de electricidad.



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia finalizadas recientemente o en curso de realización, se destacan dos del Banco Mundial y una del Banco Interamericano de Desarrollo (BID):

- ▶ Préstamo para el Sector Eléctrico (2021). En septiembre de 2021, el Banco Mundial aprobó un préstamo de USD 70 millones para financiar

inversiones prioritarias en el sector eléctrico peruano. Este proyecto busca mejorar la disponibilidad, confiabilidad y resiliencia climática del sector de la electricidad, especialmente en poblaciones de bajos ingresos y regiones con servicios inadecuados o poco confiables (Banco Mundial, 2024). Además, promueve el desarrollo de una oferta eléctrica más ecológica, con menos emisiones de GEI.

- ▶ Proyectos de Electrificación Rural (2006-2013). Aunque este proyecto comenzó hace más de una década, su ejecución ha tenido un impacto significativo. Con una inversión total de USD 145 millones, de los cuales el Banco Mundial aportó USD 50 millones y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) USD 10 millones, el objetivo fue aumentar el acceso a un servicio eléctrico eficiente y sostenible en áreas rurales, mejorando la calidad de vida y las oportunidades de generación de ingresos (Banco Mundial, 2013).
- ▶ Apoyo al Programa de Electrificación Rural Sostenible y Productivo en la Amazonía Peruana (2024). En noviembre de 2024, el BID estableció una colaboración técnica para apoyar la preparación de este programa mediante el desarrollo de los estudios técnicos y socioambientales necesarios. Los objetivos específicos son: 1) financiar los análisis técnicos para la viabilización del programa; y 2) financiar estudios de ingeniería y complementarios que se requieren para definir la cartera de inversión del programa.

En Perú las iniciativas más relevantes se han centrado en mejorar el acceso y la resiliencia del servicio de energía eléctrica, con particular foco en poblaciones afectadas en términos económicos, sociales y alejadas de los centros urbanos, buscando reducir las emisiones de GEI e incorporar tecnologías renovables.

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 cumpla con sus objetivos de descarbonización de largo plazo. Para ello, 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 este estudio. En él se incluyen 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 de centrales emisoras 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 calcularlos, 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	No exceder 359 MtCO ₂ e (economía general). 20 % de energía renovable al 2025.	75 % de generación limpia al año 2050.
Barbados	70 % de descarbonización del sector eléctrico.	No hay metas definidas. 95 % de descarbonización del sector eléctrico.
Bolivia	79 % de renovables (incluida hidráulica). 19 % de otras renovables.	75 % de generación renovable (incluida hidráulica).
Brasil	50 % de reducción de las emisiones de CO ₂ e (vs. 2005).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	Participación renovable del 80 %.	Carbononeutralidad.
Colombia	Reducción en un 51 % de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).	Carbononeutralidad.
Costa Rica	Alcanzar y mantener la generación 100 % renovable.	Carbononeutralidad. Mantener la generación 100 % renovable.
Ecuador	20,9 % de reducción de las emisiones para 2025.	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	Aumento en un 50 % de la capacidad renovable con respecto a 2019.	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	Reducción de las emisiones de entre 25,4 % y 28,5 % con respecto a 2005 (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró una meta del 75 % de generación limpia.
México	Reducción de las emisiones de GEI entre el 22 % y el 36 % (condicionada). Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51 % y un 70 % (condicionada)	50 % de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	15 % de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	Reducción de las emisiones de GEI entre el 10 % y el 20 % (economía general).	Carbononeutralidad.
Perú	No exceder 208,8 MtCO ₂ e (economía general), o 179 MtCO ₂ e (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO ₂ e.	No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO ₂ ; (ii) 62-63 % CH ₂ y (iii) 51-57 % N ₂ O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

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



Proyección de los precios de los combustibles

Los precios de los combustibles en muchas regiones son sensibles y están correlacionados con los precios internacionales; por lo tanto, un análisis de esas tendencias de precios es fundamental para 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 ha optado por las proyecciones del Banco Mundial (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 de las previsiones del Banco Mundial (el índice MUV), permitiendo al mismo tiempo una comparación justa entre las distintas proyecciones y un análisis de las imágenes sin considerar el efecto de la inflación en las proyecciones de precios.

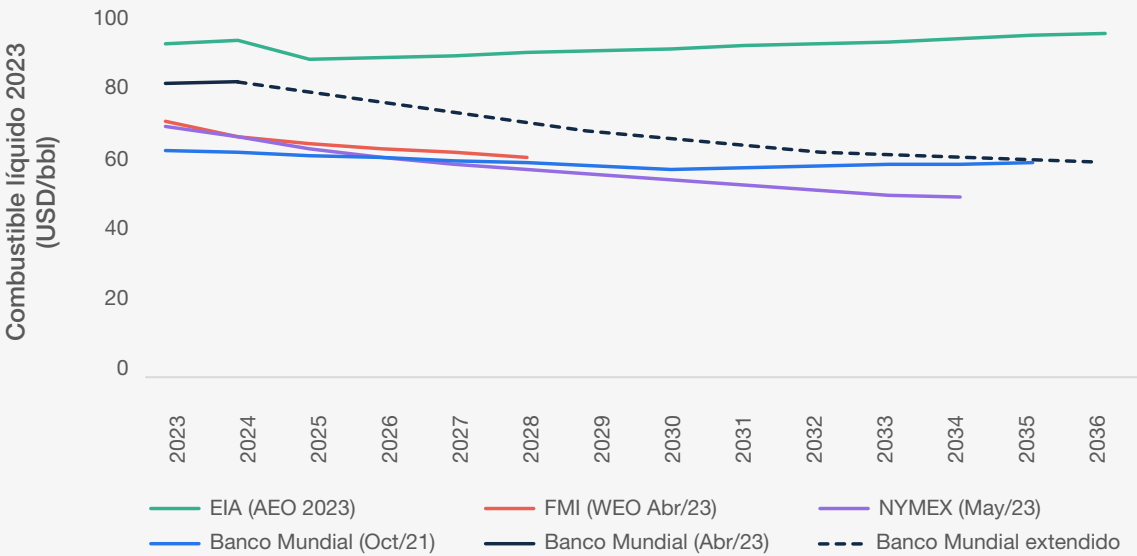
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar 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, 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 pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023 (último disponible en el momento del análisis). 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

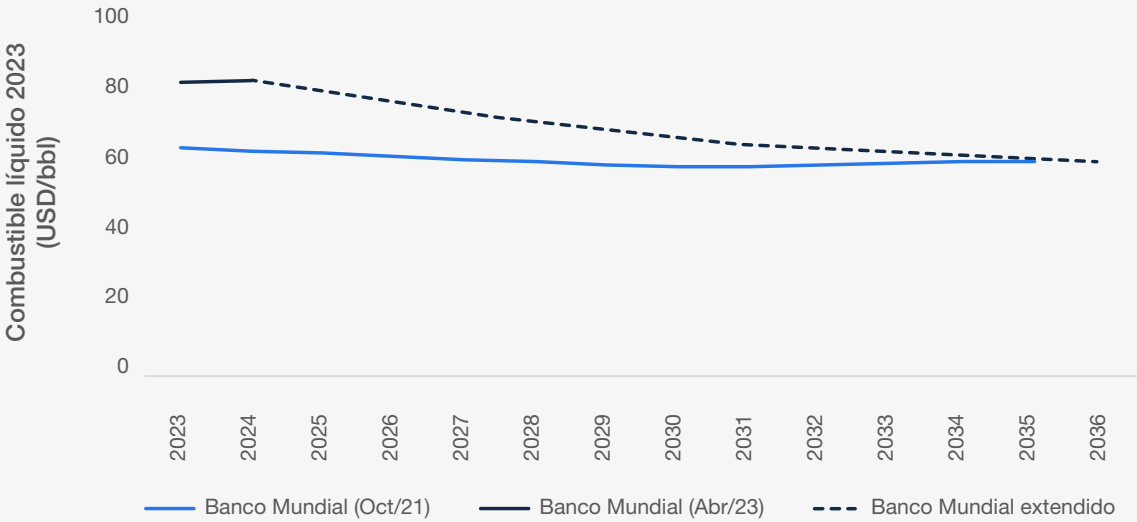
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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.

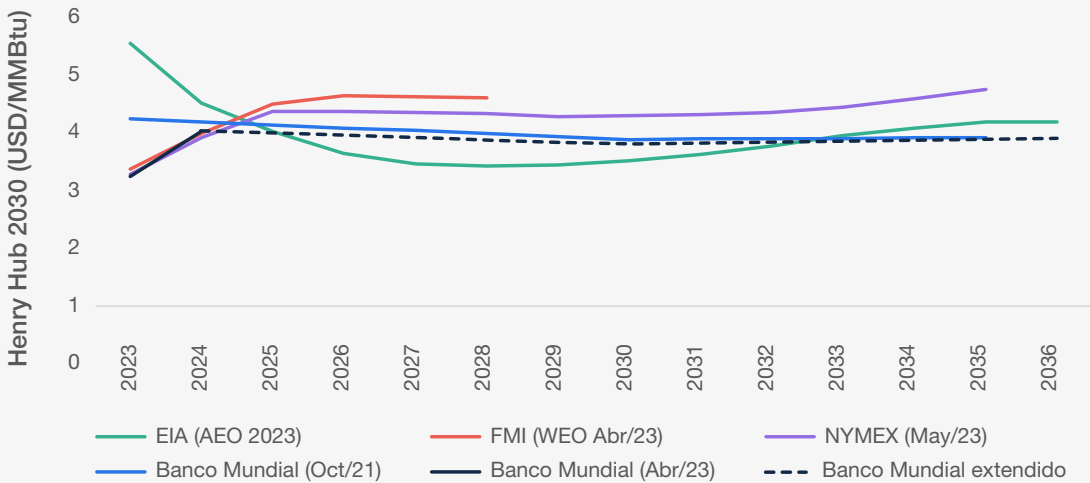
► **Proyección de los precios del gas natural**

Para la indexación de los precios del gas natural, se utiliza 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 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

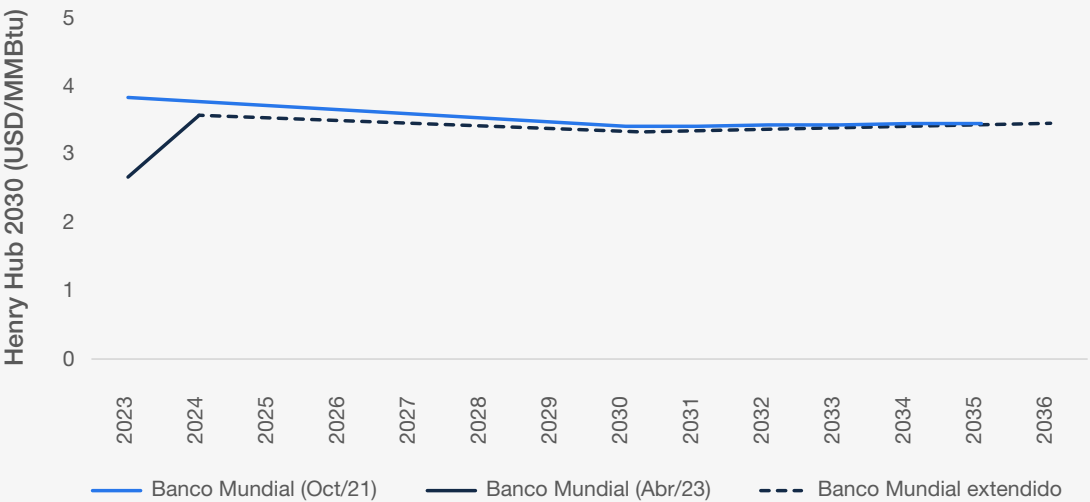


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

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

GRÁFICO 4.4

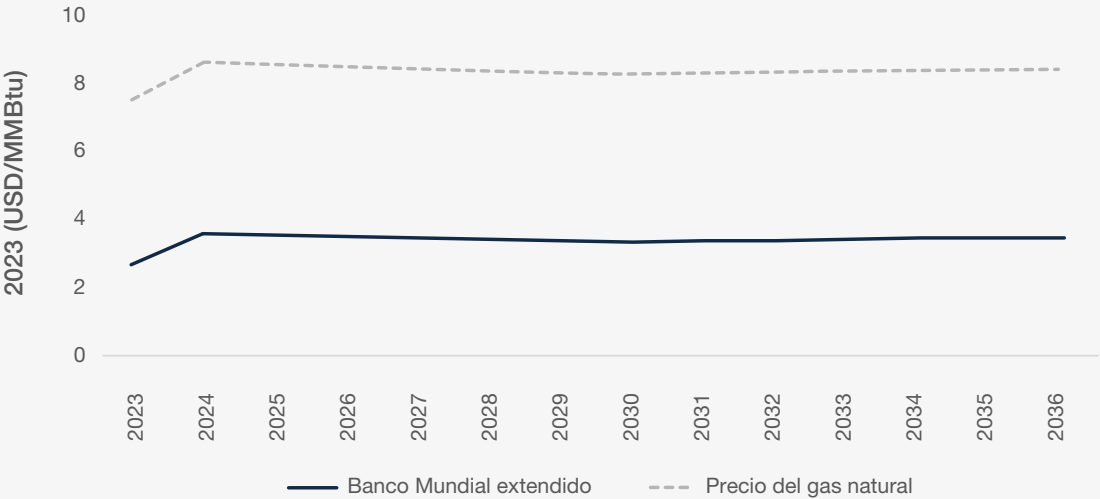
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



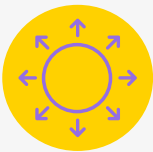
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

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).



El desarrollo de las ERNC es limitado actualmente, con menos del 9 % de participación en la matriz de generación. Aunque existe un régimen para promover estas tecnologías, falta un programa integral que impulse su crecimiento.

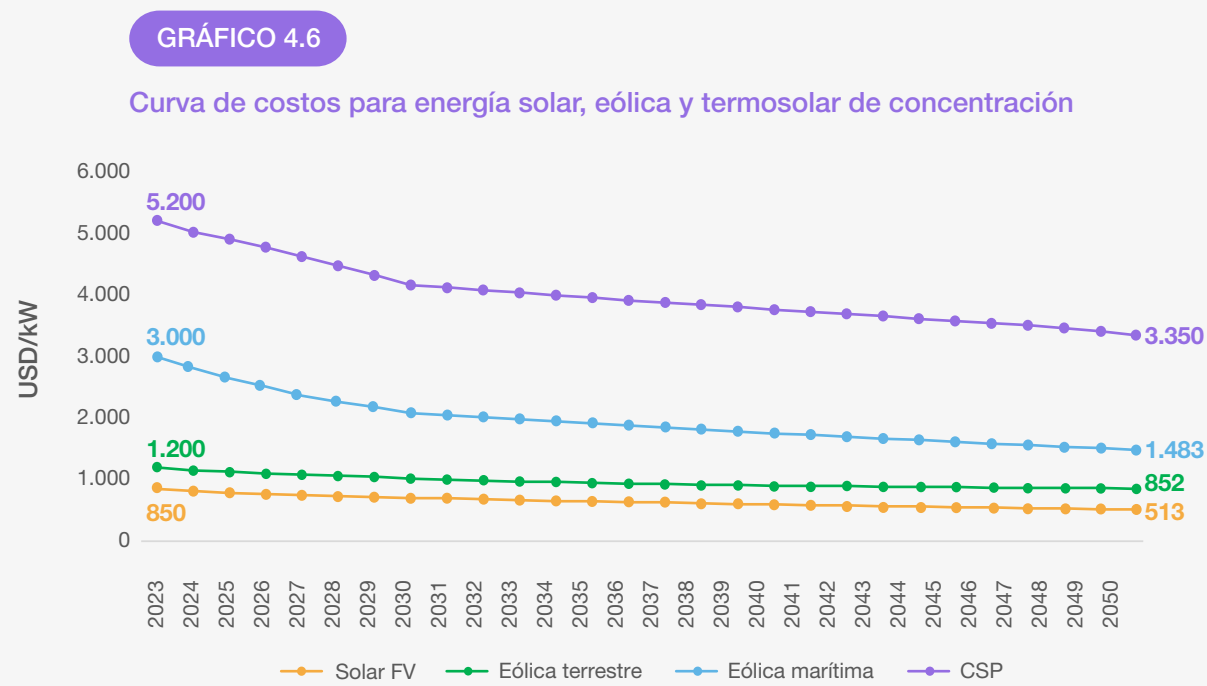
CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

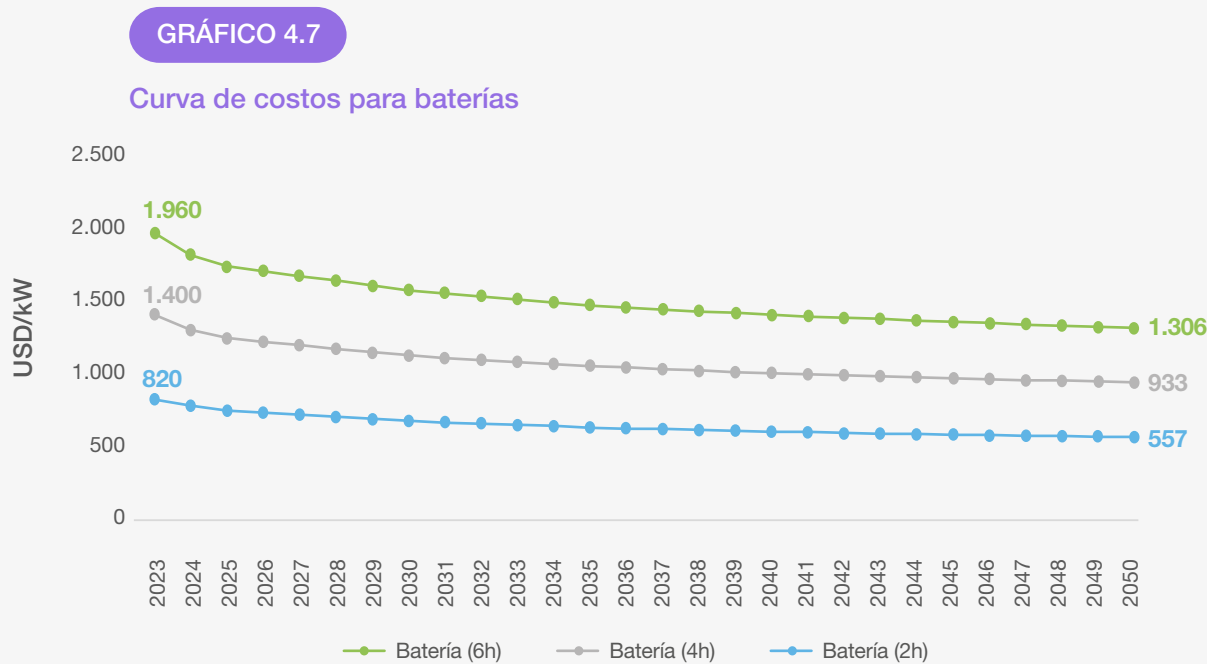
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	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 adopta 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 son 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).



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



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



Supuestos adoptados en la expansión del sistema

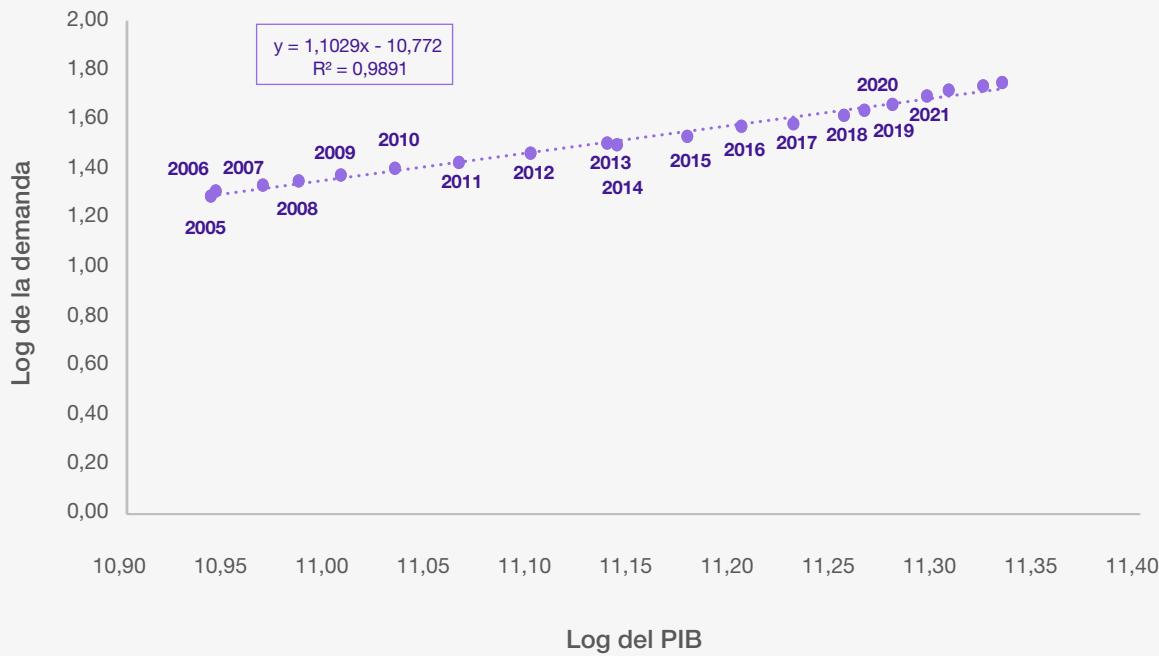
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico peruano tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

Demanda potencial

Como se explica 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 2010 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, lo que permite realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada para Perú fue de 1,1029, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

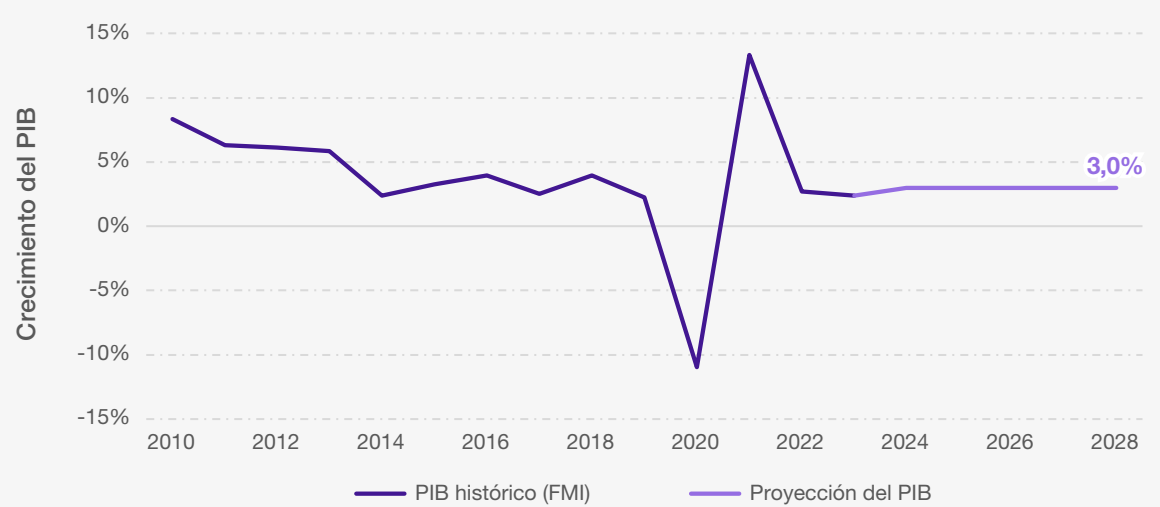


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para obtenerla, se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.11 muestra la evolución del PIB peruano, para el cual se proyecta un crecimiento de aproximadamente el 2,4 % en 2023 y un valor promedio del 3 % a partir de 2025. Dado que el pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque cabe destacar que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 3 %.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

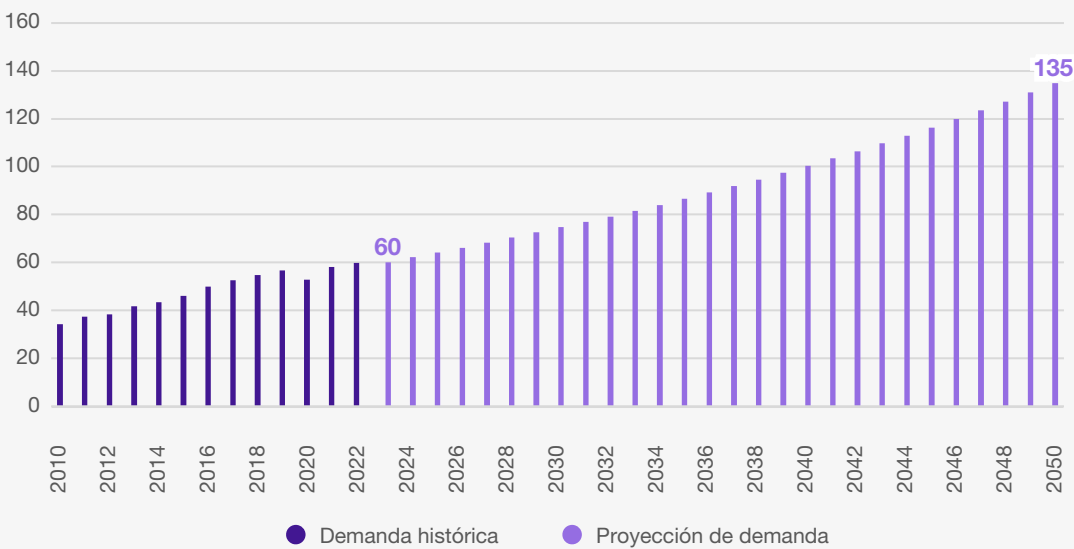


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte bajo estudio a partir de 2030 es de aproximadamente el 3 %. Dado que la elasticidad estimada (aproximadamente 1,10) no se extenderá por todo el horizonte, se considera inicialmente ese valor, pero después va disminuyendo hasta llegar a una elasticidad muy cercana a 1 en 2030. Los cálculos indican un crecimiento acumulado de la demanda del 124 % entre 2023 y 2050, representado en el gráfico 4.10

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



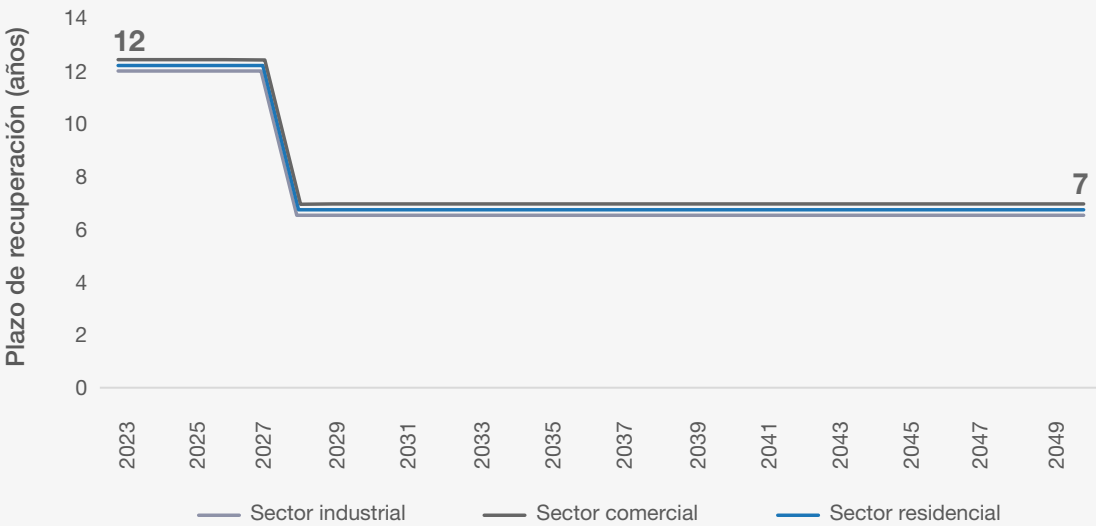
Se puede observar que, hasta 2023, hay algunas variaciones al alza y a la baja de la demanda potencial, especialmente en 2021, cuando da un salto significativo. Después de 2025, se prevé un crecimiento continuo de la demanda a un valor promedio del 2 %.

Generación distribuida

Como se explica en el apartado del mismo nombre de la “Metodología para el cálculo de supuestos”, en el apéndice 8, la proyección de la generación distribuida (GD) se estima con base en el modelo de difusión de Bass (1969). Uno de los supuestos más relevantes para este cálculo 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 4.13, donde se presenta su evolución para cada sector de la economía peruana.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

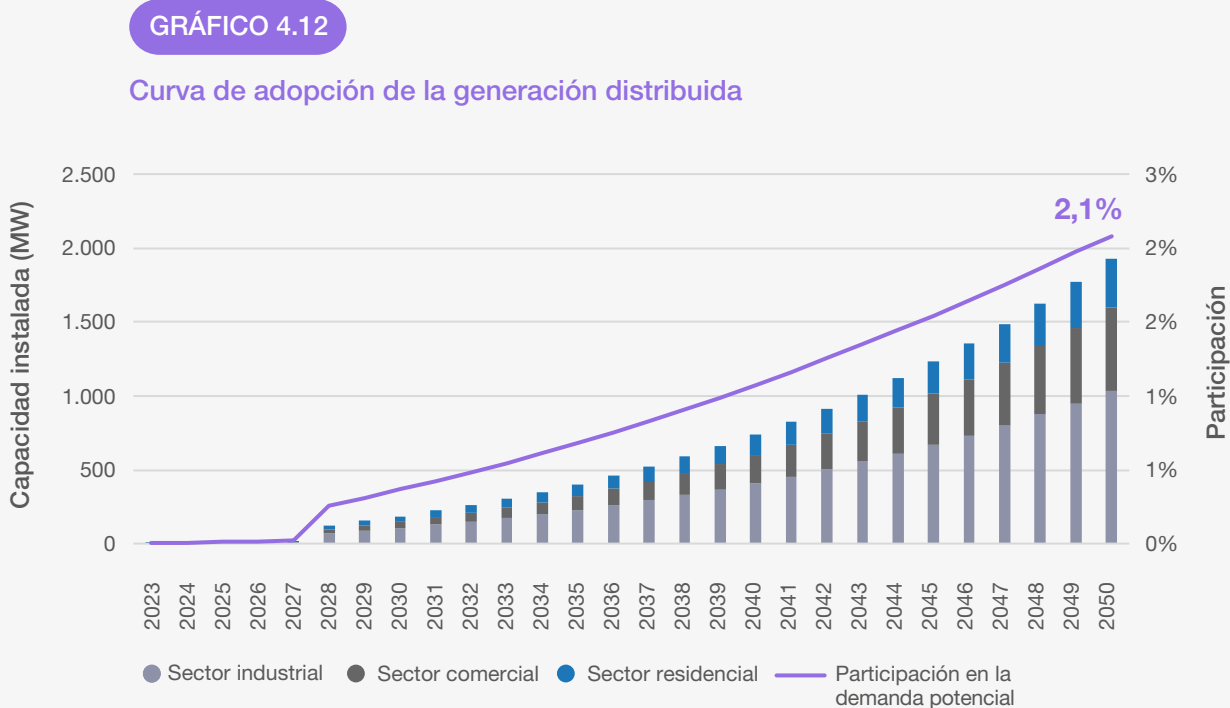


Actualmente, dados los valores tarifarios observados por los consumidores locales y el alto plazo de recuperación de los proyectos, existe muy poco incentivo para la adopción de la GD en el país, tecnología para la que, hasta el final de 2022, no había valores registrados de capacidad instalada. Otro factor que contribuye a la baja adopción de la GD en el país es que, aunque la Ley de reglamentación relativa a esta tecnología fue establecida en 2006 (Ley 28832), la normativa que permitiría inyectar energía a la red eléctrica es un asunto pendiente y además la GD no recibe mucha promoción.

