

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

Panamá



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 Panamá

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 Migueis, 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 Panamá

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Panamá

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	35



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	38
Estructura y funcionamiento sectorial	41
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	44
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	58
Proyección de los precios de los combustibles	60
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Tecnologías candidatas para la expansión	65
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	70
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 Panamá

Caso de BAU	89
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	100
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	108
Inversiones en transmisión	117
Inversiones en distribución	120
Instalación de medidores inteligentes en Panamá	
Inversiones en estaciones de recarga pública en Panamá	
Refuerzo de la red de distribución en Panamá	



Ejes de acción en Panamá

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 red de transmisión	36
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Panamá	39
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	59
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	66
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	68
Cuadro 4.4	Proyectos considerados en el plan de expansión de Panamá	87
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Panamá	132
Figura 2.1	Representación del sistema de transmisión de Panamá	36
Figura 3.1	Resultados del diagnóstico del marco regulatorio de EE en Panamá	47
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Panamá	118
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	131

ÍNDICE DE GRÁFICOS

▼

Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada en el sistema panameño a fines de 2023	35
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	62
Gráfico 4.2	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	62
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	64
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	64
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	65
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	69
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	69
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	71
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	72
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	73
Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	74
Gráfico 4.12	Datos de proyectos de GD instalados en Panamá	75

Gráfico 4.13	Curva de adopción de la generación distribuida	76
Gráfico 4.14	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	77
Gráfico 4.15	Proyección de la demanda en el sector del transporte	79
Gráfico 4.16	Porcentaje de consumo de energía eléctrica con relación a la demanda del sector del transporte	80
Gráfico 4.17	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	81
Gráfico 4.18	Porcentaje de la demanda por electromovilidad <i>versus</i> demanda potencial	81
Gráfico 4.19	Producción de hidrógeno verde en Panamá	84
Gráfico 4.20	Consumo de electricidad de los electrolizadores en Panamá	84
Gráfico 4.21	Distribución de la demanda en los sectores de la economía panameña	85
Gráfico 4.22	Proyección de ganancias de eficiencia en Panamá	86
Gráfico 4.23	Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios en Panamá	87
Gráfico 5.1	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema panameño en el caso de BAU	90
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema panameño hasta 2050 en el caso de BAU	91

Gráfico 5.3	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema panameño en el caso de BAU	91
Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema panameño en 2024	93
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema panameño en 2024	94
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema panameño en 2024	94
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema panameño en el caso de BAU	95
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema panameño en el caso de BAU	96
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema panameño para el año 2050 en el caso de BAU	96
Gráfico 5.10	Importaciones y exportaciones anuales en el sistema panameño	97
Gráfico 5.11	Costos marginales anuales en el sistema panameño en el caso de BAU	98
Gráfico 5.12	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema panameño en el caso de BAU	99
Gráfico 5.13	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema panameño en el caso de TE	100
Gráfico 5.14	Evolución de la capacidad instalada en el sistema panameño hasta 2050 en el caso de TE	101

Gráfico 5.15	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema panameño en el caso de TE	102
Gráfico 5.16	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema panameño en el caso de TE	103
Gráfico 5.17	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema panameño en el caso de TE	103
Gráfico 5.18	Despacho típico diario en el sistema panameño para el año 2040 en el caso de TE	104
Gráfico 5.19	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema panameño en caso de TE	105
Gráfico 5.20	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema panameño en el caso de TE	105
Gráfico 5.21	Despacho típico diario en el sistema panameño para el año 2050 en el caso de TE	106
Gráfico 5.22	Costos marginales anuales en el sistema panameño en el caso de TE	107
Gráfico 5.23	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema panameño en el caso de TE	108
Gráfico 5.24	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema panameño	109
Gráfico 5.25	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema panameño en los casos de BAU y TE	110

Gráfico 5.26	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema panameño	111
Gráfico 5.27	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema panameño en los casos de BAU y TE	112
Gráfico 5.28	Comparación de los costos marginales en el sistema panameño en los casos de BAU y TE	113
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de inversión en generación	114
Gráfico 5.30	Evolución de los costos de operación	114
Gráfico 5.31	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde	116
Gráfico 5.32	Inversiones en el sistema de transmisión panameño por década	119
Gráfico 5.33	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	121
Gráfico 5.34	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	122
Gráfico 5.35	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	123
Gráfico 5.36	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	124
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	124
Gráfico 5.38	Inversiones anuales en la red de distribución	125

Abreviaciones

ATE	Agenda de transición energética
BAU	Continuidad (<i>business as usual</i>)
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CIME	Comisión Interinstitucional de Movilidad Eléctrica
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CND	Centro Nacional del Despacho
CO₂	Dióxido de carbono
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
ENGED	Estrategia Nacional de Generación Distribuida
ENHIVE	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados
ENISIN	Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
ENUREE	Estrategia Nacional para Uso Racional y Eficiente de los Recursos Energéticos
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencionada
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica
GD	Generación distribuida
GN	Gas natural

GNL	Gas natural licuado
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatios por hora
H₂ V	Hidrógeno verde
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
LME	Ley de Movilidad Eléctrica
MM	Mercado mayorista
MUSD	Millones de dólares estadounidenses
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
SNE	Secretaría Nacional de Energía
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 Panamá, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050.

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

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

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para la expansión del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo. Esto hará posible establecer los parámetros de

expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad) 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 de transición energética en Panamá revela varias brechas y oportunidades de mejora. En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), se han establecido metas y creado leyes e incentivos, pero aún existen desafíos en su implementación. La eficiencia energética, aunque respaldada por la Estrategia Nacional para Uso Racional y Eficiente de los Recursos Energéticos (ENUREE), enfrenta dificultades en términos de financiamiento y difusión de la información a fin de alcanzar sus objetivos para 2030.

La electromovilidad en Panamá también presenta retos significativos. A pesar de las leyes y estrategias promulgadas, se necesitan mejoras en la infraestructura de recarga, la capacitación profesional y la implementación efectiva de la regulación. La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE) busca desarrollar este recurso, pero enfrenta brechas en la capacitación de recursos humanos, normativa técnica y fomento de inversiones necesarias a fin de cumplir con las metas establecidas para 2030, 2040 y 2050.

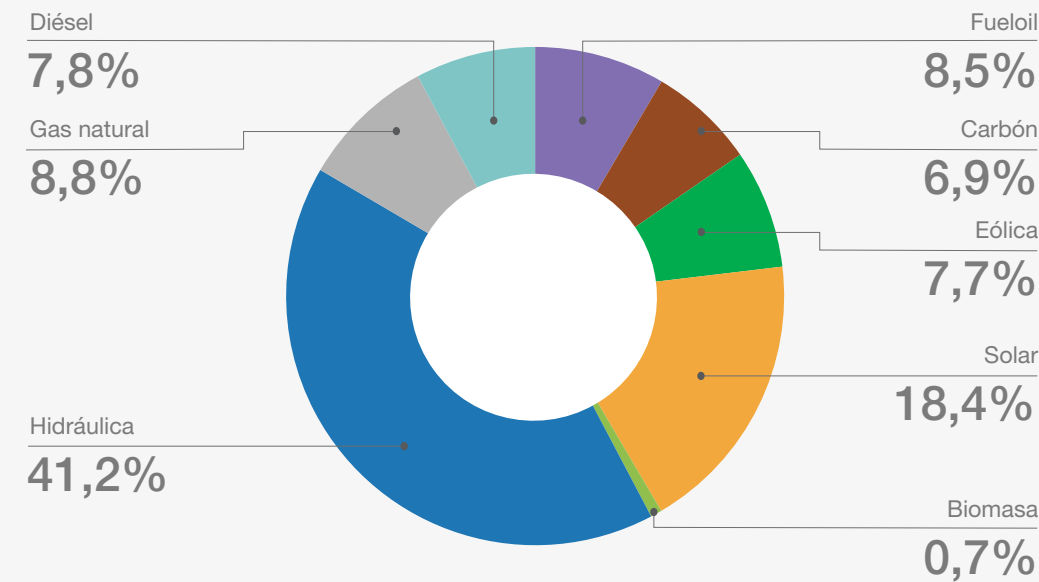
Las redes y la medición inteligentes son otro ámbito en el que Panamá ha avanzado con la Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN), aunque es necesario definir nuevas reglas para la adopción de tecnologías de este tipo y la seguridad de la información. En cuanto a la generación distribuida, existen barreras relacionadas con la inyección de energía y los límites de potencia establecidos, lo cual afecta a usuarios con menor capacidad instalada.

Por último, el gas natural se considera un elemento puente en la Agenda de Transición Energética 2020-2030, permitiendo a Panamá sustituir el carbón y el petróleo por una fuente menos contaminante, hasta que se logre un uso más amplio de las energías renovables. Aunque se han desarrollado proyectos significativos de GNL, todavía falta un marco regulatorio específico para el desarrollo del gas natural en el sector energético del país.

El sistema eléctrico de Panamá se caracteriza principalmente por la participación hidroeléctrica, puesto que al finalizar 2023 representaba alrededor del 41 % de los 4,4 GW de capacidad instalada. Además, el país cuenta con una parte significativa de plantas solares en su matriz de generación, equivalente al 18,4 % del total.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada del sistema panameño a finales de 2023



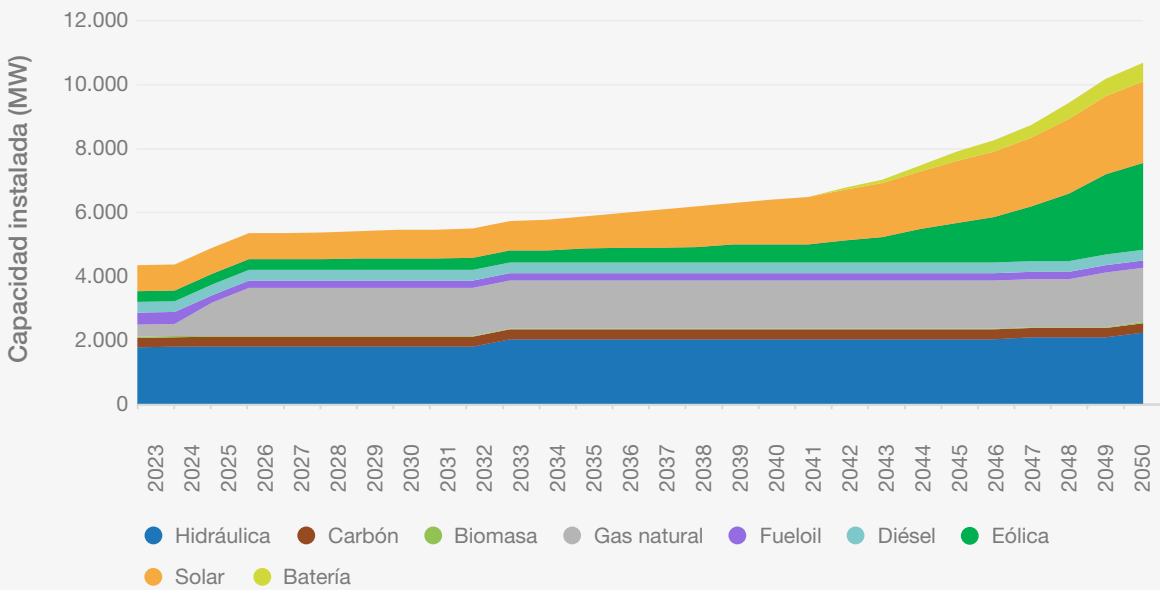
Fuente: CND (2023).

En la expansión del sistema en el caso de BAU, la presencia de fuentes renovables no convencionales experimenta un crecimiento significativo, llegando a representar aproximadamente el 49 % del total en 2050. En la primera década del estudio, se lleva a cabo la puesta en marcha de dos grandes centrales de gas natural, sumando alrededor de 1 GW de capacidad. La entrada de estas planas tiene un impacto significativo en el suministro, aumentando considerablemente el exceso de oferta de energía. Para los años restantes, la expansión se realizará principalmente a través de fuentes solares y eólicas

(véase el gráfico 5.2). La inversión en generación en este escenario totaliza USD 6.562 millones.

GRÁFICO 2

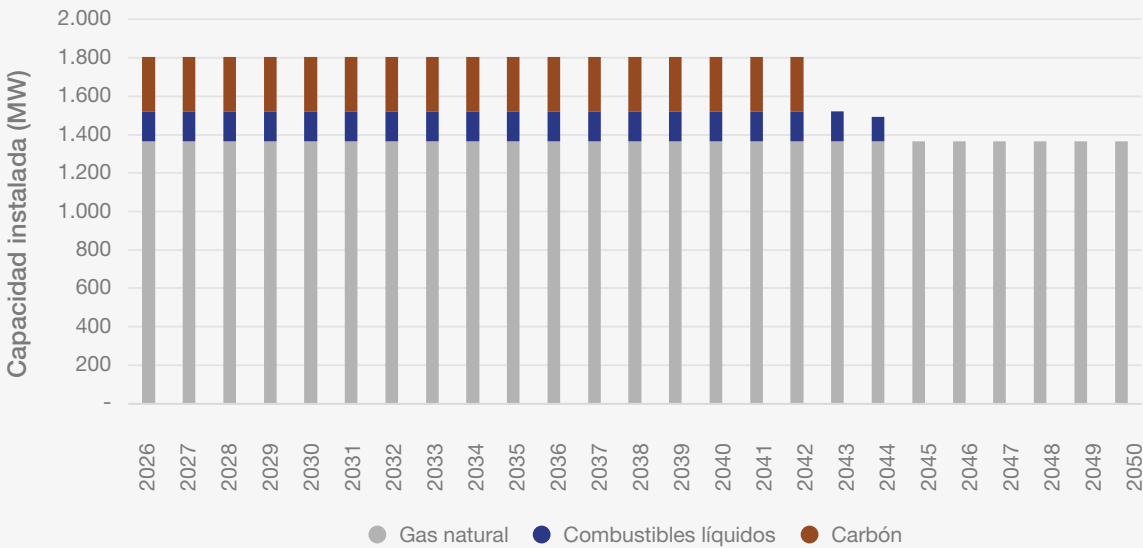
Evolución de la capacidad instalada en el sistema panameño hasta 2050 en el caso de BAU



El caso de TE se distingue por la desactivación de las centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero (excepto las de gas natural). En este escenario, se considera la retirada de 700 MW de centrales termoeléctricas hasta 2050.

GRÁFICO 3

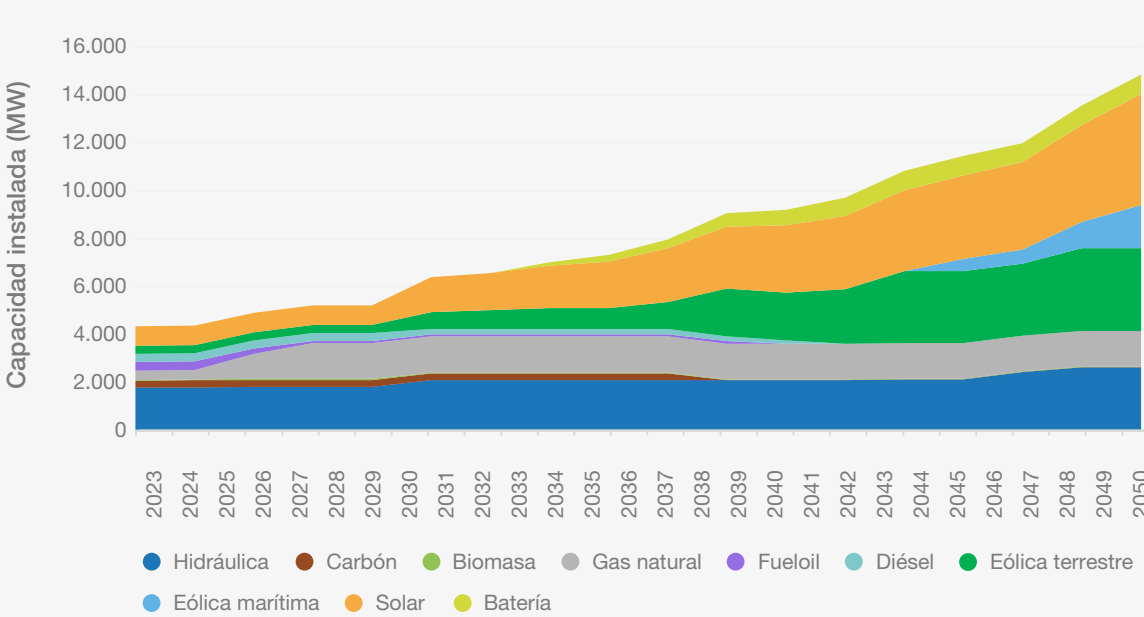
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema panameño



Una consecuencia de esa medida es que aumenta la participación de tecnologías con capacidad de almacenamiento en el sistema panameño, especialmente baterías con una duración de hasta 6 horas. Estas unidades comienzan a ganar una mayor presencia durante la última década del estudio, como se observa en el gráfico 4. Para lograr las metas de descarbonización, se invierten en total USD 11.721 millones en generación en el caso de TE, un aumento del 85 % en relación con el caso de BAU.

GRÁFICO 4

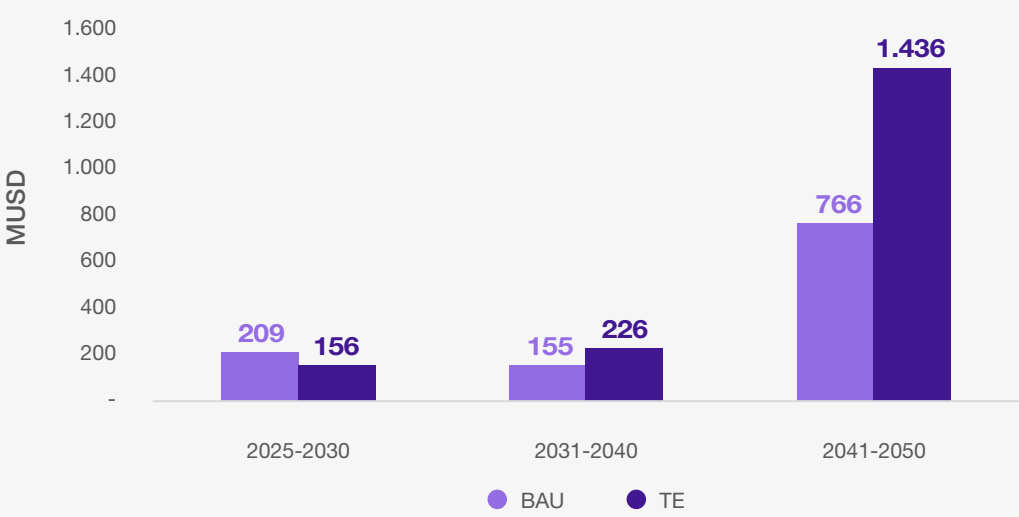
Evolución de la capacidad instalada en el sistema panameño hasta 2050 en el caso de TE



En ese escenario, la capacidad añadida en generación se concentra cerca del centro de carga, ubicado en la ciudad de Panamá, lo que requiere refuerzos limitados en la red de transmisión. En cambio, en el caso de TE, con la necesidad de una mayor oferta para satisfacer la demanda y la incorporación de eólicas marítimas a lo largo del horizonte, se evidencia una mayor necesidad de fortalecer las líneas de transmisión, dado que esta nueva capacidad se encuentra más distante del centro de carga. Lo anterior se traduce en inversiones más elevadas en el sistema de transmisión del país. Se estima que estas ascenderán en total a USD 1.131 millones en el caso de BAU y USD 1.819 millones en el caso de TE, lo que significa una diferencia de casi el 61 % entre los dos escenarios.

GRÁFICO 5

Inversiones en el sistema de transmisión de Panamá por década



Las inversiones en distribución se destinan en un 74 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 680 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta. Las inversiones calculadas para el sector de distribución se encuentran muy ligadas al desarrollo de una red de recarga pública, para lo cual ya se ha expedido regulación técnica.

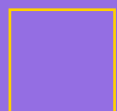
El cuadro 1 resume las inversiones totales en generación, transmisión y distribución en el periodo 2024-2050 en los dos casos de expansión considerados en Panamá.

CUADRO 1

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

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	6.562	1.131	680	8.372
TE (MUSD)	11.721	1.819	680	14.219

1



Introducción



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

Adicionalmente, diversas tecnologías y regulaciones desarrolladas en el corto y mediano plazo han 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 configuran 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, 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 Panamá 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 panameño 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 Panamá, 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 Panamá, 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 Panamá.

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

2

Caracterización del sistema eléctrico de Panamá



» En este capítulo, se analiza el sector eléctrico del país. Se presenta el panorama institucional del sector eléctrico y sus principales agentes. A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes de energía en las capacidades instaladas de estos sistemas, así como las líneas e infraestructuras de transmisión de energía eléctrica.

Síntesis del sistema eléctrico de Panamá

- El sistema panameño tenía una capacidad instalada al final de 2023 de 4,4 gigavatios (GW), con una combinación de centrales hidroeléctricas, térmicas de combustibles líquidos, gas natural y carbón, así como renovables, incluidas eólicas, solares y de biomasa.
- Está interconectado con el Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante una línea de 300 megavatios (MW) con Costa Rica, aunque tiene cuellos de botella que limitan el flujo de energía de oeste a este. Hay también negociaciones en curso para la construcción de una interconexión submarina con Colombia.
- El sistema de transmisión eléctrica cuenta con 2.711 kilómetros (km) de líneas de 230 kilovoltios (kV) y 308 km de líneas de 115 kV, además de 17 subestaciones eléctricas.