A partir de la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y de los plazos de recuperación para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de GD en el país. El gráfico 4.12 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial.

Los altos plazos de recuperación al inicio del periodo reducen el mercado potencial y atraen menos consumidores, lo que se traduce en una escasa adopción, de manera que no hay valores proyectados para esta tecnología hasta 2027. Posteriormente, se da un período de convergencia a un *payback* de largo plazo (igual a 7 años), en el que se observa un crecimiento más acelerado,

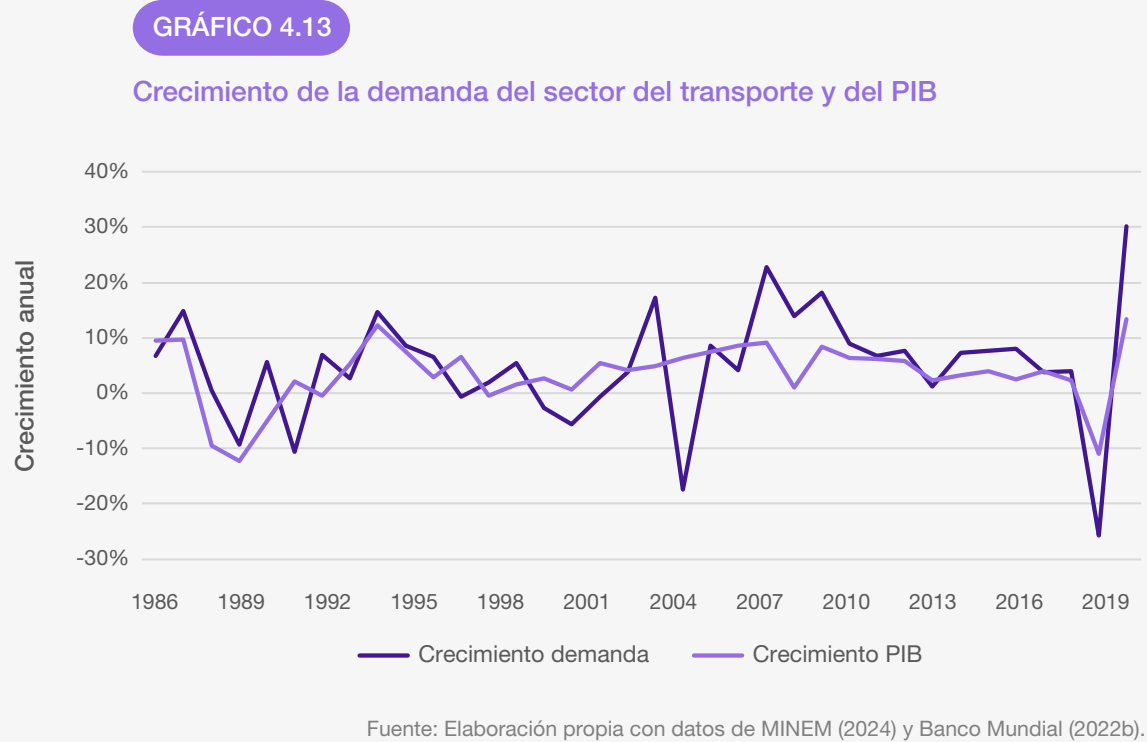
dando lugar a la instalación de aproximadamente 1.900 MW de GD hasta 2050, con un potencial de generación equivalente al 2,1 % de la demanda potencial, que se puede ver en el gráfico 4.12.



Electromovilidad

En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adopta una estrategia ascendente (*top-down*) para proyectar la demanda de este sector en el país y una premisa para su porcentual de consumo, 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.

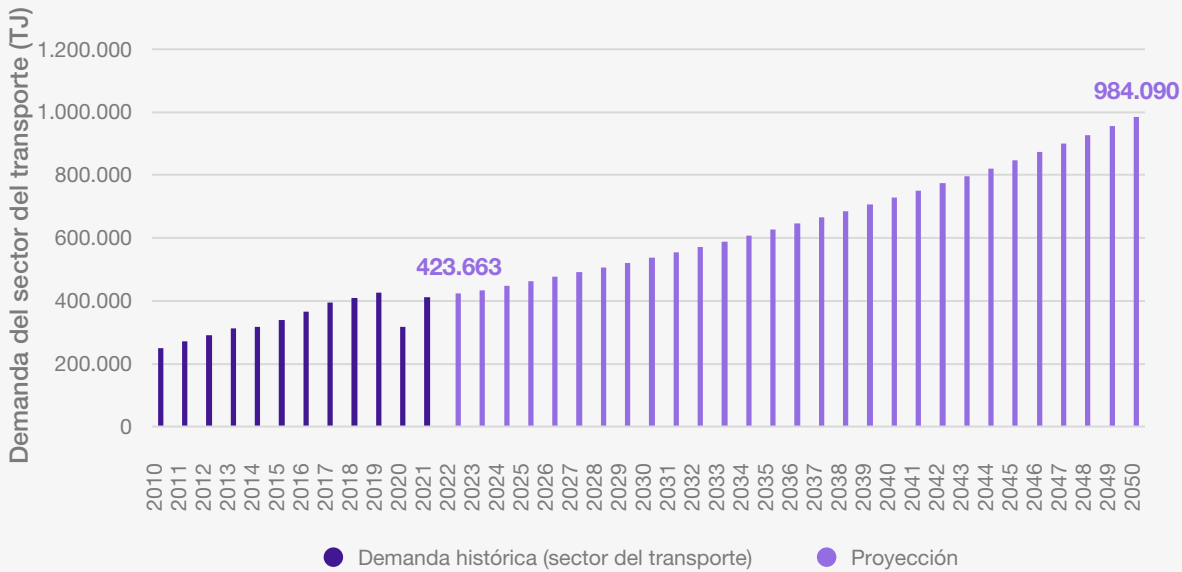
Como punto de partida se realiza un análisis comparativo entre los datos históricos de demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB peruano entre 1986 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.13. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.



Como muestra el gráfico 4.14, se estima un crecimiento promedio de la demanda de energía del 3,1 % en el horizonte bajo estudio para el sector del transporte de Perú, con un aumento acumulado del 132 % hasta 2050. Es importante destacar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Perú tiene un porcentaje muy bajo de consumo de electricidad en este sector hasta 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,1 % de su demanda total. Casi el 80 % de la demanda total en el sector del transporte del país está compuesto por combustibles líquidos, según datos del balance energético de 2021.

GRÁFICO 4.14

Proyección de la demanda en el sector del transporte

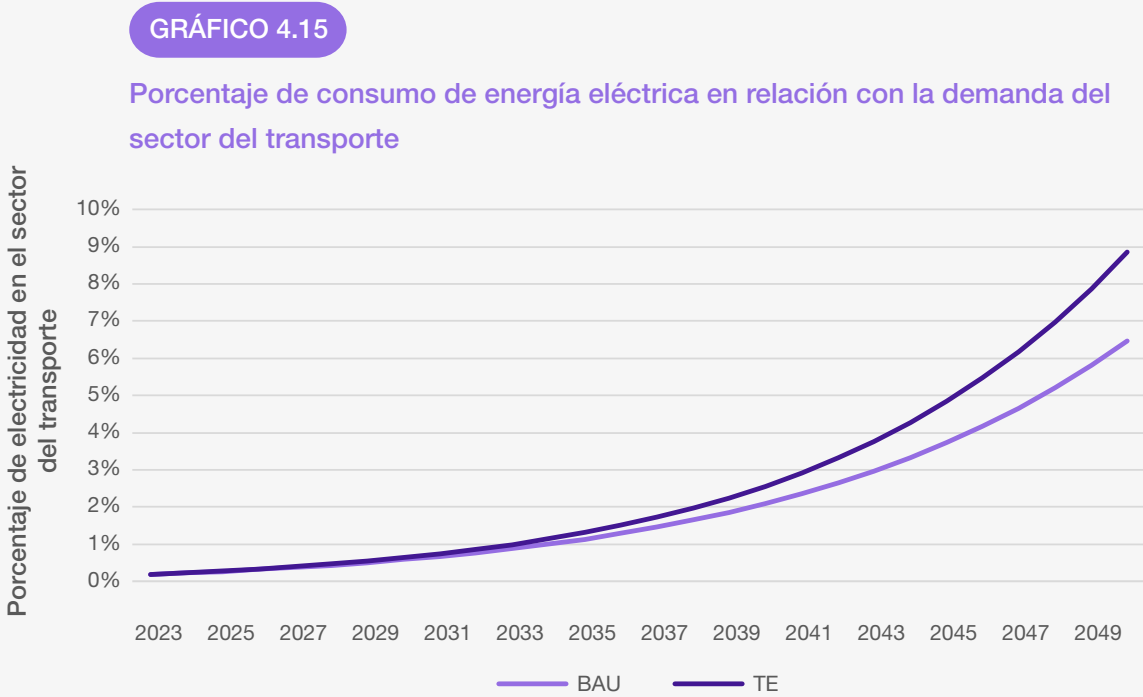


Fuente: Elaboración propia datos de MINEM (2024) y Banco Mundial (2022b).

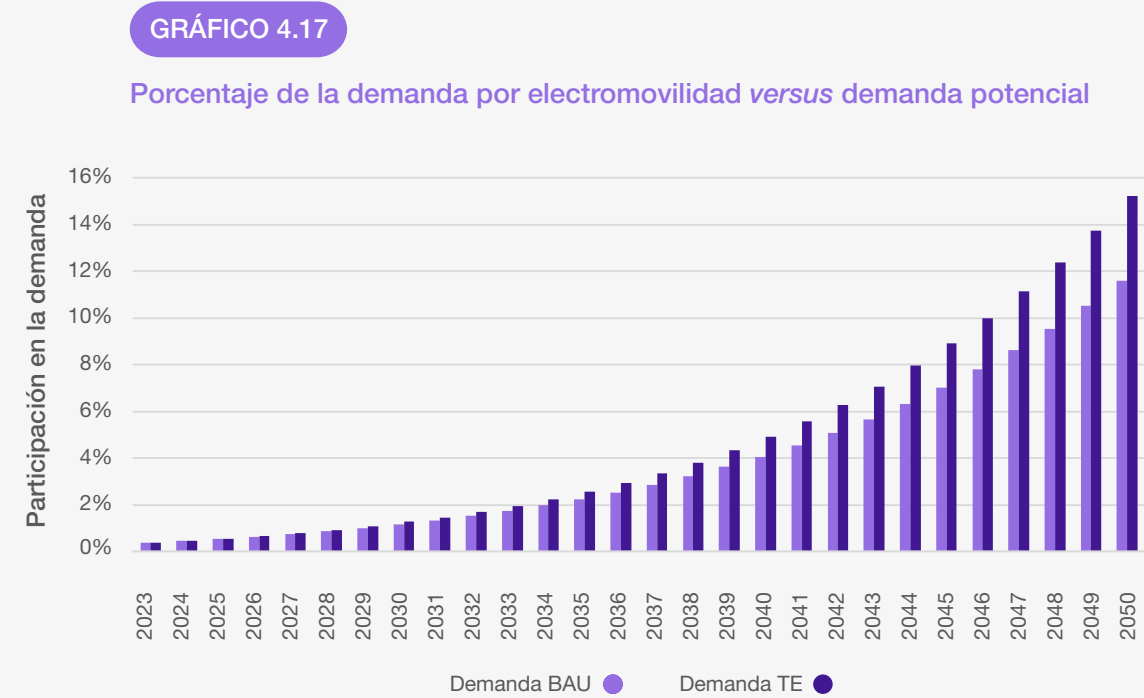
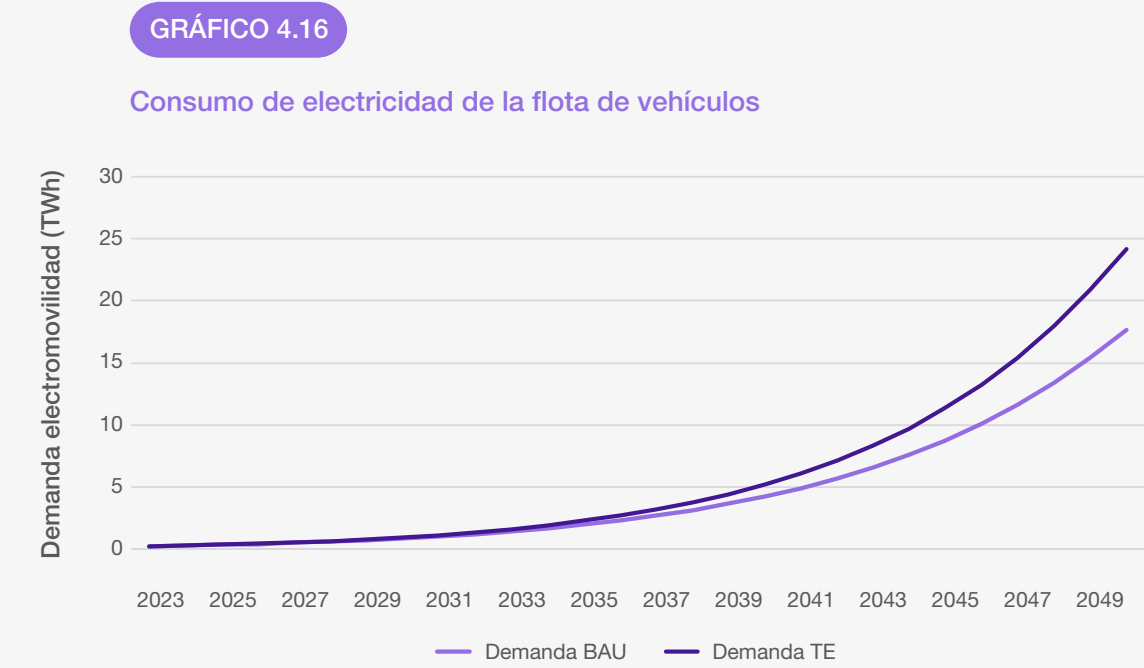
Debido a este nivel de consumo, el país se ubica en el grupo para el que se considera un retraso de 10 años en relación con las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8 en el caso de transición energética y 15 años en el caso de BAU. El gráfico 4.15 presenta el porcentaje de electricidad en la demanda energética del transporte que se adopta en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el país alcance un consumo de electricidad equivalente al 6,5 % de toda la demanda del sector en el caso de BAU y al 8,9 % en el caso de TE en 2050 y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.



La existencia de importantes reservas de gas natural en el país y de un marco normativo para su promoción ofrece una oportunidad para apoyar con este recurso la transición hacia una matriz energética más diversificada y limpia.



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.16. La demanda en el escenario de transición es aproximadamente un 37 % superior a la demanda del caso de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan al final del horizonte bajo estudio una participación de la demanda potencial igual al 11,6 % en el caso de continuidad y al 15,2 % en el de transición.



Hidrógeno verde

En Perú, el hidrógeno verde se puede utilizar como sustituto del carbón, el petróleo y el gas en una amplia gama de aplicaciones. En las simulaciones realizadas para este reporte, se considera el uso de hidrógeno verde en el largo plazo (período 2030-2050) como vector de descarbonización. Así, se estima que, al final del horizonte, aproximadamente el 11 % del consumo energético del sector industrial estará respaldado por este producto.

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

GRÁFICO 4.18

Producción de hidrógeno verde en Perú

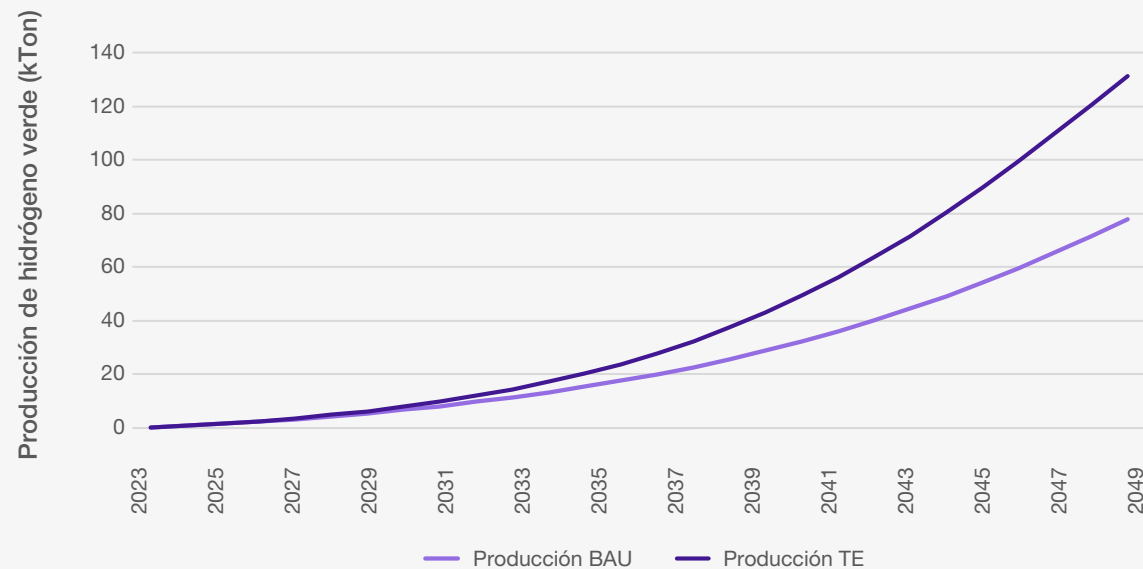
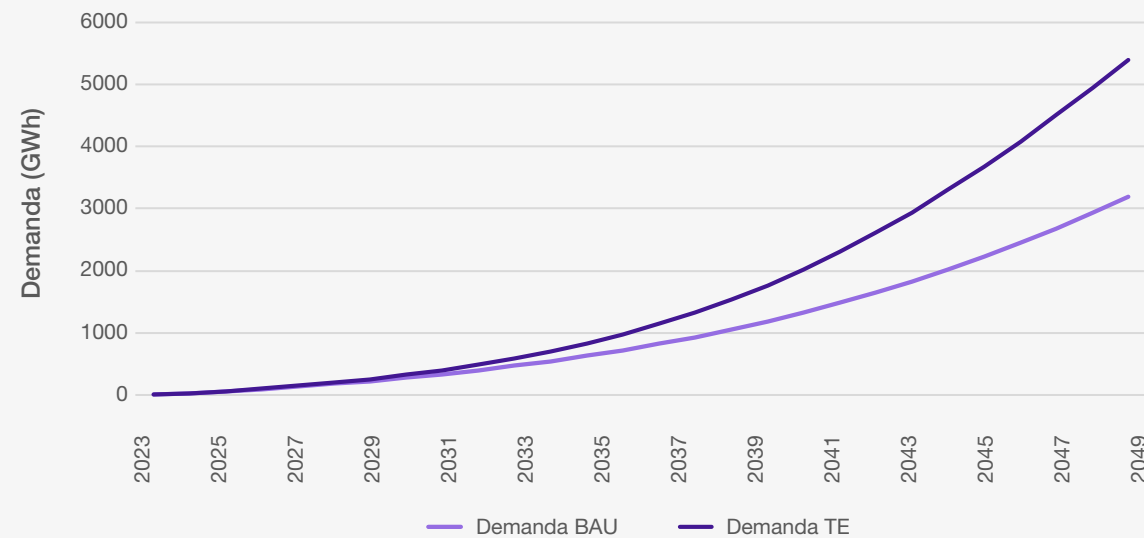


GRÁFICO 4.19

Consumo de electricidad de los electrolizadores en Perú

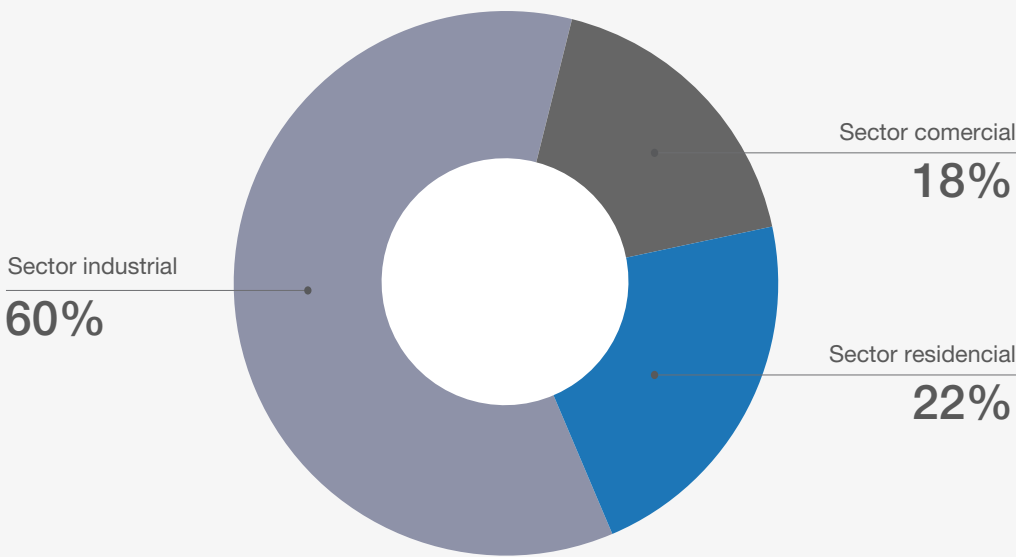


Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apartado del mismo nombre del apéndice 8. En Perú, el sector donde hay mayor demanda energética es el industrial, con aproximadamente el 60 % del total. En consecuencia, los otros dos sectores, residencial y comercial, tienen participaciones muy parecidas, del 22 % y el 18 %, respectivamente, de la demanda total, reflejado en el gráfico 4.20.

GRÁFICO 4.20

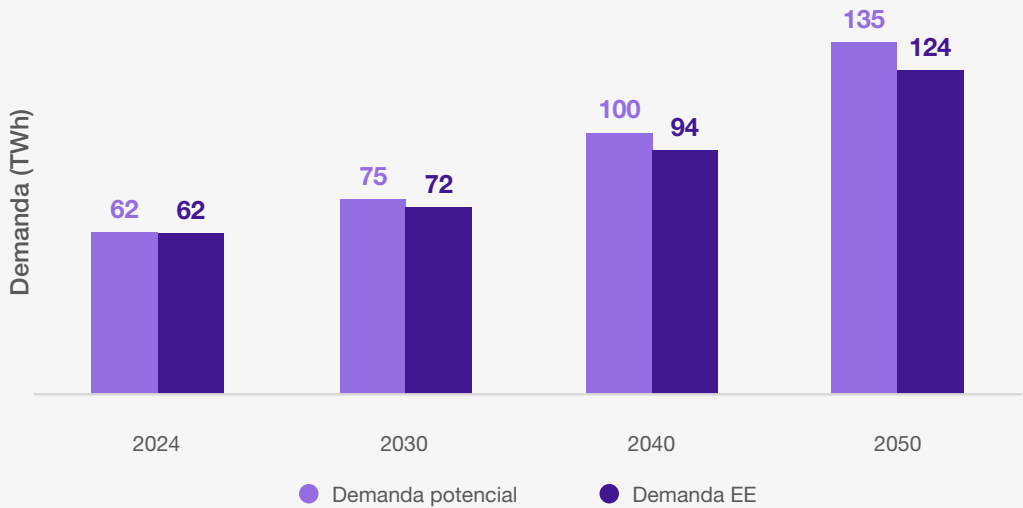
Distribución de la demanda en los sectores de la economía peruana



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.21 una reducción de la demanda de hasta el 8 % con relación a la demanda potencial de 2050, equivalente a aproximadamente 11 teravatios hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 3 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.21

Proyección de las ganancias de eficiencia

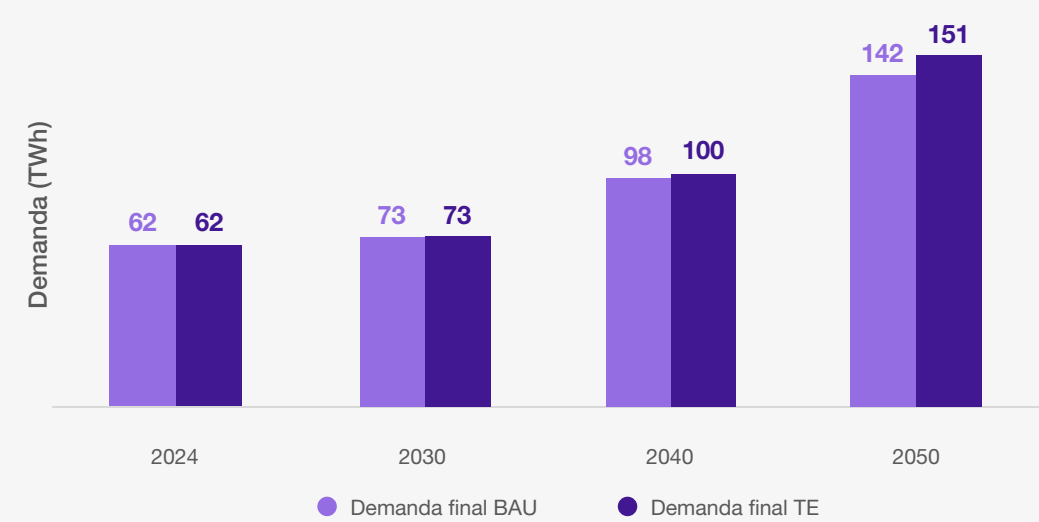


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Perú. Esta es la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.22 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) motivan un incremento de aproximadamente el 6 % en la demanda del país en el año 2050 en el caso de transición respecto al caso de BAU.

GRÁFICO 4.22

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El cuadro 4.4 presenta los proyectos considerados en el corto y mediano plazo en el plan de expansión del sistema peruano a partir de la lista publicada por Osinergmin.

En los dos escenarios, se prevé la implementación del gasoducto SITGAS a partir de 2030, lo que permitirá que las plantas del nodo Sur utilicen este combustible para la generación a partir de esa fecha.

CUADRO 4.4

Lista de proyectos considerados

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Solar	Clemesi	116
2023	Eólica	Punta Lomitas	296
2023	Gas natural	Refinería Talara	50
2024	Eólica	San Juan	136
2024	Eólica	Wayra II	177
2024	Gas natural	Refinería Talara	50
2024	Hidráulica	Centauro I	10
2025	Hidráulica	Centauro III	10
2025	Hidráulica	Ayanunga	20
2026	Eólica	Caraveli	220
2026	Hidráulica	Lorenza	19
2027	Hidráulica	San Gaban III	206

Fuente: Osinergmin (2024).

5



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Perú



En este capítulo se presenta un análisis del plan de expansión del sistema eléctrico peruano en los dos escenarios, el de BAU y el 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

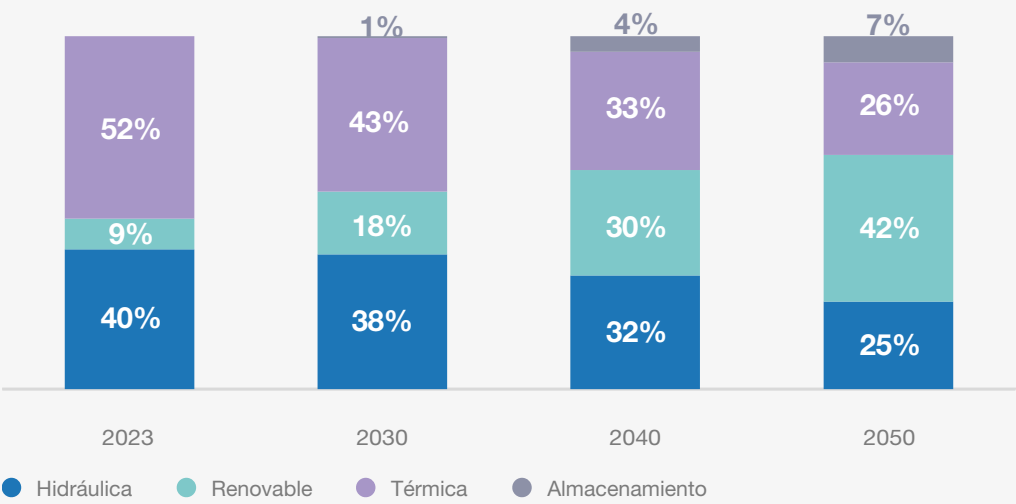


Expansión de la generación

En este escenario destaca la reducción de la participación térmica (del 52 % al 26 %) durante el periodo de estudio, mientras que las fuentes renovables (principalmente eólica y solar) protagonizan la expansión e incrementan su participación hasta el 42 % de la matriz. Además, se invierte en activos con capacidad de almacenamiento durante el día, para complementar el servicio brindado por las centrales hidroeléctricas y térmicas, compensando la intermitencia de las energías renovables y otras incertidumbres del sistema.

GRÁFICO 5.1

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



Nota: Las energías renovables incluyen solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

En el largo plazo, la inserción masiva de renovables requiere un incremento en centrales flexibles, que puedan aportar al sistema reserva operativa, lo que incentiva las incorporaciones de plantas de gas. Dado que la expansión renovable en el sistema peruano tiende a concentrarse geográficamente (eólica al norte y solar al sur), se necesita una participación de sistemas de almacenamiento para gestionar mejor la generación de estas fuentes, permitiendo desplazar energía a otros momentos del día. En este sentido, destaca la factibilidad de construir plantas reversibles, una tecnología con gran viabilidad en Perú y que ofrece almacenamiento a mayor escala a precios competitivos.

Otra tecnología que merece destaque en cuanto a su viabilidad es la eólica marina. Actualmente, varias regiones peruanas tienen un alto potencial explotable para la energía eólica terrestre (*onshore*), especialmente en el norte y centro-sur del país. Sin embargo, a medida que se explota este potencial, los parques eólicos terrestres pierden competitividad frente a otras tecnologías. Al

mismo tiempo, las regiones norte y sur también tienen factores de capacidad eólica marítima altamente competitivos y, al disminuir el costo de instalación de esta tecnología, se observa su inserción a finales de la década de 2040. En el apéndice 1 se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Perú, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

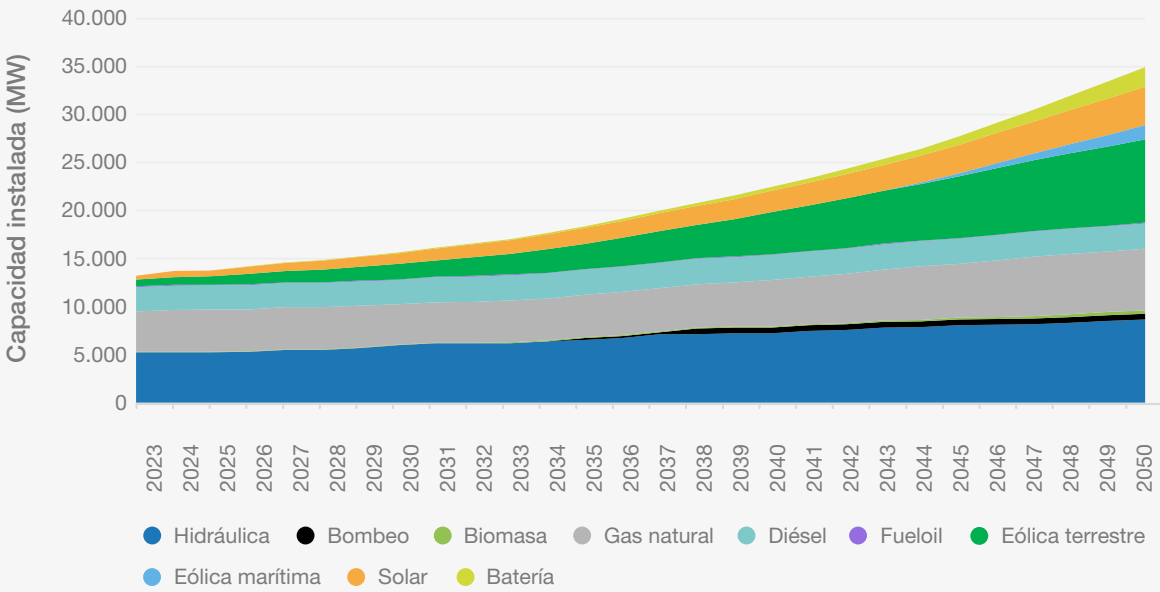
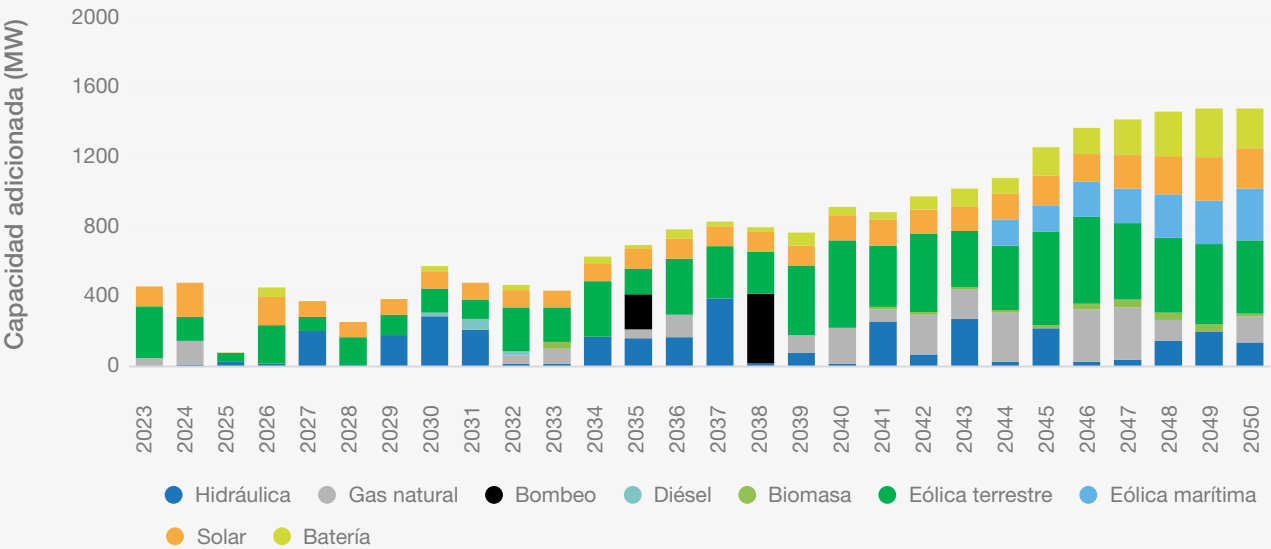


GRÁFICO 5.3
Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema peruano en el caso de BAU



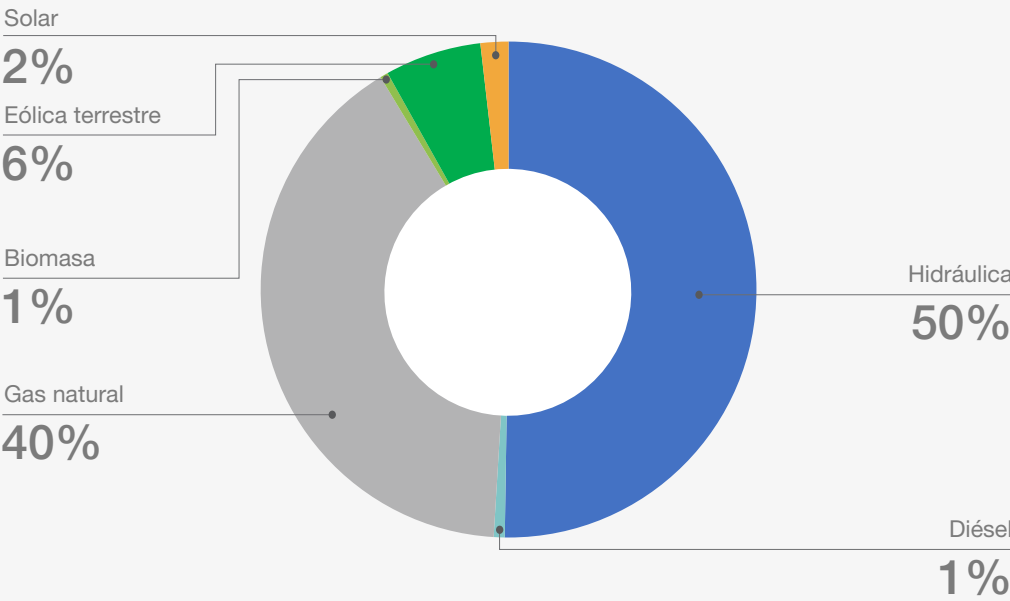
Perfil de generación

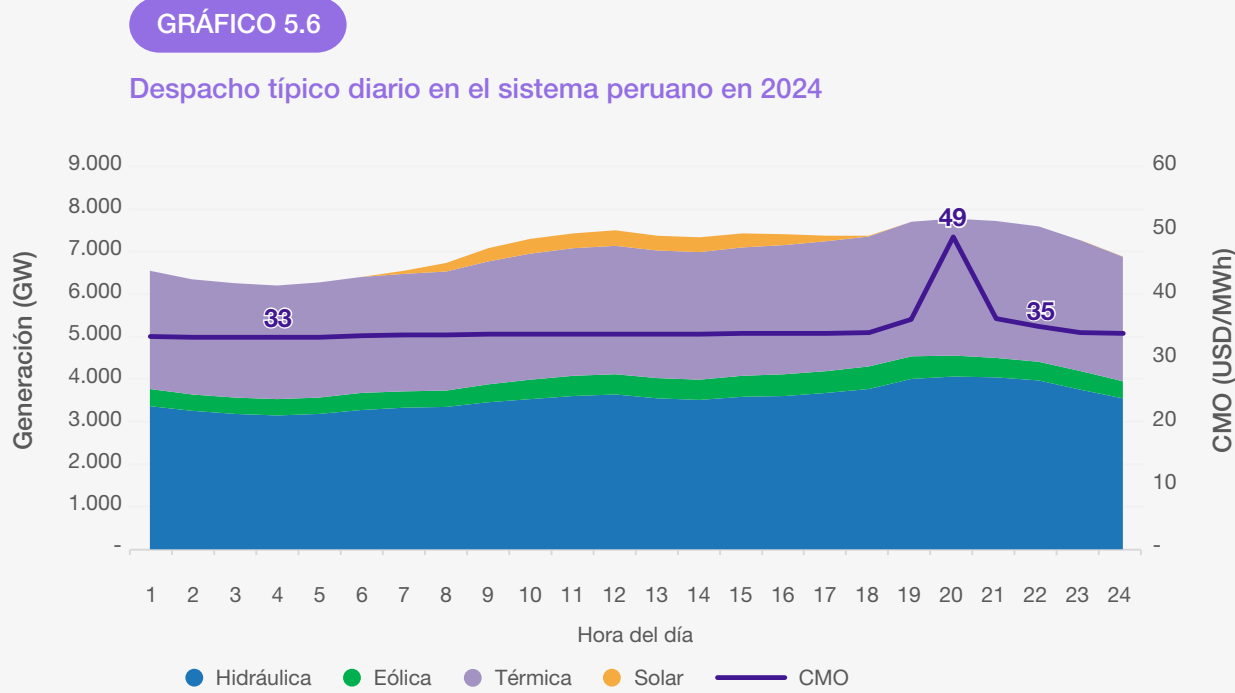
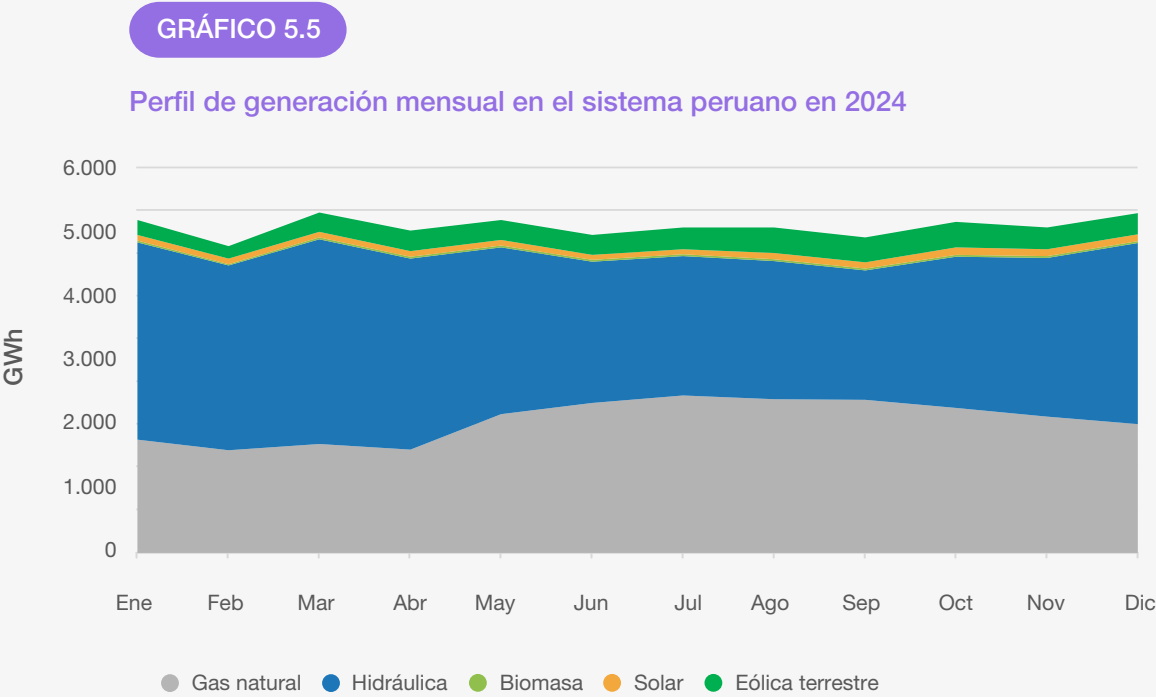
En este subapartado, se analiza con detalle la evolución de la matriz de generación del sistema peruano. Para ello, se ha seleccionado el primer y último año del periodo evaluado y se presenta la canasta de generación de manera anual, mensual y el despacho típico horario. Los resultados específicos de la generación por tecnología para todos los años simulados en el estudio en el caso de BAU se encuentran detallados en el **gráfico A.2.1** del apéndice 2.

Como se mencionó antes, Perú cuenta actualmente con un sistema compuesto por grandes centrales hidroeléctricas y térmicas de gas natural de ciclo combinado. Además, las centrales térmicas del país se benefician de un régimen especial en cuanto al precio del gas, lo que les permite ser más competitivas frente a otras tecnologías. Eso tiende a anclar los costos marginales a los costos variables de esta fuente, con eventuales picos de demanda atendidos por las centrales térmicas de ciclo abierto. Finalmente, hay una participación de fuentes renovables, aunque limitada, como resultado de inserciones que se produjeron especialmente a mediados de la década pasada.

El perfil de generación a lo largo de los meses está marcado especialmente por la estacionalidad de la hidroelectricidad, que presenta mayor generación entre noviembre y abril (caracterizado como el período húmedo del país).

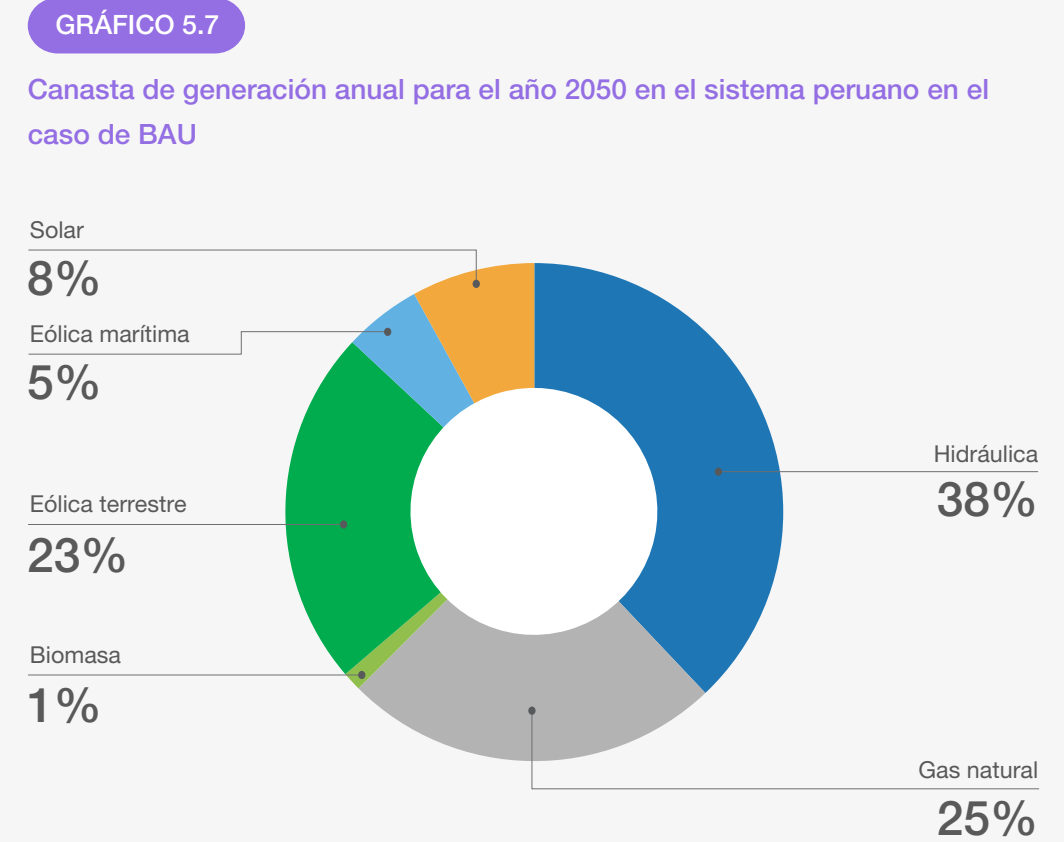
GRÁFICO 5.4
Canasta de generación anual en el sistema peruano en 2024

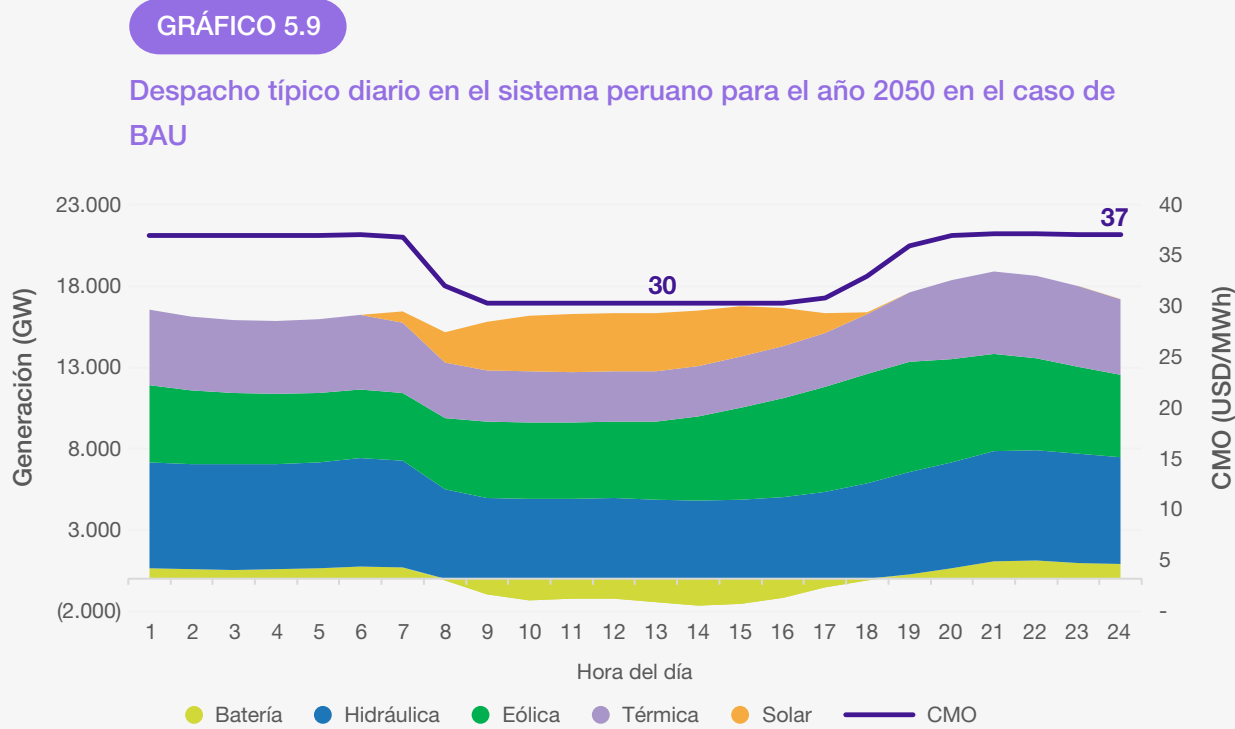
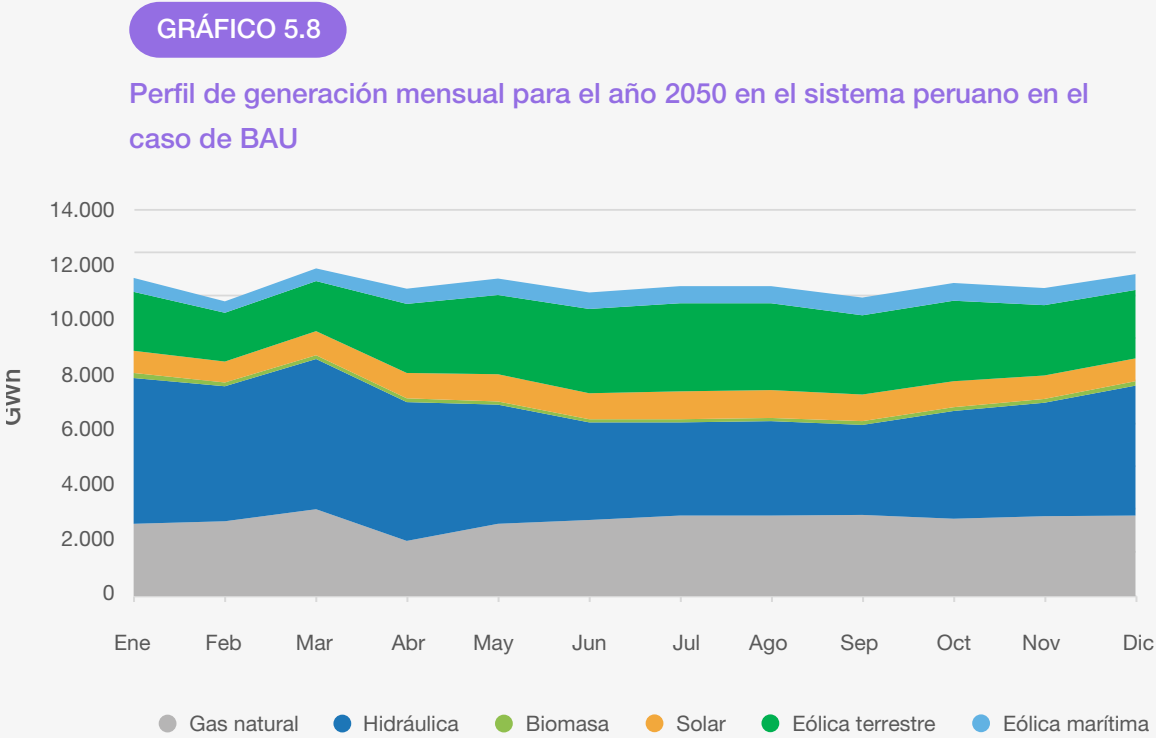




A medida que la generación renovable ingresa al sistema, surgen cambios relevantes. Las fuentes eólicas ganan un alto protagonismo en el sistema, superando incluso al gas natural. Cabe destacar también la complementariedad de las fuentes eólicas con las hídricas. Los menores niveles de generación eólica se registran especialmente en el primer trimestre del año, correspondiente al período húmedo, cuando las hidroeléctricas tienen mayor capacidad de producción.

Otra característica importante de las centrales hidroeléctricas se puede visualizar en términos de generación horaria. Durante la mañana, cuando las plantas solares inyectan energía al sistema, la flexibilidad de las centrales hidroeléctricas se manifiesta reduciendo su generación durante estas horas del día y aumentándola en la noche. Una característica similar se observa con las tecnologías de almacenamiento, que aprovechan los momentos de la mañana para cargarse, inyectando energía en las horas nocturnas.

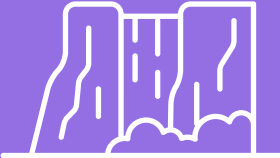




► **Costos marginales**

En el corto plazo, las restricciones de transmisión en el sur de Perú (donde se concentra la tecnología solar) y un ritmo de construcción de nuevas plantas más lento de lo necesario crean un escenario de mayor estrés para el sistema. Al incrementarse la capacidad de intercambio entre las regiones Sur y Central y establecerse un ritmo de implementación de nuevas plantas de generación, los costos marginales se estabilizan.

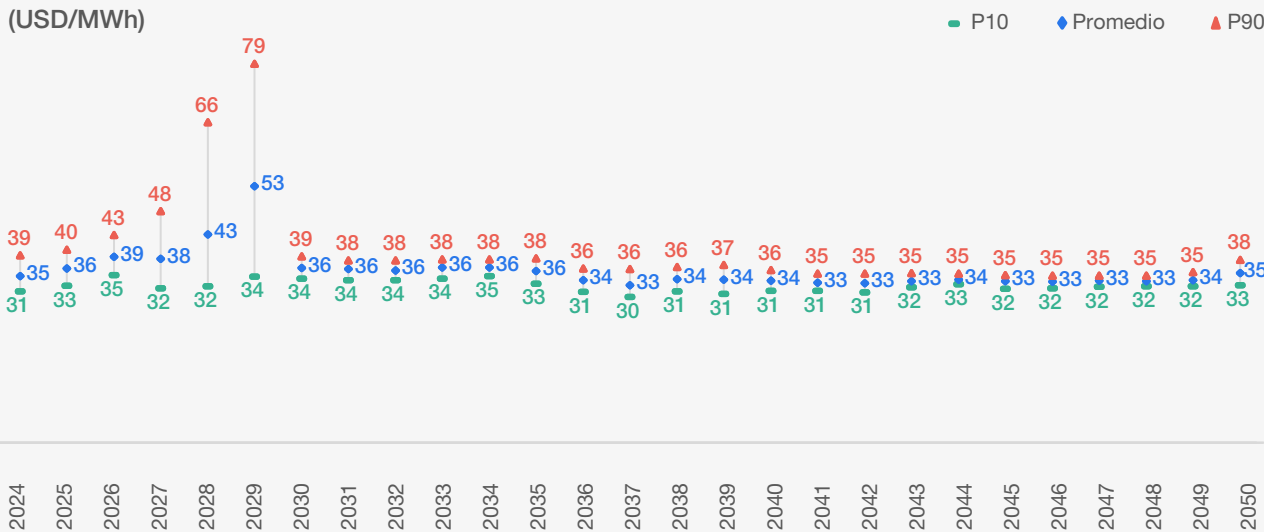
En el largo plazo, los costos marginales convergen a una situación de equilibrio, situándose en torno a 35 USD/MWh. La entrada de tecnologías de almacenamiento, además de nuevas plantas de gas natural, limita la variación de precios entre los escenarios simulados.



Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente⁸).

GRÁFICO 5.10

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



El efecto de la elevada participación de los ciclos combinados, junto con los precios regulados del gas que se aplican a las térmicas, se hace evidente al analizar los costes marginales horarios. En el corto plazo, se observa que estas plantas determinan el precio durante todo el día, a excepción de algunas horas

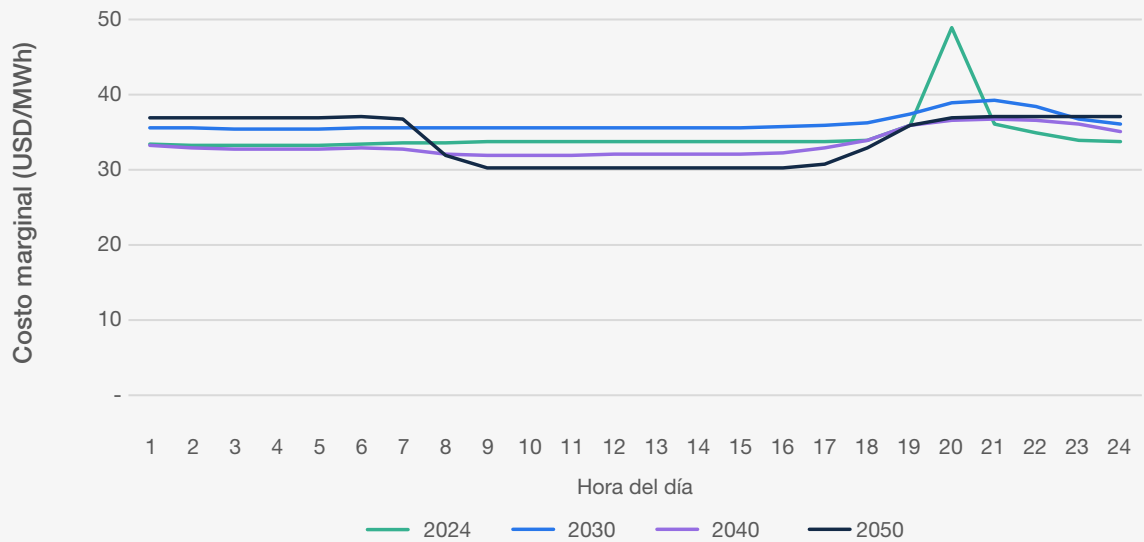
⁸ En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en 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.

nocturnas, que ya dan muestra de un equilibrio oferta-demanda más ajustado con el despacho de plantas de ciclo abierto.

A medida que se incorporan nuevas plantas al sistema, esta situación se estabiliza. Finalmente, aunque limitado por los factores comentados, se nota un ligero descenso de los precios durante la mañana a largo plazo, por el perfil de generación de las plantas solares.

GRÁFICO 5.11

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





Caso de transición energética

Expansión de la generación

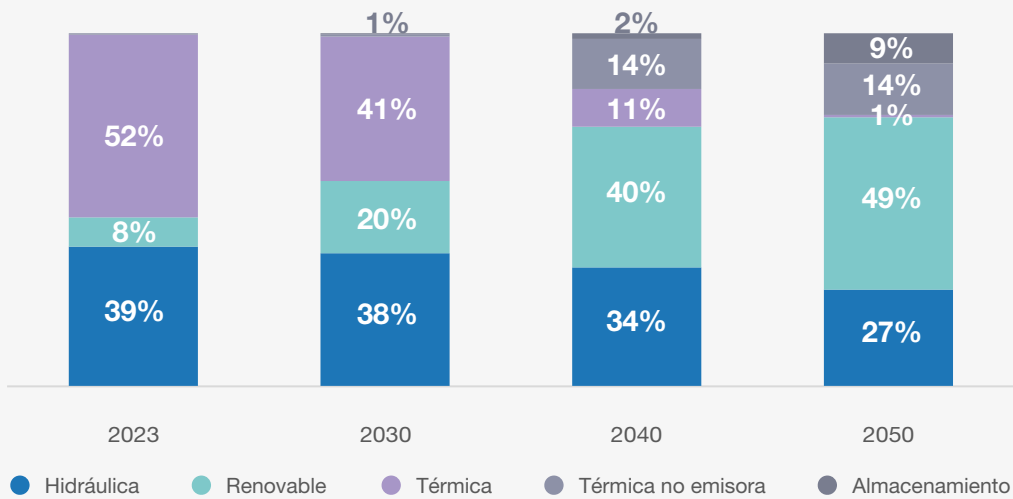
En ese escenario, se tiene en cuenta la meta de descarbonizar completamente el sistema, logrando emisiones netas cero en 2050. En este contexto, se consideran dos supuestos diferentes con relación al caso de BAU: 1) un cronograma de retirada de las centrales térmicas de diésel, combustóleo y gas natural más antiguas, por un total de 1,9 GW hasta 2050, y 2) la introducción de la tecnología de centrales térmicas de gas natural con captura y almacenamiento de carbono (CAC), potencialmente reemplazando las centrales térmicas a gas natural más eficientes existentes o construyendo nuevas plantas.

La consideración de ambos objetivos induce cambios significativos en la canasta de capacidad instalada del sistema peruano. En primer lugar, debido a los mayores costos de implementación de las plantas de gas con tecnología CAC, la expansión térmica observada en el caso de BAU se ve casi completamente compensada por una entrada aún más significativa de plantas renovables, como las solares y eólicas, y especialmente las hidroeléctricas, que ganan mayor protagonismo en el sistema. Además, la mayor necesidad de potencia por la retirada de centrales térmicas y una proyección de demanda más agresiva incrementan la competitividad de los sistemas de almacenamiento, que más que duplican la capacidad añadida al sistema (6,4 GW frente a 2,6 GW en el caso de BAU), destacando especialmente las centrales de bombeo.

Como resultado, las fuentes renovables aumentan su participación en la canasta de capacidad instalada del sistema peruano (49 % en comparación con el 42 % en el caso de BAU), al igual que las plantas hidroeléctricas y las tecnologías de almacenamiento. Por otro lado, la participación de las térmicas se reduce al 15%, permaneciendo en el sistema mediante la instalación de tecnología de CAC, mayoritariamente implementado en las plantas existentes más eficientes.