Caracterización del país y su matriz energética

Panamá tuvo un producto interno bruto (PIB) de USD 67.800 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b). Su economía ha crecido a una tasa anual promedio del 3,2 % en los últimos diez años (FMI, 2023) y es una de las mayores de América Central. En 2022, el país tuvo un PIB per cápita¹ de USD 15.388.

El sistema eléctrico panameño llega al 96,7 % de su población (Banco Mundial, 2022a), de 4,38 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c), mientras que el consumo de electricidad es de 2.932 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

La capacidad instalada total del sistema eléctrico panameño, a finales de 2023, era de 4,4 GW. Su parque generador está compuesto por centrales hidroeléctricas, térmicas (de combustibles líquidos, gas natural y carbón) y renovables (eólicas, solares y centrales de biomasa).

Panamá participa en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y está enlazado al vecino Costa Rica con una interconexión de 300 MW y 230 kV de nivel de tensión, pero su capacidad de importación es limitada debido a cuellos de botella existentes en el sistema nacional de transmisión, que restringen el flujo de energía desde el oeste hacia el este. Además, se están llevando a cabo negociaciones para la construcción de una interconexión submarina con Colombia.

¹ Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).



Marco institucional y agentes del sector

Las principales instituciones responsables del sector eléctrico en Panamá son la Secretaría Nacional de Energía (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el Centro Nacional del Despacho (CND) y el Ente Operador Regional (EOR)².

La SNE tiene como objetivo implementar medidas que aseguren el suministro permanente de energía en las condiciones más beneficiosas para la población, proponer al Poder Ejecutivo leyes y reglamentos que promuevan la generación de energía eléctrica a menores costos, impulsar medidas a favor del uso eficiente de los recursos energéticos y convocar reuniones con las instituciones competentes para tratar temas energéticos.

Por su parte, la ASEP es un organismo autónomo que controla, regula, ordena y supervisa la prestación de los servicios públicos, establece normas, vela por su cumplimiento a través de inspecciones y establece el bienestar social, garantizando que las personas reciban un servicio continuo, de calidad y eficiente.

En cuanto al CND, es una dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), sin fines de lucro, que coordina las operaciones y transacciones entre los participantes del mercado mayorista de electricidad. Además, es responsable de garantizar las condiciones de libre competencia en el mercado a través de reglas claras, promoviendo la inversión en la actividad de energía eléctrica.

² Se puede obtener más información institucional de cada entidad en los sitios web respectivos: SNE (<https://www.energia.gob.pa/>); ASEP (<https://www.asep.gob.pa/>); CND (<https://www.cnd.com.pa/>); y EOR (<https://www.enteoperador.org/>).

Finalmente, el EOR es responsable de la coordinación y operación del mercado eléctrico regional, en el que participan seis países de Centroamérica (todos menos Belice).

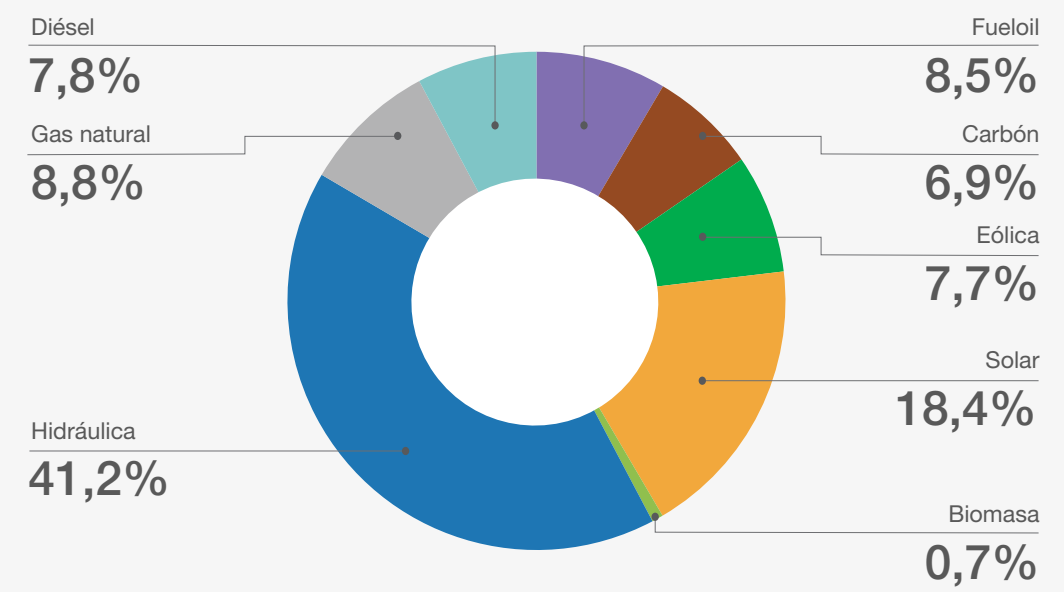


Caracterización del sistema de generación

El sistema eléctrico de Panamá se caracteriza principalmente por la predominancia hidroeléctrica, puesto que al cierre de 2023 representaba alrededor del 41 % de su capacidad instalada (4,4 GW). Además, el país cuenta con una participación significativa de plantas alimentadas por energías renovables no convencionales en su matriz de generación: la capacidad de las solares equivale al 18,4 % del total, mientras que las eólicas representan el 7,7 %. Por su parte, las térmicas suman el 32 %.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada en el sistema panameño a fines de 2023



Fuente: CND (2023).



Caracterización del sistema de transmisión

De acuerdo con el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020-2034 (PESIN 2020), puesto a disposición por la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), el sistema de transmisión eléctrica de Panamá cuenta con líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV (ETESA, 2020). Además, tiene 17 subestaciones eléctricas: 11 subestaciones transformadoras de voltaje y 6

subestaciones seccionadoras puras. Las líneas de 230 kV tienen una longitud total de 2.711 km, siendo 2.616 km de doble circuito y 95 km de circuito sencillo. Además, las líneas de 115 kV tienen una longitud total de 308 km, de las cuales 268 km son líneas de doble circuito y 40 km, de circuito sencillo. El sistema está representado en la figura 2.1 y el cuadro 2.1.

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión de Panamá



Fuente: ETESA (s. f.)

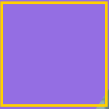
CUADRO 2.1

Especificaciones de la red de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
230 kV	2.711
115 kV	308
Total	3.019

Fuente: ETESA (2020).

3



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

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

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Se han establecido metas ambiciosas en la contribución determinada a nivel nacional (CDN), a la que Panamá se ha comprometido en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y se han creado leyes e incentivos para promover las ERNC con mecanismos para su implementación.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** A pesar de contar con la Estrategia Nacional para Uso Racional y Eficiente de los Recursos Energéticos (ENUREE), aún hay brechas en términos de recursos humanos capacitados, financiamiento y difusión de la información con el objetivo de alcanzar las metas establecidas para el año 2030.
- ▶ **Electromovilidad (EV).** Se han promulgado leyes y estrategias para fomentar esta tecnología, como la Ley sobre movilidad eléctrica y la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), pero aún se deben superar desafíos relacionados con la infraestructura de recarga, la capacitación profesional y la implementación efectiva de la regulación.
- ▶ **Hidrógeno verde.** Si bien se ha aprobado la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE), existen brechas en términos de desarrollo de recursos humanos capacitados, definición de normativa técnica y regulatoria, y fomento de inversiones para alcanzar las metas establecidas para 2030, 2040 y 2050.
- ▶ **Redes y medición inteligentes.** La existencia de la Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN) constituye un hecho importante, aunque aún es necesario expedir nuevas reglas para la adopción de tecnologías

inteligentes en el sistema de distribución y transmisión, así como definir normativa para el acceso y seguridad de la información.

- ▶ **Generación distribuida (GD).** La condición de eventualidad en la inyección constituye una primera brecha para el desarrollo de la GD. Adicionalmente, los límites de potencia definidos para los requerimientos técnicos representan otra brecha, especialmente para aquellos usuarios de menor capacidad instalada dentro de una misma categoría.

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 Panamá.

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Panamá

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 y licencias. Libre acceso al sistema de transmisión, según las condiciones establecidas por las normas.	La introducción de ER se ha realizado mediante procesos de concurrencia competitivos (licitaciones) bajo regímenes de fomento. El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	Contratos bilaterales y <i>pool</i> ^a competitivo con costos auditados.	Se analiza la incorporación del comercializador, separado de la distribución, para desintegrar verticalmente y aumentar la competitividad.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo más cargo por consumo, con posibilidad de cargo por capacidad para los tres tipos de usuarios.	No se identificaron brechas.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	Regulación: Leyes N.º 37, 38, 45 y 44. Objetivo según la CDN para 2050: el 30 % de la matriz eléctrica deberá provenir de otros tipos de fuentes de energía renovables (solar, eólica y biomasa). Instrumentación de estos objetivos a través de la Agenda de Transición Energética y subastas.	Se observa regulación específica para las ERNC, con objetivos concretos y mecanismos desarrollados (subastas) para lograrlos.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Eficiencia energética	Existencia de líneas de acción en la Agenda de Transición Energética. Existencia de normativa de etiquetado para equipos de refrigeración y aire acondicionado, y para edificación sostenible. Metas para 2030, según la ENUREE: • Reducir un 15 % el consumo final de electricidad. • Reducir el 9 % el consumo final energético total. • Reducir el 6 % el suministro de energía primaria total.	Necesidad de contar con un equipo profesional más amplio que en la actualidad para llevar a cabo las políticas de EE. La disponibilidad de líneas de “crédito verde” respaldadas por el Fondo UREE constituirá también un instrumento para fomentar el desarrollo y la aplicación de conceptos y proyectos de eficiencia energética.
	Electromovilidad	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME) adoptada en 2019. Ley 295 que Incentiva la Movilidad Eléctrica en el Transporte Terrestre (LME), del año 2022.	Existencia de objetivos de penetración e incentivos fiscales para la adquisición de vehículos eléctricos. Existencia de procedimiento para operar las estaciones de carga de vehículos eléctricos. Atrasos en la emisión de reglamentación técnica para vehículos.
	Hidrógeno verde	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados lanzada en 2023.	Panamá debe incentivar la inversión privada mediante: • El desarrollo de estudios de potencial e inventario de recursos renovables. • El diseño de normativa técnica y regulatoria para desarrollar proyectos de hidrógeno verde. • La definición de una estrategia de construcción, propiedad y financiación de prototipos para la producción de hidrógeno verde.
	Redes/medición inteligentes	En la ENISIN se destacan puntos referidos a inteligencia en redes.	No se observa iniciativa nacional que acompañe a los objetivos de la Estrategia de Innovación. Se deben expedir nuevas reglas para la adopción de tecnologías inteligentes en el sistema de distribución y transmisión. Se deben expedir nuevas reglas para el acceso y seguridad de la información.
	Gas natural como vector de transición	Consideración dentro de la Agenda de Transición Energética 2020-2030.	Se prevé el desarrollo del GNL para generación eléctrica, en reemplazo del petróleo y el carbón, mientras se aguarda a que los precios de las ERNC disminuyan a un punto en el cual se puedan explotar a gran escala.

Pilar	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Plan de Expansión de la Transmisión (incluyendo un Plan Indicativo de la Generación) elaborado por ETESA en el marco de las facultades de la Ley N.º 6 de 1997. Objetivos energéticos definidos para 2030 y 2050 en la CDN.	Desarrollo de la red de transmisión limitado a las dificultades topográficas del país.
	Generación distribuida ^b	Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN). Estrategia Nacional de Generación Distribuida con metas para 2030. Normas específicas para GD de autoconsumo.	GD para comercialización se analiza en el apartado sobre ERNC. GD de autoconsumo por mecanismo de medición neta, con restricciones a la inyección y necesidad de ajustar los pliegos tarifarios para evitar desinversión de las distribuidoras.
	Almacenamiento con baterías	La ENISIN considera el almacenamiento como tecnología que se puede incorporar en el futuro.	Objetivo: incorporar una capacidad de almacenamiento en energía del 5 % de la demanda total prevista para 2030. No se registran incentivos para la inversión y el desarrollo de la tecnología. No se registra desarrollo de normativa técnica asociada.

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) 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 estructura sectorial del sector eléctrico panameño es del tipo segmentada, con generadores independientes, una empresa de transmisión (la Empresa de Transmisión Eléctrica [ETESA]) y tres distribuidoras (ENSA, Edemet y Edechí).

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

De acuerdo con el marco regulatorio sectorial (Ley N.º 6 de 1997), se dispone el libre acceso al mercado mayorista de electricidad para la construcción y explotación de plantas de generación. Estas pueden desarrollarse una vez obtenidas las correspondientes concesiones o licencias. En ese marco, se han desarrollado proyectos de generación renovables no convencionales al amparo de regímenes de promoción particulares (Leyes N.º 37 de 2013, N.º 38 de 2014, N.º 44 de 2003 y N.º 45 de 2004), mediante subastas convocadas por la SNE.

Por su parte, el marco regulatorio también dispone que todos los agentes del mercado tengan acceso a las redes de transmisión en condiciones no discriminatorias. El planeamiento de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones y refuerzos de la red, así como la operación y mantenimiento del SIN están a cargo de la ETESA.

► **Competencia en el mercado mayorista**

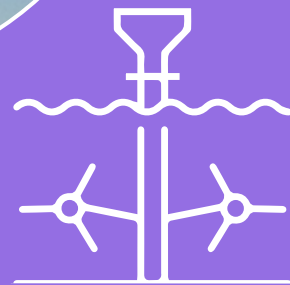
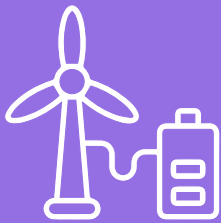
Las transacciones económicas en el mercado mayorista de electricidad comprenden:

- Un mercado ocasional, para el conjunto de transferencias a corto plazo entre los agentes del mercado, que no han sido establecidas en contratos. Los precios se sancionan sobre una base horaria, como función de los costos económicos de producción.
- Un mercado de contratos, para el conjunto de transacciones pactadas entre los agentes del mercado para mediano y largo plazo, en las cuales se acuerdan los términos y precios de la potencia y la entrega de energía. Los grandes clientes (aquellos con potencia mayor a 100 kW) pueden comprar energía en el mercado mayorista.

Cabe destacar que la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED), publicada en 2022 por el Gobierno panameño, destaca la necesidad de separar la actividad de distribución de la de comercialización (que hoy es parte de la distribución), dotando al comercializador con la posibilidad de, por ejemplo, administrar los excedentes de energía distribuida. La finalidad de lo anterior es

aumentar la competitividad y la eficiencia en términos de los costos que pueden traer estos procesos.

Finalmente, en Panamá existe provisión remunerada de los servicios auxiliares que los agentes brindan al sistema, de acuerdo con requerimientos del código de red. No obstante, y salvo una excepción, no existe un mercado de servicios auxiliares. La excepción la constituye lo que en el código de red se denomina “servicio auxiliar de reserva de largo plazo (SARLP)”, en el cual los generadores ponen a disposición su potencia firme y son remunerados típicamente a un precio de potencia determinado para cubrir la anualidad de los costos fijos (inversión, operación y mantenimiento) de la unidad de generación de menor costo fijo disponible en el mercado, típicamente una unidad tipo TG operando con diésel. En Panamá este precio tiene un valor máximo de 8,9 USD/kW/mes (Levy et al., 2021). Se observa, no obstante, que este servicio ofrecido corresponde a la típica remuneración por capacidad.



▶ Mercados locales de energía

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

▶ Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado en Panamá corresponde al de la empresa ENSA, cuya zona de concesión corresponde a la capital del país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que a los usuarios residenciales, comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo y otro por consumo. Además, pueden incluir un cargo por demanda si la capacidad instalada supera cierto límite.

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



Políticas de transición energética

▶ Energías renovables no convencionales

Los objetivos panameños de ERNC se encuentran plasmados en la contribución determinada a nivel nacional (CDN), a la que se ha comprometido el país en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. En la CDN se prevé alcanzar en 2050 una participación del 30 % de las fuentes de energía renovables (solar, eólica y biomasa) en la matriz eléctrica.

El marco regulatorio específico previsto en el país para este tipo de energía, por otro lado, tiene su base en la Ley N.º 45 (2004), en la cual se establece un

régimen de incentivos para la generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias. La Ley fue reglamentada cinco años después, mediante el Decreto Ejecutivo N.º 45 (MEF, 2009), y brinda incentivos para la construcción y desarrollo de centrales de tecnologías limpias. Entre los beneficios allí previstos, se encuentran los siguientes:

- ▶ Los sistemas de centrales de ERNC de más de 10 MW y hasta 20 MW de capacidad instalada no están sujetos a ningún cargo de distribución ni transmisión por los primeros 10 MW de capacidad instalada durante los primeros diez años de operación comercial.
- ▶ Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes.
- ▶ Otorgamiento de incentivos fiscales del Estado.

La energía eólica está contemplada en el paquete de leyes que promueve las energías renovables. En particular, la Ley N.º 44 (2011), modificada posteriormente mediante la Ley N.º 18 (2013), establece el régimen de incentivos para estas inversiones en lo que respecta a otorgamiento de licencias, incentivos fiscales, capacidad máxima de conexión de este tipo de centrales en el sistema y establecimiento de subastas para la firma de contratos de compraventa de energía a 15 años, teniendo como contraparte a ETESA. En estas leyes, se especifica el límite superior de contratación de energía en un valor determinado por la Secretaría Nacional de Energía.

Para fomentar la energía solar (fotovoltaica y térmica, aunque en la práctica se utiliza únicamente para la primera), se aprobó la Ley N.º 37 (2013), que establece el régimen de incentivos para las inversiones en este tipo de generación y fomenta la construcción, operación y mantenimiento de centrales e instalaciones solares. Esta fue modificada parcialmente tres años después por medio de la Ley N.º 38 (2016), de manera que el conjunto indica los procedimientos, límites máximos y características para la contratación de generación de fuente solar fotovoltaica, fijando beneficios impositivos, como exoneraciones de impuestos y créditos fiscales para los promotores, inversores e instaladores de centrales de generación solar.

► Eficiencia energética

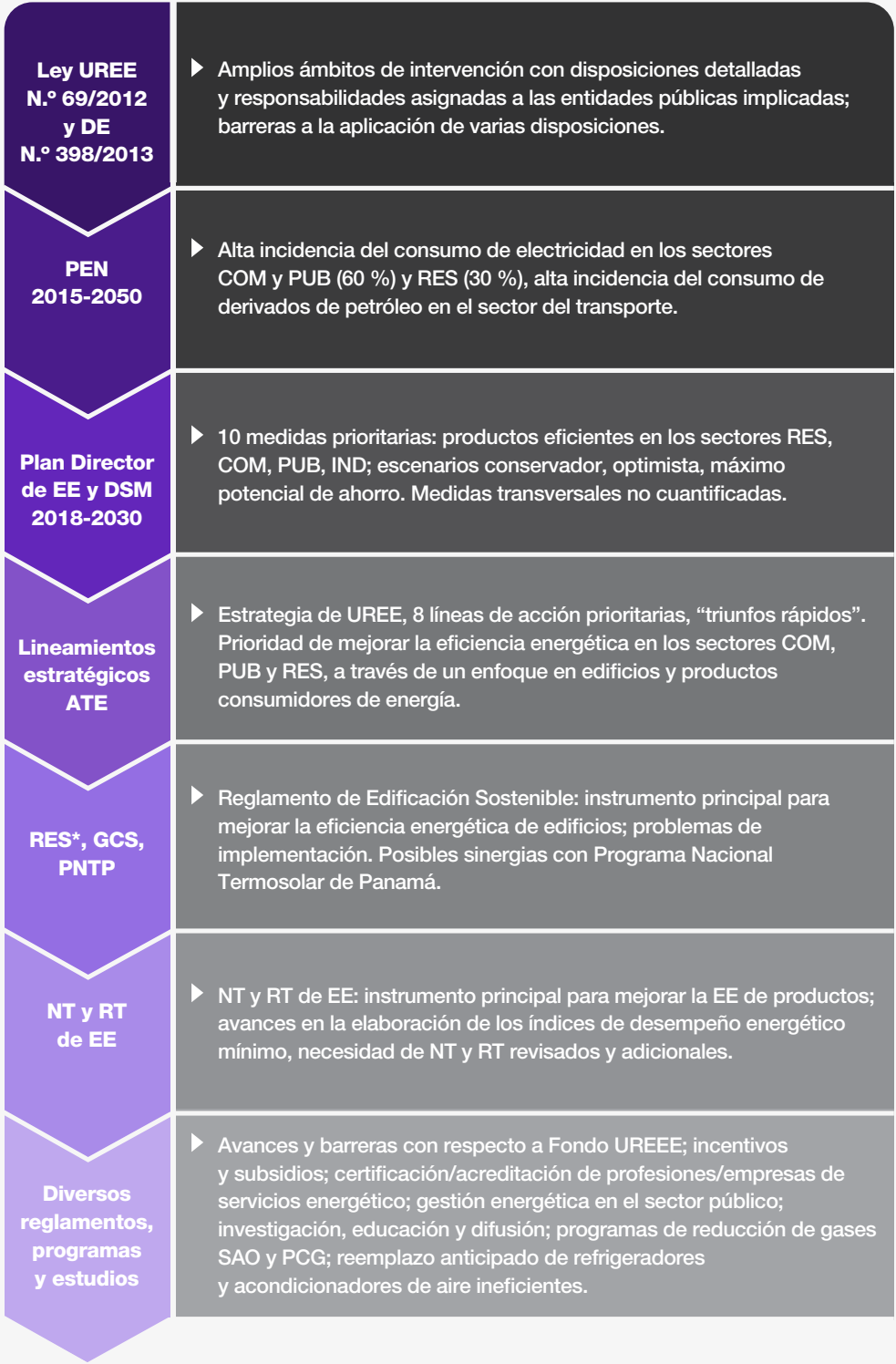
El país cuenta desde 2022 con una Estrategia Nacional para Uso Racional y Eficiente de los Recursos Energéticos (ENUREE) (Consejo de Gabinete, 2022), en el marco de la Agenda de Transición Energética 2020-2030 (ATE) (Consejo de Gabinete, 2020). Las metas que se prevé alcanzar en 2030, según la ENUREE, son:

- Reducir el 15 % el consumo final de electricidad.
- Reducir el 9 % el consumo final energético total.
- Reducir el 6 % el suministro de energía primaria total.