GRÁFICO 5.12

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



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

GRÁFICO 5.13

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

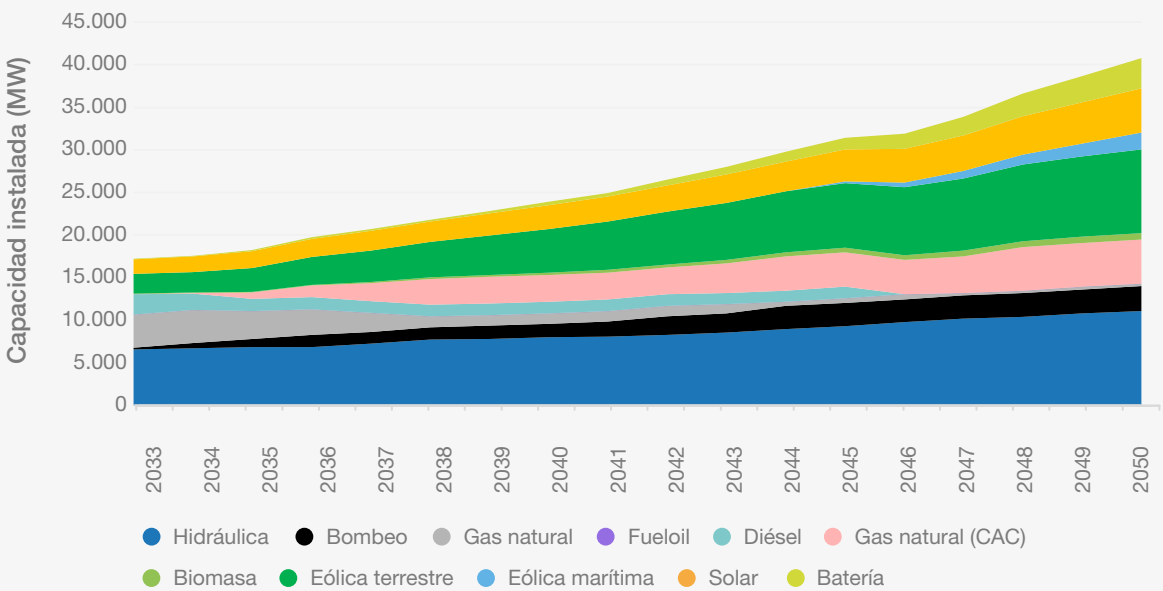
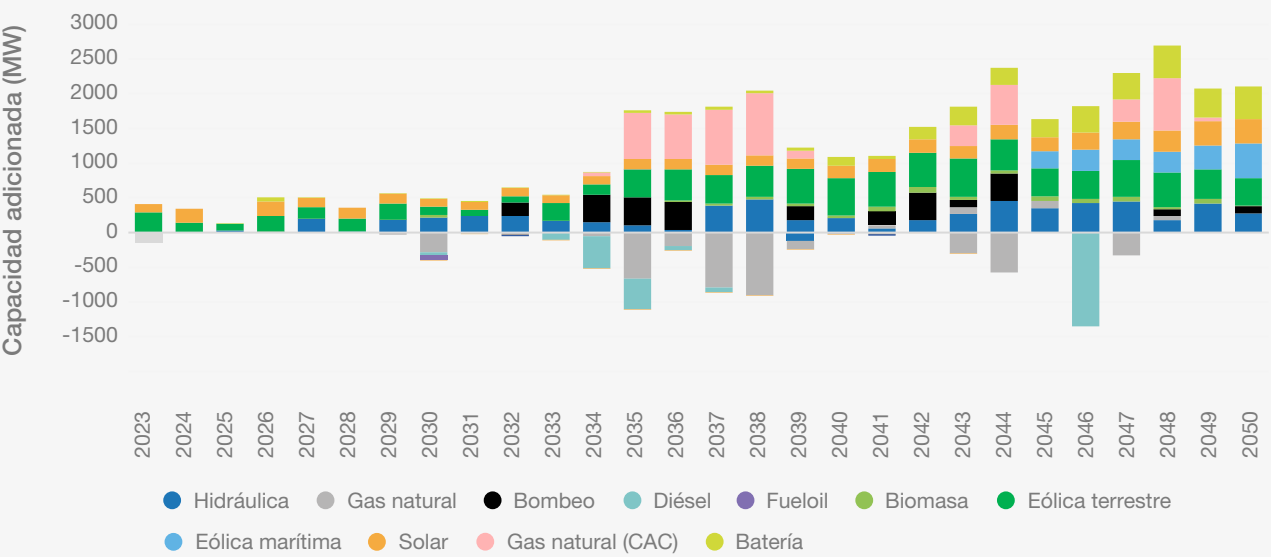


GRÁFICO 5.14

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



► Perfil de generación

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

En el escenario de TE, el mayor aprovechamiento del potencial hídrico disponible, combinado con una fuerte explotación del potencial eólico, permite que las fuentes de generación limpias representen aproximadamente el 80 % de la canasta de generación en 2040. Además, el inicio de la conversión de las plantas de gas más eficientes a tecnología de CAC hace que sea posible reducir significativamente la proporción de centrales contaminantes, que representan sólo el 9 % de la matriz de generación (frente al 40 % al inicio del estudio).

La presencia de centrales térmicas con costes variables competitivos y una gran capacidad de generación renovable permiten mantener los costos marginales del sistema en niveles reducidos, en torno a los 35 USD/MWh. Además, la capacidad de modulación del sistema, aportada tanto por las centrales hidroeléctricas como por las térmicas flexibles, permite compensar la intermitencia de las renovables en periodos de mayor generación de estas tecnologías.

GRÁFICO 5.15

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

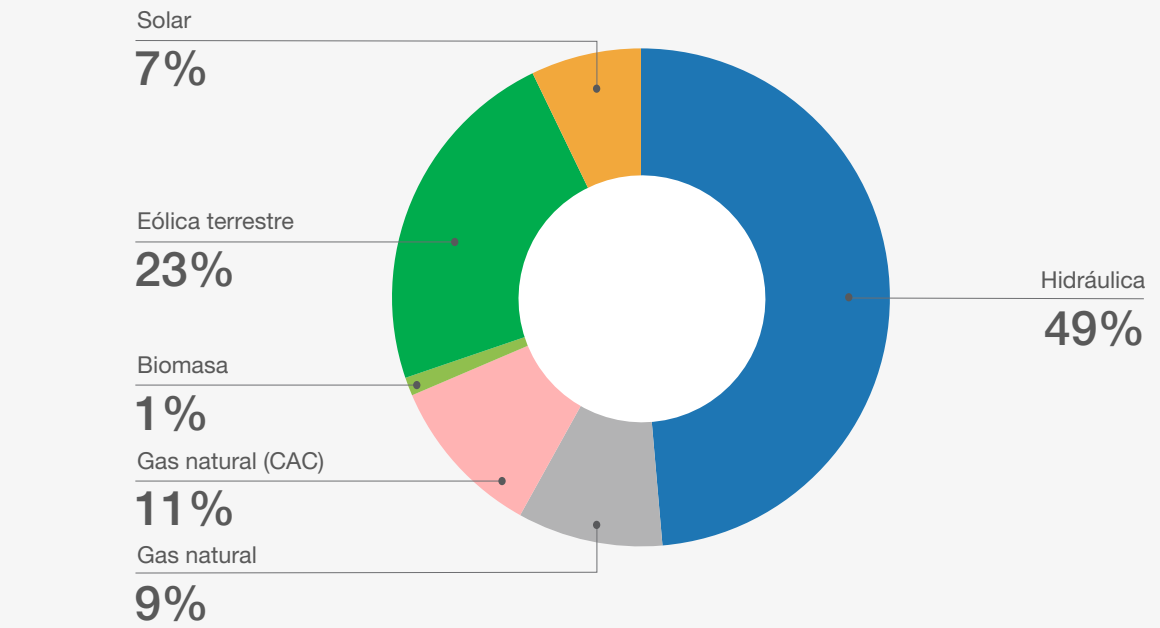


GRÁFICO 5.16

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

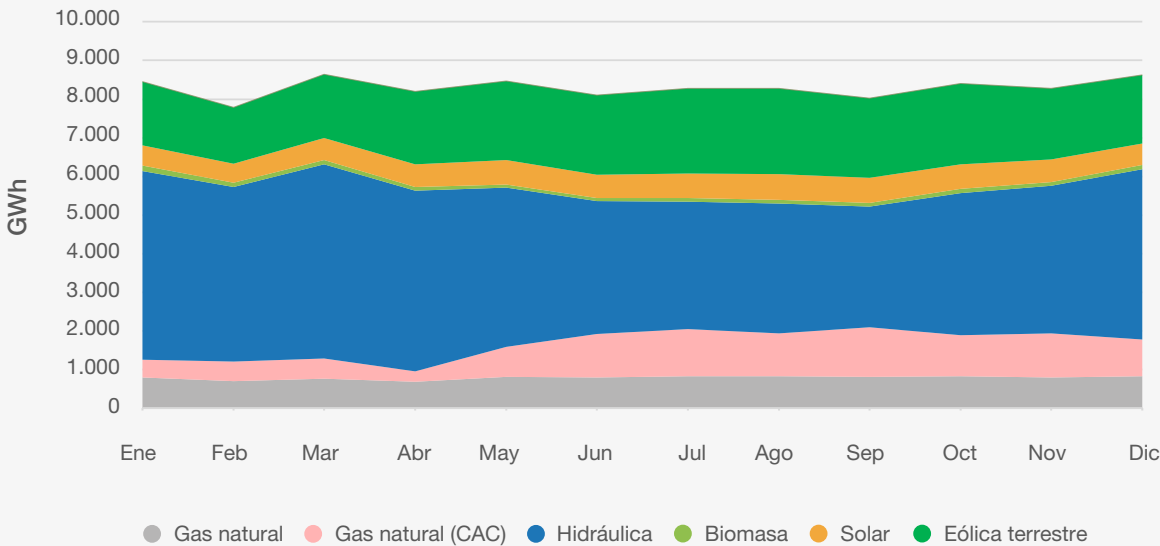
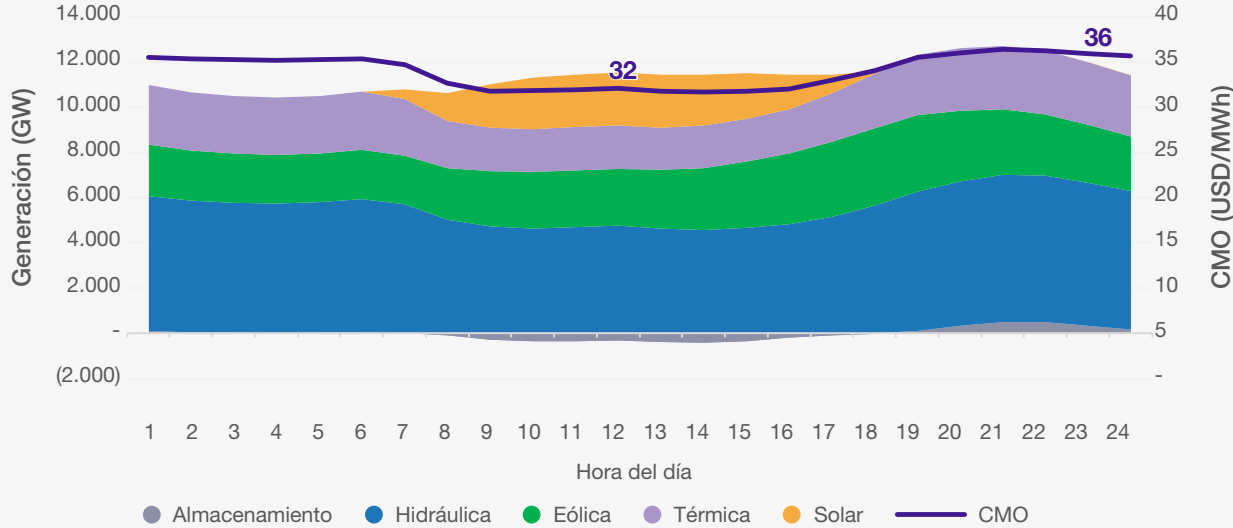


GRÁFICO 5.17

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



Finalmente, en 2050, el objetivo de descarbonización lleva al sistema a eliminar por completo las centrales contaminantes de su matriz. Así, las plantas de gas natural, dominantes en el pasado, presentan una participación limitada en el sistema (11 % *versus* 23 % en el caso de BAU), pero se trata fundamentalmente de plantas con tecnología para la captura de carbono (CAC).

Complementando la canasta energética, las plantas renovables, como la solar y la eólica (tanto terrestre como marítima) aumentan su participación, alcanzando aproximadamente el 45 % de la generación total. Como gran protagonista en el caso de TE destacan las centrales hidroeléctricas que, por su capacidad de suministrar energía limpia a costos competitivos y brindar otros servicios importantes para la operación segura del sistema, aumentan su participación del 36 % en el caso de BAU al 43 % en el de TE.

GRÁFICO 5.18

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

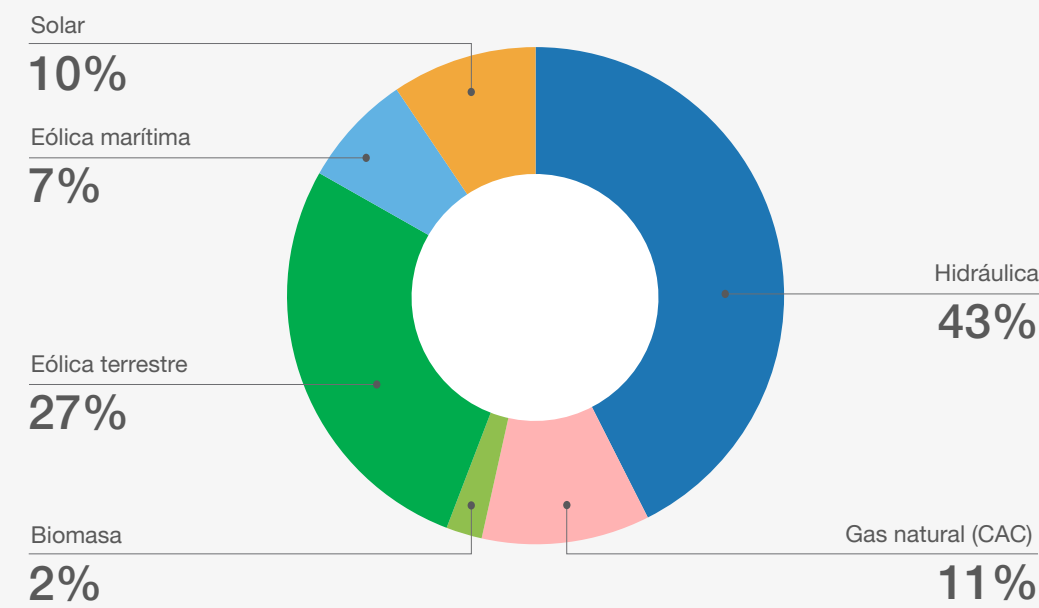


GRÁFICO 5.19

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

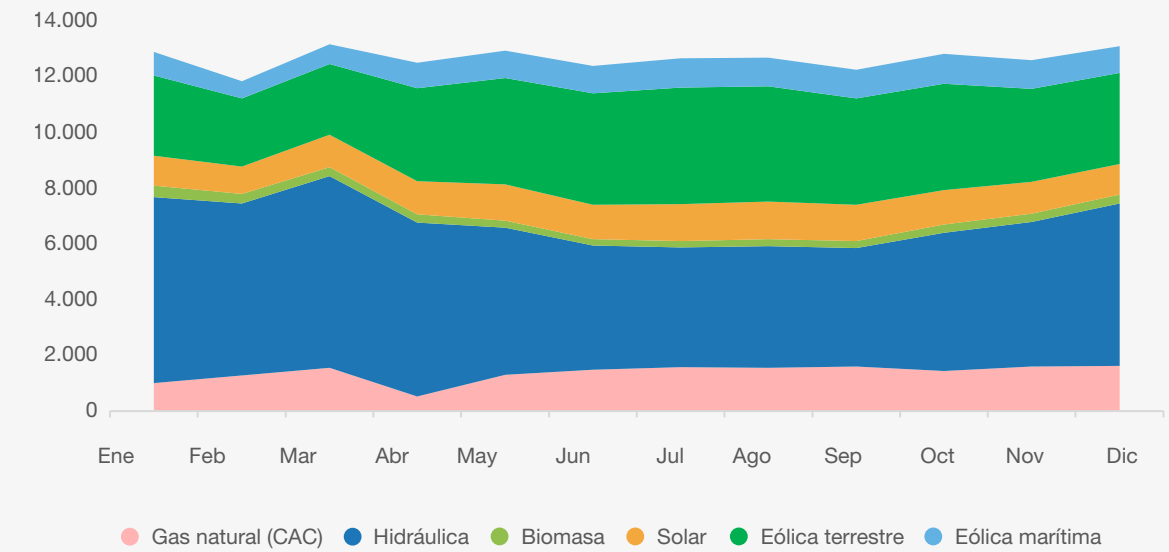
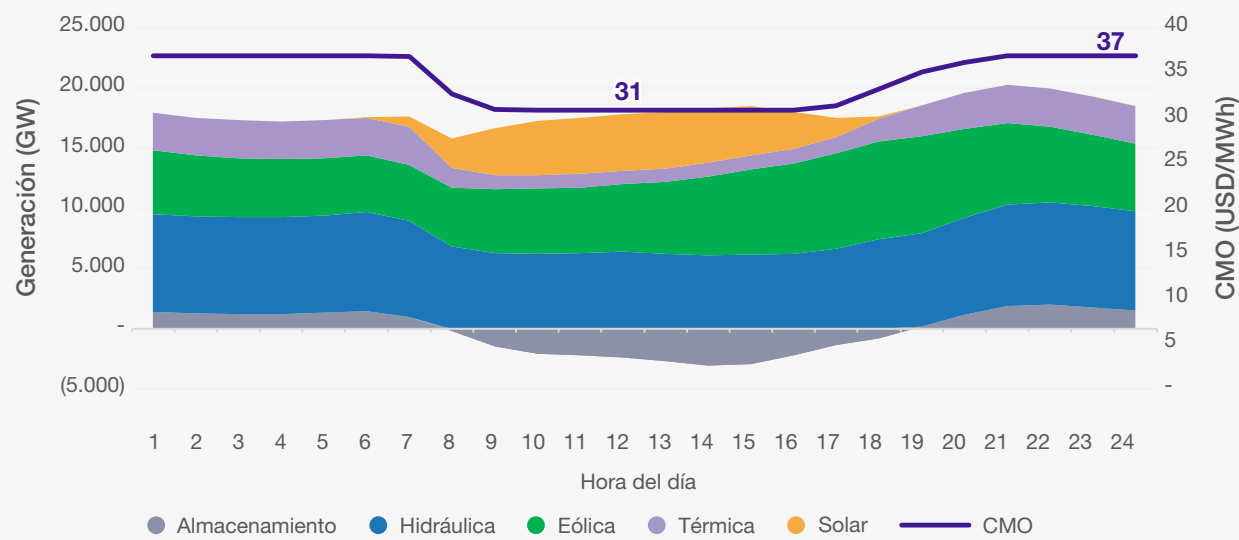


GRÁFICO 5.20

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



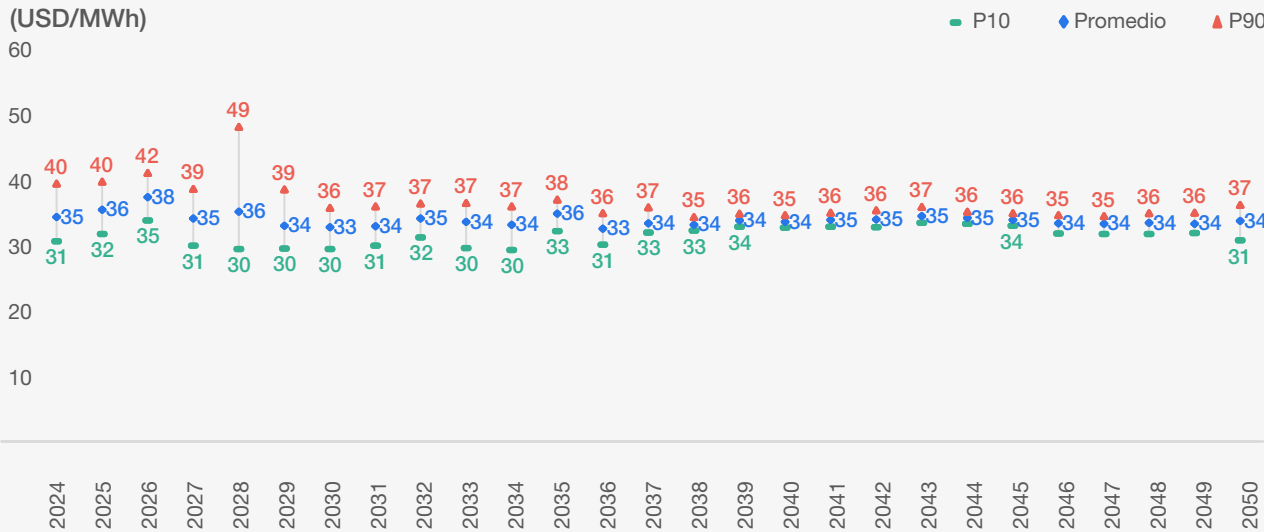
Costos marginales

En este escenario, la necesidad de descarbonizar el sector eléctrico, en línea con la eliminación de más centrales contaminantes para finales de la década de 2020, conduce a una entrada más rápida de las plantas renovables al sistema peruano. En este sentido, se observa la ocurrencia de costos marginales menores que en el caso de BAU, aunque elevados en comparación con la historia del país.

En el largo plazo, la entrada de centrales hidroeléctricas y renovables mantiene los costes marginales relativamente estables, en torno a los 35 USD/MWh, compatibles con las centrales térmicas de ciclo combinado presentes en el sistema.

GRÁFICO 5.21

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

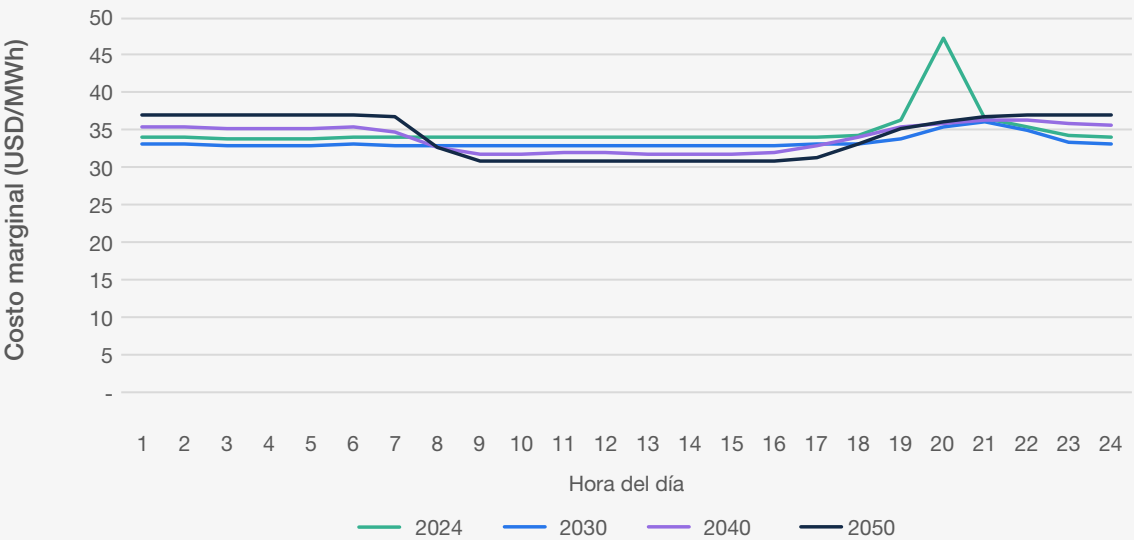


De manera similar a lo observado en el caso de BAU, la disponibilidad de plantas térmicas a precios competitivos tiene un impacto directo y evidente en el perfil de costos marginales horarios del sistema. Se observa que, a pesar de los cambios significativos ocurridos en el sistema peruano a lo largo del período de estudio, los costos marginales también se mantienen razonablemente estables.

En el último año, con la mayor implantación de plantas solares, además de térmicas con precios ligeramente mayores por los costes relacionados con la tecnología CAC, se observa una ligera diferencia de precios entre el horario de la mañana y el de la tarde.

GRÁFICO 5.22

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



Comparación de los casos de BAU y TE

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

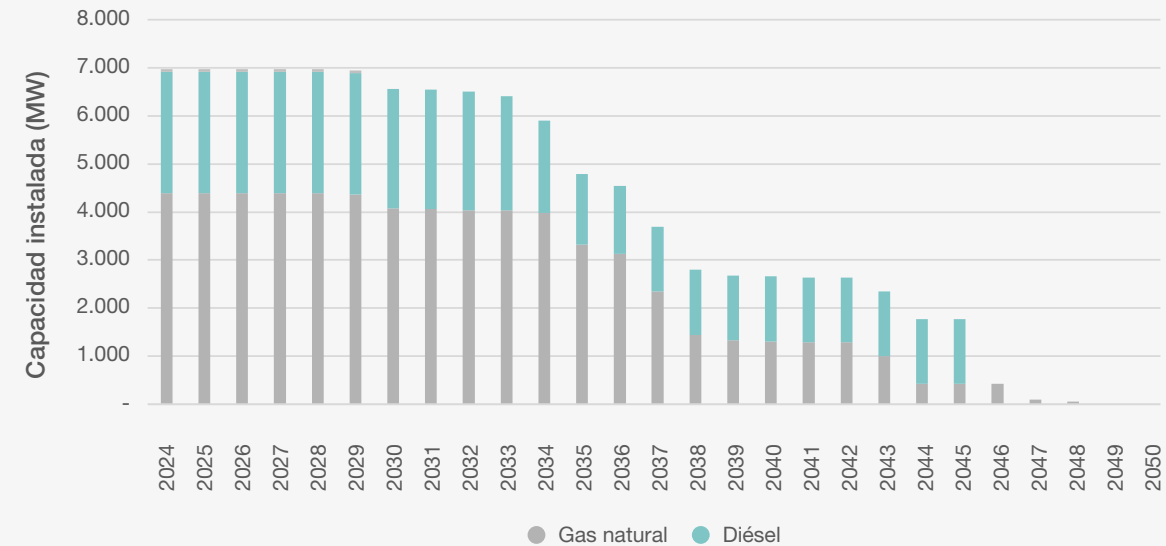
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el [apéndice 8](#), que describe la metodología para la estimación de los supuestos, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor de Perú, en los que se observa un

mayor crecimiento en el caso de TE, especialmente a partir de 2040. Además, se considera una mayor producción de hidrógeno verde en el país. Con la combinación de estos factores, se obtiene un incremento pequeño del 6 % (8,7 TWh) en la demanda en el país hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.22).

La principal diferencia del caso de TE en Perú está relacionada con la oferta y la premisa de retirar del sistema todas las centrales termoeléctricas emisoras de GEI para 2050, que representan una capacidad total de 1,9 GW. La posibilidad de convertir las plantas existentes en centrales con captura de carbono permitiría extender la vida útil de las instalaciones térmicas de gas existentes de manera alineada con los objetivos de descarbonización. En este contexto, en el caso de TE, todas las termoeléctricas que permanecen en el sistema en 2050 dependen de tecnología de CAC. El gráfico 5.23 presenta el cronograma de retirada de las centrales.

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retirada de las centrales térmicas en el sistema peruano

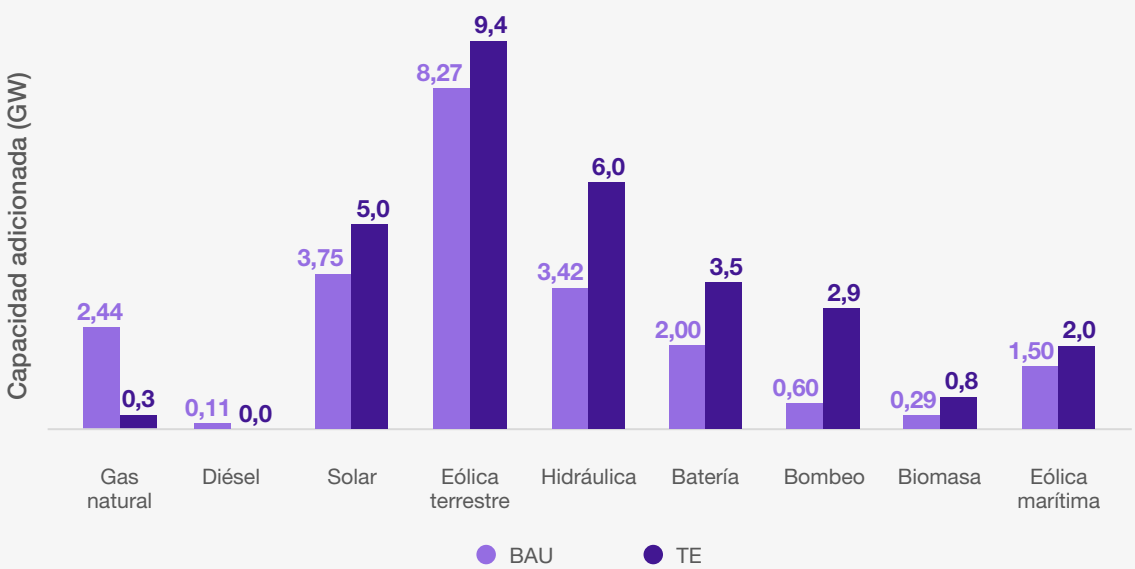


Las centrales más antiguas, con décadas en operación, empiezan a salir del sistema ya a finales de la década de 2020. En lo que respecta a las centrales de reserva fría, en general, las de diésel más grandes del sistema, se considera su

retirada al final de los contratos, concentrados a lo largo de la década de 2030. Paralelamente, a finales de esa misma década, empieza a ser viable la aplicación de la tecnología de CAC a las centrales de gas natural, lo que prolonga la operación de estas plantas más eficientes, con costos más competitivos que la construcción de nuevas centrales y un menor impacto ambiental. Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.24 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos del estudio entre los años 2024 y 2050. En este gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación utilizado.

GRÁFICO 5.24

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

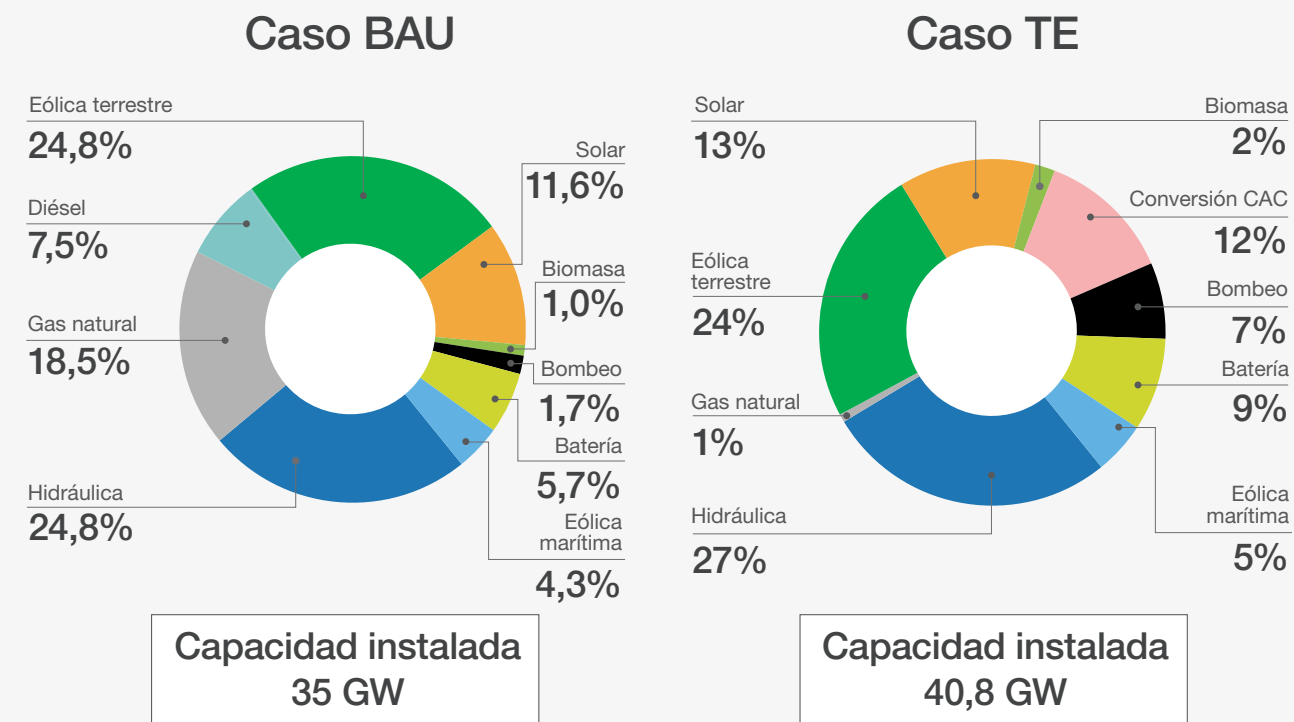


En términos energéticos, se destacan los incrementos provenientes de las fuentes solar e hidroeléctrica, reemplazando la expansión térmica observada en el caso de BAU. Por otro lado, para compensar la intermitencia derivada de esta expansión renovable más significativa y cumplir con los requerimientos de confiabilidad sistémica, se da un aumento significativo en la capacidad de

almacenamiento. En este contexto, se señala la participación de las centrales de bombeo, que pueden brindar al sistema almacenamiento de mayor escala con costos más competitivos que las baterías.

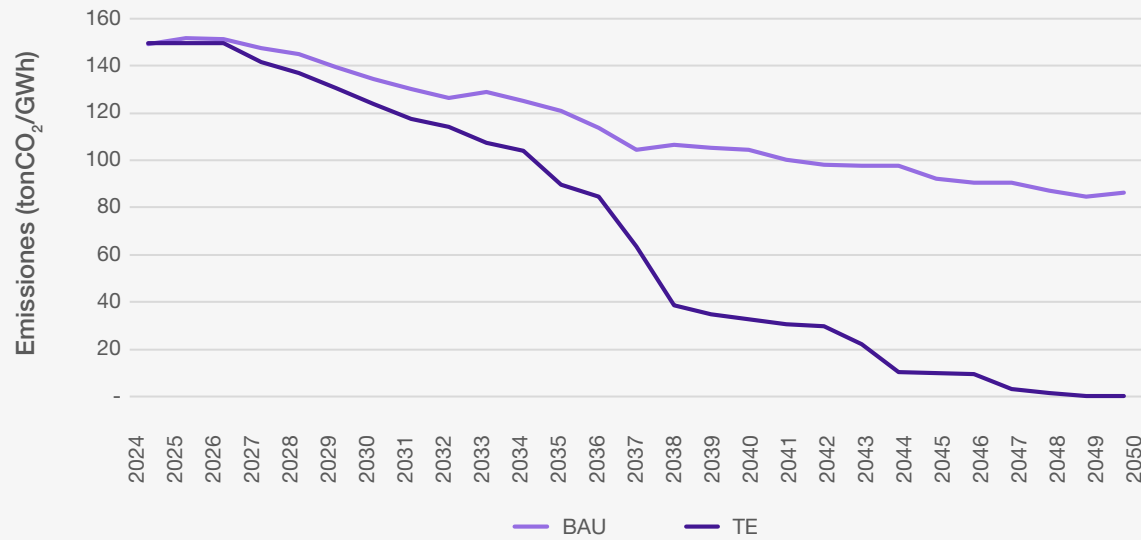
La canasta de capacidad instalada del sistema peruano ya evolucionaba hacia un sistema diversificado en el caso de BAU, con un incremento de participación de las tecnologías eólica y solar, además de la introducción de nuevas tecnologías (como baterías, centrales de bombeo y parques eólicos marítimos). En el caso de TE, esta tendencia se acentúa, dada la retirada de plantas de diésel (una importante tecnología de respaldo energético del sistema actual) y de gas natural, gracias a la posibilidad de adaptar el parque térmico existente a tecnología CAC, aprovechando el costo competitivo del gas natural y causando un menor impacto ambiental.

GRÁFICO 5.25
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050



En cuanto a la intensidad de las emisiones, tras el desmantelamiento de las primeras centrales térmicas y la incorporación de nuevas plantas renovables al sistema, las emisiones entre los casos de BAU y TE comienzan a divergir ya a finales de la década de 2020. A mediados de la década siguiente, cuando la retirada de las plantas de diésel y la conversión de las plantas de gas natural ganan impulso, las emisiones disminuyen significativamente. En 2049, con la conversión de las últimas unidades de gas natural para CAC, las emisiones alcanzan el nivel cero.

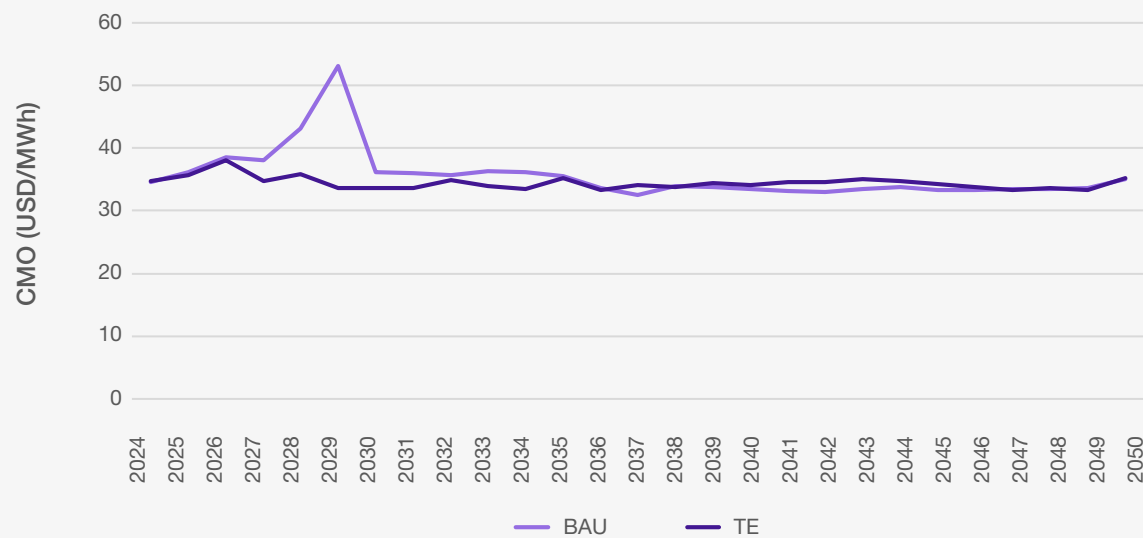
GRÁFICO 5.26
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema peruano en los casos de BAU y TE



A corto plazo, el mayor incentivo para incorporar nuevas plantas renovables, además de la retirada de térmicas más antiguas y caras, es un mayor control de los costos marginales en el caso de TE, compensados por los mayores costos de inversión necesarios. En el largo plazo, los precios se mantienen alineados por el aumento de la capacidad de almacenamiento y por los costos relativamente similares de las centrales térmicas de ciclo combinado de gas natural.

GRÁFICO 5.27

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



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados a las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en el futuro, 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 con los años. Los costos de inversión presentados se refieren únicamente a las decisiones del modelo de expansión utilizado.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

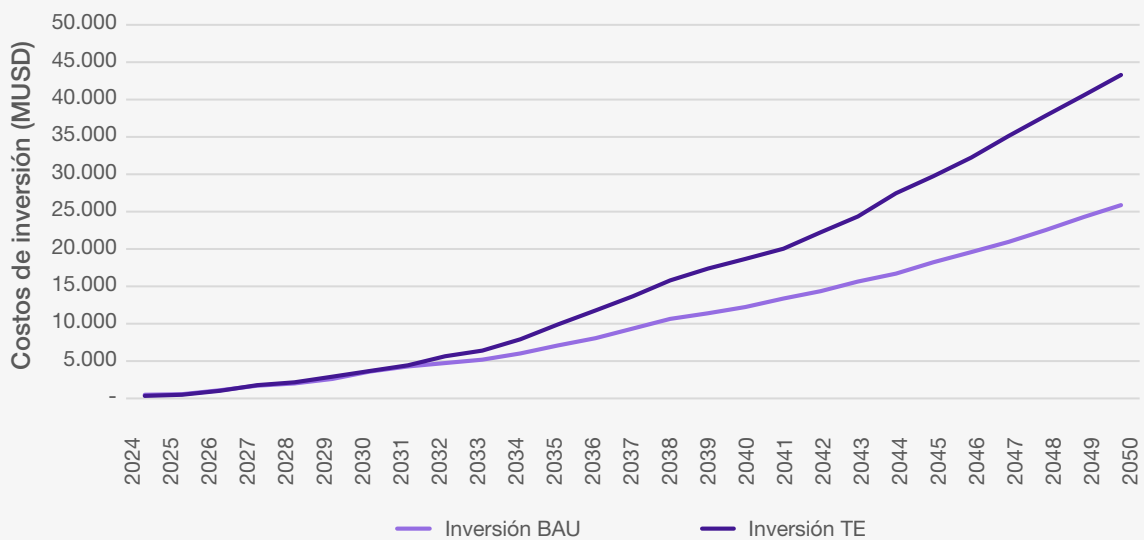
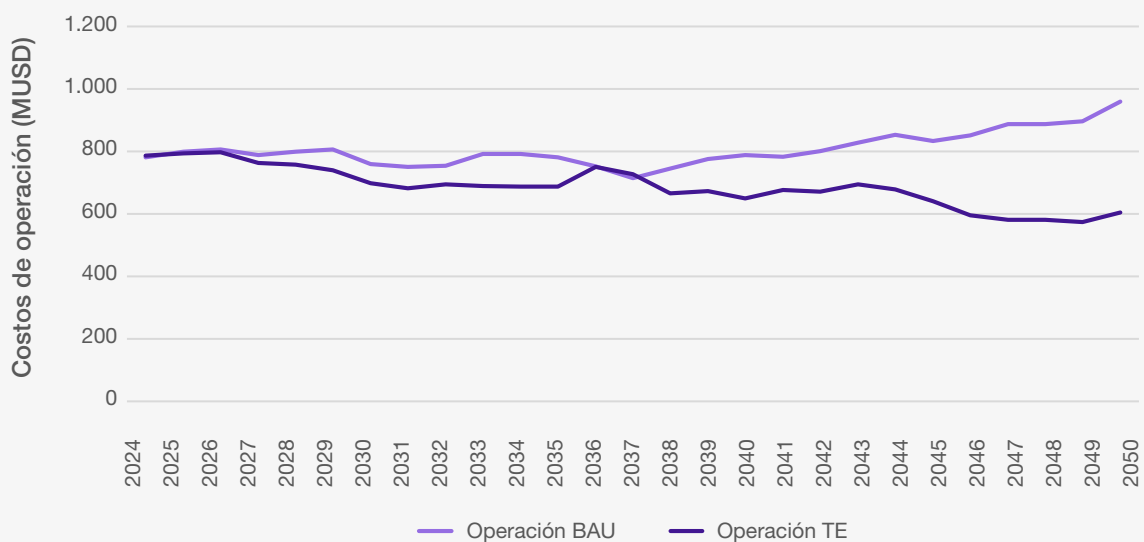


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



Es notable que en el caso de TE hay un aumento de los costos de inversión, motivado tanto por la decisión de transformar parte de las centrales termoeléctricas de gas natural en instalaciones con tecnología de CAC, para cumplir las metas de descarbonización establecidas, como por el aumento en la demanda de energía eléctrica, debido a una mayor electrificación de la flota o a un aumento de la producción de hidrógeno verde.

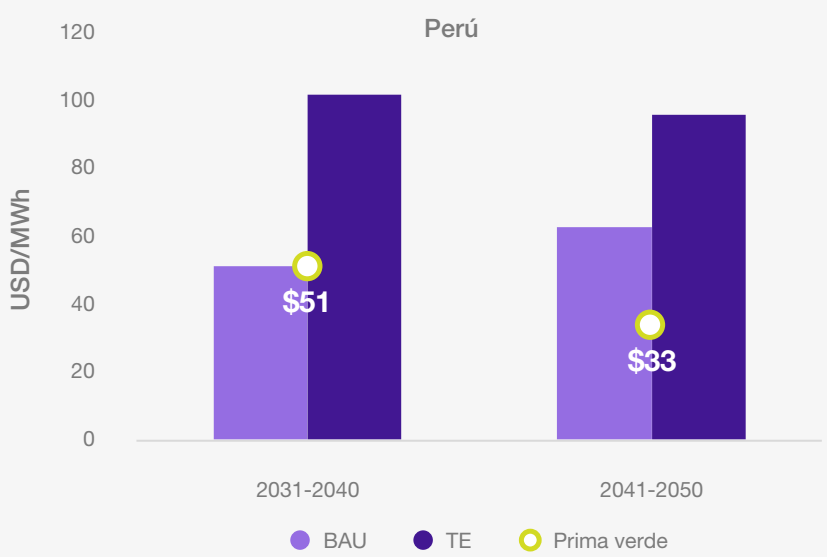
En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador durante el horizonte bajo estudio. Asimismo, es necesario invertir en activos que proporcionen más flexibilidad al sistema, como centrales reversibles y baterías, puesto que hay restricciones en las inversiones destinadas a nuevas centrales termoeléctricas para lograr alcanzar emisiones nulas antes de 2050.

Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. El apéndice 7 de este reporte proporciona más detalles sobre este indicador (véase la etapa 5).

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en los sistemas en el caso de TE, se utiliza 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 Perú



De este análisis se puede concluir que gran parte del esfuerzo de descarbonización se concentra en la década de 2030, cuando comienza la construcción de la infraestructura de captura de carbono para algunas de las centrales termoeléctricas de gas natural. Además, las restricciones impuestas en

el caso de TE tienen como resultado el incremento de la competitividad de las fuentes de almacenamiento a fin de cumplir con los requerimientos de reserva operativa y potencia firme del sistema. Esta combinación de factores lleva a un aumento relativo del costo total del sistema (especialmente el de inversión). En el largo plazo, al bajar los precios de inversión de las baterías y de las fuentes renovables (como las solares y las eólicas marítimas), el esfuerzo económico para la descarbonización del sector eléctrico es reducido. En resumen, la prima verde ronda los 51 USD/MWh en la década de 2030 y los 33 USD/MWh en la década de 2040.

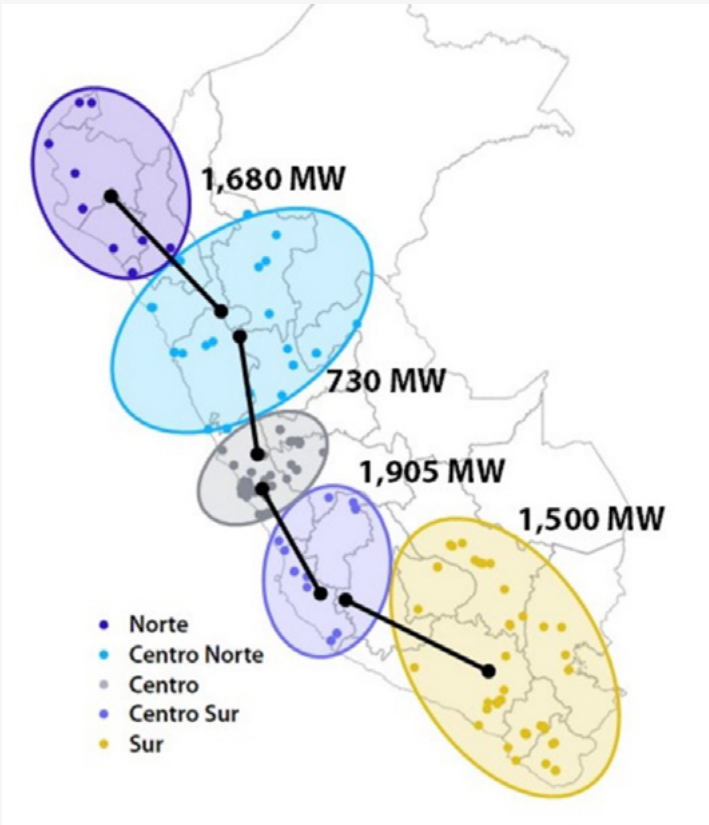


Inversiones en transmisión

El sistema de transmisión en Perú se compone mayoritariamente de líneas de 220 kV y 130 kV y está dividido en zonas eléctricas, como se ilustra en la figura 5.1, que también muestra la capacidad total de transferencia de las líneas entre las diversas zonas del país. Dado que se prevé una significativa instalación de parques renovables en la región sur en los próximos años, destacada en el Plan de Expansión de Transmisión, resulta imperativo fortalecer la red básica existente, complementando la inversión en líneas de 500 kV.

FIGURA 5.1

Representación de las zonas eléctricas de Perú



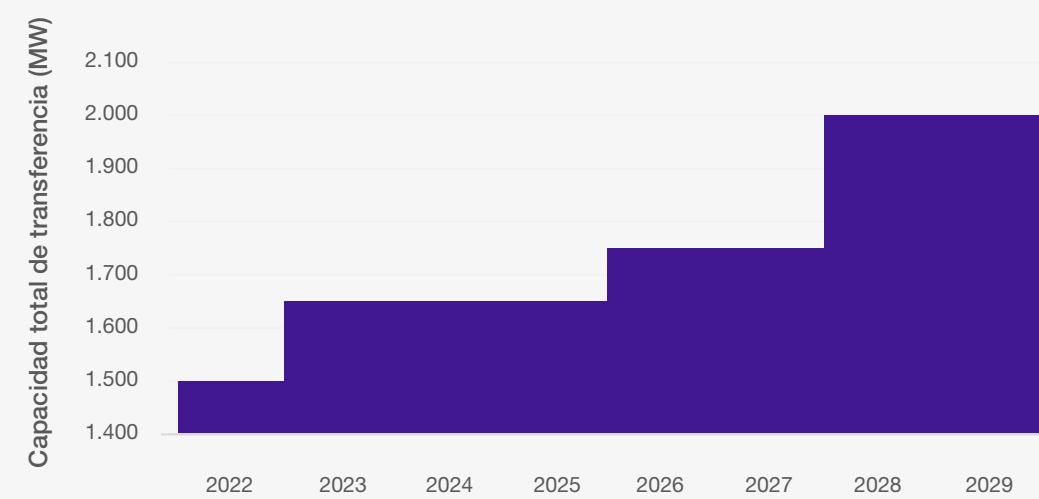
La expansión planificada en Perú contempla la conexión al sistema de más de 3 GW de capacidad de energía renovable hasta el año 2032, como se mostró en el gráfico 5.14. En este contexto, es crucial resaltar el aumento en la capacidad de exportación proyectada desde el sur hacia las demás regiones del país. A medida que se desarrollan más proyectos, se observa una expansión en la capacidad de exportación desde la región sur hacia otras áreas, lo que supone un incremento de 500 MW, como se muestra en el gráfico 5.31.

Esta planificación estratégica no solo implica la integración de nuevas infraestructuras para la generación renovable, sino también el fortalecimiento de las conexiones entre las distintas zonas eléctricas y la evacuación de la abundante energía renovable generada. La inversión en líneas de 500 kV juega

un papel fundamental en esta estrategia, permitiendo la transferencia eficiente de grandes cantidades de energía entre territorios a distancias considerables.

GRÁFICO 5.31

Incremento de la capacidad de exportación de la región Sur de Perú



En este estudio, la modelación de las energías renovables se basó en la disponibilidad de recursos regionales. La figura 5.2 ilustra la distribución de las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, el **apéndice 5** muestra mapas que indican la velocidad media del viento y el potencial solar fotovoltaico en territorio peruano.

FIGURA 5.2

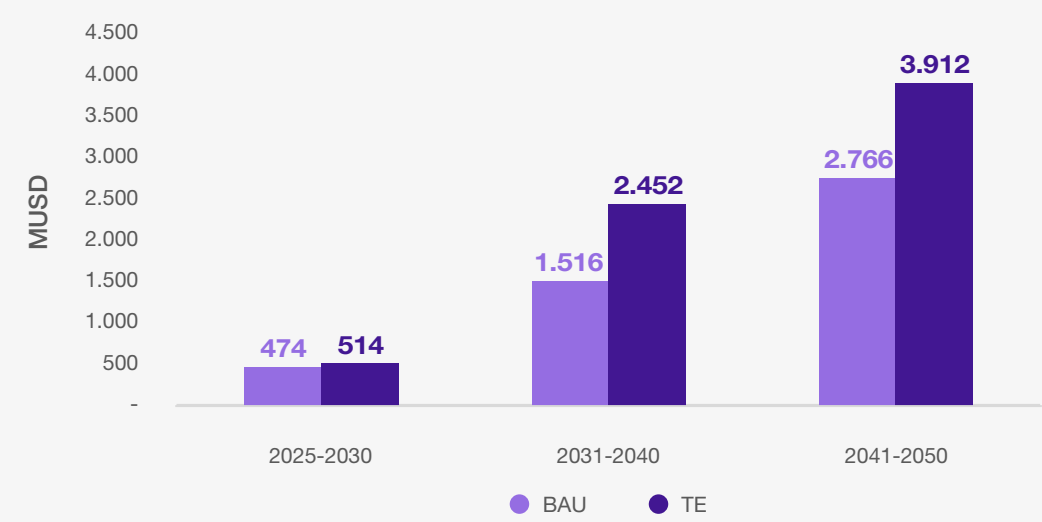
Distribución de parques eólicos en Perú



Dado que el centro de carga del país se encuentra en Lima, en la costa oeste, la mayoría de los nuevos parques renovables están considerablemente distantes, lo que hace necesaria una mayor inversión en el sistema de transmisión tanto en el caso de BAU como en el caso de TE. En el primer escenario, las inversiones se centran en la conexión de la nueva oferta al sistema y en el transporte hacia los centros de carga. En el caso de TE, debido a las metas de carbononeutralidad hasta 2050, se añaden más plantas de energías renovables al sistema, junto con centrales térmicas con captura de carbono. La sustitución de las centrales térmicas para cumplir con las metas renovables, sumado a la distancia hacia los centros de carga, resulta en una mayor inversión en el sistema de transmisión..

GRÁFICO 5.32

Inversiones en el sistema de transmisión peruano por década



En resumen, al no haber retiradas significativas de centrales térmicas existentes y con más renovables ingresando al sistema, las inversiones para el primer periodo son bastante similares entre los dos casos. Sin embargo, en las dos últimas décadas, en el caso de TE, el país experimenta una reformulación de su sistema eléctrico, lo que se refleja en un notable aumento en la inversión para transmisión en estos periodos en comparación con el escenario de BAU, particularmente en la última década, cuando la diferencia supera el 41 %.



Inversiones en distribución

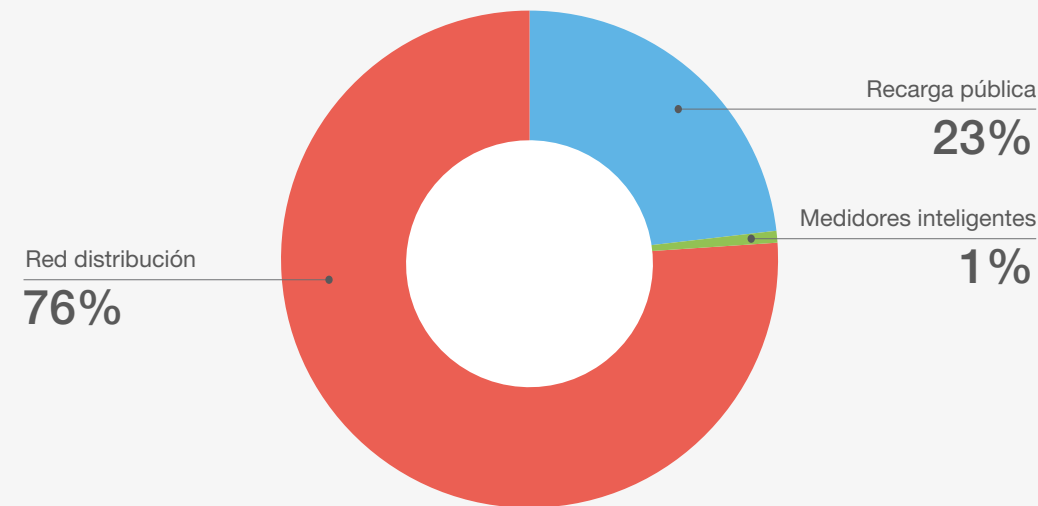
Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de los costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en el sistema, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular, el análisis se enfoca en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y 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 2.100 millones⁹, repartidos como muestra el gráfico 5.33. La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes subapartados.

⁹ 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 5.33

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

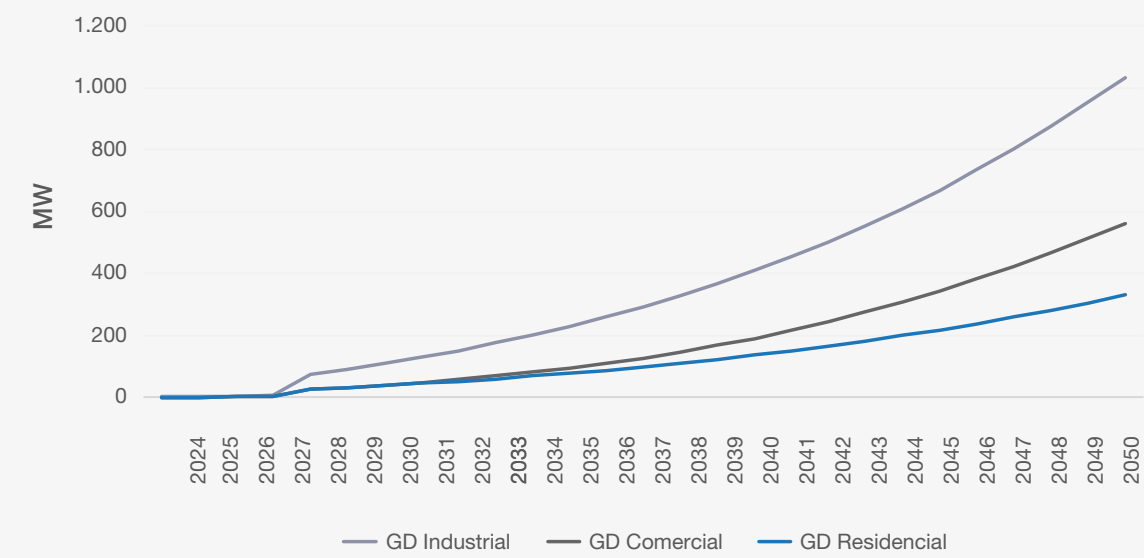


► **Instalación de medidores inteligentes**

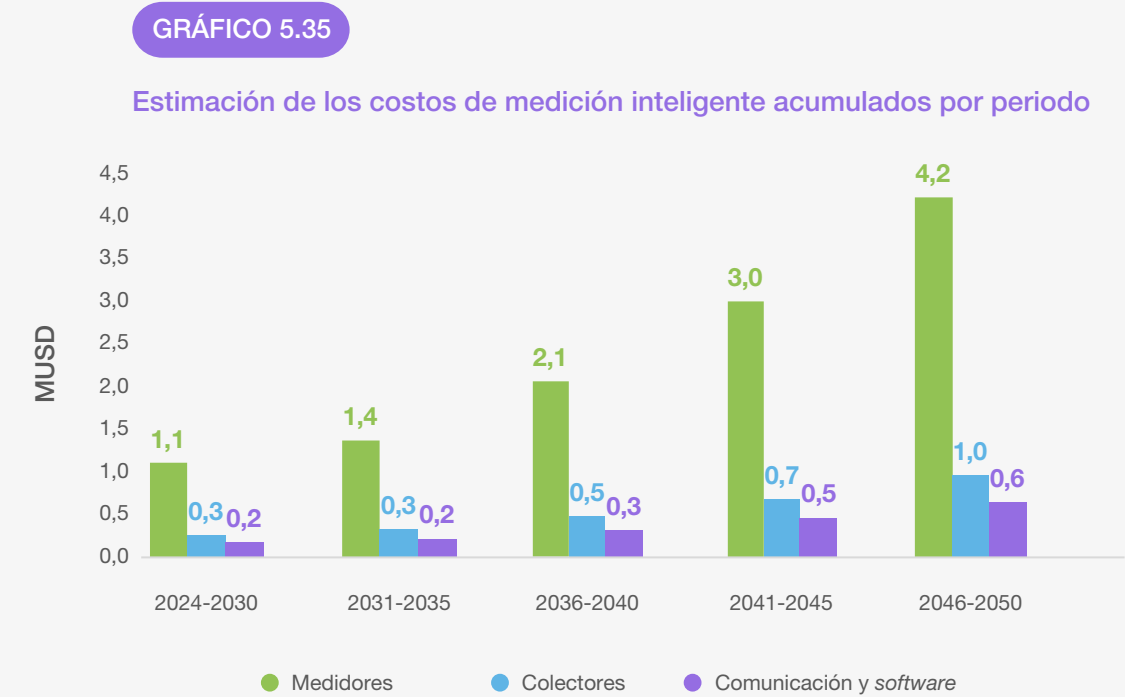
Se espera que el despliegue de la generación distribuida en Perú acontezca a partir de 2027. La GD industrial será predominante durante todo el periodo de análisis, con valores que sobrepasan la capacidad instalada (en GW) en 2050. Su desarrollo, como puede observarse en el gráfico 5.34, tendrá un perfil exponencial.