Para ello, se realizó un diagnóstico del marco regulatorio, obteniéndose, para cada instrumento existente, los insumos indicados en la figura 3.1.

FIGURA 3.1

Resultados del diagnóstico del marco regulatorio de EE en Panamá



Nota: DE es la abreviatura de Decreto Ejecutivo. PEN es el Plan Energético Nacional; COM designa al sector comercial; PUB, al público; RES, al residencial; e IND, al industrial. DSM es el acrónimo en inglés de gestión de la demanda. ATE designa la Agenda de Transición Energética. RES* es el Reglamento de Edificación Sostenible; GCS, la guía de construcción sostenible; y PNTP, el Programa Nacional Termosolar Panamá. NT designa la norma técnica y RT, el reglamento técnico. SAO son las sustancias agotadoras de la capa de ozono y PCG, el potencial de calentamiento global.

Fuente: Consejo del Gabinete (2022).

Se han detectado además ciertas barreras para la implementación de iniciativas previstas y alcanzar los objetivos planteados. Entre ellas, están las siguientes:

- ▶ La Ley UREE y su Decreto Ejecutivo definen un gran número de mandatos y responsabilidades de la SNE, que sugieren la necesidad de contar con un equipo profesional más amplio que en la actualidad. Sin embargo, la figura legal de la Secretaría comporta limitaciones para implementar una estructura más amplia, dedicada exclusivamente a la implementación del Programa UREE, que permitiría cumplir de forma más efectiva con todas sus tareas (Consejo de Gabinete, 2022, p. 37).
- ▶ La necesidad de continuar la capacitación a profesionales en la temática, además de reforzar esquemas de difusión de la información al público en general.

Finalmente, entre las consideraciones sobre fondos para el financiamiento de estas actividades, se resalta la importancia de:

- ▶ La puesta en operación del Fondo UREE para la ejecución de varias medidas, como el programa de reemplazo anticipado de equipos eléctricos ineficientes y el desarrollo de mercados y empresas de servicios.
- ▶ La disponibilidad de líneas de crédito verdes, respaldadas por el Fondo UREE, que constituirá también un instrumento para fomentar el desarrollo y la aplicación de conceptos y proyectos de eficiencia energética innovadores por parte del sector privado.

Electromovilidad

Panamá sancionó, en junio del 2019, la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Consejo de Gabinete, 2019) y, tres años después, la Ley N.º 295 (2022), que incentiva la movilidad eléctrica en el transporte terrestre (LME). Ambos instrumentos establecen claras metas por alcanzar en el futuro en el área del transporte:

- ▶ Tener entre un 10 % y un 20 % de autos eléctricos en la flota de vehículos particulares (ENME) para 2030.

- ▶ Tener una flota de vehículos al servicio del gobierno en la que el 10 % de las unidades sean eléctricas en 2025, el 25 % en 2027 y el 40 % en 2030 (LME).
- ▶ Tener como mínimo el 10 %, 20 % y 33 %, en 2025, 2027 y 2030, respectivamente, de vehículos eléctricos en las flotas de transporte masivo y con certificado de transporte público colectivo y selectivo (LME).

En el caso de la LME, se establecen beneficios promocionales para el desarrollo de la electromovilidad, destacándose entre ellos la exención hasta el año 2030 del impuesto selectivo al consumo sobre la comercialización de vehículos eléctricos particulares (5 %) y de vehículos eléctricos de transporte (10 %). Adicionalmente, existen beneficios en términos de facilidades para la circulación y la obligación de los municipios de instalar estaciones de recarga.

Respecto de este último punto, en 2023, se emitió la Resolución AN N.º 18465, por la cual se aprueba el procedimiento para operar las estaciones de carga de vehículos eléctricos, documento que homologa los requerimientos para estas instalaciones en el territorio panameño (ASEP, 2023).

Adicionalmente, se creó la Comisión Interinstitucional de Movilidad Eléctrica (CIME), la cual está elaborando una nueva propuesta de incentivos de cara a las metas de 2030 para acelerar la inserción de la electromovilidad. La CIME también trabaja en la creación de una política de reglamentación de infraestructura de recarga, vehículos, preparación profesional, financiamiento e investigación y desarrollo. Es en estos últimos puntos donde se han identificado brechas relevantes, particularmente la pendiente emisión de Reglamentación del Revisado Técnico Vehicular y su implementación y de normas técnicas que regulen la adaptación de vehículos para motores eléctricos (*retrofit*).

Cabe aclarar que, según lo indicado en la agenda de transición energética, no se descarta evaluar otros tipos de vehículos alimentados con gas natural, biocombustibles o celdas de hidrógeno (a largo plazo) para su utilización en lugares donde la electromovilidad no sea costoefectiva. Sin embargo, la prioridad será la implementación de la electromovilidad.

► **Hidrógeno verde**

En abril de 2023 se aprobó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE) (Secretaría Nacional de Energía, 2023). Algunas de las metas generales del documento son:

- ▶ Para 2030:
 - Que el 5 % de la oferta de combustible para trasvase a embarcaciones (*bunkering*) en Panamá provenga de H₂V o sus derivados.
 - Producir 500.000 toneladas de H₂V o derivados localmente.
- ▶ Para 2040:
 - Que el 30 % de la oferta de *bunkering* en Panamá provenga de H₂V o sus derivados.
 - Producir 2 millones de toneladas de H₂V o derivados localmente.
- ▶ Para 2050: que el 40 % de la oferta de *bunkering* en Panamá provenga de H₂V o sus derivados.

Para alcanzar esas metas, el país debe contar con una mano de obra local capacitada, lo que significa generar recursos humanos; promover la demanda local de hidrógeno como medida de descarbonización mediante el reemplazo de otros combustibles; y promover inversiones en el territorio. Dentro de esta categoría, las medidas particulares serán:

- ▶ Desarrollar estudios de potencial e inventario de recursos renovables.
- ▶ Diseñar la normativa técnica y regulatoria para desarrollar proyectos de hidrógeno verde.
- ▶ Definir la estrategia de construcción, propiedad y financiación del prototipo para la producción de hidrógeno verde, buscando alianzas con universidades, empresas, proveedores y bancos de desarrollo.

► **Redes y medición inteligentes**

De acuerdo con la Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN) (Secretaría Nacional de Energía, 2022), uno de los ejes estratégicos es introducir inteligencia en las redes de transmisión y distribución, particularmente mediante la inserción de infraestructura de medición avanzada, de supervisión y control. Particularmente, se prevé que en 2030 las empresas de distribución tengan una red con sistemas de medición, control y protección integrada para el 100 % del área urbana. Además, se aspira a implementar plataformas informáticas para mejorar el acceso a la información del SIN, de las instituciones, los agentes del mercado y los usuarios finales.

Para lograr lo mencionado, se indican dos hitos regulatorios de importancia, que deberán ser ejecutados por la ASEP:

- ▶ Expedición de las nuevas reglas para la adopción de tecnologías inteligentes en el sistema de distribución y transmisión.
- ▶ Expedición de las nuevas reglas para el acceso y la seguridad de la información.

Queda pendiente también la realización de estudios que, basándose en la infraestructura de medición inteligente, puedan viabilizar la elección de una tarifa del tipo horario para clientes con bajo consumo³.

► **Gas natural como vector de transición**

La Agenda de Transición Energética 2020-2030 (Consejo de Gabinete, 2020) considera al gas natural como elemento “puente” para la descarbonización del sector energético del país. De acuerdo con la ATE, la entrada del gas natural permitiría a Panamá sustituir al carbón y al petróleo por una fuente menos contaminante, en espera de que los precios de las energías renovables, principalmente solar, puedan alcanzar un uso masivo.

A ese respecto, el país ha aplicado el gas natural licuado (GNL) a la generación eléctrica. No obstante, aún no se observa un marco regulatorio para el desarrollo del gas natural en el sector de la energía. Actualmente, el marco normativo

³ Actualmente, la opción de baja tensión horaria (BTH) se ofrece únicamente a clientes con potencia instalada superior a 15 kW.

aplicable es la Ley de Hidrocarburos (Ley N.º 8, 1987). El sistema eléctrico cuenta con una planta de generación térmica de 380 MW alimentada con GNL (Gas Natural Atlántico) desde la Terminal de GNL Costa Norte. En 2024 se preveía la entrada de una segunda planta térmica, de unos 670 MW (Generadora Gatún), también abastecida con GNL desde la citada terminal. Una tercera iniciativa del mismo tipo es el proyecto de 458 MW de Sinolam Smarter Energy LNG Power.



Planeamiento y regulación sectorial

► Planificación energética y eléctrica

La planificación del sistema de generación y transmisión se desarrolla en Panamá bajo la responsabilidad técnica de ETESA. El Plan de Expansión de la Transmisión de Generación y Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional es elaborado por ETESA⁴ en virtud de la Ley N.º 6 (1997). La factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental del Plan de Expansión prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio. ETESA elabora dicho plan de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la SNE y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministran a ETESA la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establece en el reglamento o lo determine el ente regulador. Asimismo, el plan deberá ser actualizado o revisado anualmente o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

⁴ El Plan está en proceso de actualización. Se pueden consultar los avances en ETSA (s. f.).

En cuanto a la planificación a nivel de distribución, los prestadores de este servicio público están obligados a lo siguiente:

- Que la prestación se haga de manera continua y eficiente.
- Prestar los servicios con carácter obligatorio y en condiciones que aseguren su continuidad, regularidad, igualdad y generalidad.
- Proceder a la ampliación de las redes de distribución, cuando así sea necesario, para atender nuevas demandas de suministro eléctrico.

Cabe aclarar que, en los planes de ETESA 2022-2036, no se han incluido proyectos de almacenamiento, dado que se considera que la tecnología no es competitiva en términos de costos. Sin embargo, contienen consideraciones sobre los efectos de la generación distribuida y la electromovilidad.

► Generación distribuida

El desarrollo de esta tecnología en Panamá se plasma en la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED) (Secretaría Nacional de Energía, 2022), aprobada a principios de 2022, que estipula metas específicas para 2030. En este sentido, se prevén los siguientes hitos como máximo en ese año:

- Alcanzar un 2 % de la generación total (escenario de continuidad).
- Alcanzar un 7 % de la generación total (escenario conservador);
- Alcanzar el 14 % de la generación total (escenario optimista).

Con respecto a la GD para autoconsumo, el marco regulatorio está dado por:

- La Resolución AN N.º 5399, del año 2012.
- El Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, del año 2016.

Allí se reglamenta lo referido a las instalaciones de generación en media y baja tensión, que podrán instalar los clientes regulados del país siempre y cuando firmen un acuerdo con la distribuidora. La norma indica expresamente que la modalidad de facturación es la de medición neta, con eventuales

inyecciones a la red⁵, que serán computadas como créditos para consumos en los meses siguientes. Aquí se observa la primera brecha para lograr un mayor despliegue de la actividad, eliminando la condición de eventualidad, es decir, sin restricciones. Para lograrlo, se deberán tener en cuenta las asignaciones de los costos de la red en la tarifa, evitando en los cuadros tarifarios cargos únicos y por energía (USD/kWh) que provoquen una espiral de aumentos de los costos para aquellos usuarios que no instalen GD⁶.

Adicionalmente, los requerimientos técnicos y contractuales son distintos para las instalaciones menores de 500 kW y las que tienen entre 500 kW y 2.500 kW. Lo anterior representa otra brecha, especialmente para aquellos usuarios con menos capacidad instalada (por ejemplo, inferior a 5 kW), que deberán cumplir las mismas condiciones que aquellos de mayor porte (200 kW, 300 kW).

Con respecto a la GD para comercialización, es de destacar que la figura, como se entiende en este informe, se encuentra incluida en el apartado “Energías renovables no convencionales”.

► **Almacenamiento con baterías**

La ENISIN contiene un apartado en el cual se analiza la situación del almacenamiento y la flexibilidad en conjunto (Secretaría Nacional de Energía, 2022). Al respecto, se menciona que el país ha establecido, como línea de acción para la innovación del SIN, la flexibilidad y almacenamiento como respuesta a los retos de la incorporación de ERNC, las cuales, además, se presentan como recursos descentralizados en los sistemas eléctricos. La meta establecida por el país consistentemente es la de incorporar una capacidad de almacenamiento en energía del 5 % de la demanda total prevista para el año 2030. Para ello, se prevé:

- ▶ Crear un mercado de servicios auxiliares, que logre incentivar a los participantes de distintas tecnologías a prestar este tipo de servicios.

⁵ Los créditos por inyección de energía a la red se encuentran limitados a un máximo del 25 % del consumo histórico.

⁶ Efecto conocido en la literatura como espiral de la muerte, en la cual el esquema tarifario propicia que aumente la cantidad de usuarios que deciden generar su propia energía hasta tal punto que los ingresos de las distribuidoras disminuyen, con el consecuente recargo sobre los clientes que aún realizan sus consumos desde la red.

- ▶ Incorporar mecanismos de evaluación y seguimiento de la flexibilidad en el SIN, a fin de detectar posibles problemas en la operación del sistema.
- ▶ Incorporar tecnologías de almacenamiento, para lo cual el regulador debe expedir reglas para la actividad, desarrollar regulación y diseñar licitaciones.



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia en curso o de reciente finalización, se destacan tres del Banco Interamericano de Desarrollo (BID):

- ▶ Programa de transición energética justa, limpia y sostenible (BID, 2023b). Esta iniciativa tiene por objetivo estructurar, elaborar y poner a disposición de la población la nueva plataforma de registro y reporte del Programa Nacional de EE en sus componentes de carbono e hídrico. Para ello, prevé proveer un sistema digital de gestión, que permita al usuario facilitar el ingreso y mantenimiento de registros de emisiones de GEI y huella hídrica, habilitando un análisis completo de los datos, que apoyen los procesos de toma de decisiones en las políticas ambientales nacionales.
- ▶ Impulso a la generación eléctrica renovable solar (BID, 2023a). Con este proyecto de cooperación técnica se busca impulsar la sostenibilidad del sector eléctrico panameño, mediante el desarrollo de la generación eléctrica renovable solar en el país. Más concretamente, se prevé demostrar la viabilidad de promover la generación distribuida solar

mediante un programa de reorientación de subsidios y desarrollar un programa nacional de microrredes solares, integrado al plan nacional de acceso universal.

- ▶ Apoyo a la promoción de la eficiencia energética en predios públicos (BID, 2022). Su objetivo es apoyar al Gobierno de Panamá en el diagnóstico e implementación de iniciativas de eficiencia energética en predios públicos y fomentar el desarrollo de la generación distribuida.

Los ejes de desarrollo de las alternativas relevadas responden a la incorporación de elementos de EE, en los que existen metas, normativa de etiquetado y líneas de acción enmarcadas en un plan de transición energética. Además, buscan impulsar las ERNC, para las que Panamá cuenta con regulación específica y subastas ejecutadas hasta la fecha, pero buscando desarrollar nuevas tecnologías, como la solar térmica. Los elementos, si bien no cubren todo el espectro de brechas identificado, se alinean con lo expuesto en el presente documento.

4

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones





Metas de la transición

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

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

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

CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	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 ₄ 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; CH₄ 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.

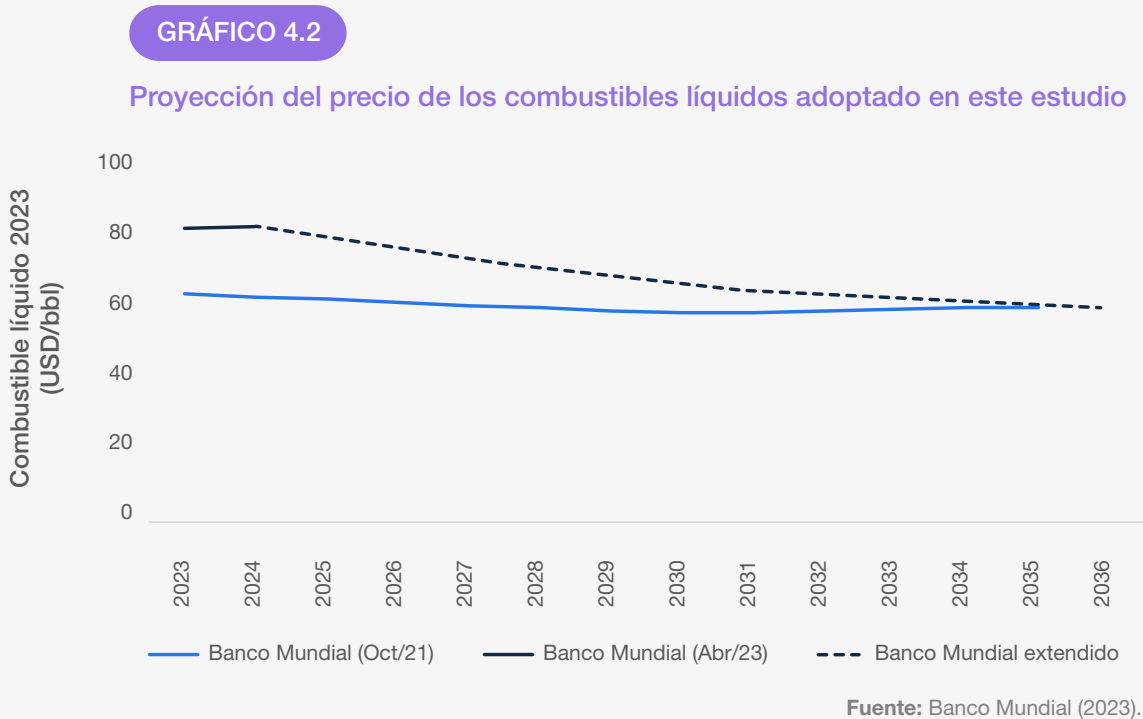
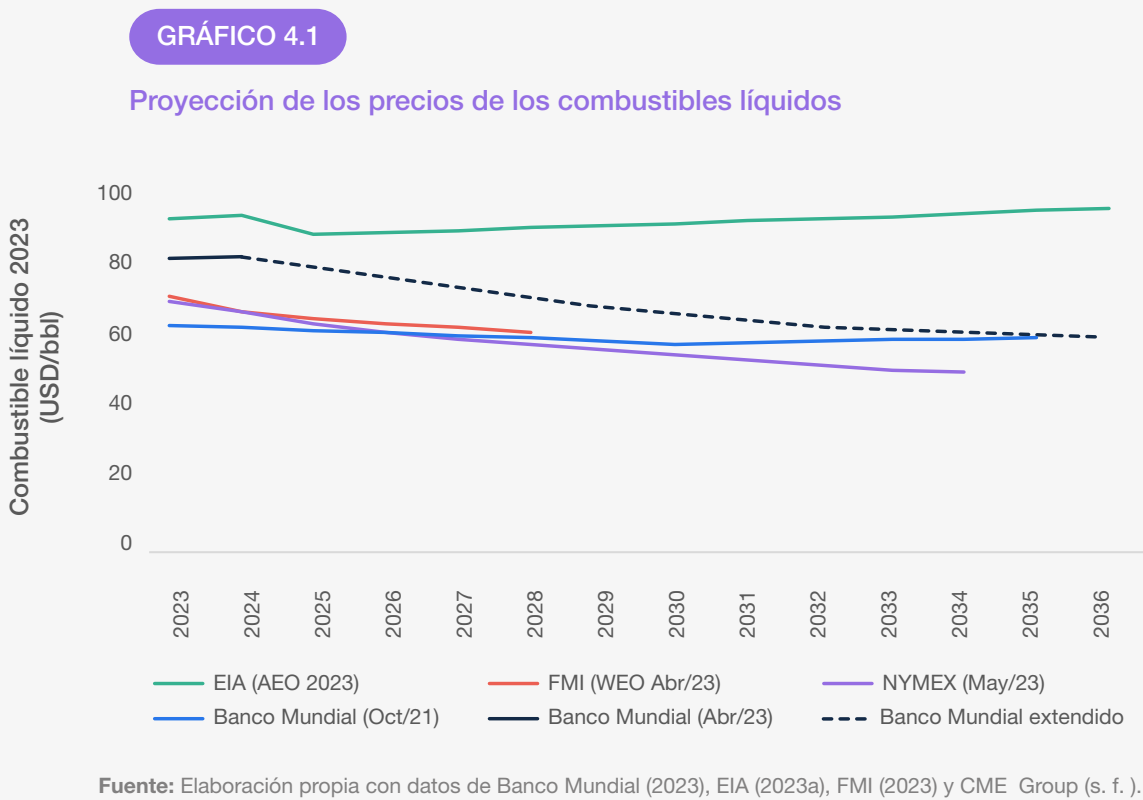
Finalmente, se optó por las proyecciones del Banco Mundial (2023). Todas las proyecciones se transformaron a dólares estadounidenses de 2023 bajo el mismo supuesto de tasa de inflación anual para las materias primas, extraída de las previsiones del Banco Mundial (el índice MUV [valor unitario de manufactura]).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

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



Proyección de los precios de los combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se consideran las proyecciones del petróleo Brent y el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023 (último disponible en el momento de realizar este 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).