GRÁFICO 5.34

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)

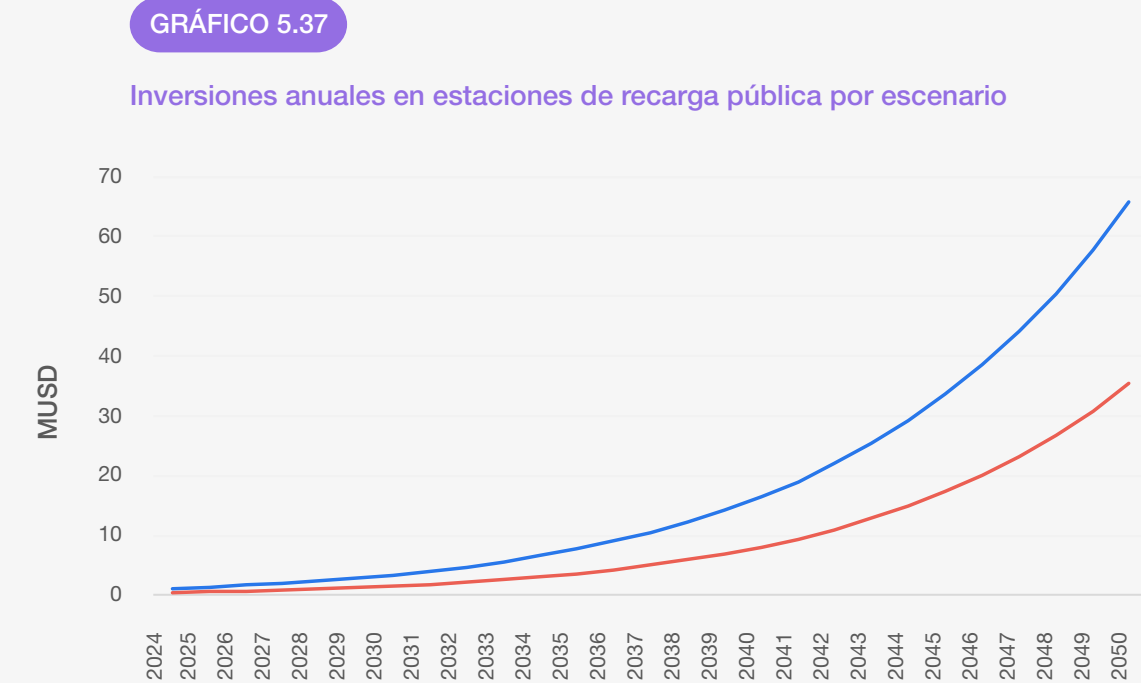
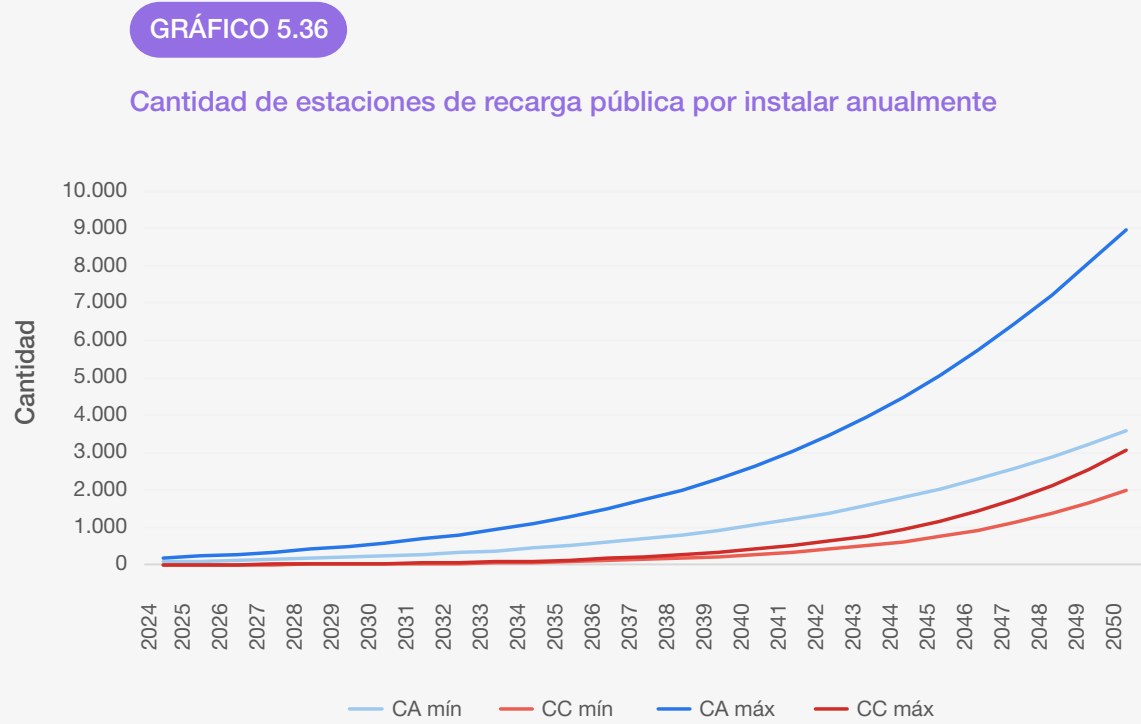


Como consecuencia del desarrollo de la GD, las inversiones en medidores, colectores y equipamiento para comunicación y *software* son crecientes para cada periodo analizado. El estancamiento observado durante los primeros cuatro años y el comportamiento exponencial de la GD explica el crecimiento en los costos asociados.



► **Inversiones en estaciones de recarga pública**

En el gráfico 5.36 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.



Como se puede ver, las inversiones anuales en estaciones de recarga pública en Perú tendrán un nivel entre moderado y elevado en comparación con el resto de los países miembro de CAF. Se observa un periodo de crecimiento lento hasta 2030, año a partir del cual el crecimiento es exponencial, alcanzando valores entre USD 38 millones y USD 65 millones.

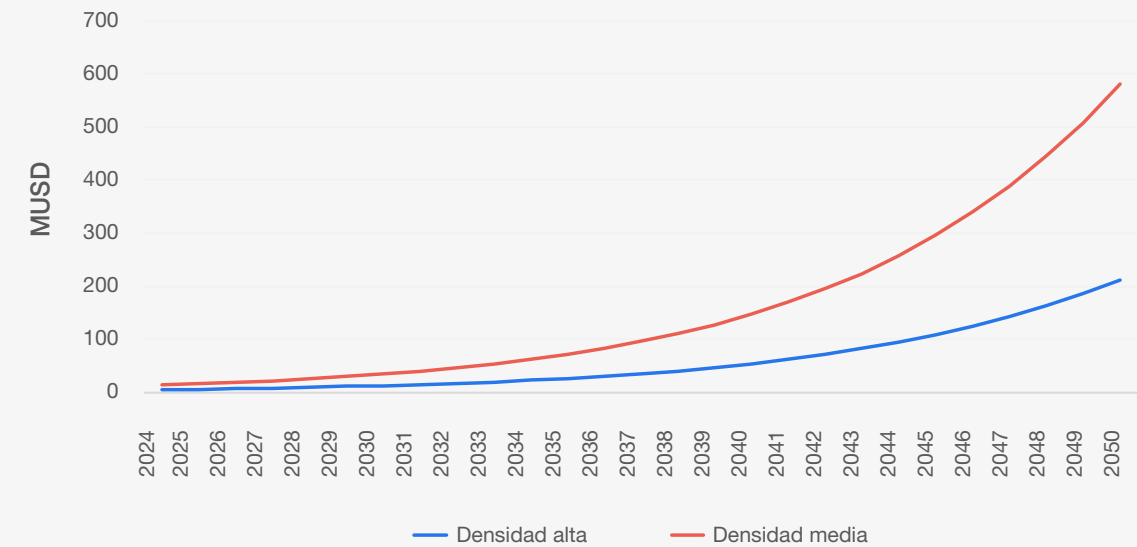
No obstante, cabe aclarar que el país no cuenta con normativa, planes o programas concretos para la implementación integral de la electromovilidad en el territorio. Por consiguiente, si no se aplican estas medidas, las proyecciones tanto de demanda como de la construcción de estaciones de recarga públicas pueden verse afectadas.

► **Refuerzo de la red de distribución**

En Perú, los cálculos de inversiones para reforzar el sistema de distribución por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos indican que estas pueden alcanzar USD 35 millones anuales en 2030, USD 150 millones anuales en 2040 y USD 580 millones anuales en 2050. Sin embargo, en estas proyecciones sobre la red debe tenerse en cuenta lo mencionado anteriormente sobre la necesidad de planes de implementación de electromovilidad.

GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por movilidad eléctrica, como se ha indicado anteriormente. Así, se alcanzan valores significativos, particularmente hacia el final del periodo. El COES, Osinergmin y las distribuidoras deberán tener presente el impacto de la electromovilidad en la expansión de las redes, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6



Ejes de acción en Perú



» 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.

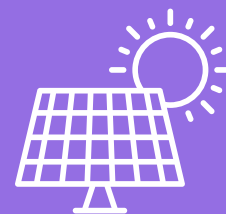
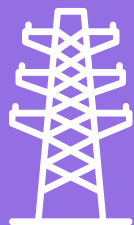
Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para crear un posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico peruano.

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

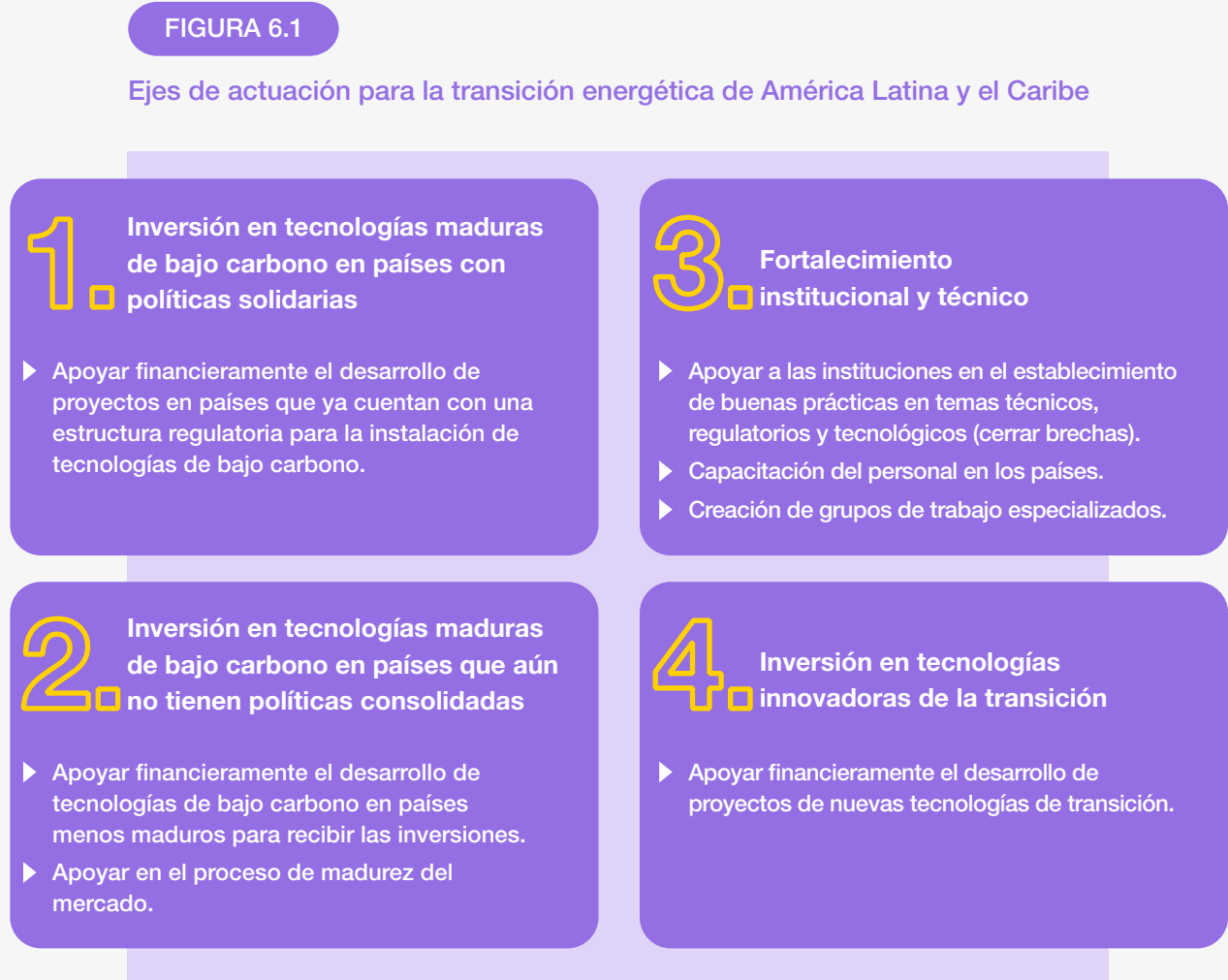
los sectores eléctricos de los países. Este fortalecimiento podría lograrse a través de diferentes acciones. Una de ellas es el desarrollo o contratación de estudios orientados a mejoras técnicas y regulatorias en temas distintos, como la operación, la planificación, el diseño de mercado, las subastas 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 dirigidos 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 mediante 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.



El entorno del mercado peruano fue analizado para cada uno de los cuatro ejes de actuación mencionados. Dadas las condiciones que prevalecen actualmente en ese mercado, se pueden destacar necesidades significativas alineadas con los ejes 1 y 2. Perú cuenta con importantes características para el desarrollo de tecnologías de bajo carbono, puesto que combina un considerable potencial renovable, un mercado eléctrico maduro y la presencia de actores del mercado con alta experiencia en el desarrollo y operación de estas tecnologías.

Sin embargo, la existencia de barreras regulatorias que inhiben la firma de contratos a largo plazo entre los generadores que usan tecnologías bajas en carbono, especialmente plantas solares, y los compradores impide el desarrollo de estas tecnologías de manera más significativa en el país. Como resultado,

Perú tiene actualmente menos del 9 % de su canasta de generación basada en fuentes renovables no convencionales y necesita despachar centrales más caras y contaminantes en los momentos más críticos del sistema, como los relacionados con sequías o en situaciones de restricción en la infraestructura local de gas natural.

La institucionalidad del mercado eléctrico peruano está fuertemente basada en la existencia de contratos entre los generadores y los compradores. Para los consumidores regulados del país, generalmente clientes cuya demanda es baja, como los asociados a los sectores residencial y comercial, los contratos se establecen entre las distribuidoras reguladas y los generadores, haciendo uso de subastas para contratación a largo plazo. Al mismo tiempo, existe un importante mercado de contratos liberalizado, en el que los grandes consumidores pueden firmar libremente con los generadores. Sin embargo, debido a las restricciones regulatorias relativas a la contratación de potencia con energía asociada, ambas alternativas enfrentan actualmente restricciones a la plena participación de tecnologías bajas en carbono, como las centrales de ERNC.

Por último, una característica relevante del mercado peruano se refiere a la asignación de riesgos. En Perú, la mayoría de los contratos se basan en cláusulas de “pague por lo generado” y con entrega asociada al punto de conexión que alimenta al lugar donde el consumidor está conectado a la red, imponiendo riesgos para el generador, asociados al perfil de consumo ligado al contrato, así como posibles congestiones entre el nodo de inyección y consumo. Aunque en los últimos años se han mantenido en el país discusiones relacionadas con tales restricciones y la posibilidad de que los generadores celebren contratos con entrega asociada a bloques horarios específicos, sin necesidad de entregar el producto energético al consumidor, se ha avanzado poco en el marco regulatorio en este sentido.

Una característica que diferencia al mercado peruano de los países vecinos es la elevada proporción de centrales térmicas de gas natural. Estas centrales se abastecen en su totalidad a través de una infraestructura de suministro que, debido al marco local, proporciona a los generadores un abastecimiento a precios estables y competitivos en comparación con el mercado internacional. Esta política, diseñada inicialmente para anclar el desarrollo de la infraestructura local de gas natural, ha permitido que el sistema peruano sea muy robusto,

pudiendo afrontar al principio, con mayor facilidad que otros países de la región, situaciones de escasez de agua, desplazando la necesidad de centrales térmicas más caras y contaminantes. Por otro lado, la fuerte presencia de centrales de gas también tuvo un fuerte impacto en los mercados eléctricos, que se reflejaba en precios en el mercado *spot* sensiblemente bajos. Esta situación impidió un desarrollo más significativo de otras tecnologías, que, si por un lado no tenían la posibilidad de firmar contratos a largo plazo con los compradores, tampoco podían aprovechar el mercado *spot* para su viabilidad financiera.

Con el crecimiento de la demanda previsto para el país, especialmente debido a la introducción de proyectos industriales, surgen nuevas oportunidades. Inicialmente, dada la necesidad de contratación adicional de nuevos suministros por parte de las distribuidoras, debido al vencimiento de los contratos de largo plazo en vigor, se espera que se celebren en el país nuevas subastas en los próximos años. Este nuevo ciclo de contratación está atrayendo más atención en el mercado local, especialmente por la posibilidad de renovar las carteras de las distribuidoras con contratos a precios más competitivos, lo que permitiría reducir las tarifas de electricidad para los consumidores regulados. En paralelo, para hacer frente a las restricciones reglamentarias en vigor, están tomando forma contratos bilaterales entre generadores en el mercado libre, que ofrecen una forma de estabilizar los ingresos de los promotores de renovables y permiten aumentar su atractivo a la hora de adquirir fuentes de financiación.

La tecnología solar fotovoltaica mediante generación distribuida, además de tener una alta atractividad para el desarrollo de plantas de mayor escala, también tiene un elevado potencial de desarrollo en Perú. Sin embargo, aunque el país cuenta con potencial de energía renovable y agentes con capacidad de inversión, esta tecnología también enfrenta obstáculos regulatorios que dificultan su desarrollo. En las últimas dos décadas se han discutido cambios en la normativa, pero el país aún no ha establecido una regulación en la materia. Este estado de cosas impacta en la seguridad jurídica y la estabilidad económica que requieren inversionistas y consumidores para el aprovechamiento de esta fuente, manteniendo los niveles de inserción de la generación distribuida todavía muy limitados.

En este contexto, las actividades de los agentes públicos y privados en Perú se relacionan con los ejes 1 y 3. Inicialmente, el apoyo a los inversionistas

mediante la participación en el financiamiento de proyectos más maduros, que ya se encuentran en fases más avanzadas de desarrollo en el país, aparece como una alternativa atractiva. Con el crecimiento de la demanda previsto para los próximos años, así como los mecanismos de contratación a largo plazo en el país, participar en la financiación de estos proyectos es una oportunidad importante. Sin embargo, el tamaño y la velocidad de la inserción requieren ajustes en la regulación, un área en la que el apoyo institucional de los agentes públicos y privados en el país podría tener un impacto significativo para el desarrollo de este sector.

El crecimiento de la demanda en los próximos años plantea un debate sobre cuál debe ser la tecnología de respaldo del sistema. Actualmente, la robustez del sistema en momentos críticos, como los incidentes relacionados con bajos caudales en las centrales hidroeléctricas y los problemas en el suministro de gas natural local a las centrales térmicas, la proporcionan las centrales térmicas de combustible líquido, como el gasóleo y el búnker.

Sin embargo, debido a la elevada antigüedad de parte de este parque térmico, junto con los altos costos de operación y las preocupaciones medioambientales, se está debatiendo la implantación de otras tecnologías que puedan ofrecer al sector eléctrico del país la confiabilidad necesaria. En este contexto, surgen como alternativas en Perú las actividades asociadas al eje 3, como, por ejemplo, el apoyo al desarrollo de tecnologías de almacenamiento, ya sea electroquímico, sea de centrales de bombeo, que ya están maduras en otros países, pero que aún no cuentan con políticas consolidadas en el mercado peruano.

Finalmente, con respecto al eje 4, como se ha visto en este reporte, Perú tiene una fuerte participación de centrales de gas natural alimentadas con la producción local. Debido al marco regulatorio del país, se espera que los precios locales del gas natural para la generación de electricidad se mantengan a precios competitivos al menos hasta 2040, lo que indica que estas centrales continuarán operando en el mercado local en las siguientes décadas. En este contexto, una posibilidad que se plantea es el desarrollo de nuevas tecnologías, como las relacionadas con la captura y almacenamiento de carbono, especialmente aplicadas a estas centrales de gas natural.

En materia de innovación, se han visto avances en otros sectores. En el campo de la electromovilidad, el desarrollo de vehículos eléctricos está ganando tracción, aunque todavía es pequeño en comparación con el tamaño del parque. Sin embargo, se han producido algunos cambios regulatorios positivos, como la implantación de una tarifa eléctrica específica para esta tecnología (denominada tarifa BT5-l). Otros debates más profundos están teniendo lugar, con múltiples proyectos relacionados con la electromovilidad en trámite en el Congreso Nacional. Dada la avanzada edad del parque automovilístico peruano, especialmente en comparación con los países vecinos, su renovación mediante la introducción de vehículos híbridos y eléctricos se perfila como una nueva vía importante en el país. Esta introducción plantea importantes cuestiones, como la financiación de la compra (especialmente para el transporte público), los impactos en las redes de distribución para acomodar la infraestructura de recarga y los impactos en la generación centralizada, relacionados con perfiles de demanda más elevados.

Por último, la industria del hidrógeno verde ha atraído una gran atención en el país en los últimos tiempos. El alto potencial renovable para su producción y las vías para la aplicación directa de este combustible en el sector energético peruano han propiciado importantes avances normativos. A inicios de 2024, el Congreso promulgó la Ley 31992, con medidas orientadas a impulsar la industria del hidrógeno verde, declarando de interés nacional la producción y uso de este vector energético en el país. Como próximos pasos, se espera que en los próximos años el gobierno dicte las normas relacionadas con la Ley. El cuadro 6.1 presenta un resumen de los ejes de acción para el país.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Perú [Elaboración propia]

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono con políticas	 Retornos razonables (obstáculos reglamentarios) y riesgos más altos (contratos con cláusula de “pague lo demandado”)	 Transición en etapas iniciales, aunque la matriz actual presenta factores de emisión controlados	 El mercado cuenta con agentes desarrolladores relevantes y con amplia experiencia, pero la participación en la matriz aún es limitada.
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono sin políticas	 Rentabilidades razonables con tendencia alcista, especialmente a medida que el sistema se vuelve más crítico.	 Implementación crucial para brindar mayores niveles de confiabilidad al sistema.	 El mercado carece de políticas y regulaciones específicas.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Relevante para permitir una transición más acelerada y profunda.	 Si bien ha habido discusiones relevantes en el pasado reciente, el proceso aún está pendiente.
Fortalecimiento institucional y técnico	 Riesgos y retornos más altos (CAC, hidrógeno, etc.)	 Nuevas tecnologías que pueden alargar la operación de centrales térmicas o sustituirlas.	 Paso sin grandes avances prácticos ni discusiones en profundidad.

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 energéticas en Perú destaca áreas que requieren atención inmediata. La baja representación de las energías renovables no convencionales en la capacidad total instalada, junto con la falta de planes y objetivos a largo plazo, subraya la necesidad urgente de una estrategia clara y vinculante para su desarrollo sostenible.

Además, la ausencia de regulaciones y programas concretos para la electromovilidad y los sistemas de baterías pone de relieve la urgencia de acciones específicas para impulsar la transición hacia tecnologías más limpias y sostenibles en el sector del transporte y el almacenamiento de energía.

Por otro lado, la existencia de reservas de gas natural y un marco normativo para su promoción ofrece una oportunidad para explorar este recurso como un vector de transición hacia una matriz energética más diversificada y limpia. Sin embargo, se requiere una política más integral y coherente que aborde las brechas identificadas, promoviendo no solo el desarrollo de energías renovables y la eficiencia energética, sino también la implementación de tecnologías emergentes, como el hidrógeno verde y el almacenamiento con baterías. En resumen, es crucial que Perú adopte medidas proactivas y estratégicas para abordar estas deficiencias y avanzar hacia un futuro energético más sostenible y resiliente.

El análisis detallado de la expansión del sistema eléctrico peruano revela un cambio significativo en la matriz de generación, pasando de una dependencia considerable de fuentes térmicas a una mayor participación de las fuentes renovables. Tanto en el caso de BAU como en el de caso de TE, se observa una disminución en la participación térmica, con un énfasis particular en la expansión de la energía eólica y solar.

En el caso de BAU, la inversión en activos con capacidad de almacenamiento surge como una estrategia adecuada para compensar la intermitencia de las

fuentes renovables y gestionar la demanda. En ese escenario destaca, además, la viabilidad de construir plantas reversibles y la importancia de la energía eólica marítima en las regiones Norte y Sur. A medida que el sistema evoluciona, se observa una complementariedad entre las tecnologías renovables y de almacenamiento. En el caso de BAU, las inversiones en sistemas de generación se estiman en un total de USD 25.401 millones.

En contraste, el caso de TE plantea una meta de descarbonización completa para 2050, buscando eliminar las centrales térmicas emisoras de gases de efecto invernadero. La transición hacia tecnologías más limpias, como las centrales térmicas de gas natural con captura y almacenamiento de carbono, se convierte en una estrategia clave. La expansión de centrales que se alimentan con fuentes renovables, especialmente hidroeléctricas, se intensifica, y se observa un aumento significativo en la capacidad de almacenamiento para garantizar la estabilidad del sistema (véase el **gráfico 5.25**). El caso de TE supone una inversión total en el sistema de generación de USD 43.009 millones, es decir, un 6 % mayor que lo calculado en el caso de BAU.

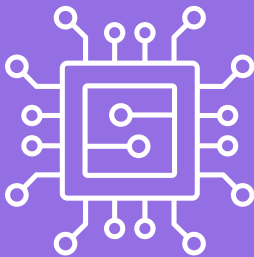
El análisis de costos marginales revela que, a corto plazo, están más controlados en el caso de TE, compensados por las inversiones necesarias, que son mayores que en el caso de BAU. A largo plazo, la entrada de tecnologías de almacenamiento y renovables mantiene los precios alineados.

La comparación de los casos de BAU y de TE muestra que la transición hacia energías más limpias implica un aumento en los costos de inversión (véase el **gráfico 5.28**), pero a su vez, la eliminación de termoeléctricas y la mayor presencia de generación renovable reducen los costos operativos (véase **gráfico 5.29**).

Un aspecto crucial en esta transición es la prima verde, que representa el costo adicional necesario para lograr un sistema más sostenible. Se estima que esta prima ronda 51 USD/MWh en la década de 2030 y 33 USD/MWh en la de 2040 (véase **gráfico 5.30**). Este indicador refleja el esfuerzo económico requerido para alcanzar los objetivos de descarbonización y resalta la importancia de incentivos y políticas que fomenten la adopción de tecnologías más limpias. En este marco, resalta la ausencia de programas y planes de tecnologías que afectan de manera transversal a la transición energética, como la electromovilidad, el hidrógeno verde y el almacenamiento de energía con baterías.

La inversión en la red de transmisión se vuelve crucial para facilitar la integración de nuevas capacidades renovables, especialmente en la región sur del país. La planificación estratégica y la inversión en nuevas líneas de transmisión son esenciales para garantizar una transferencia eficiente de energía por todo el territorio. En los planes de expansión proyectados en este informe, se estima una inversión total en transmisión de USD 4.757 millones en el caso de BAU y USD 6.877 millones en el caso de TE (una diferencia del 45 %).

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 76 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 1.600 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.



El análisis detallado de los diferentes ejes de actuación en el mercado energético peruano revela una serie de necesidades y desafíos importantes. Destacan especialmente las áreas relacionadas con el desarrollo de ERNC y la electromovilidad, donde se observa una falta de regulación y programas específicos para su implementación integral en el país. A pesar del potencial considerable en renovables y la presencia de actores con experiencia en el sector, las barreras regulatorias actuales limitan su desarrollo, resultando en una baja participación de fuentes renovables en la matriz energética peruana, lo que implica una mayor dependencia de fuentes contaminantes y costosas en momentos críticos del sistema.

Por otro lado, la institucionalidad del mercado eléctrico peruano, basada en contratos entre los compradores y los generadores, plantea desafíos en cuanto a la plena participación de tecnologías bajas en carbono. Las restricciones regulatorias relacionadas con la contratación de potencia con energía asociada limitan la viabilidad financiera de proyectos de energías limpias, generando obstáculos adicionales para su desarrollo. Además, la asignación de riesgos en los contratos basados en la cláusula de “pague lo generado” introduce incertidumbre para los generadores, lo que requiere de ajustes en el marco regulatorio para garantizar un ambiente propicio para la inversión en energías renovables.

En este contexto, el mercado peruano presenta oportunidades para el crecimiento y la innovación en el sector energético, especialmente con el crecimiento previsto de la demanda y el impulso hacia tecnologías más limpias y sostenibles. Sin embargo, para aprovechar plenamente estas oportunidades, se requiere una revisión y actualización de la regulación existente, así como una mayor atención a la diversificación de la matriz energética y el impulso de tecnologías emergentes, como el hidrógeno verde. El desarrollo de políticas y programas específicos, junto con la participación de actores públicos y privados, será fundamental para avanzar hacia un sistema energético más sostenible y resiliente en Perú.

Referencias

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 (15 de enero de 2013). *PE rural electrification*. Grupo Banco Mundial. <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P090116>

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](https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD)

Banco Mundial (2022c). *Población, total*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=>

Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.

Banco Mundial (21 de febrero de 2024). *Transmission Investment Plan (PIT) to support post-COVID-19 green economic recovery in Peru*. Grupo Banco Mundial. <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P174812>

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 (2024). *Apoyo al Programa de Electrificación Rural Sostenible y Productivo en la Amazonía Peruana*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/proyecto/PE-T1598>

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*. Obtenido de Energy futures and options: <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>

COES (31 de marzo de 2022). *Estadística*. Comité de Operación Económica del Sistema: <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2021#>

COES (2024a). *Estadística anual 2023*. Comité de Operación Económica del Sistema. <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2023>

- COES (2024b). *Procedimientos técnicos*. Comité de Operación Económica del Sistema. <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- Decreto Legislativo N.º 1221 del 24 de septiembre de 2015). Decreto legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto-Legislativo-1221.pdf
- Decreto Ley N.º 25844. Ley de Concesiones Eléctricas del 19 de noviembre de 1992. El Peruano. https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf
- EIA (10 de Junio de 2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EIA (2023a). *Annual Energy Outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf.
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf
- FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>
- 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>: <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.
- Ley N.º 27133, del 4 de junio 4 de 1999. Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural. El Peruano. <https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/Leyes/27133.pdf>
- Ley N.º 27345 del 8 de septiembre de 2000. Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/892972/LEY-27345.pdf?v=1593207584>
- Ley N.º 28832 del 23 de julio de 2006. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%2028832%20-%20LASE.pdf
- MINEM (28 de junio de 2008). *Decreto legislativo N.º 1058*. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4718251-1058>
- MINEM (21 de agosto de 2020). *Decreto Supremo N.º 22-2020-EM*. Decreto Supremo que aprueba disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1258467/DS%20N%202022-2020-EM.pdf?v=1598373727>
- MINEM (2023). *Hoja de Ruta de Redes Eléctricas Inteligentes*. Ministerio de Energía y Minas. <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/805606-minem-aprobo-la-hoja-de-ruta-de-redes-electricas-inteligentes-en-la-distribucion-electrica-2023-2030>
- MINEM (2024). *Balance nacional de energía*. Ministerio de Energía y Mina. <https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/3209-balance-nacional-de-energia>
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- 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>
- Osinergmin (2023). Boletín estadístico. Procesamiento, producción, transporte y consumo de gas natural. 4.º trimestre 2023. División de Supervisión de Gas Natural. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5923034/5253861-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2023-iv.pdf?v=1708702008>
- Osinergmin (2024). *Compendio de proyectos de generación y transmisión en construcción y operación en el sector eléctrico*. Recopilado por la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE). <https://www.ariae.org/servicio-documental/compendio-de-proyectos-de-generacion-y-transmision-en-construccion-y-operacion>

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>

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/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>

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

Sigrin, B. y Drury, E. (2014). *Diffusion into new markets: Economic returns required by households to adopt rooftop photovoltaics*. Association for the Advancement of Artificial Intelligence Fall Symposium. Technical Report.