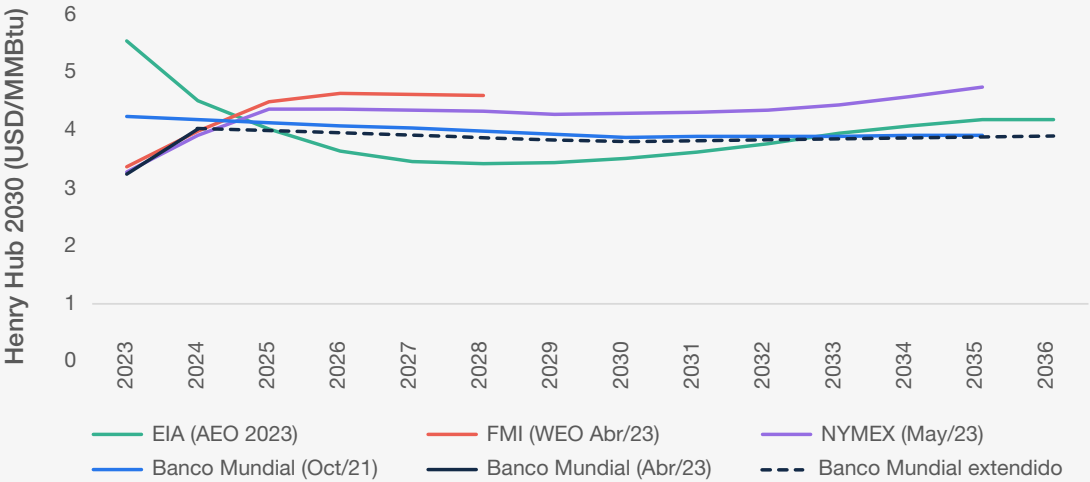


Para cada planta que opera en el sistema, se utilizan sus costos variables actualizados (publicados en las bases de datos oficiales aplicadas en la planificación energética de los países o en informes de las autoridades locales), los cuales son considerados el punto de partida de su serie de costos.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

► **Proyección de los precios del gas natural**
 Para indexar los precios del gas natural, se utiliza el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023, por ser el último dato disponible al realizar este trabajo y por la consistencia entre sus proyecciones. La curva del precio del gas se amplió siguiendo el mismo enfoque que 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 considera 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

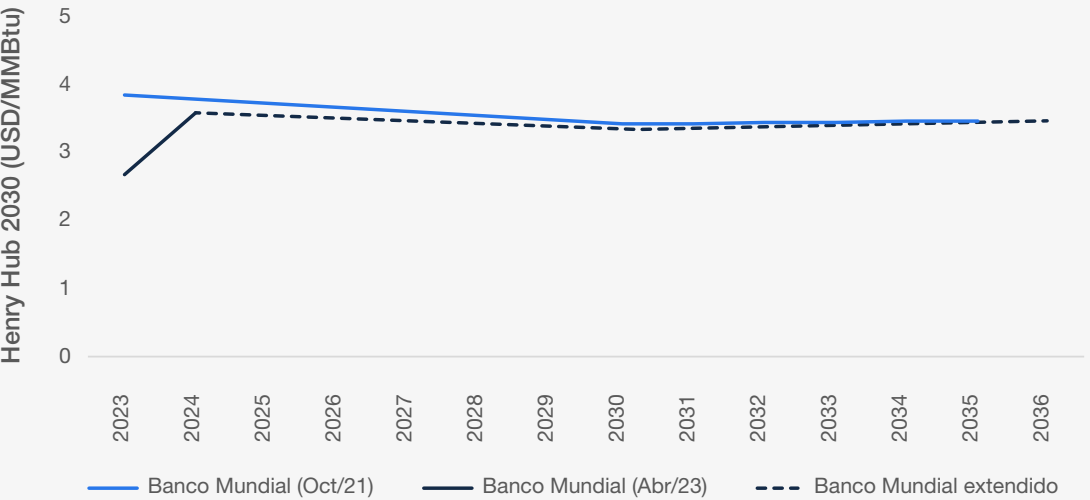


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange.

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

GRÁFICO 4.4

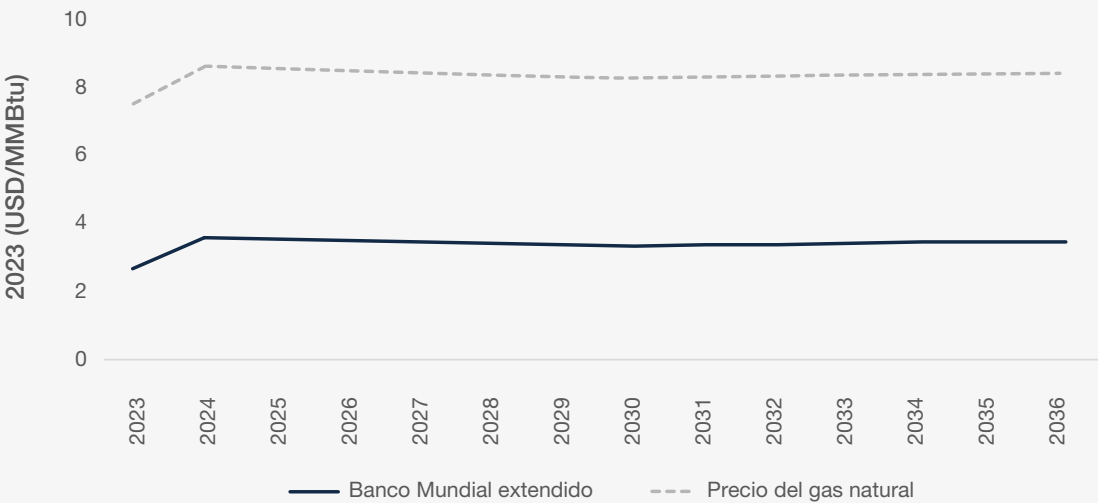
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



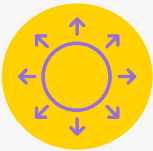
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

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.

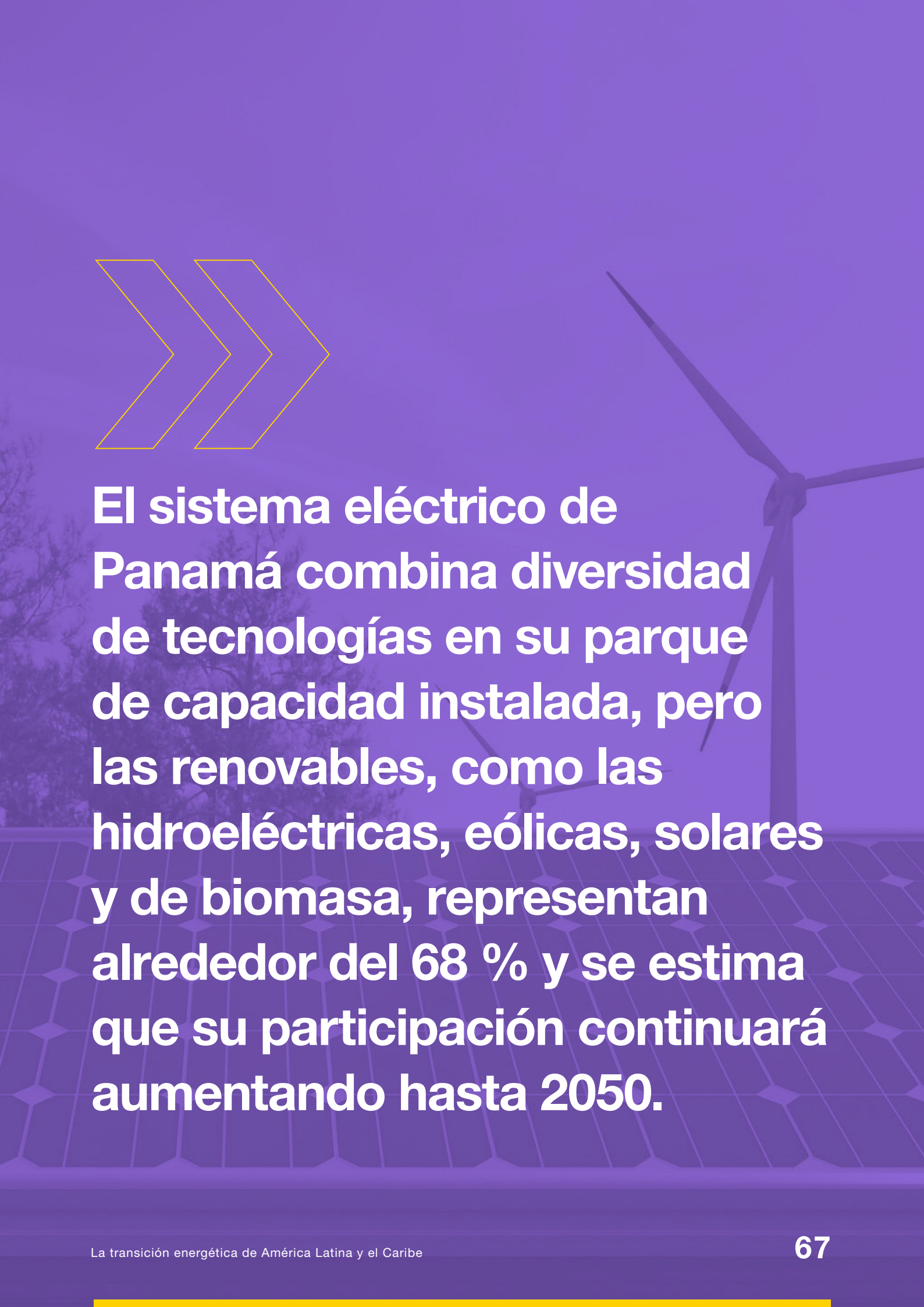
El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo de la primera candidata a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido 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 sistema eléctrico de Panamá combina diversidad de tecnologías en su parque de capacidad instalada, pero las renovables, como las hidroeléctricas, eólicas, solares y de biomasa, representan alrededor del 68 % y se estima que su participación continuará aumentando hasta 2050.

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

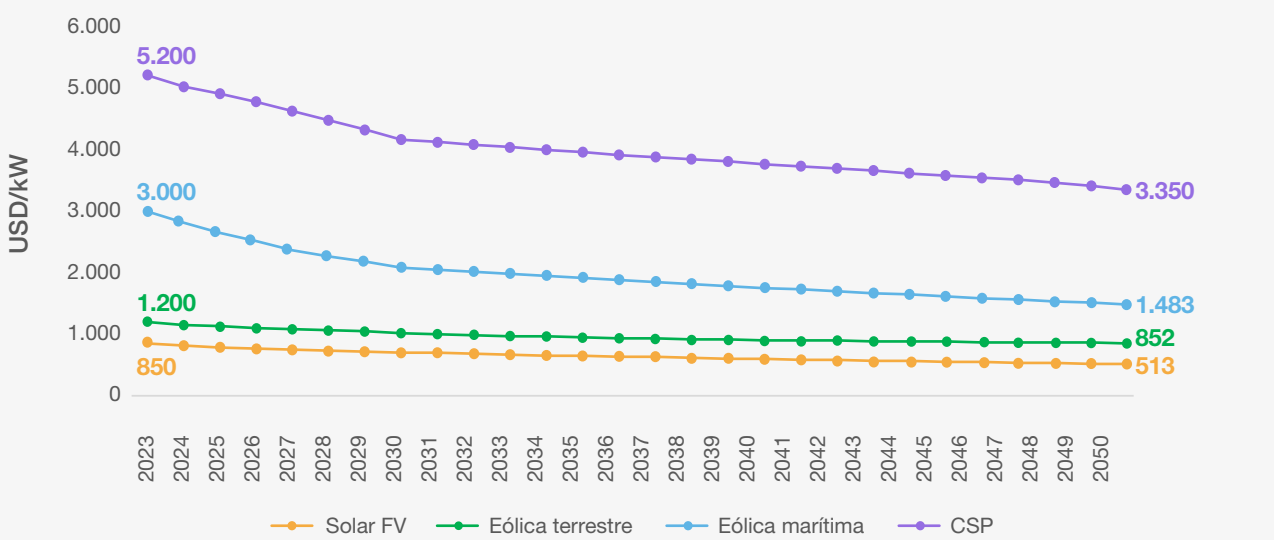
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2400	1200	4800	1200	3000	850	5200	1960	1400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	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).

GRÁFICO 4.6

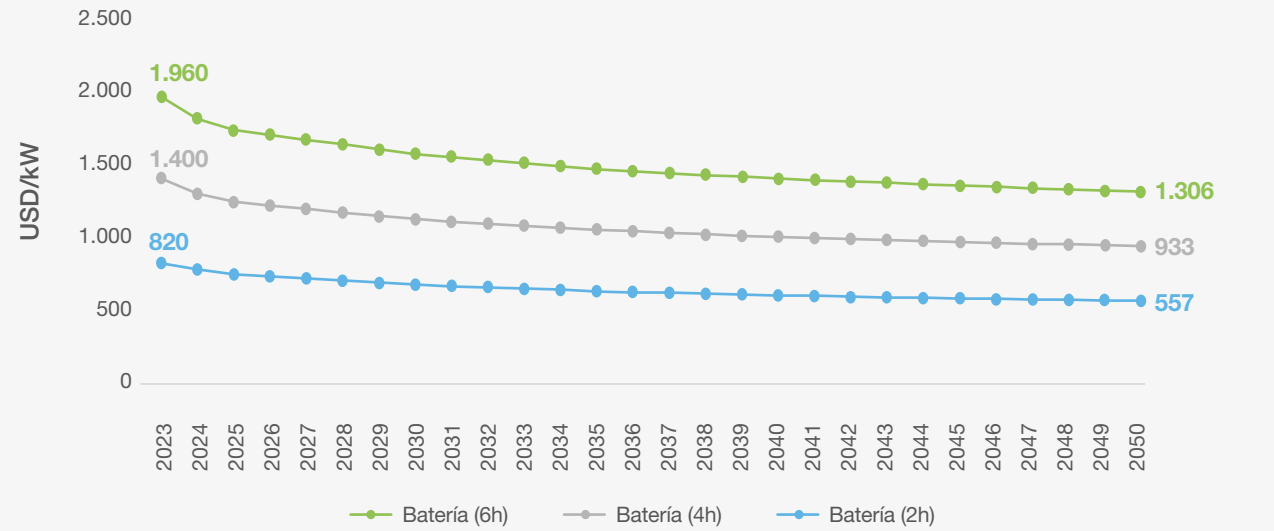
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



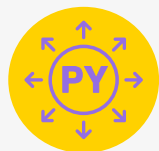
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.7

Curva de costos para baterías



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



Supuestos adoptados en la expansión del sistema

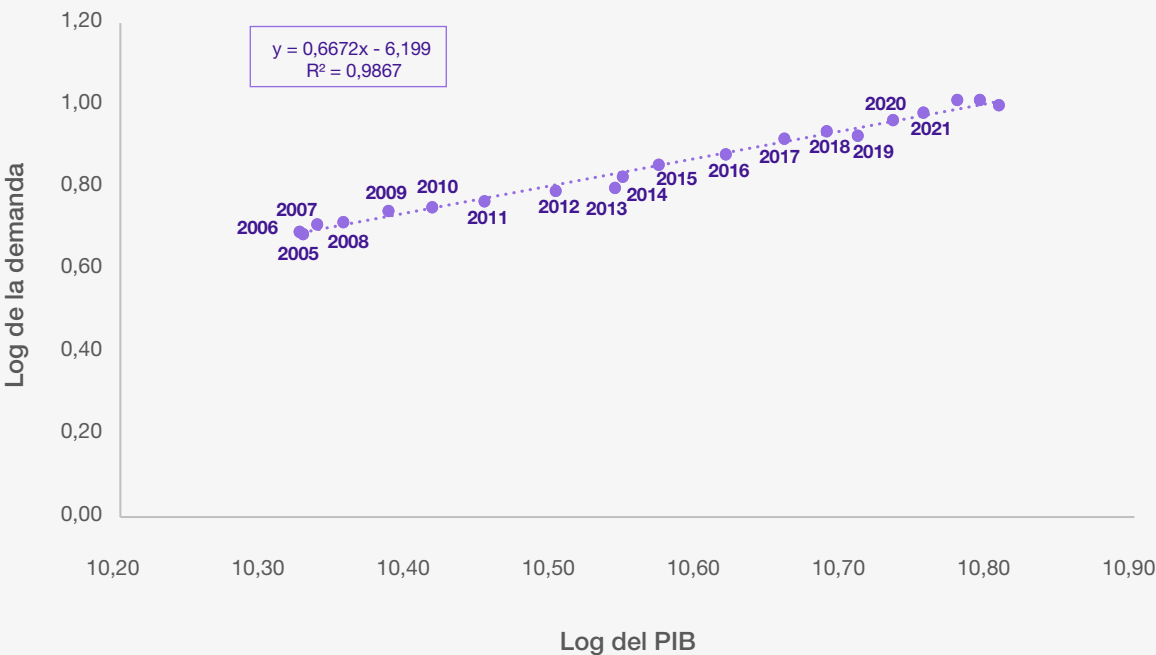
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico panameño tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

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 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada en Panamá fue de 0,6672, como se muestra en el gráfico 4.8.

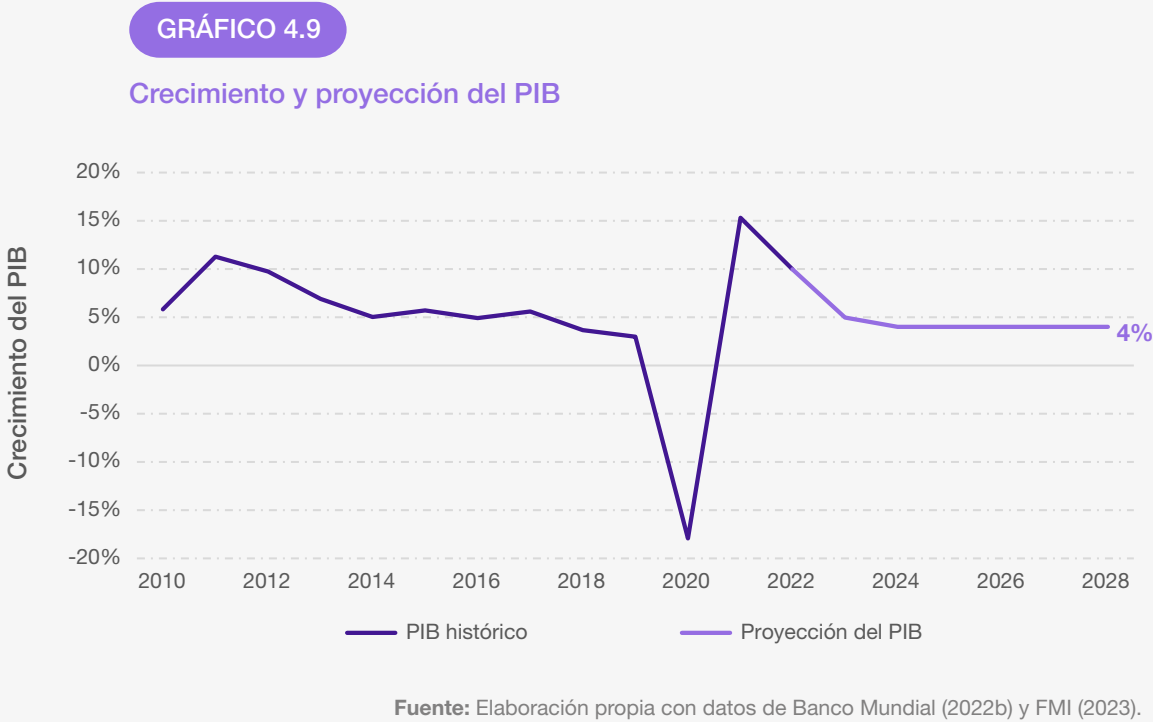
GRÁFICO 4.8

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

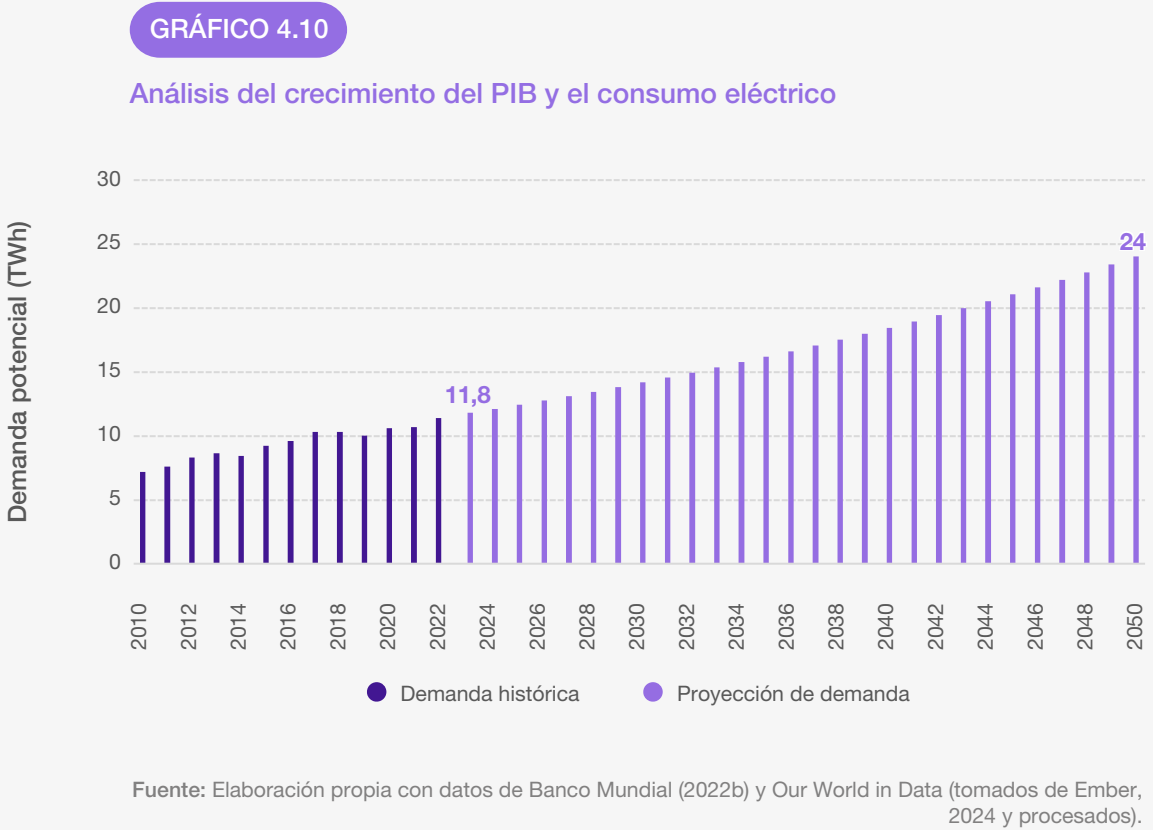


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para ello se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB, para el que se proyecta un crecimiento aproximado del 5 % en 2023 y un valor promedio del 4 % a partir de 2025. El pronóstico del FMI solo llega hasta 2028, por lo tanto, para los años siguientes, se adopta el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al 4 %.



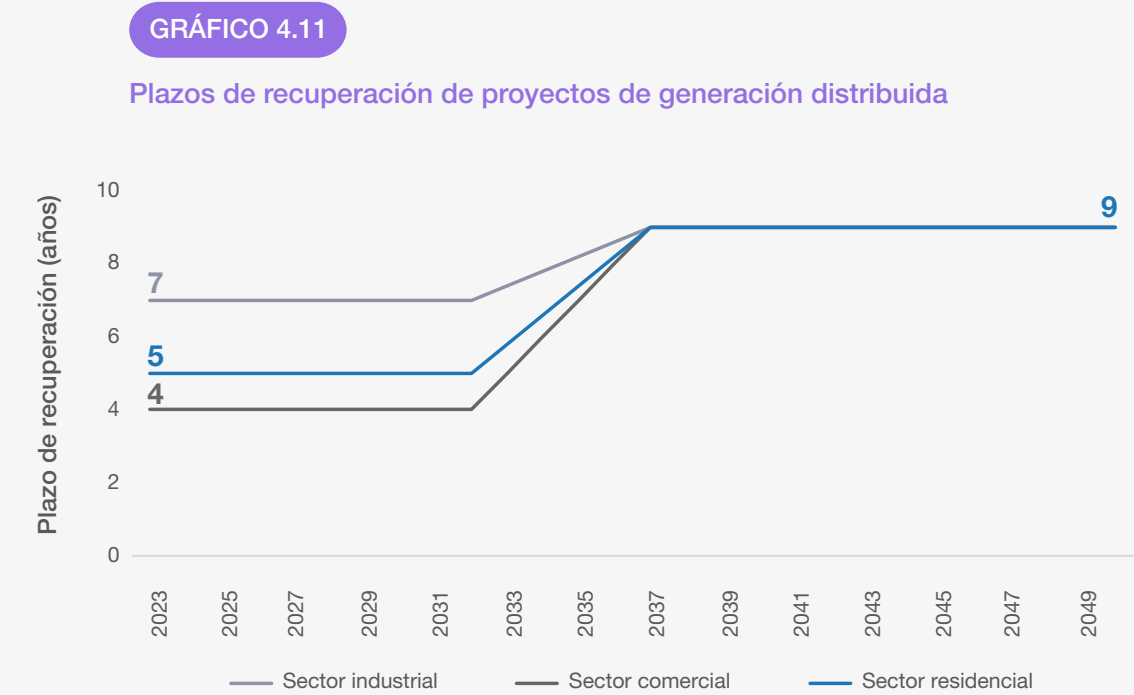
Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio de la demanda de electricidad en el horizonte bajo estudio es de aproximadamente el 2,7 %, dada una elasticidad muy cercana a 0,67. Cabe resaltar que la demanda crece a una tasa más baja que el PIB en el periodo estudiado. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 104 % en dicho periodo, como se observa en el gráfico 4.10.



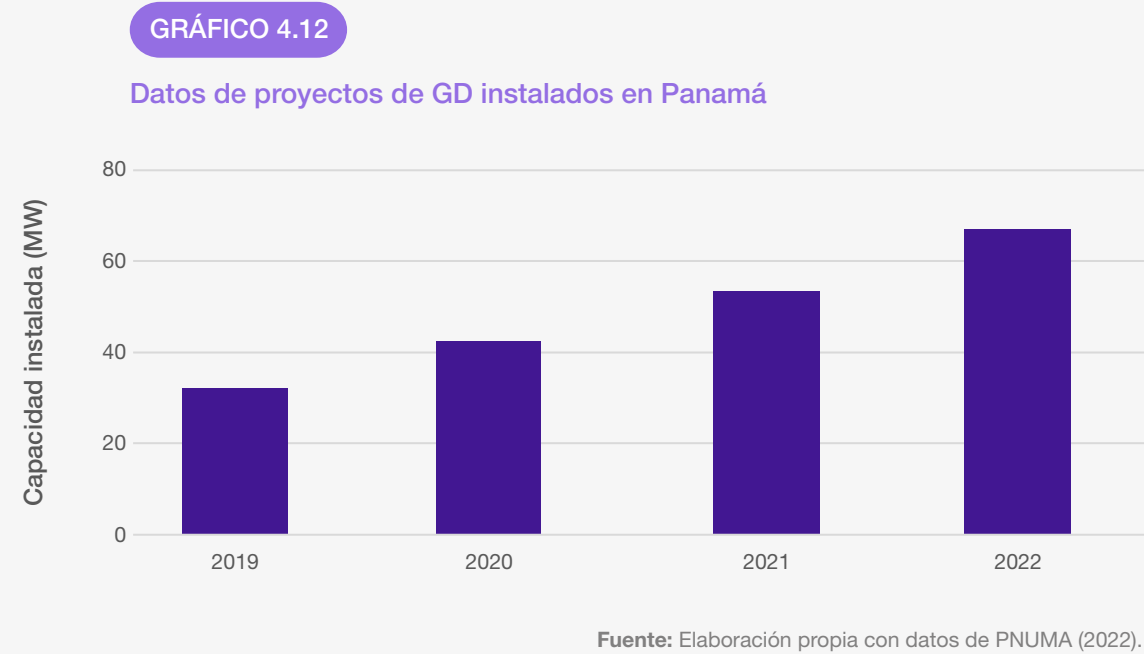
Es importante resaltar que, a diferencia de la gran mayoría de los países, Panamá registró un crecimiento de aproximadamente el 5,5 % entre 2019 y 2020, periodo coincidente con la pandemia de COVID-19. A partir de entonces, según las proyecciones, la demanda aumenta durante todo el horizonte.

► **Generación distribuida**

Como se explica en 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 esta estimación es el plazo de recuperación 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 su evolución para cada sector de la economía está representada en el gráfico 4.11.



Dados los valores tarifarios que deben pagar los consumidores locales, los datos históricos crecen a lo largo de los años, alcanzando un valor de aproximadamente 67 MW al final de 2022, representado en el gráfico 4.12.

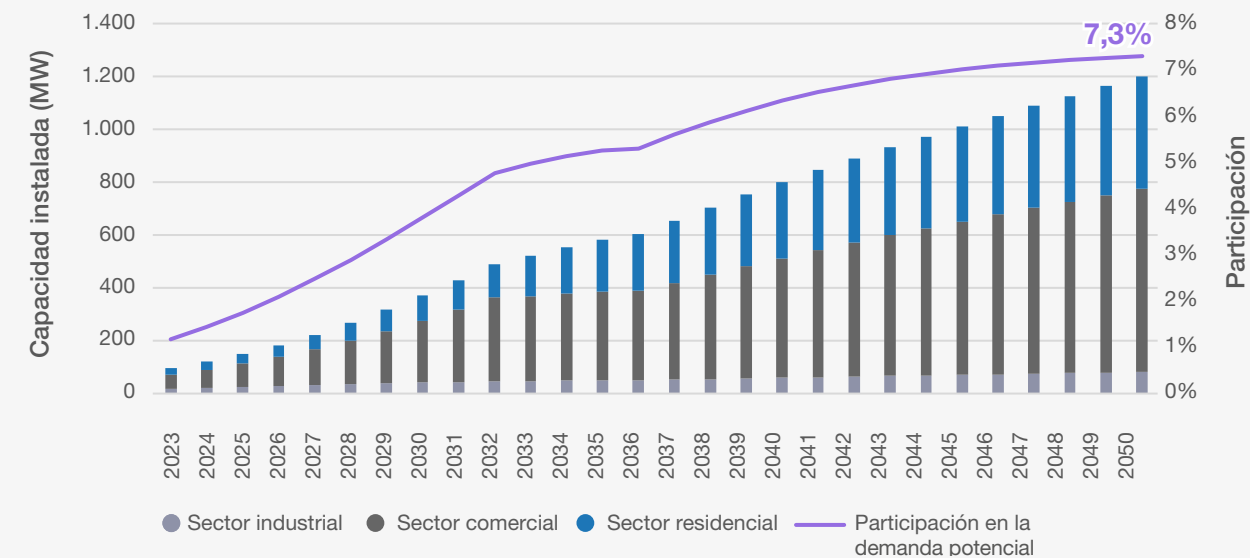


Con base en la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y la evolución de los plazos de retorno para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de la GD en el país. El gráfico 4.13 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda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

Los bajos plazos de recuperación entre 2023 y 2032 favorecen un aumento del mercado potencial y contribuyen a la alta adopción en los primeros años, aunque no resulta en grandes valores absolutos de capacidad instalada. A partir de ese último año, cuando la GD en el país ya alcanza una participación del 5% de la demanda total, se asume la convergencia a un *payback* de 9 años, haciendo menos atractiva la opción de adoptar un sistema de GD, especialmente para el sector comercial, que es el más afectado por ese cambio. Durante el período de convergencia, se observa un crecimiento menos acelerado, hasta llegar a 1.200 MW de GD en el país en 2050, pero, en porcentaje, refleja un valor considerable del 7,8 % de participación en la demanda potencial.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida



Un comportamiento observado es el cambio de la participación de los sectores en la capacidad instalada a lo largo de los años. Hasta 2032, el sector con mayor participación es el comercial, en virtud de un plazo de recuperación inferior a los otros sectores; después de 2032, hay un aumento notable en la representación del sector residencial.

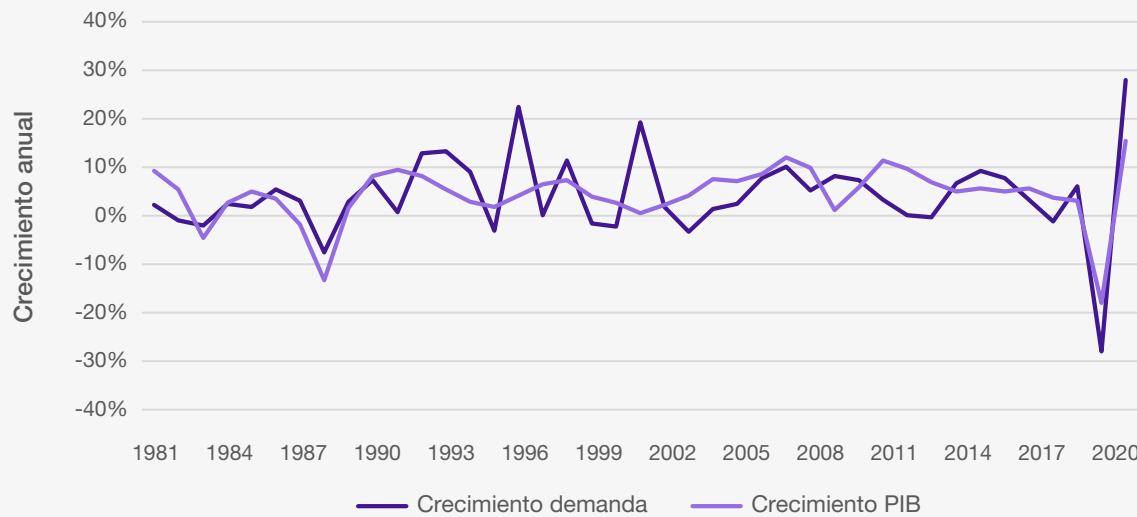
Electromovilidad

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

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

GRÁFICO 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB



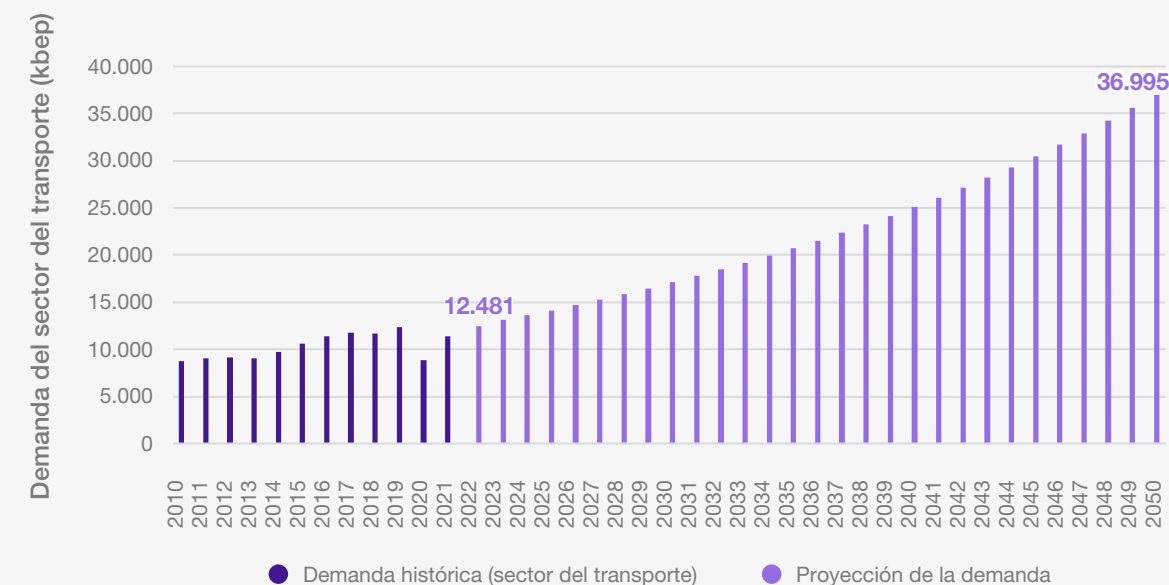
Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría Nacional de Energía (2022) y Banco Mundial (2022b).

Como muestra el gráfico 4.15, se estima un crecimiento promedio de la demanda del 3 % para el sector del transporte en el horizonte bajo estudio y un crecimiento acumulado del 196 %. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Panamá tiene un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,44 % de su demanda total.

Panamá ha dado pasos significativos para transitar hacia la descarbonización del sector eléctrico, con estrategias, leyes e incentivos para promover la transición energética. Sin embargo, aún enfrenta desafíos en términos de fomento de las inversiones, regulaciones, implementación de medidas y capacitación.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

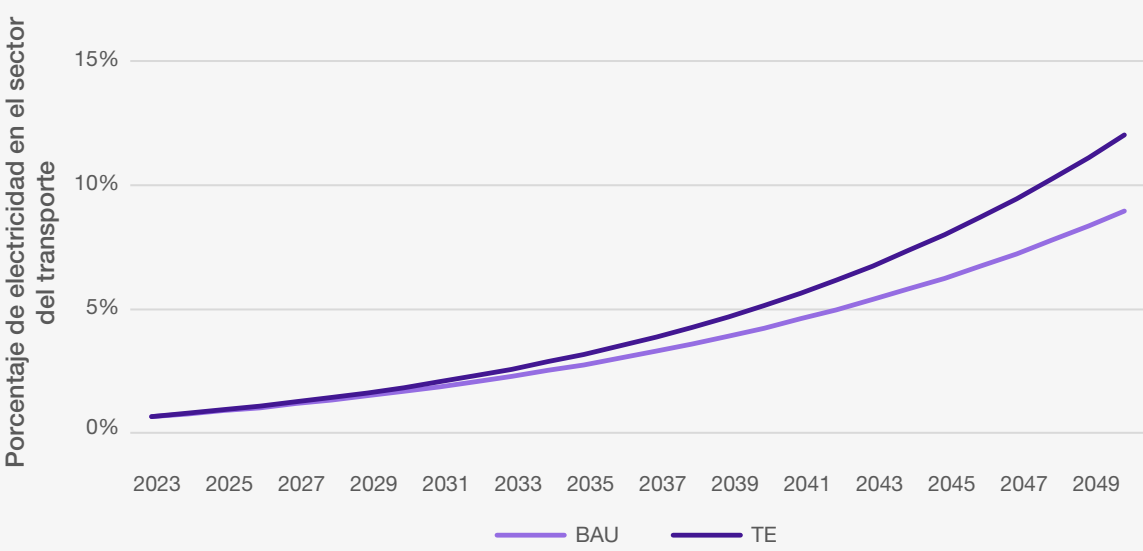


Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría Nacional de Energía (2022) y Banco Mundial (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubica en el grupo para el que se considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación planteadas por el IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 10 años en el caso de BAU. En el gráfico 4.16 se observa la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda 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 9 % de toda la demanda del sector de transporte en el caso de BAU y al 12 % en el caso de transición hasta 2050 y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.16

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



En términos de demanda de electricidad para movilidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.17. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 35 % superior a la demanda del escenario de BAU en 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan una participación de la demanda potencial igual al 19 % en el escenario de BAU y al 24 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.18).

GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

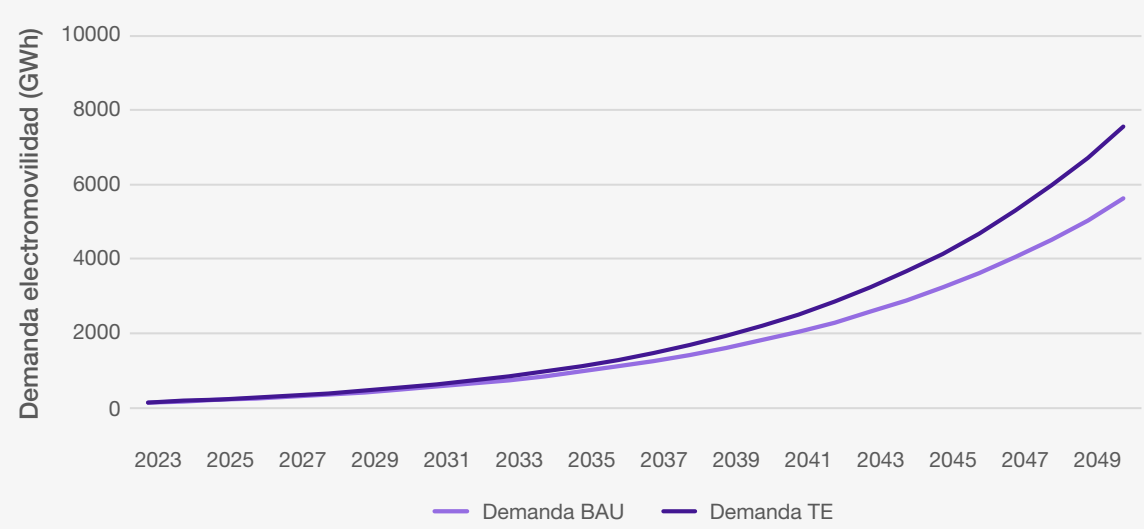
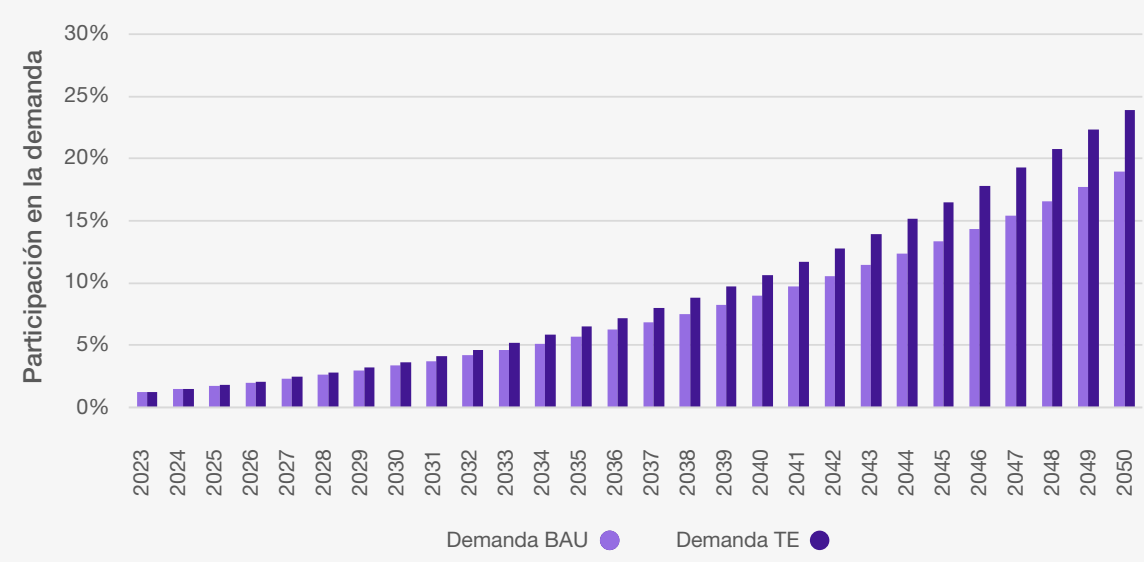


GRÁFICO 4.18

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial





Hidrógeno verde

El potencial teórico total de producción de H₂V en Panamá ronda los 4 millones de toneladas (t) por año, considerando las energías renovables disponibles (hidroeléctrica, eólica terrestre y solar) y que primero se debe satisfacer la demanda eléctrica proyectada del país para 2040. En un escenario conservador, el potencial para la producción de hidrógeno sería de 528.940 t/año a medio plazo, teniendo en cuenta las restricciones en la capacidad de fabricación de electrolizadores, que puede variar en función de varios factores. Según los análisis realizados, uno de los negocios más atractivos sería la importación de amoníaco verde⁷, un producto derivado del hidrógeno verde, para su suministro como combustible, así como la producción local en el mismo mercado. Panamá podría tener una demanda interna de amoníaco verde de 280.000 tH₂/año en 2040, requiriendo la instalación de 4,2 GW de electrólisis, para cubrir la demanda generada en los siguientes segmentos:

- ▶ Trasvase de combustible (*bunkering*) verde. Segmento con mayor demanda potencial por su tamaño y por estar mediado por objetivos establecidos por la Organización Marítima Internacional (OMI).
- ▶ Calor industrial. Tiene un potencial interesante para H₂V, en lugar de GLP.
- ▶ Movilidad de cargas pesadas. En este segmento la participación del H₂V sería a medio plazo.
- ▶ Materia prima para la industria. Hay menos demanda de amoníaco verde para la producción de fertilizantes.

Según un documento hecho público por la Secretaría de Energía de Panamá, parece que el país ha entrado recientemente en un proceso de análisis del mercado interno para la producción, la demanda y el desarrollo de un marco regulatorio más sólido. Los principales objetivos mencionados en el documento son:

- ▶ Para 2030, lograr que el 5 % del suministro de *bunkering* en Panamá provenga de H₂V o sus derivados.
- ▶ Para 2030, producir localmente 500.000 toneladas de H₂V o sus derivados.

⁷ El amoníaco verde puede utilizarse como combustible marino sostenible y portador de hidrógeno verde para su transporte.



Para 2050, lograr que el 40 % del suministro de *bunkering* en Panamá provenga de H₂V o sus derivados.



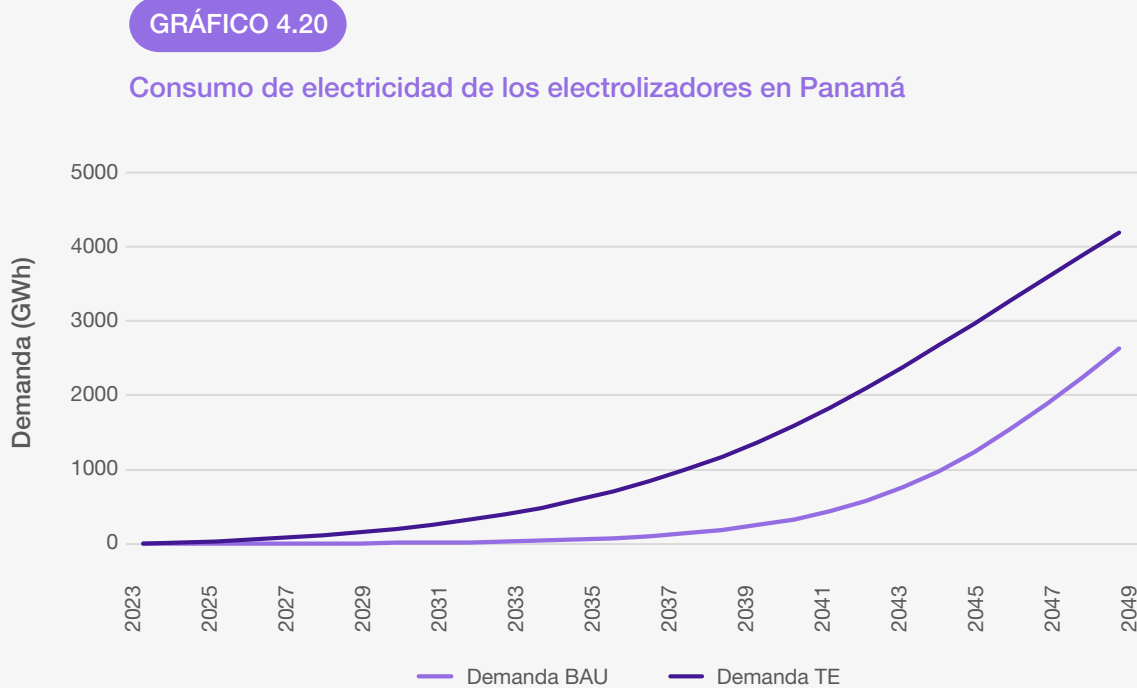
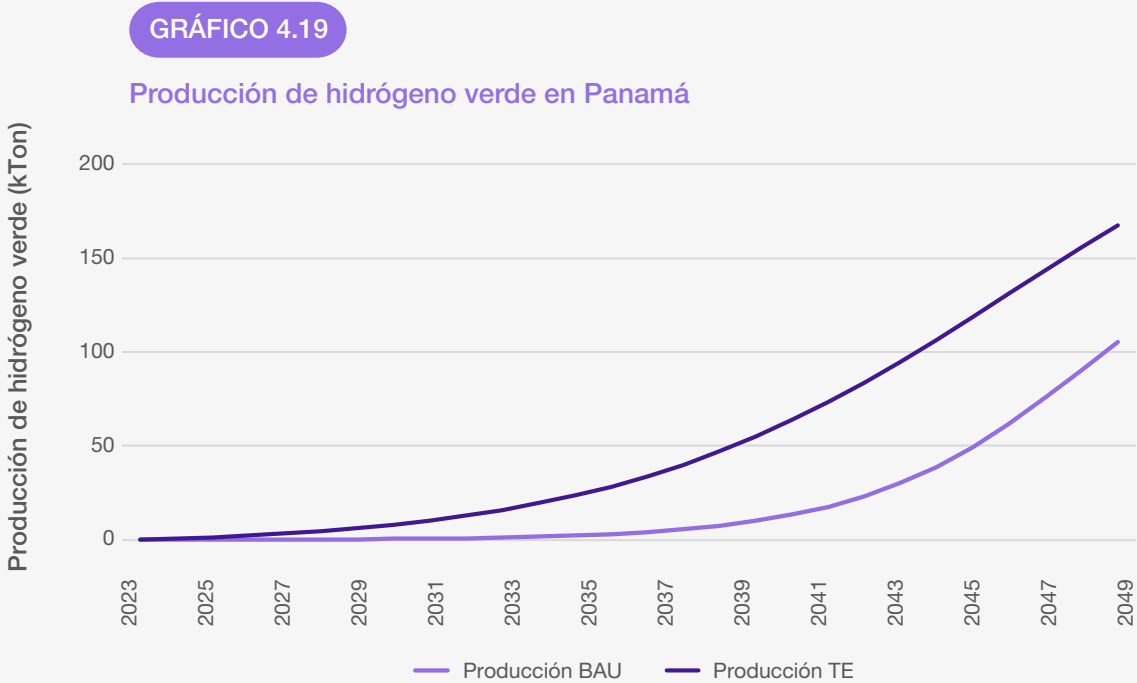
Para 2050, lograr que el 30 % de la energía para la aviación provenga de H₂V, sus derivados o combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en inglés).



Para 2050, lograr que el 30 % de los vehículos que transporten cargas pesadas y maquinaria utilicen H₂V o sus derivados.

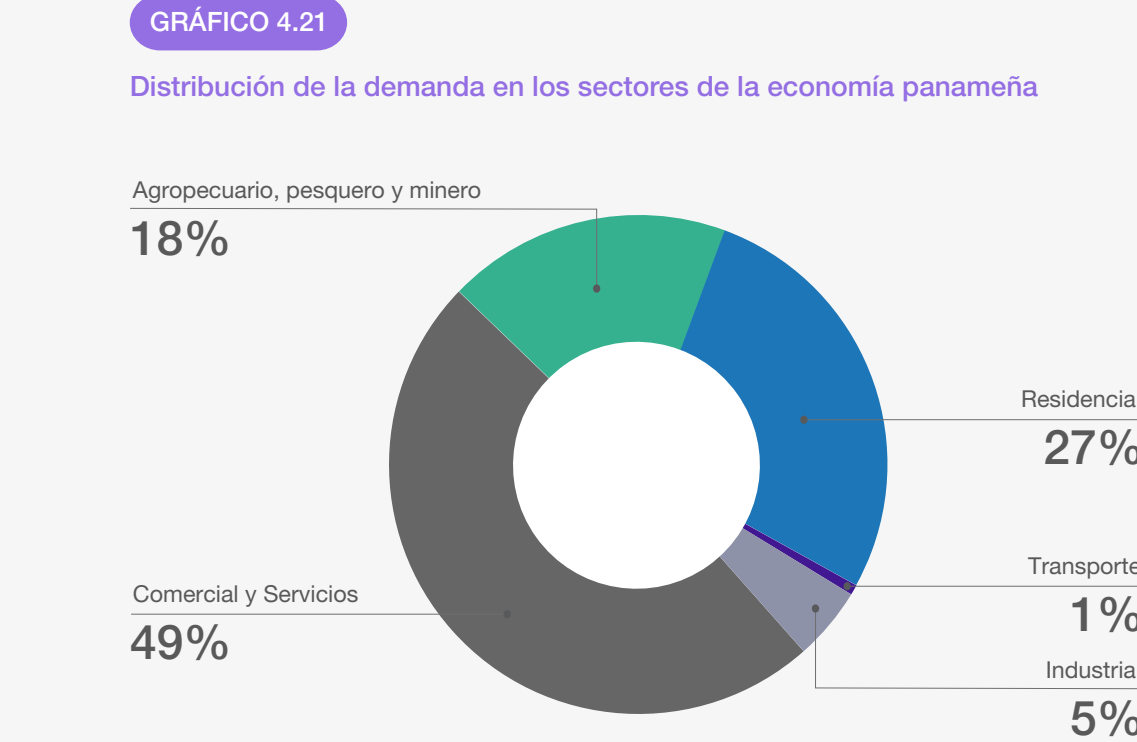
En este escenario, otros objetivos importantes que se pueden mencionar son la creación de una base de datos, con todos los proyectos panameños de producción de H₂V y sus derivados, el desarrollo de un estudio para establecer las barreras, costos y recursos necesarios para la producción a gran escala, y estudios en profundidad con identificación de las mejores prácticas internacionales en materia de generación de energía basada en este producto.

Los gráficos 4.19 y 4.20 presentan las proyecciones de producción y consumo de hidrógeno verde en Panamá, 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 un 60 % superior a la del caso de BAU.



Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el **apéndice 8**. En Panamá, el sector con mayor demanda de electricidad es el de comercio y servicios, representando aproximadamente la mitad del total, seguido por el sector residencial, con el 27 %. Además, están los sectores agropecuario, pesquero y minero (18 %), el industrial (5 %) y el del transporte (1 %), como muestra el gráfico 4.21.



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de hasta el 10 % con relación a la demanda potencial de 2050, equivalente a aproximadamente 2,4 teravatios por hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 700 MW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.22

Proyección de ganancias de eficiencia en Panamá

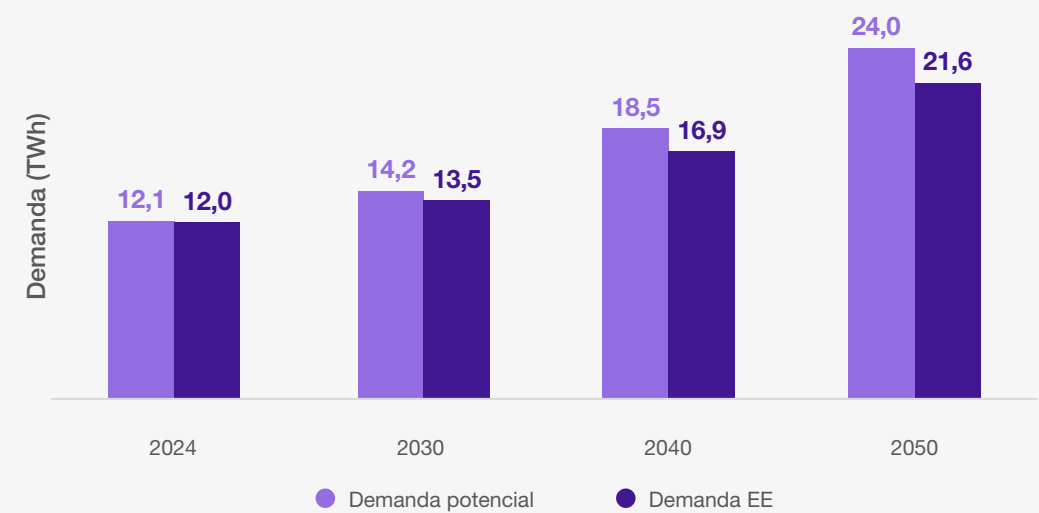
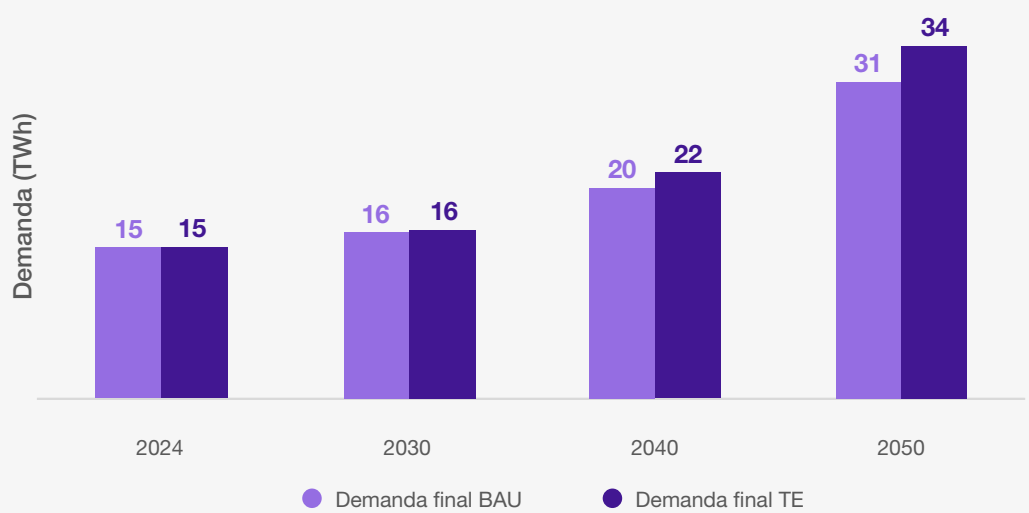


GRÁFICO 4.23

Comparación de demandas proyectadas para los dos escenarios en Panamá



Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Panamá. Esta es la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.23 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno, principalmente a partir del año 2032, provocan que la demanda del país en 2050 en el escenario de TE sea aproximadamente el 11,4 % mayor que en el caso de BAU, aunque se observa una estabilización del crecimiento a partir de 2045.



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

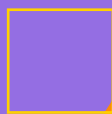
Panamá tiene un conjunto de proyectos que entrarán en operación en los próximos años, presentados en el cuadro 4.4, y que deben ser considerados en las simulaciones. Hasta 2026, ingresarán en el sistema dos centrales térmicas, cuya generación no estará sujeta a la optimización del modelo de expansión, sino que serán entradas fijas, puesto que su desarrollo está programado.

CUADRO 4.4

Proyectos considerados en el plan de expansión de Panamá

Tecnología	Planta	Fecha	Capacidad (MW)
Térmico	Gas to Power Panamá	2026	450
Térmico	C.T. Gatún (Telfers)	2025	670

5



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Panamá



En capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Panamá tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

El objetivo es exponer su estado actual y la expansión calculada con el conjunto de premisas explicadas anteriormente. Se empieza por explorar el escenario de continuidad, para seguir con un análisis sobre la expansión en el caso de transición y culminar con comparaciones entre ambos.



Caso de BAU

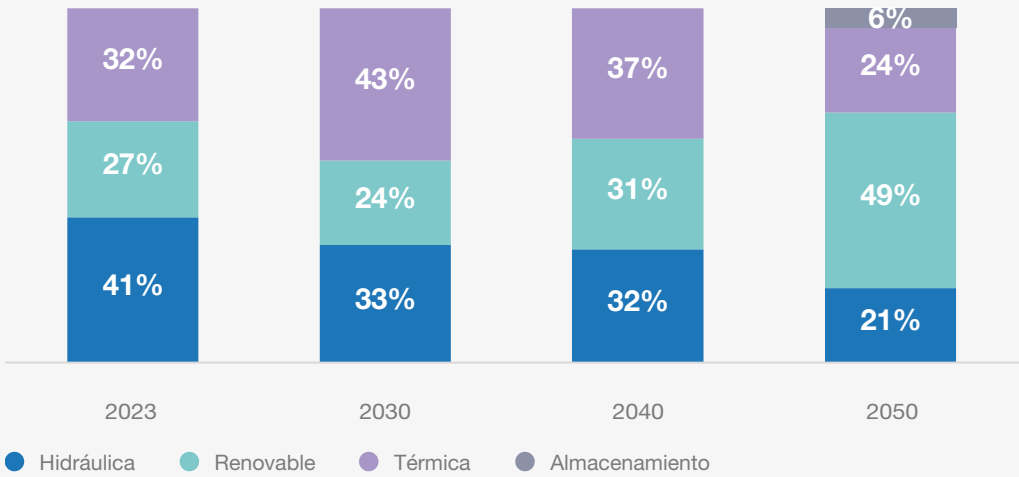


Expansión de la generación

Con una participación del 41 %, las centrales hidroeléctricas son la principal fuente de energía eléctrica en Panamá. Con el paso del tiempo, este tipo de generación pierde espacio a favor de las plantas solares y eólicas, además de entrar en funcionamiento dos grandes centrales térmicas de gas en los años 2025 y 2026. Aparte de estas dos plantas, no hay otras incorporaciones de capacidad térmica en el país y el recurso con mayor inversión para brindar flexibilidad al sistema en la última década son las baterías.