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>

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

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

Viceministerio de Electricidad (2024). *Anuario estadístico de electricidad 2022*. Ministerio de Energía y Minas. <https://www.idealista.com/obra-nueva/105658570/contact>

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

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

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

Año	Hidráulica	Gas Natural	Diésel	Eólica	Solar	Biomasa	Bombeo	Batería	Eólica marítima
2024	10	140	-	136	197	-	-	-	-
2025	30	-	-	50	-	-	-	0	-
2026	19	-	-	220	164	-	-	54	-
2027	206	-	-	80	91	-	-	-	-
2028	10	-	-	160	87	-	-	-	-
2029	181	-	-	120	87	-	-	-	-
2030	290	-	20	140	100	-	-	30	-
2031	211	-	65	110	95	-	-	-	-
2032	15	50	25	250	100	-	-	30	-
2033	15	90	-	200	95	37	-	-	-
2034	172	-	-	320	100	-	-	40	-
2035	165	50	-	150	115	-	200	20	-
2036	170	130	-	320	115	-	-	55	-
2037	393	-	-	300	115	-	-	25	-
2038	20	-	-	240	115	-	400	25	-

Año	Hidráulica	Gas Natural	Diésel	Eólica	Solar	Biomasa	Bombeo	Batería	Eólica marítima
2039	81	100	-	400	115	-	-	75	-
2040	15	210	-	500	145	-	-	50	-
2041	260	70	-	350	150	15	-	45	-
2042	70	230	-	450	140	15	-	75	-
2043	275	170	-	320	140	15	-	105	-
2044	30	280	-	370	150	15	-	90	150
2045	222	-	-	540	170	16	-	165	150
2046	30	300	-	500	160	33	-	150	200
2047	40	300	-	440	190	45	-	205	200
2048	150	120	-	430	220	40	-	255	250
2049	200	-	-	460	250	45	-	280	250
2050	140	150	-	420	230	15	-	230	300
Total	3.419	2.390	110	7.976	3.636	290	600	2.004	1.500

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Gas Natural	Eólica	Solar	Biomasa	Conversión CAC	Bombeo	Batería	Eólica marítima
2024	10	-	136	197	-	-	-	-	-
2025	30	-	101	-	-	-	-	-	-
2026	19	-	220	214	-	-	-	54	-
2027	206	-	160	141	-	-	-	-	-
2028	15	-	190	156	-	-	-	-	-

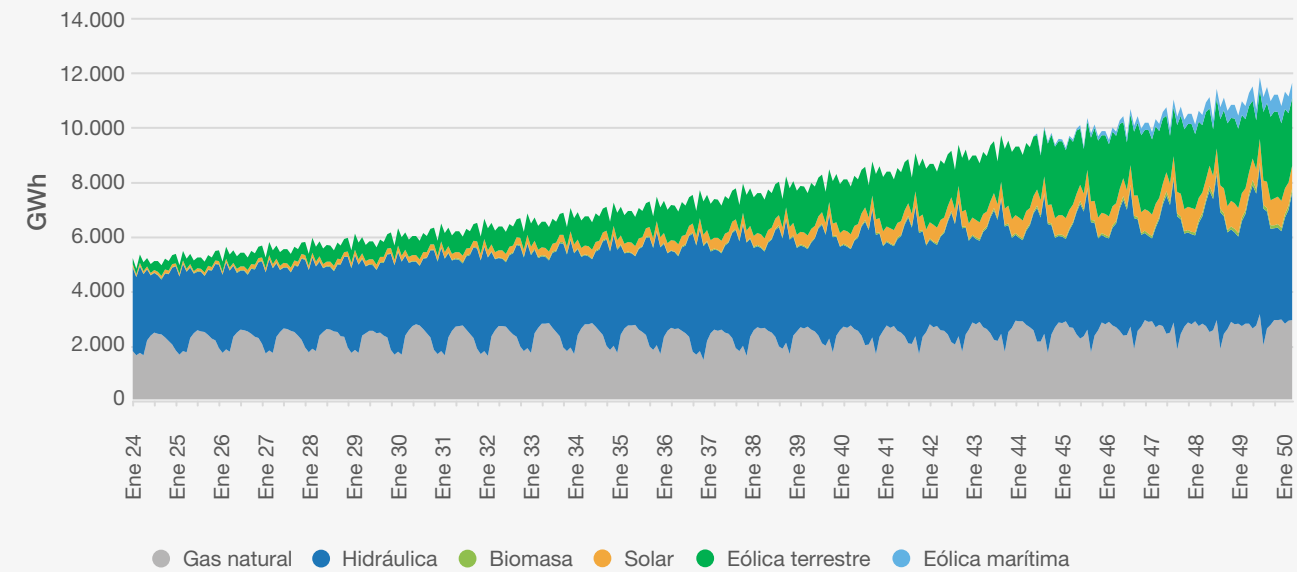
Año	Hidráulica	Gas Natural	Eólica	Solar	Biomasa	Conversión CAC	Bombeo	Batería	Eólica marítima
2029	187	-	230	146	-	-	-	-	-
2030	216	-	120	118	37	-	-	-	-
2031	239	-	90	117	-	-	-	10	-
2032	238	-	90	117	-	-	200	10	-
2033	176	-	250	116	-	-	-	-	-
2034	150	-	150	116	-	50	400	-	-
2035	109	-	402	150	-	664	400	38	-
2036	40	-	449	150	24	640	400	38	-
2037	388	-	413	150	33	786	-	48	-
2038	481	-	450	150	35	897	-	38	-
2039	185	-	500	150	36	114	200	45	-
2040	210	0	539	180	40	-	-	124	-
2041	60	50	500	180	70	-	200	50	-
2042	181	-	487	200	80	-	400	180	-
2043	272	100	556	180	45	296	100	265	-
2044	455	-	450	210	40	573	400	251	-
2045	355	100	400	200	70	-	-	260	250
2046	428	-	405	250	60	-	-	384	300
2047	450	-	530	250	70	322	-	383	300
2048	180	60	500	300	30	755	100	475	300
2049	420	-	420	350	70	50	-	418	350
2050	280	-	400	350	10	-	100	468	500
Total	5.979	310	9.136	4.838	750	5.146	2.900	3.536	2.000

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

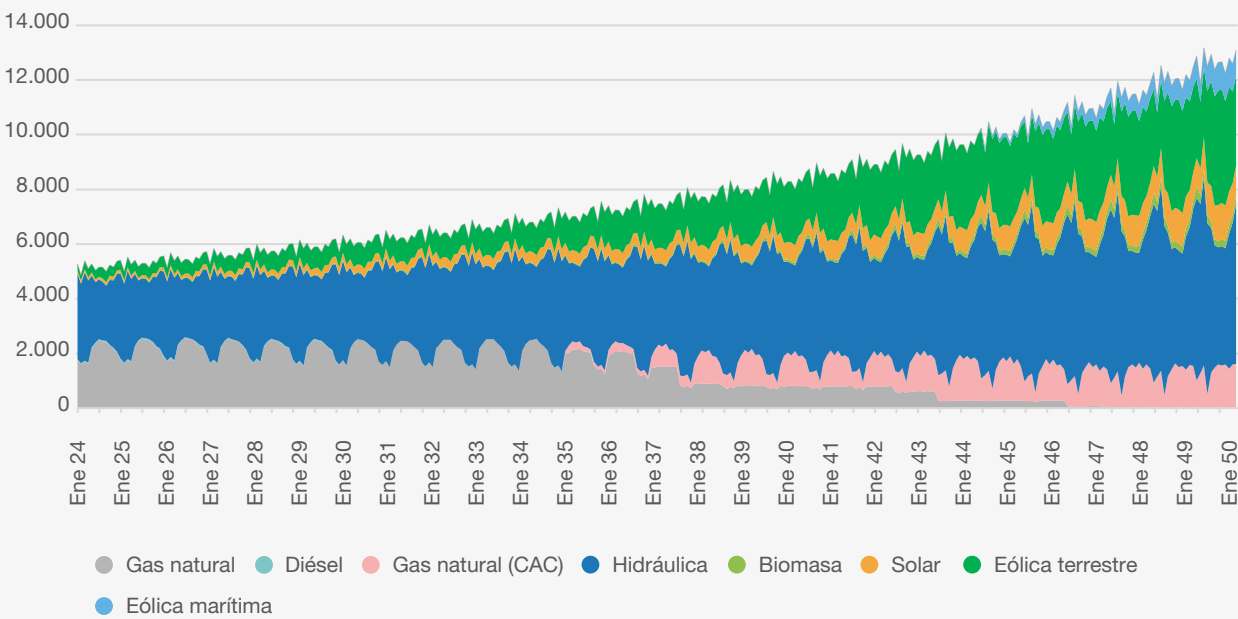
CUADRO A 2.1

Generación mensual en el sistema peruano en el caso de BAU



CUADRO A 2.2

Generación mensual en el sistema peruano en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Perú

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	507	339
2025	129	185
2026	479	517
2027	649	772
2028	258	352
2029	621	793
2030	959	769
2031	734	755
2032	445	1.201
2033	414	741
2034	827	1.503
2035	1.125	1.996
2036	947	1.885
2037	1.318	1.875
2038	1.263	2.168

Año	Casos	
	BAU	TE
2039	788	1.584
2040	802	1.301
2041	1.148	1.326
2042	937	2.209
2043	1.288	2.098
2044	1.071	3.152
2045	1.520	2.202
2046	1.349	2.555
2047	1.395	2.864
2048	1.621	2.756
2049	1.698	2.702
2050	1.617	2.749

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	136	156
2024	Hidráulica	10	24
2024	Solar	197	159
2025	Eólica	101	113
2025	Hidráulica	30	72
2026	Batería (4h)	54	66
2026	Eólica	220	243
2026	Hidráulica	19	45

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2026	Solar	214	164
2027	Eólica	160	173
2027	Hidráulica	206	494
2027	Solar	141	105
2028	Eólica	190	202
2028	Hidráulica	15	36
2028	Solar	156	114
2029	Eólica	230	239
2029	Hidráulica	187	449
2029	Solar	146	105
2030	Biomasa	37	45
2030	Eólica	120	122
2030	Hidráulica	216	519
2030	Solar	118	83
2031	Batería (4h)	10	11
2031	Eólica	90	90
2031	Hidráulica	239	572
2031	Solar	117	81
2032	Batería (4h)	10	11
2032	Bombeo	200	450
2032	Eólica	90	89
2032	Hidráulica	238	572
2032	Solar	117	79
2033	Eólica	250	243
2033	Hidráulica	176	421
2033	Solar	116	77

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2034	Bombeo	400	900
2034	Eólica	150	143
2034	Hidráulica	150	360
2034	Conversión CAC	50	24
2034	Solar	116	76
2035	Batería (4h)	37	39
2035	Bombeo	400	900
2035	Eólica	402	379
2035	Hidráulica	109	262
2035	Conversión CAC	664	319
2035	Solar	150	97
2036	Batería (4h)	37	39
2036	Biomasa	24	29
2036	Bombeo	400	900
2036	Eólica	449	419
2036	Hidráulica	40	96
2036	Conversión CAC	640	307
2036	Solar	150	95
2037	Batería (4h)	38	38
2037	Batería (6h)	10	14
2037	Biomasa	33	40
2037	Eólica	413	381
2037	Hidráulica	388	931
2037	Conversión CAC	786	377
2037	Solar	150	94
2038	Batería (4h)	38	38

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Biomasa	35	42
2038	Eólica	450	411
2038	Hidráulica	481	1.154
2038	Conversión CAC	897	431
2038	Solar	150	92
2039	Batería (4h)	38	38
2039	Batería (6h)	7	10
2039	Biomasa	36	43
2039	Bombeo	200	450
2039	Eólica	500	454
2039	Hidráulica	185	444
2039	Conversión CAC	114	55
2039	Solar	150	91
2040	Batería (4h)	45	45
2040	Batería (6h)	79	110
2040	Biomasa	40	48
2040	Eólica	539	486
2040	Hidráulica	210	504
2040	Solar	180	107
2041	Batería (4h)	45	45
2041	Batería (6h)	5	7
2041	Biomasa	70	84
2041	Bombeo	200	450
2041	Eólica	500	448
2041	Gas natural (ciclo abierto)	50	42
2041	Hidráulica	60	144

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2041	Solar	180	106
2042	Batería (4h)	50	49
2042	Batería (6h)	130	179
2042	Biomasa	80	96
2042	Bombeo	400	900
2042	Eólica	487	434
2042	Hidráulica	181	434
2042	Solar	200	116
2043	Batería (4h)	45	44
2043	Batería (6h)	220	301
2043	Biomasa	45	54
2043	Bombeo	100	225
2043	Eólica	556	492
2043	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2043	Hidráulica	272	653
2043	Conversión CAC	296	142
2043	Solar	180	103
2044	Batería (4h)	53	51
2044	Batería (6h)	200	272
2044	Biomasa	40	48
2044	Bombeo	400	900
2044	Eólica	450	396
2044	Hidráulica	455	1.092
2044	Conversión CAC	573	275
2044	Solar	210	118
2045	Batería (4h)	90	87

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2045	Batería (6h)	170	229
2045	Biomasa	70	84
2045	Eólica	400	350
2045	Eólica marítima	250	403
2045	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2045	Hidráulica	355	852
2045	Solar	200	111
2046	Batería (4h)	63	60
2046	Batería (6h)	321	430
2046	Biomasa	60	72
2046	Eólica terrestre	405	353
2046	Eólica marítima	300	476
2046	Hidráulica	428	1.028
2046	Solar	250	136
2047	Batería (4h)	63	59
2047	Batería (6h)	320	426
2047	Biomasa	70	84
2047	Eólica terrestre	530	459
2047	Eólica marítima	300	468
2047	Hidráulica	450	1.079
2047	Conversión CAC	322	155
2047	Solar	250	134
2048	Batería (4h)	75	71
2048	Batería (6h)	400	529
2048	Biomasa	30	36
2048	Bombeo	100	225

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Eólica terrestre	500	430
2048	Eólica marítima	300	460
2048	Gas natural (ciclo abierto)	60	51
2048	Hidráulica	180	432
2048	Conversión CAC	755	362
2048	Solar	300	159
2049	Batería (4h)	88	82
2049	Batería (6h)	330	434
2049	Biomasa	70	84
2049	Eólica terrestre	420	360
2049	Eólica marítima	350	528
2049	Hidráulica	420	1.008
2049	Conversión CAC	50	24
2049	Solar	350	182
2050	Batería (4h)	88	82
2050	Batería (6h)	380	496
2050	Biomasa	10	12
2050	Bombeo	100	225
2050	Eólica terrestre	400	341
2050	Eólica marítima	500	742
2050	Hidráulica	280	672
2050	Solar	350	180

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	136	156
2024	Hidráulica	10	24
2024	Solar	197	159
2025	Eólica	101	113
2025	Hidráulica	30	72
2026	Batería (4h)	54	66
2026	Eólica	220	243
2026	Hidráulica	19	45
2026	Solar	214	164
2027	Eólica	160	173
2027	Hidráulica	206	494
2027	Solar	141	105
2028	Eólica	190	202
2028	Hidráulica	15	36
2028	Solar	156	114
2029	Eólica	230	239
2029	Hidráulica	187	449
2029	Solar	146	105
2030	Biomasa	37	45
2030	Eólica	120	122
2030	Hidráulica	216	519
2030	Solar	118	83
2031	Batería (4h)	10	11

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2031	Eólica	90	90
2031	Hidráulica	239	572
2031	Solar	117	81
2032	Batería (4h)	10	11
2032	Bombeo	200	450
2032	Eólica	90	89
2032	Hidráulica	238	572
2032	Solar	117	79
2033	Eólica	250	243
2033	Hidráulica	176	421
2033	Solar	116	77
2034	Bombeo	400	900
2034	Eólica	150	143
2034	Hidráulica	150	360
2034	Conversión CAC	50	24
2034	Solar	116	76
2035	Batería (4h)	37	39
2035	Bombeo	400	900
2035	Eólica	402	379
2035	Hidráulica	109	262
2035	Conversión CAC	664	319
2035	Solar	150	97
2036	Batería (4h)	37	39
2036	Biomasa	24	29
2036	Bombeo	400	900

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2036	Eólica	449	419
2036	Hidráulica	40	96
2036	Conversión CAC	640	307
2036	Solar	150	95
2037	Batería (4h)	38	38
2037	Batería (6h)	10	14
2037	Biomasa	33	40
2037	Eólica	413	381
2037	Hidráulica	388	931
2037	Conversión CAC	786	377
2037	Solar	150	94
2038	Batería (4h)	38	38
2038	Biomasa	35	42
2038	Eólica	450	411
2038	Hidráulica	481	1.154
2038	Conversión CAC	897	431
2038	Solar	150	92
2039	Batería (4h)	38	38
2039	Batería (6h)	7	10
2039	Biomasa	36	43
2039	Bombeo	200	450
2039	Eólica	500	454
2039	Hidráulica	185	444
2039	Conversión CAC	114	55
2039	Solar	150	91

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Batería (4h)	45	45
2040	Batería (6h)	79	110
2040	Biomasa	40	48
2040	Eólica	539	486
2040	Hidráulica	210	504
2040	Solar	180	107
2041	Batería (4h)	45	45
2041	Batería (6h)	5	7
2041	Biomasa	70	84
2041	Bombeo	200	450
2041	Eólica	500	448
2041	Gas natural (ciclo abierto)	50	42
2041	Hidráulica	60	144
2041	Solar	180	106
2042	Batería (4h)	50	49
2042	Batería (6h)	130	179
2042	Biomasa	80	96
2042	Bombeo	400	900
2042	Eólica	487	434
2042	Hidráulica	181	434
2042	Solar	200	116
2043	Batería (4h)	45	44
2043	Batería (6h)	220	301
2043	Biomasa	45	54
2043	Bombeo	100	225

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Eólica	556	492
2043	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2043	Hidráulica	272	653
2043	Conversión CAC	296	142
2043	Solar	180	103
2044	Batería (4h)	53	51
2044	Batería (6h)	200	272
2044	Biomasa	40	48
2044	Bombeo	400	900
2044	Eólica	450	396
2044	Hidráulica	455	1.092
2044	Conversión CAC	573	275
2044	Solar	210	118
2045	Batería (4h)	90	87
2045	Batería (6h)	170	229
2045	Biomasa	70	84
2045	Eólica terrestre	400	350
2045	Eólica marítima	250	403
2045	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2045	Hidráulica	355	852
2045	Solar	200	111
2046	Batería (4h)	63	60
2046	Batería (6h)	321	430
2046	Biomasa	60	72
2046	Eólica terrestre	405	353

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Eólica marítima	300	476
2046	Hidráulica	428	1.028
2046	Solar	250	136
2047	Batería (4h)	63	59
2047	Batería (6h)	320	426
2047	Biomasa	70	84
2047	Eólica terrestre	530	459
2047	Eólica marítima	300	468
2047	Hidráulica	450	1.079
2047	Conversión CAC	322	155
2047	Solar	250	134
2048	Batería (4h)	75	71
2048	Batería (6h)	400	529
2048	Biomasa	30	36
2048	Bombeo	100	225
2048	Eólica terrestre	500	430
2048	Eólica marítima	300	460
2048	Gas natural (ciclo abierto)	60	51
2048	Hidráulica	180	432
2048	Conversión CAC	755	362
2048	Solar	300	159
2049	Batería (4h)	88	82
2049	Batería (6h)	330	434
2049	Biomasa	70	84
2049	Eólica terrestre	420	360

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2049	Eólica marítima	350	528
2049	Hidráulica	420	1.008
2049	Conversión CAC	50	24
2049	Solar	350	182
2050	Batería (4h)	88	82
2050	Batería (6h)	380	496
2050	Biomasa	10	12
2050	Bombeo	100	225
2050	Eólica terrestre	400	341
2050	Eólica marítima	500	742
2050	Hidráulica	280	672
2050	Solar	350	180

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Perú (valores acumulados en MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	18	26
2026	119	128
2027	203	230
2028	260	302
2029	346	415
2030	474	514
2031	581	605
2032	685	737
2033	782	846
2034	922	1.019
2035	1.078	1.373
2036	1.253	1.723
2037	1.438	2.087

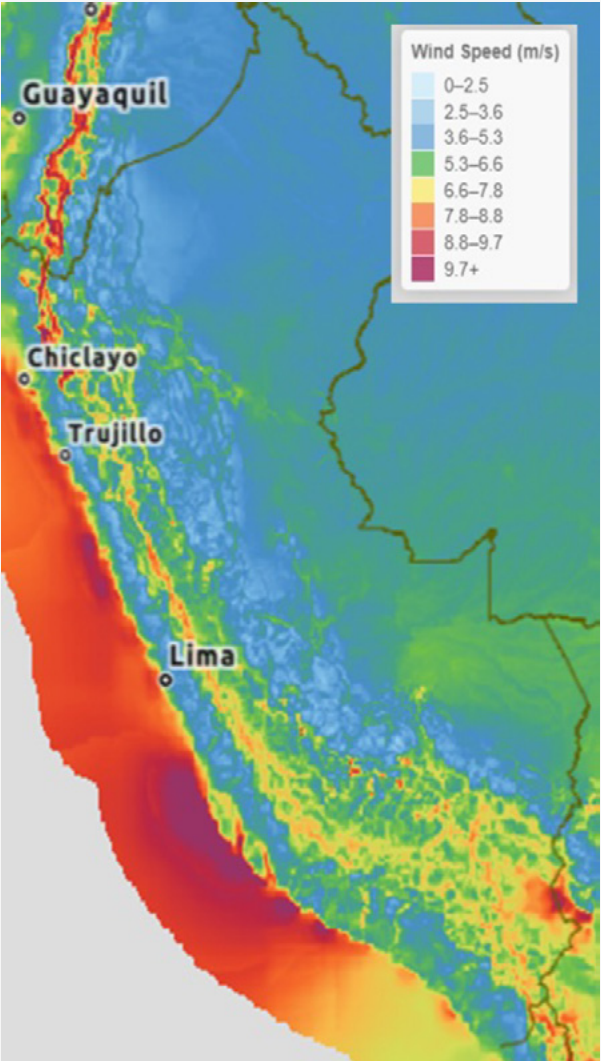
Año	Casos	
	BAU	TE
2038	1.615	2.499
2039	1.786	2.746
2040	1.990	2.966
2041	2.188	3.188
2042	2.405	3.495
2043	2.633	3.859
2044	2.873	4.337
2045	3.153	4.665
2046	3.458	5.032
2047	3.773	5.495
2048	4.098	6.037
2049	4.427	6.454
2050	4.757	6.877

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar

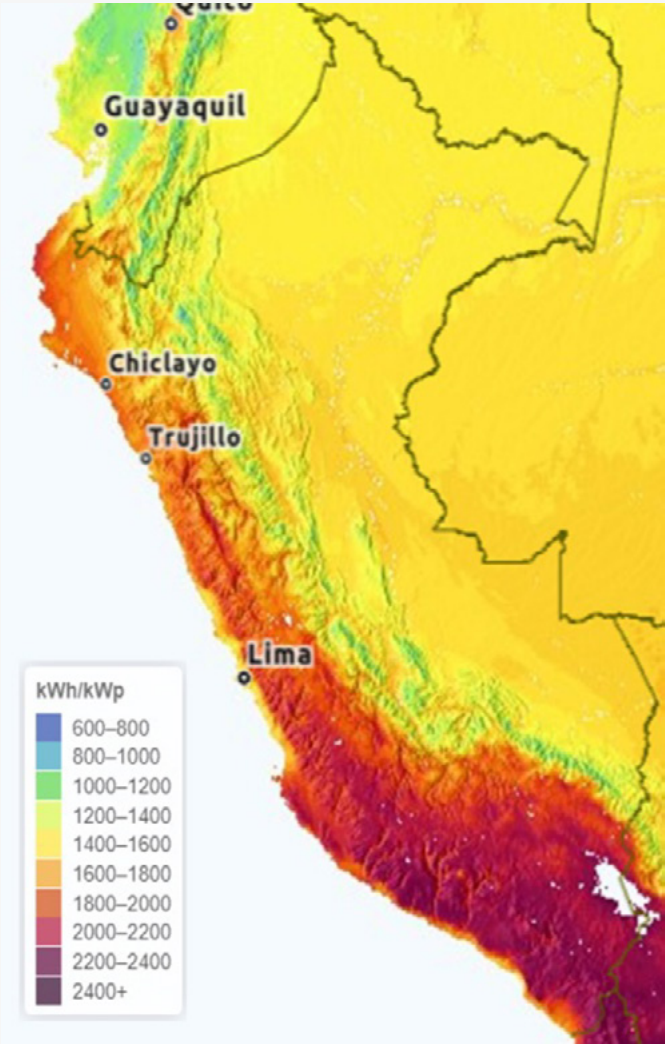
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático¹⁰. 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

¹⁰ 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>).

importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

- ▶ **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

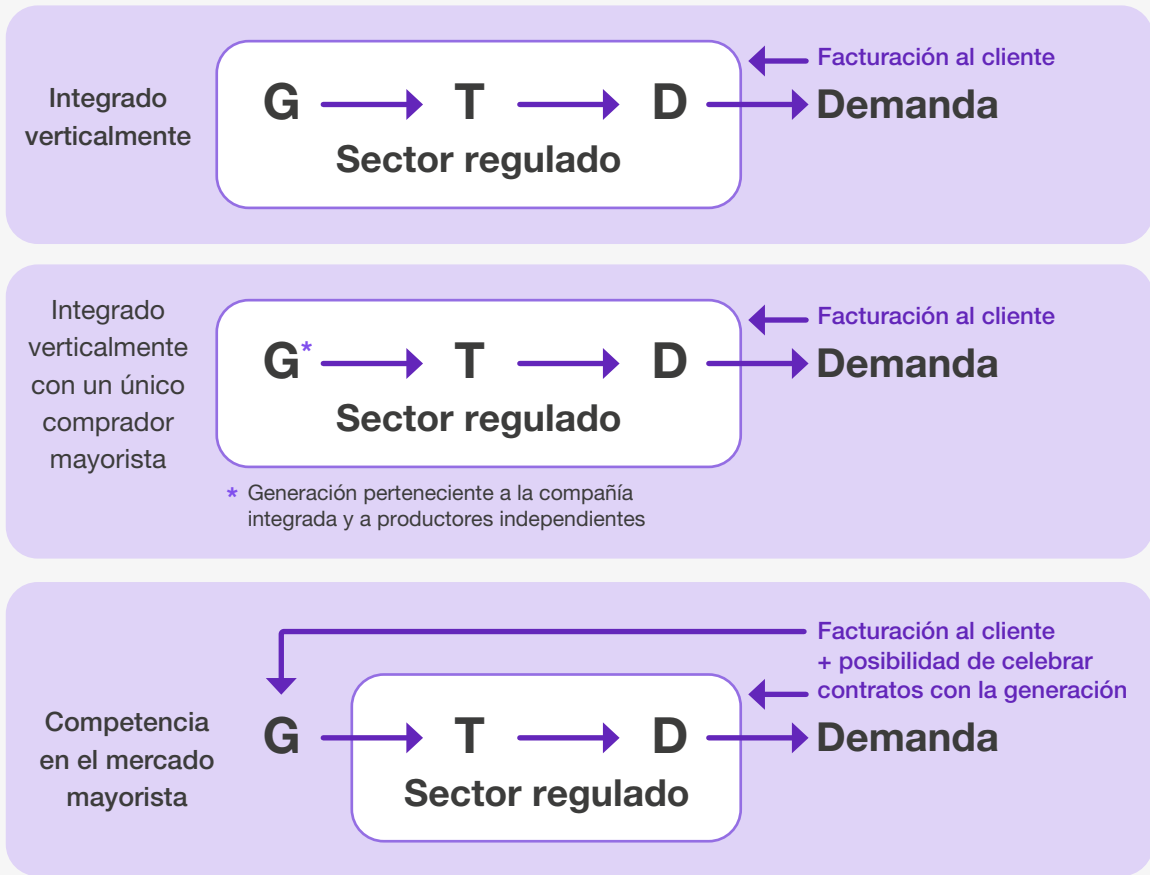
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

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, Chile 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, 2024)) y una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema (modelo SDDP (PSR, 2024)). 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.

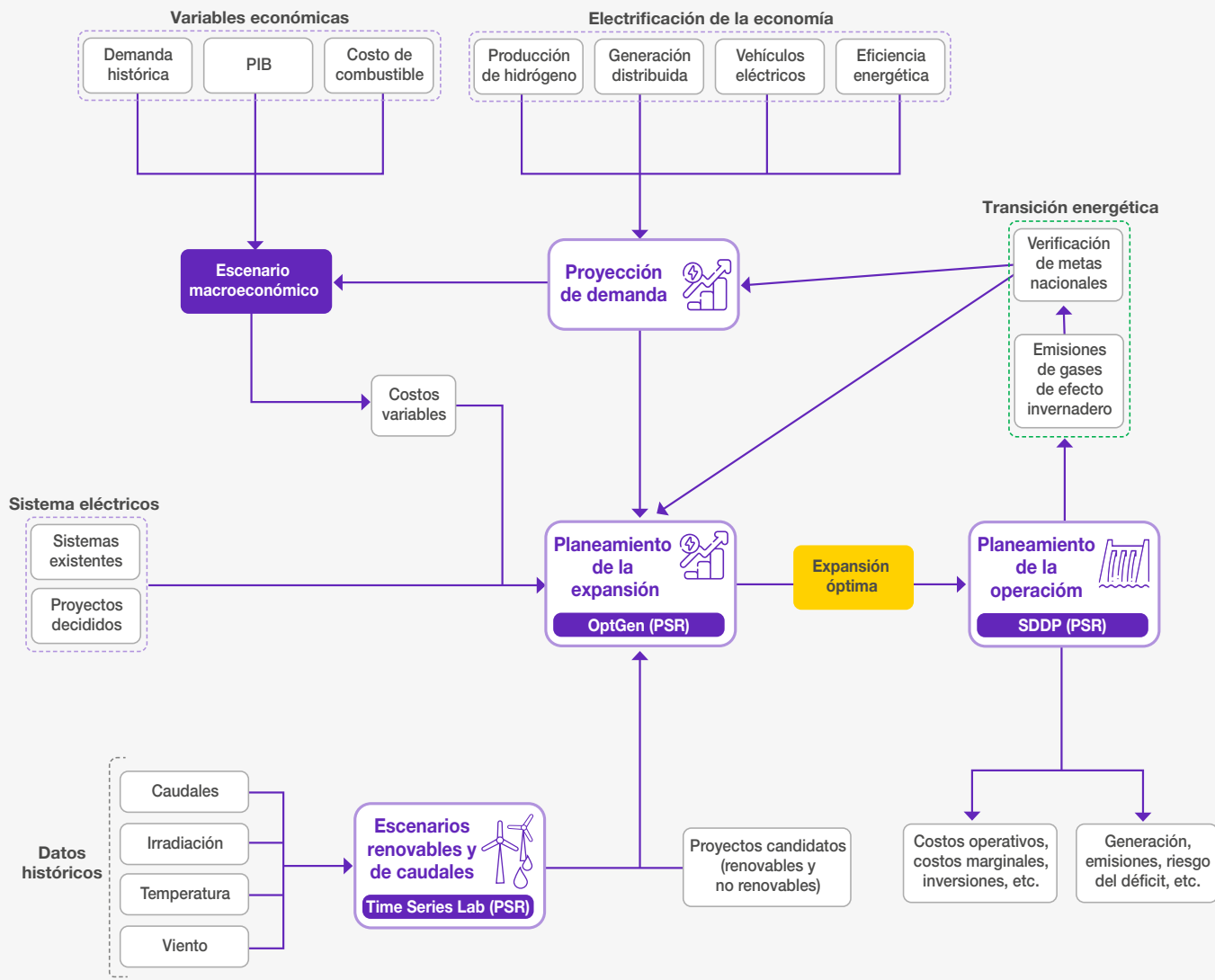
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros 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 escenarios del estudio



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 las 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, así como identificar las diferencias de supuestos y los 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.

► **Etapas 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 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.

► **Etapas 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.

► **Etapla 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.

► **Etapla 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 (CO₂).

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

Criterios de confiabilidad

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

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

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

Esto significa que la reserva probabilística dinámica (RPD) no se puede definir *a priori* y tiene que hacer parte del proceso de optimización. En la literatura científica, esto se conoce como cooptimización de los costos y la flexibilidad. En términos prácticos, se hace un proceso iterativo, donde se calcula la reserva RPD para cada plan de expansión candidato.