GRÁFICO 5.1

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



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

En 2025 y 2026, está prevista la compleción de dos proyectos de gas natural, que juntos agregan alrededor de 1 GW de capacidad al sistema. La entrada de estas plantas tiene un impacto significativo en el suministro de electricidad, aumentando considerablemente el exceso de oferta. Para los años restantes, la expansión se realiza principalmente a través de fuentes solares y eólicas. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en el caso panameño, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

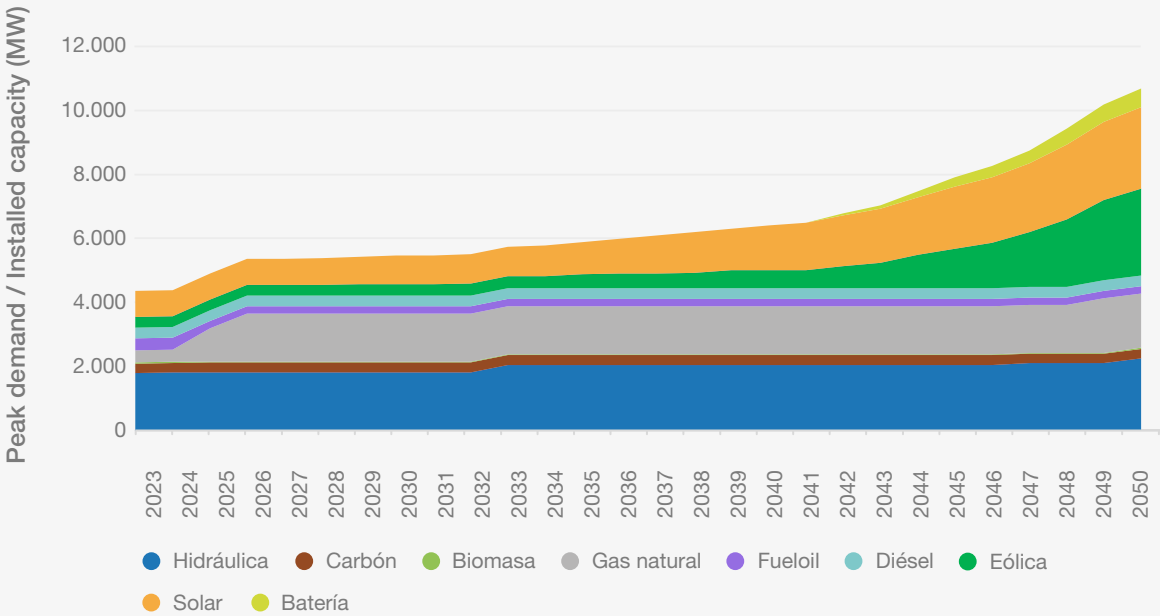
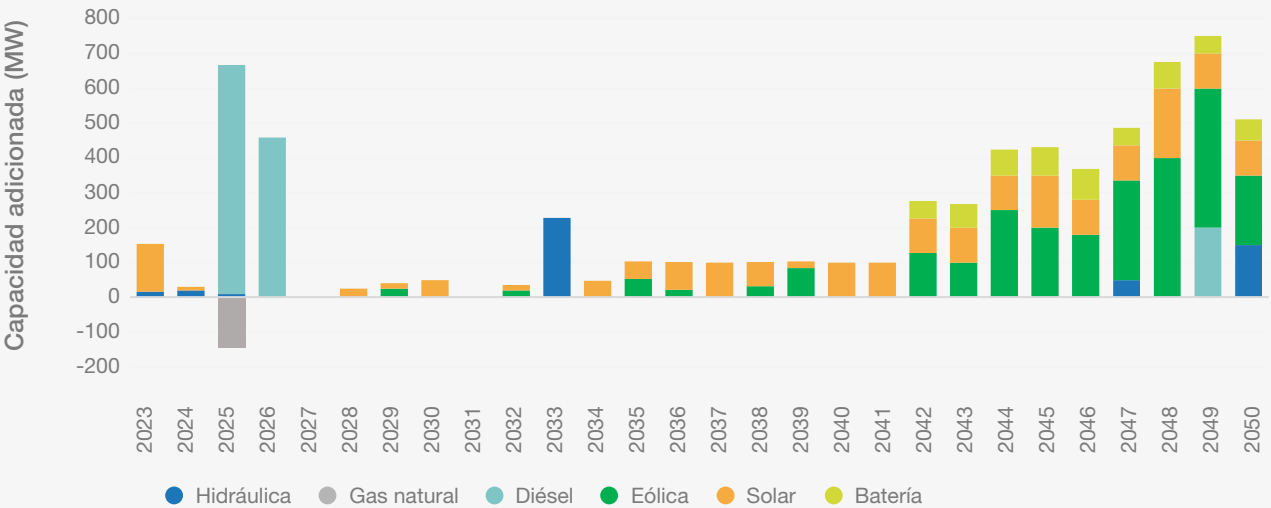


GRÁFICO 5.3

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema panameño en el caso de BAU



► **Perfil de generación**

En este subapartado, se analiza la evolución de la matriz de generación del sistema panameño. Para ello, se selecciona el primer y último año del periodo evaluado y se presenta 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 BAU se encuentran detallados en el **gráfico A.2.1** del apéndice 2.

En el perfil mensual de 2024, las hidroeléctricas representan aproximadamente el 48 % de la generación total, seguidas, principalmente, por las plantas solares y las centrales térmicas de gas natural, con el 15 % cada una. El país tiene, por otra parte, un equilibrio entre los perfiles de importación y exportación a lo largo del año (gráfico 5.5). En relación con el perfil horario, con la generación variable

entre renovables y centrales térmicas durante el día, el CMO se mantiene entre 72 USD/MWh y 112 USD/MWh, como se puede ver en el gráfico 5.6.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema panameño en 2024

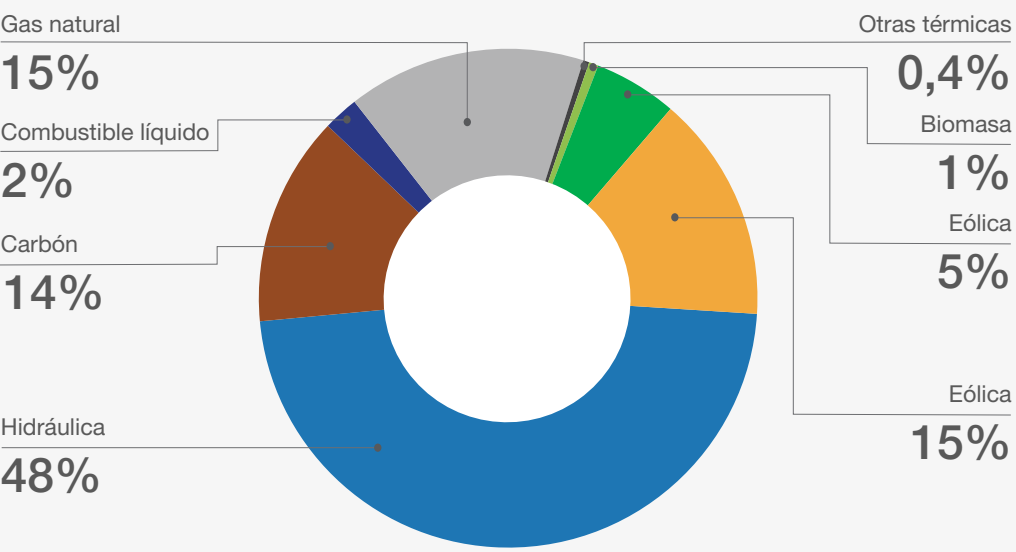


GRÁFICO 5.5

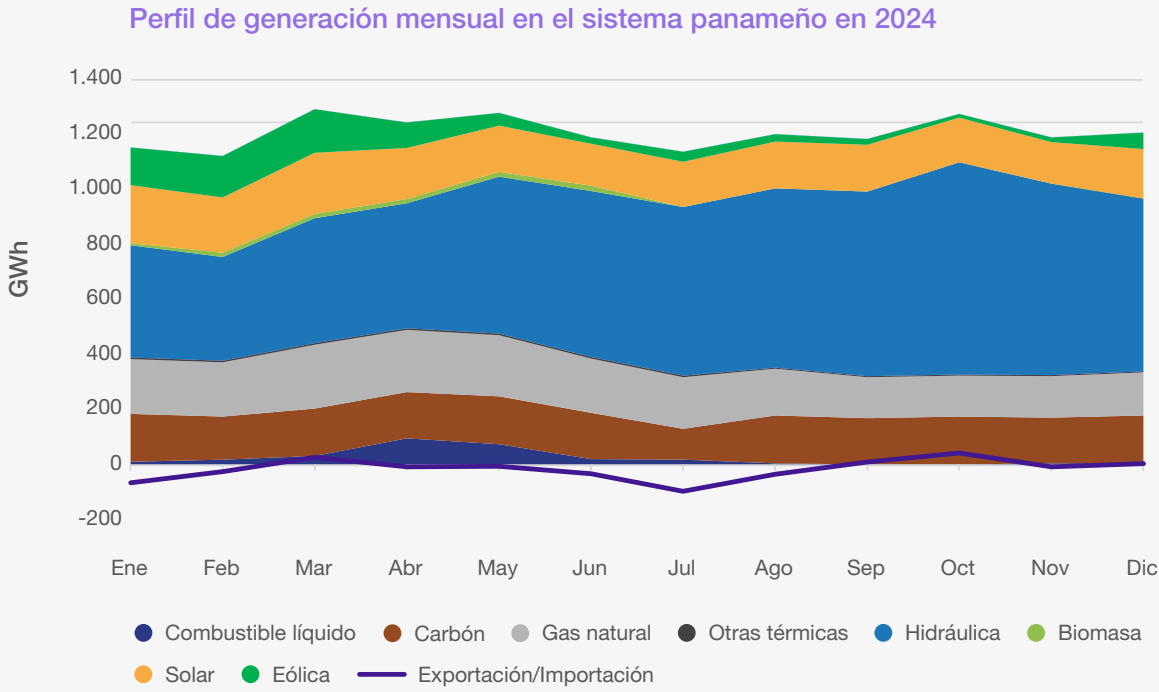
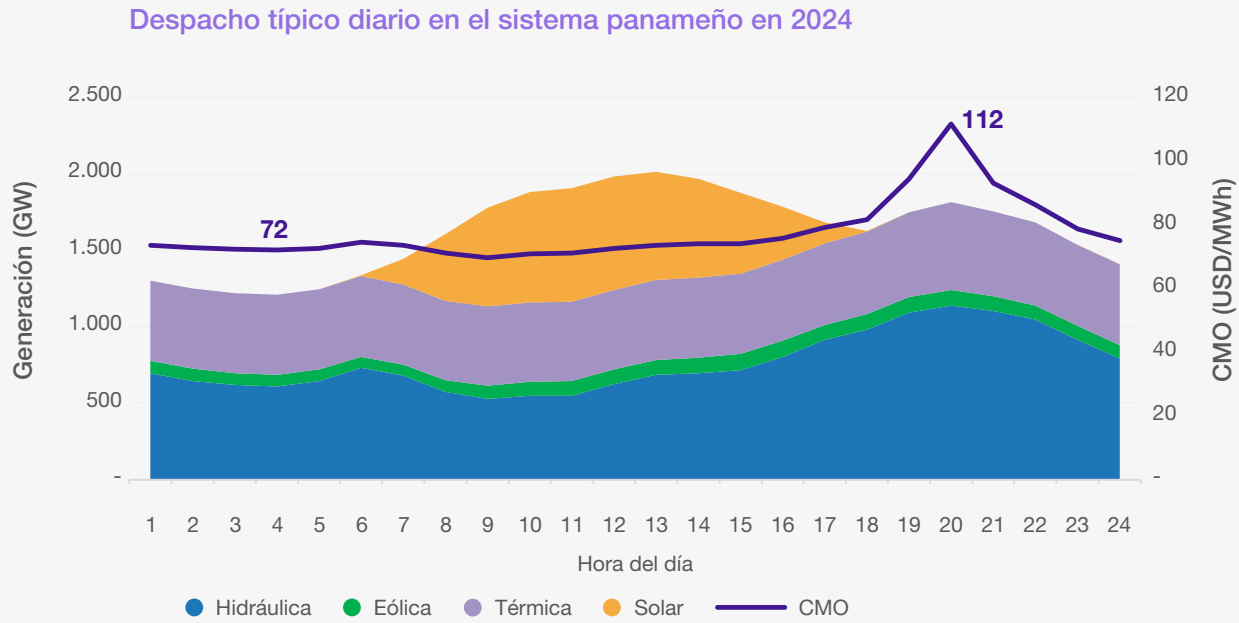


GRÁFICO 5.6



Para 2050, hay un aumento de la producción con fuentes eólicas, que generan principalmente en el primer semestre, y de las centrales térmicas de gas natural, que siguen el perfil de exportación del país a lo largo del año, como muestra el gráfico 5.8. En relación con el perfil horario, la generación de las plantas solares coincide con el periodo de cargamento de las baterías, hacia el mediodía, haciendo que el CMO descienda a 6 USD/MWh, mientras que, en otros horarios, con el mayor accionamiento de las centrales térmicas, el CMO alcanza los 102 USD/MWh (véase el gráfico 5.9).

GRÁFICO 5.7

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

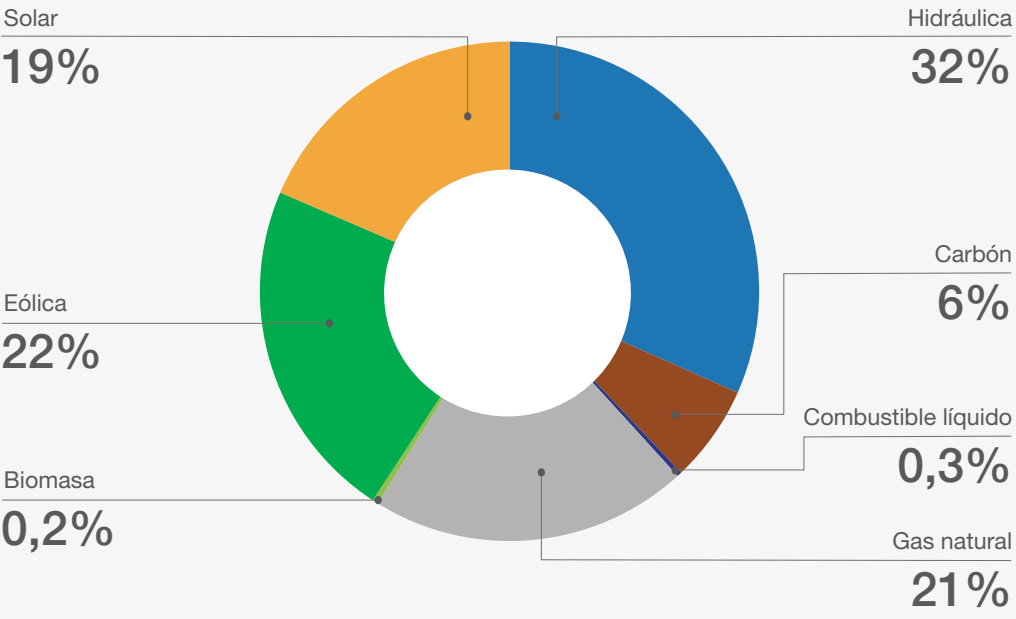


GRÁFICO 5.8

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

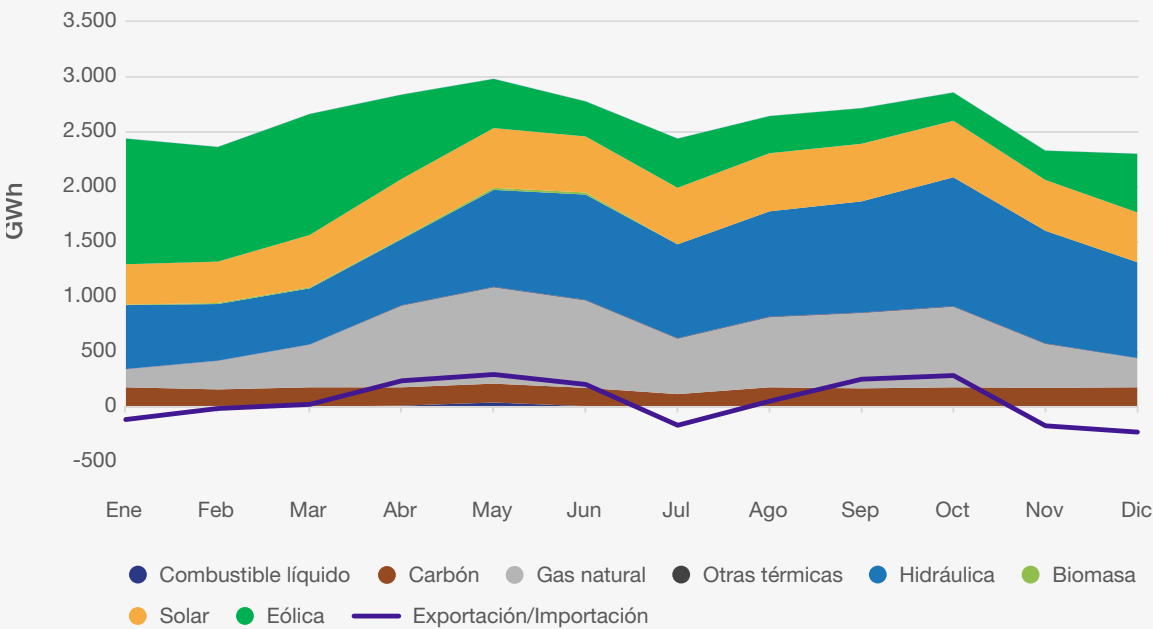
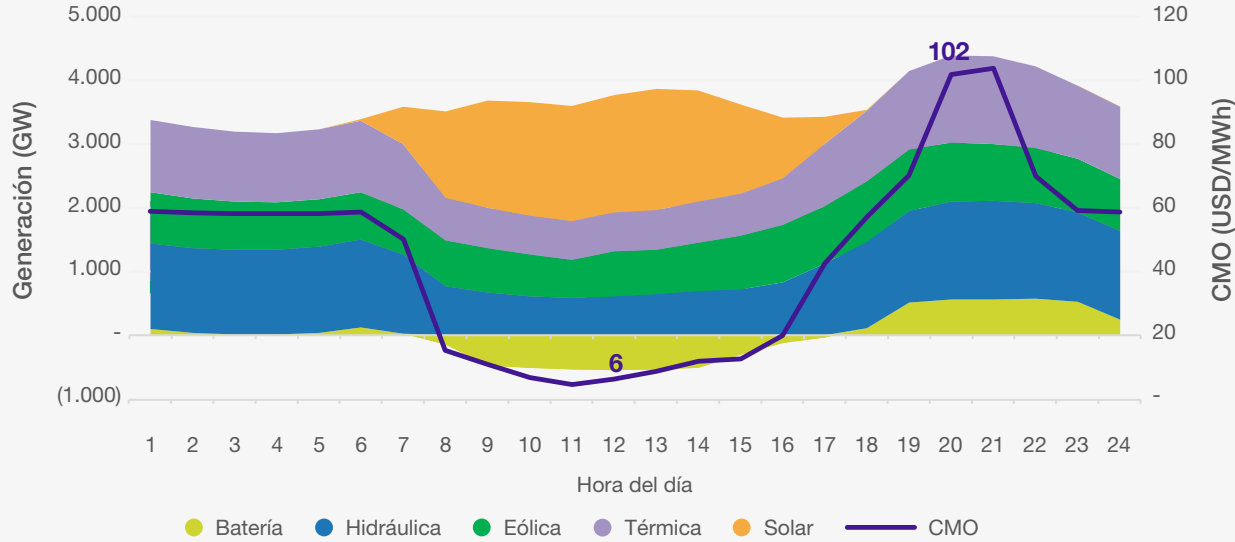


GRÁFICO 5.9

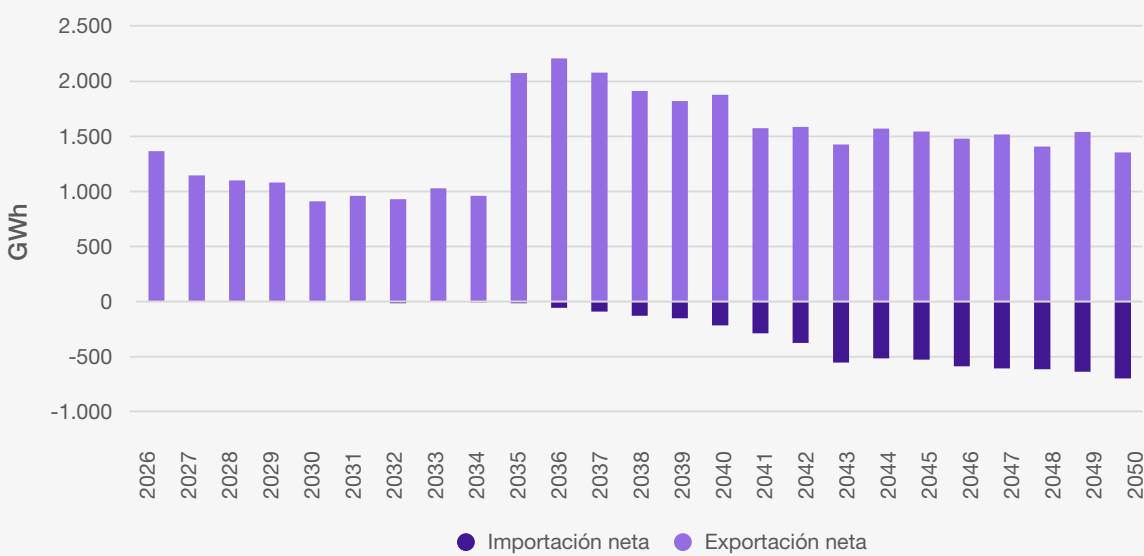
Despacho típico diario en el sistema panameño para el año 2050 en el caso de BAU



El sistema panameño es exportador todos los años posteriores a 2026 gracias a que tiene fuentes de generación con precios muy competitivos en la región y una notable sobreoferta de energía entre 2025 y 2030 (por la puesta en marcha de dos centrales de gas natural). Los volúmenes de exportación se incrementan con la expansión de las interconexiones del SIEPAC en 2035. En la década de 2040, cuando el país alcanza un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, se observan algunos períodos en los que el país importa energía de sus vecinos; no obstante, el total exportado sigue siendo más significativo.