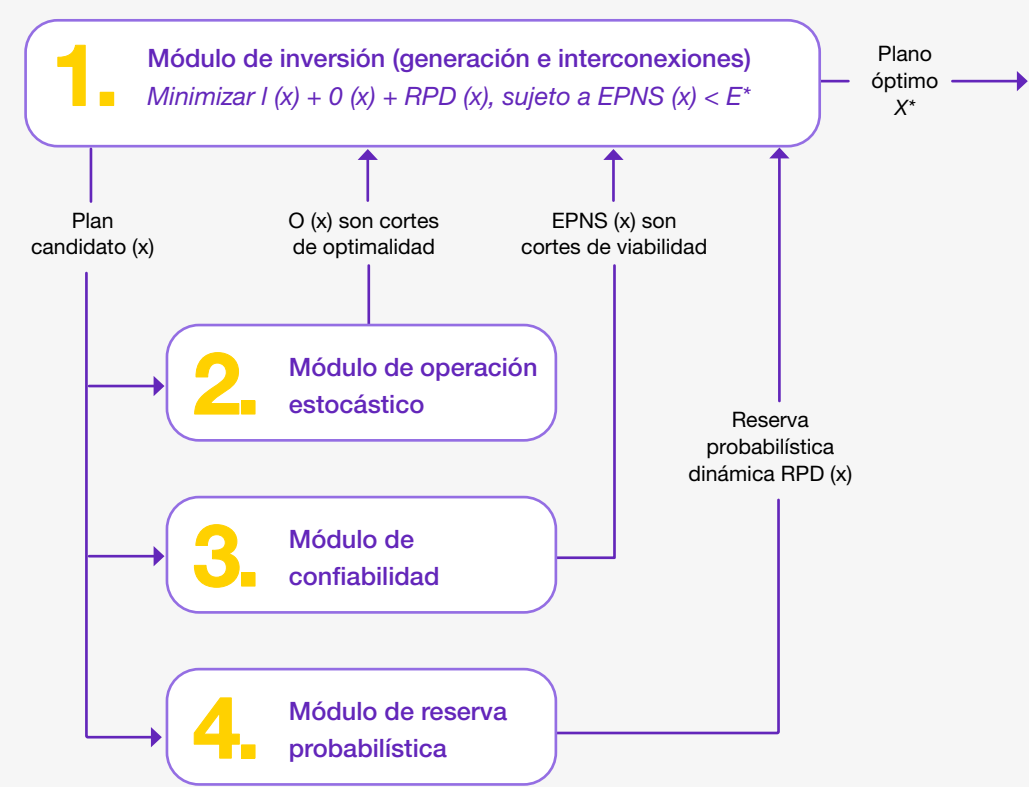
Procedimiento de solución del problema de expansión

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

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

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

FIGURA A 7.3
Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



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

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

El mismo plan de expansión x es un dato de entrada para el módulo 3, donde

se calcula la confiabilidad del suministro a través de un algoritmo de simulación Monte Carlo, que representa las fallas de los equipos y la variabilidad de la producción renovable.

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

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

Etapa 5. Cálculo de la prima verde

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

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

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

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:

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

► **Eta****pa 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 este creciente requerimiento, así como los costos de los equipos (líneas, transformadores, subestaciones y otros dispositivos de transmisión), que varían por nivel de voltaje. De esta manera, se determinan las inversiones en transmisión necesarias en cada caso y las diferencias (incrementos) requeridas en el escenario de TE con respecto al escenario de BAU.

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

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



Pronóstico de la demanda

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

► **Modelos de proyección de la demanda energética**

Uno de los mayores desafíos de esta tarea es la selección del método de pronóstico que se utilizará. Con la existencia de una amplia variedad de opciones, es necesario comprender los enfoques y su relevancia en diferentes contextos. En este subapartado, se da una breve descripción de enfoques utilizados internacionalmente y se sugiere el método de proyección de demanda 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.



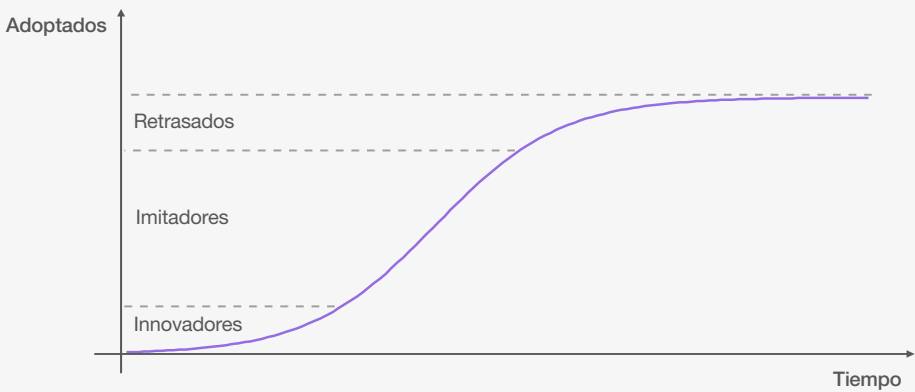
Generación distribuida

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):

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

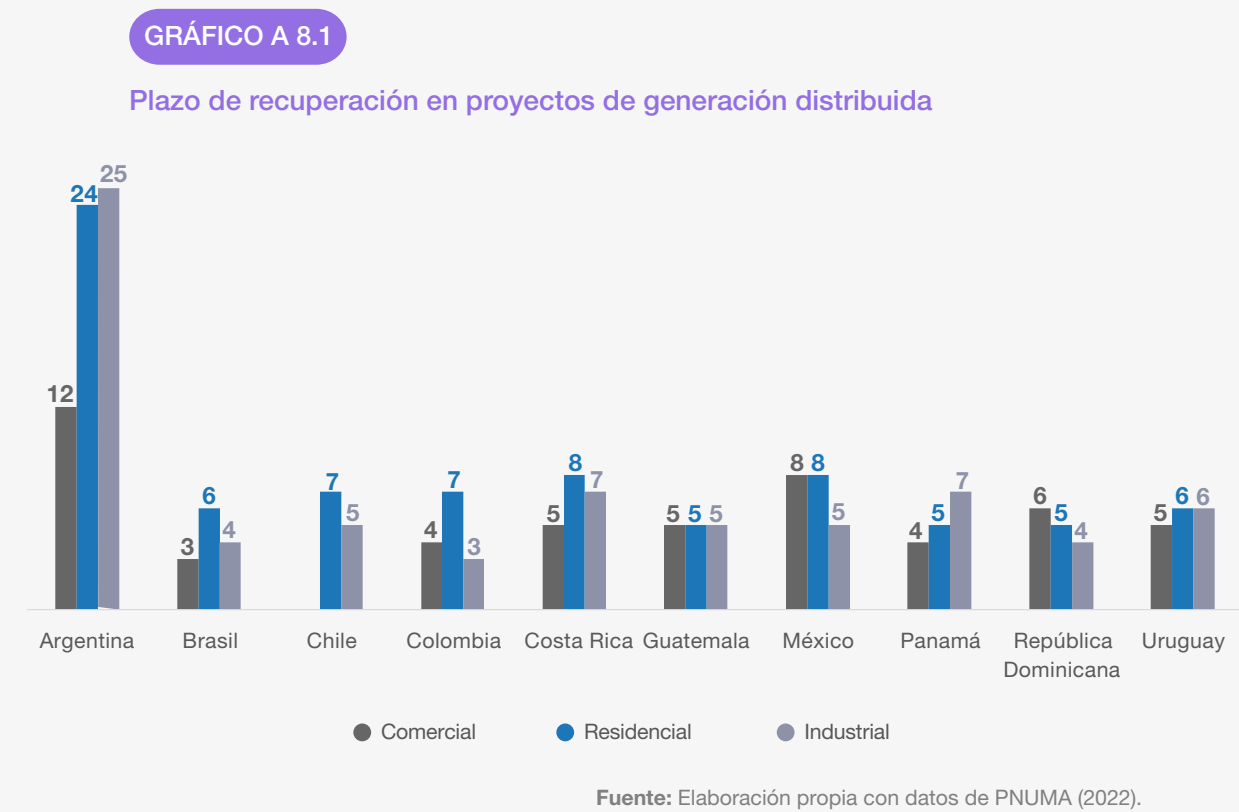
Siendo:

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). Este organismo 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.



A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO¹¹ en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del *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 Perú, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

¹¹ 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.

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 se puede definir como:

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

Siendo:

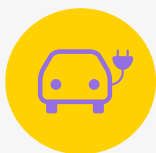
F(t): la función de distribución acumulada;

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;

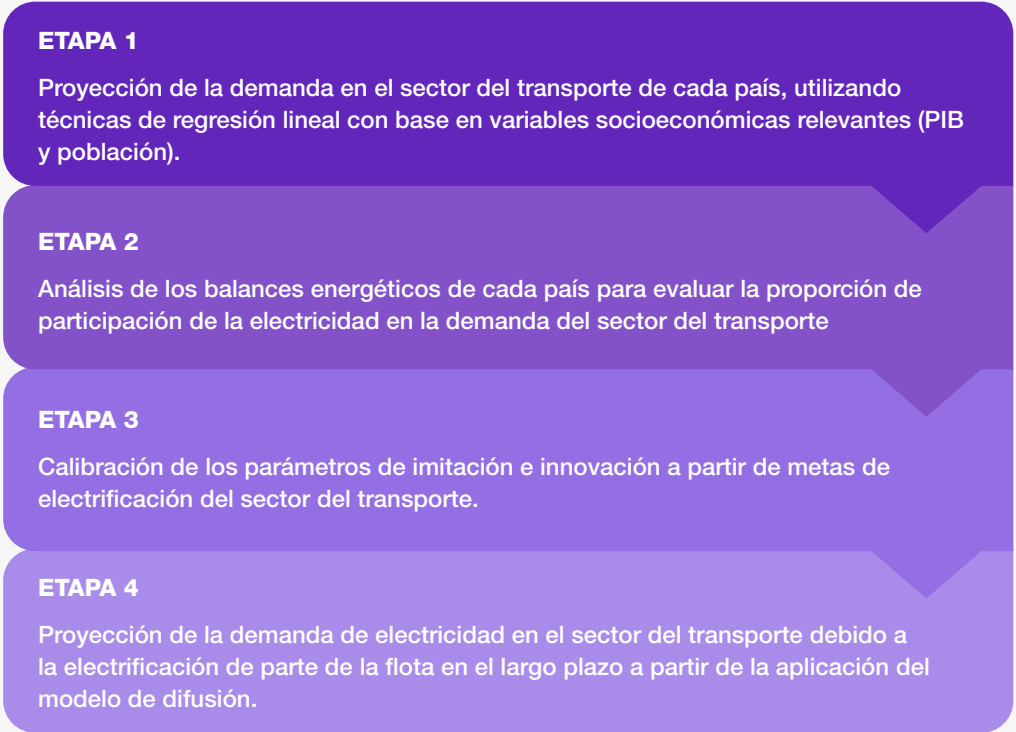
p : el coeficiente de innovación;

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 del país en cuestión. 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



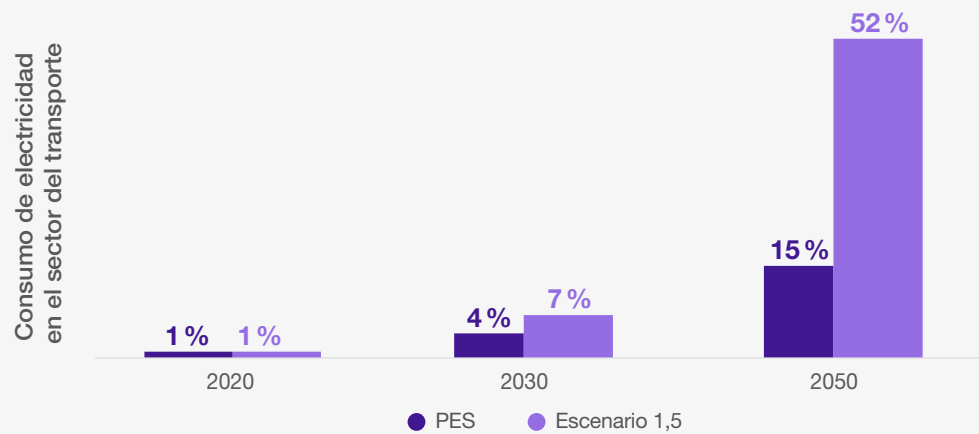
Varios gobiernos están adoptando planes e iniciativas con el objetivo de reducir el consumo de derivados del petróleo y aumentar el consumo de electricidad en el sector del transporte. Con el objetivo de apoyar estos esfuerzos, algunas instituciones han desarrollado estudios que buscan proyectar posibles 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 de transporte es inferior al 0,1 % o incluso nulo, como es el caso de Costa Rica, El Salvador, Jamaica, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Venezuela. Es importante resaltar que estos análisis consideran los valores presentados para el último balance energético anual de cada país mencionado.

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

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

FIGURA A 8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA

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



Hidrógeno verde

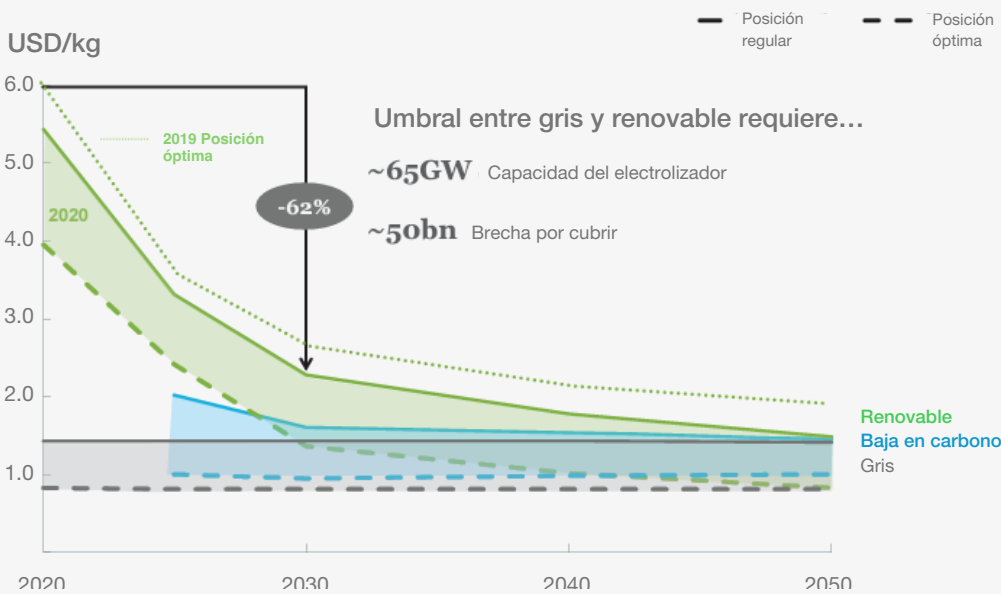
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados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

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H_2V]). 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 ¹². Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H_2V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

GRÁFICO A 8.3

Costo de producción del hidrógeno verde, azul (a partir de gas natural pero 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.

¹² El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

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

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

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

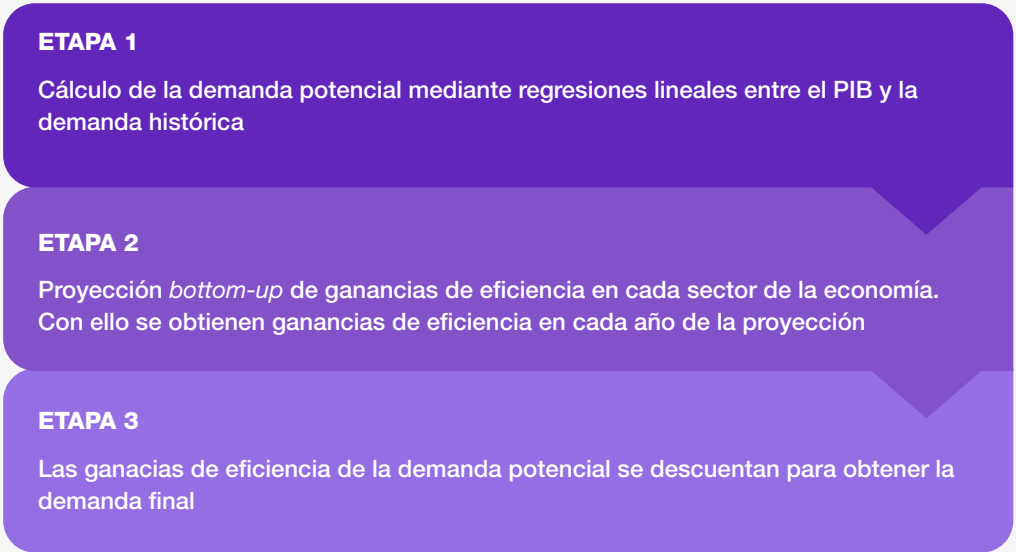


Eficiencia energética

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

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia



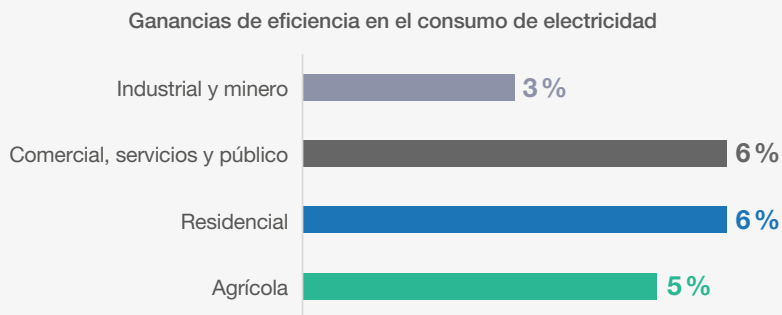
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

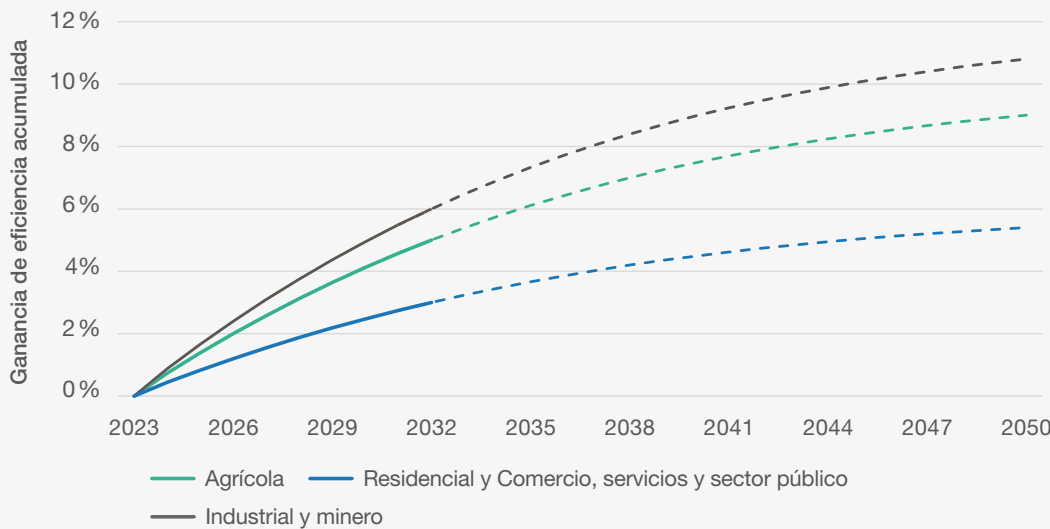


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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



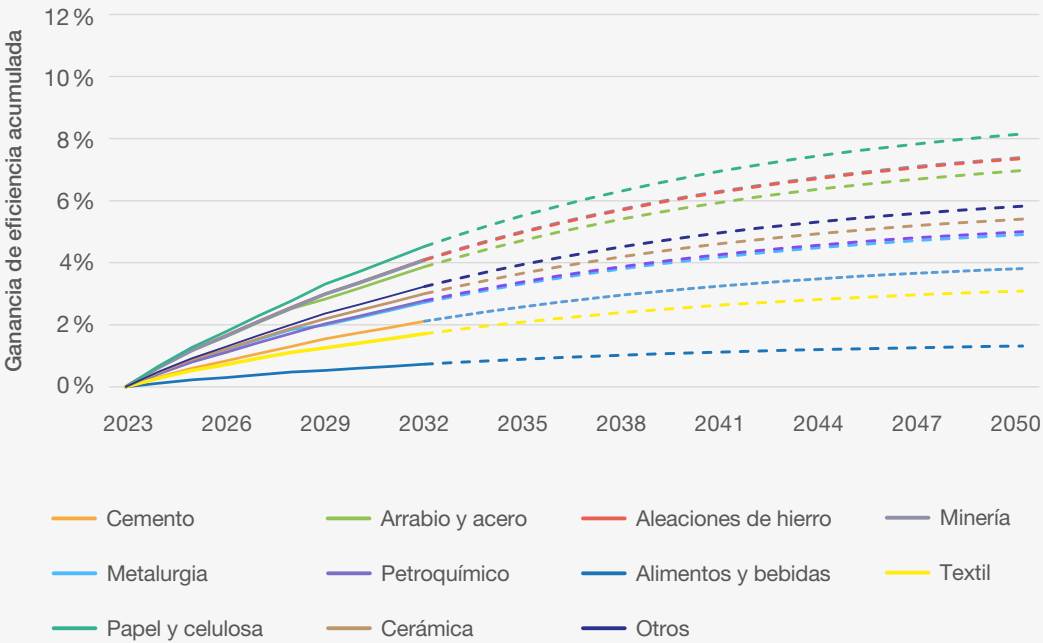
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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 *per se* por parte de los generadores y de los cargos adicionales relacionados con el transporte, la distribución y comercialización de los productos. El 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.

En el caso de los componentes 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.

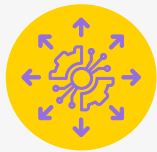
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas 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, tales como 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 estándar 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

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.8.2¹³.

CUADRO A 8.2

Costos definidos para cada tipo de línea de transmisión

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

¹³ Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron 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.



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:

$$IT = \sum_{i=2050}^{2050} \sum_k (L_{k,i} * C_k) + CS_i \tag{1}$$

Siendo:

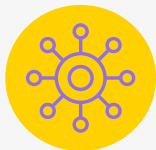
L_{k,i}: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

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

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

Una vez que se estima el costo total para las líneas de transmisión y se relaciona con la proporción de inversión mencionada en el subapartado anterior entre líneas de transmisión y subestaciones, se considera también el costo para la

instalación de subestaciones y los equipos asociados para cada año, resultando en la inversión total en transmisión para el horizonte de estudio.



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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



Fuente: Elaboración propia (con imágenes tomadas de la web).

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

Etapas 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 SCADA¹⁴. 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.

¹⁴ 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 promedio de una instalación de GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para Perú 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: Elaboración propia con 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 Perú, 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	2.192	1.327	12.772
2040	8.204	6.380	45.499
2050	20.675	18.698	110.028



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 (porcentaje)	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 (CA), 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

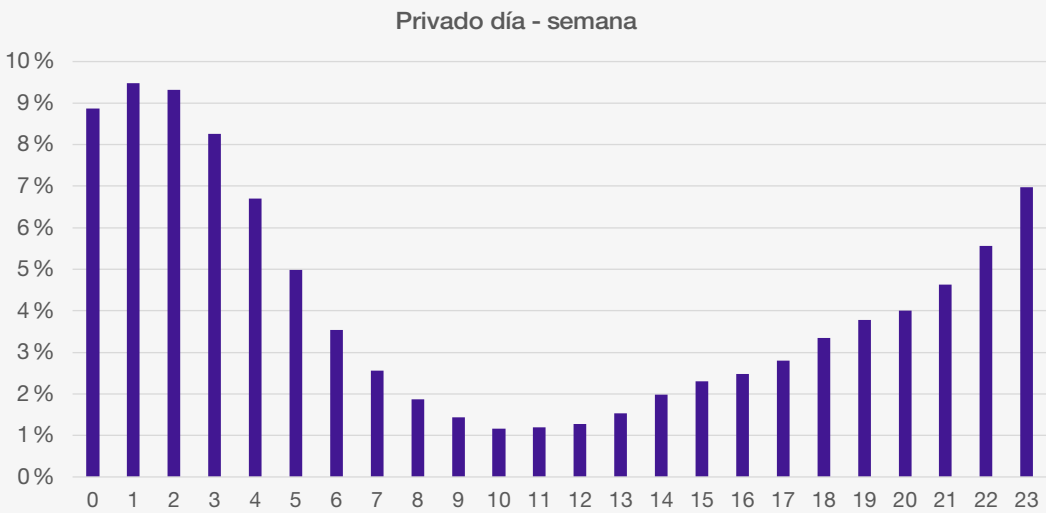
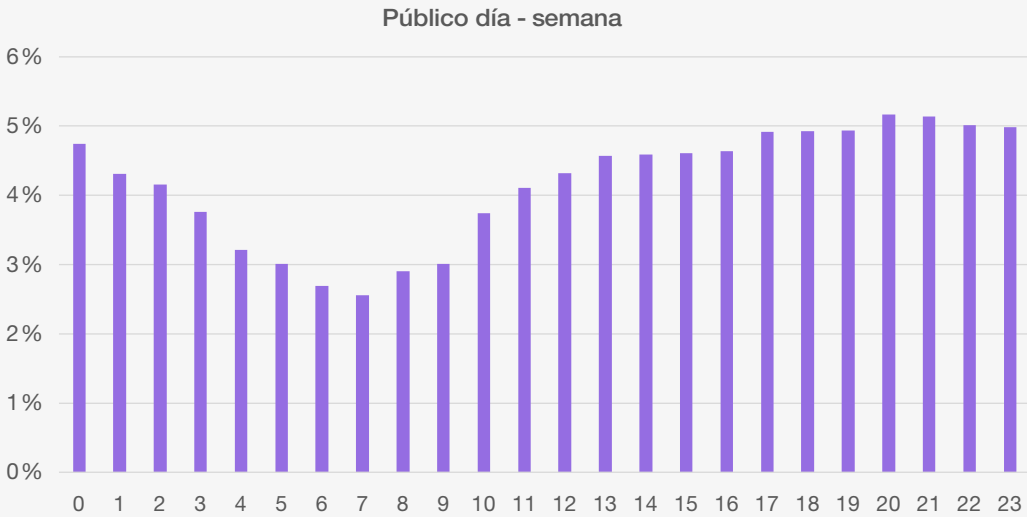


GRÁFICO A 8.8

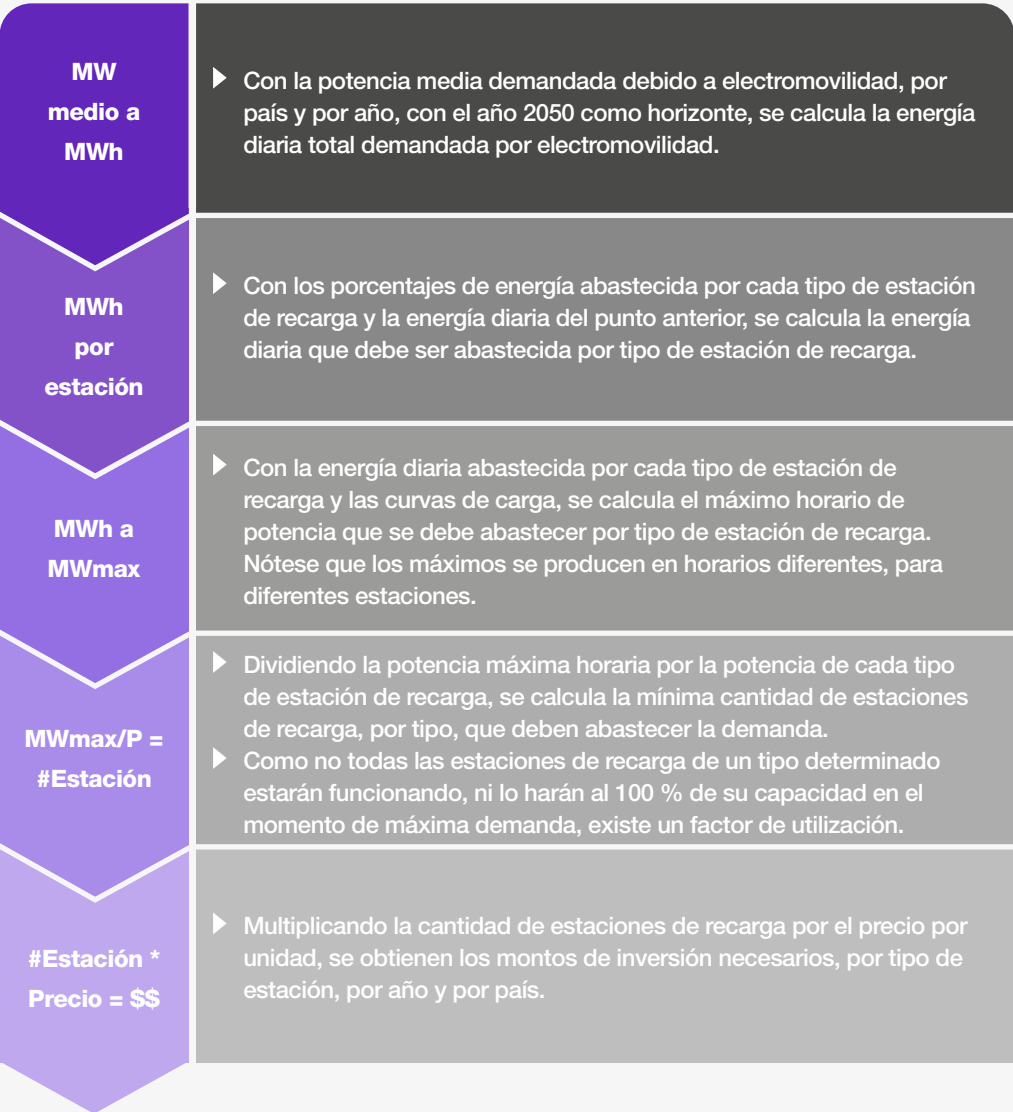
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.6, 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

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
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.

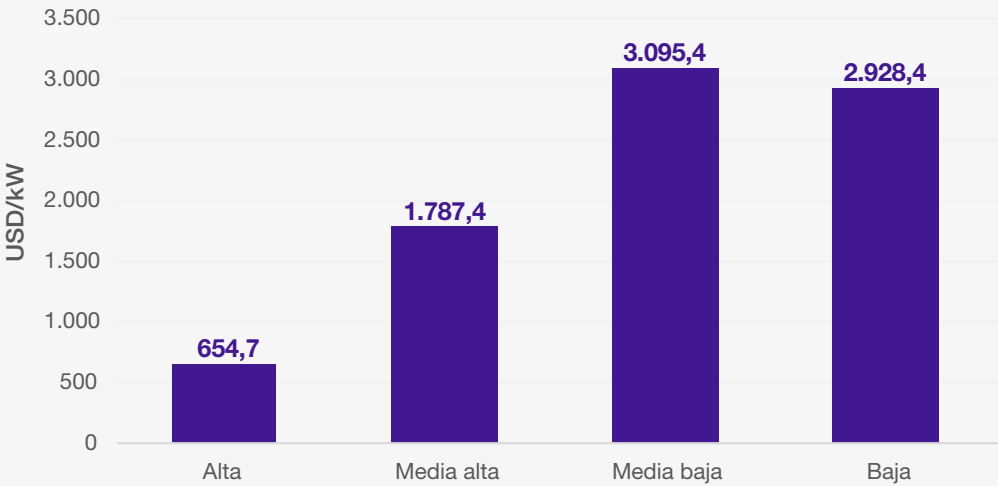
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