GRÁFICO 5.10

Importaciones y exportaciones anuales en el sistema panameño



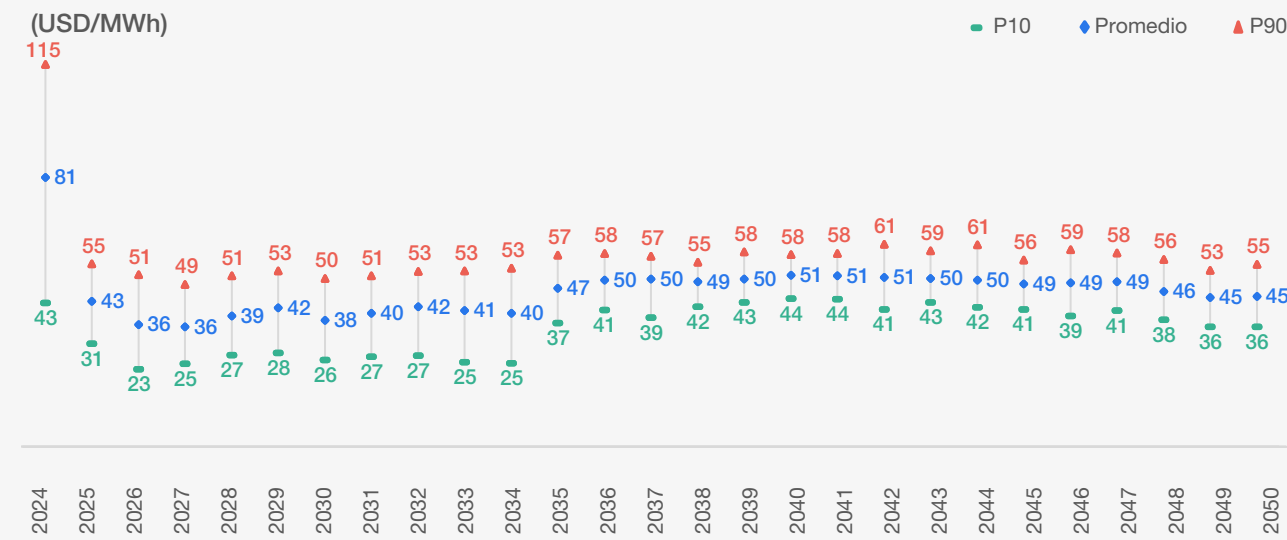
Costos marginales

A finales de 2023, los dos principales embalses del país se encontraban en niveles bajos. Esta baja disponibilidad de agua provocó un aumento del coste marginal a lo largo del primer año del estudio. Ya en 2025 las simulaciones muestran una caída de los costes marginales del sistema por la entrada de la planta de gas de Gatún (600 MW de capacidad). Esta reducción de los costos marginales de Panamá también se refleja en los sistemas de El Salvador y Costa Rica, a medida que el país aumenta su capacidad exportadora a partir de 2035.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.11 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 5.11

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



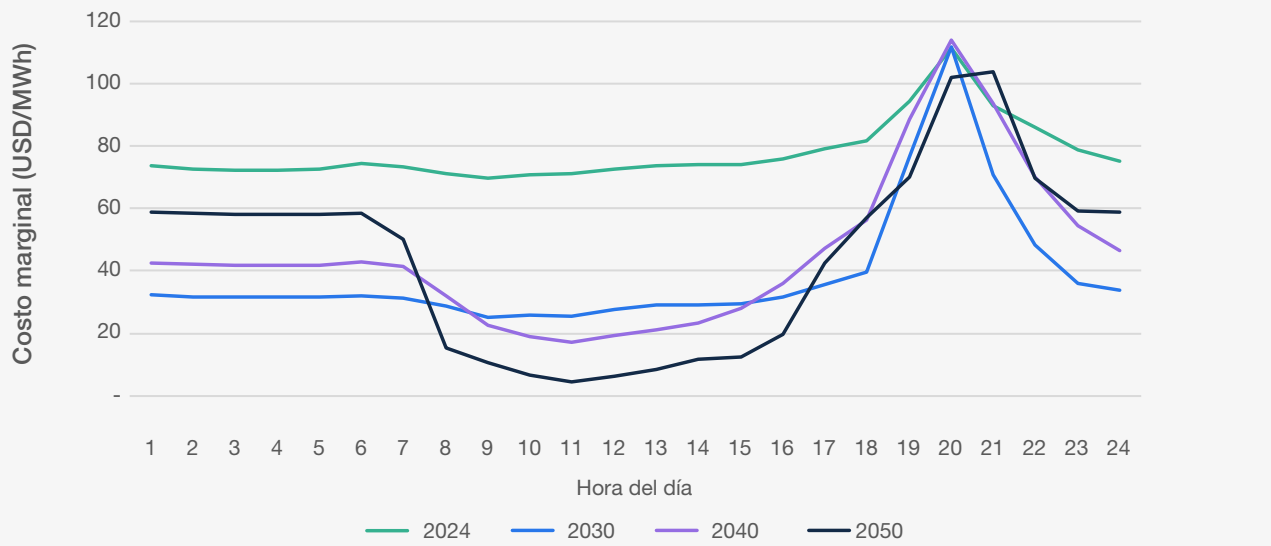
El gráfico 5.12 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora del año para algunos años del estudio. A medida que se añaden más plantas solares al sistema, se reduce el precio en momentos de mayor disponibilidad de este recurso.

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.

Otro factor que afecta a los costos marginales del sistema es la introducción de baterías, especialmente a fines de la década de 2040. Durante la tarde, esta tecnología se utiliza para almacenar el exceso de generación eólica y solar, liberando esta energía durante la noche. El impacto de esta operación es perceptible al comparar los costos marginales de 2040 con los de 2050, principalmente con la disminución del precio en las horas en torno al mediodía.

GRÁFICO 5.12

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





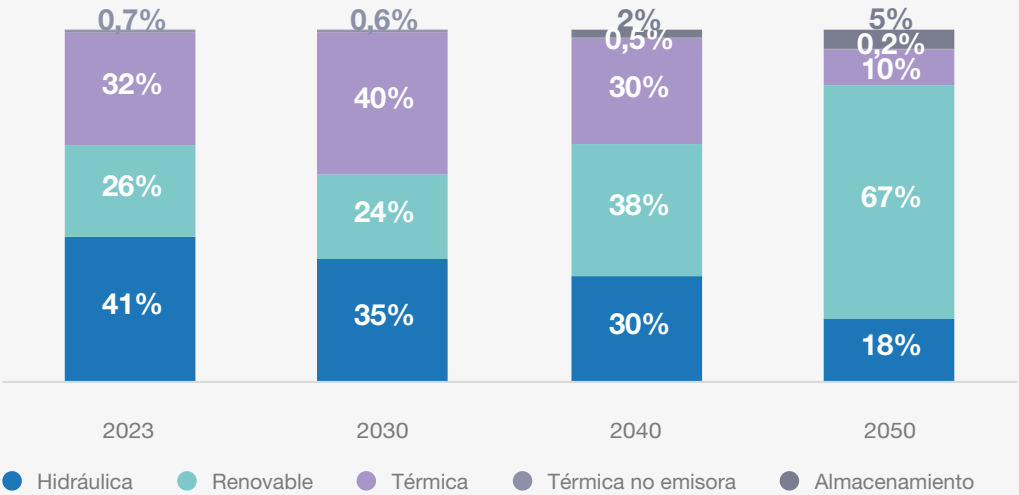
Caso de transición energética

Expansión de la generación

En Panamá, la meta establecida en el escenario de transición es el desmantelamiento de todas las centrales termoeléctricas, excepto aquellas que utilizan gas natural. Con esta meta, se calculó la expansión del sistema y el resultado es una matriz de capacidad instalada en la que la participación renovable alcanza el 67 % en el año 2050, como muestra el gráfico 5.13. La última central de combustible líquido es desactivada en 2045, pero las centrales de gas natural permanecen en el sistema.

GRÁFICO 5.13

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema panameño 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 denomina a centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares.

Una consecuencia de la retirada de las centrales contaminantes es el aumento en la participación de tecnologías con capacidad de almacenamiento en el sistema panameño, especialmente baterías con una duración de hasta 6 horas. Estas unidades comienzan a ganar una mayor presencia en el sistema durante la última década del estudio.

GRÁFICO 5.14

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

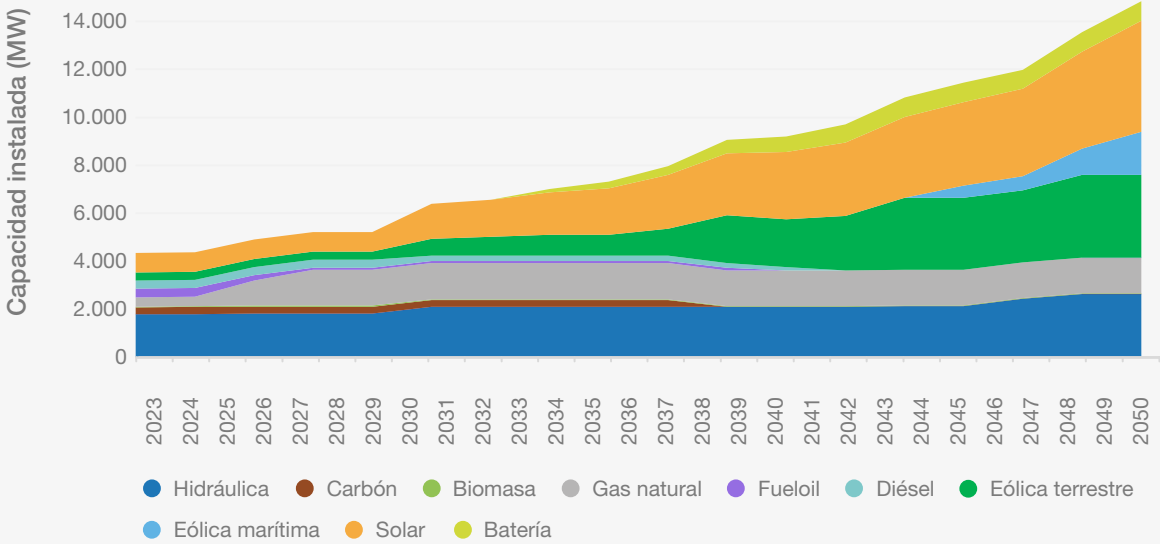
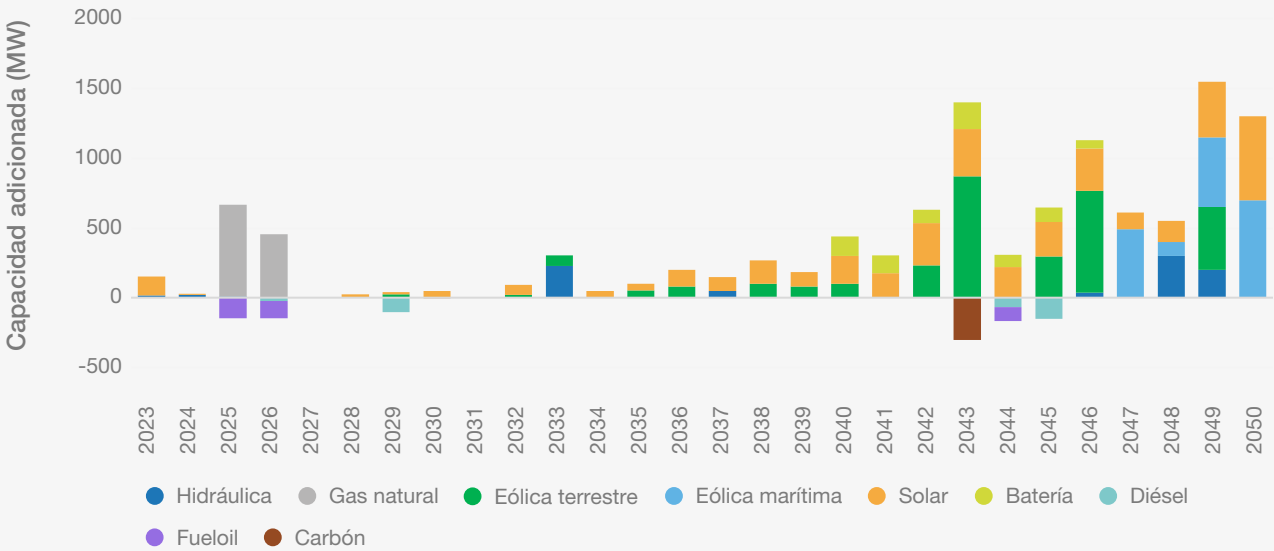


GRÁFICO 5.15

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



Perfil de generación

En este subapartado, se analiza la evolución de la matriz de generación del sistema panameño en el caso de TE. Para ello, se han seleccionado los años 2040 y 2050, y se presenta 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.

El sistema panameño cuenta con una cantidad considerable de generación que no emite gases de efecto invernadero, alcanzando más del 75 % de la generación total en el país en 2040. Esta situación es muy similar a lo observado en el caso de BAU, ya que la demanda del sistema hasta ese año es muy cercana en ambos casos y no hay una cantidad significativa de desmantelamientos de centrales térmicas hasta entonces.

GRÁFICO 5.16

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

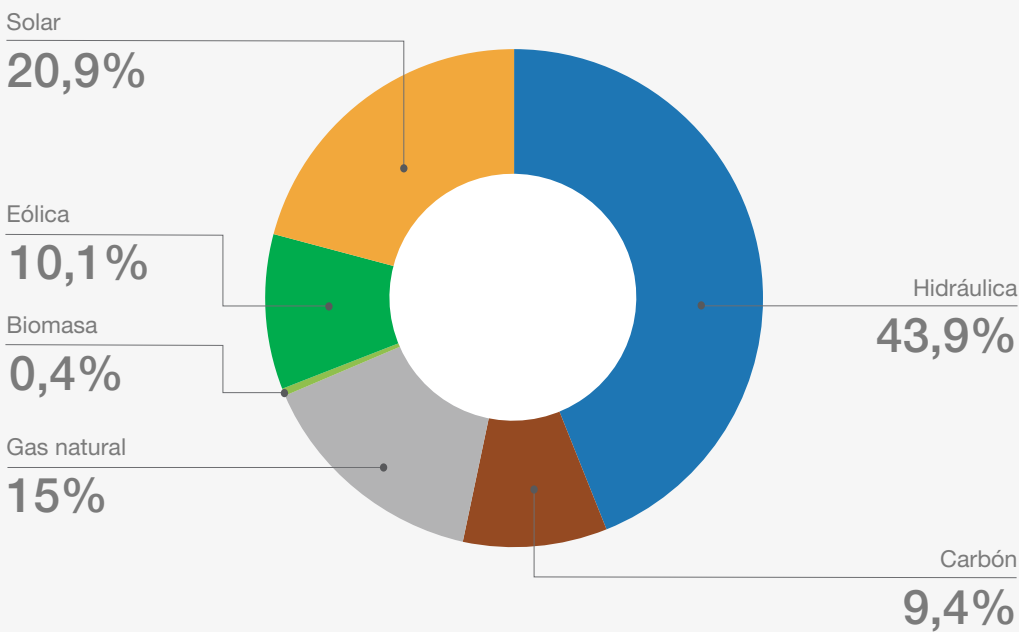


GRÁFICO 5.17

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

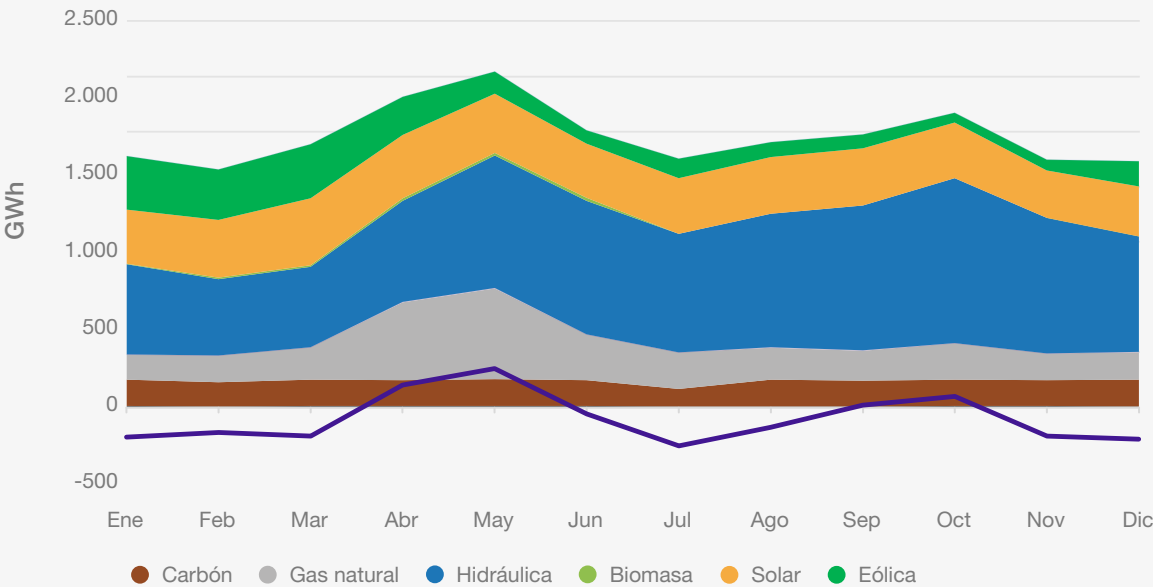
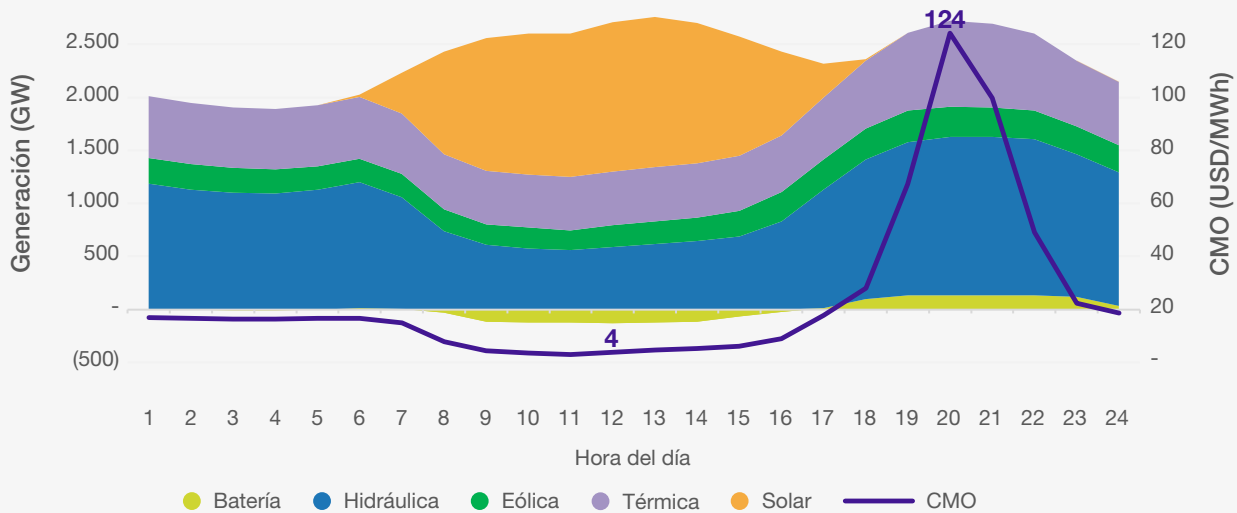


GRÁFICO 5.18

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



A lo largo de la década de 2040, el sistema experimenta una transformación significativa en el caso de TE. En este escenario, se contempla una mayor adopción de vehículos eléctricos en el país, además de una mayor producción de hidrógeno verde, lo que contribuye a un aumento de la demanda de electricidad en aproximadamente un 11 % hasta el año 2050 (se proporcionan más detalles en el apartado “Comparación de los casos de BAU y de TE”).

El aumento de la demanda, junto con la retirada de más de 700 MW de centrales térmicas, impulsa la inversión en otras fuentes de generación, como eólicas marinas, más parques eólicos en tierra y plantas solares. De esta manera, en 2050, la matriz de generación de Panamá se vuelve mayoritariamente neutra en carbono y ya no incluye fuentes emisoras de gases de efecto invernadero.

GRÁFICO 5.19

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

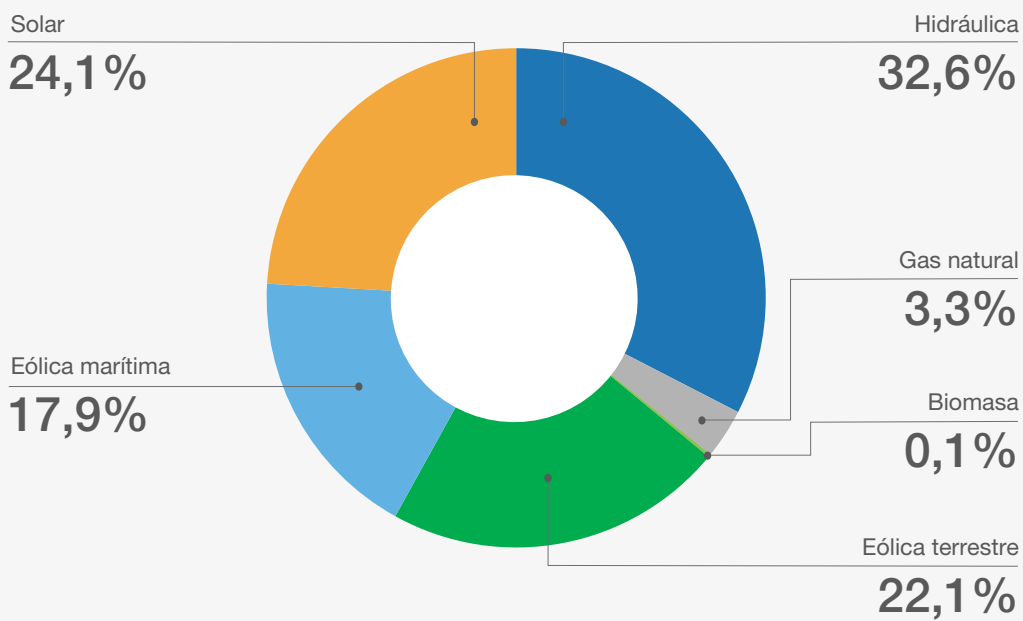
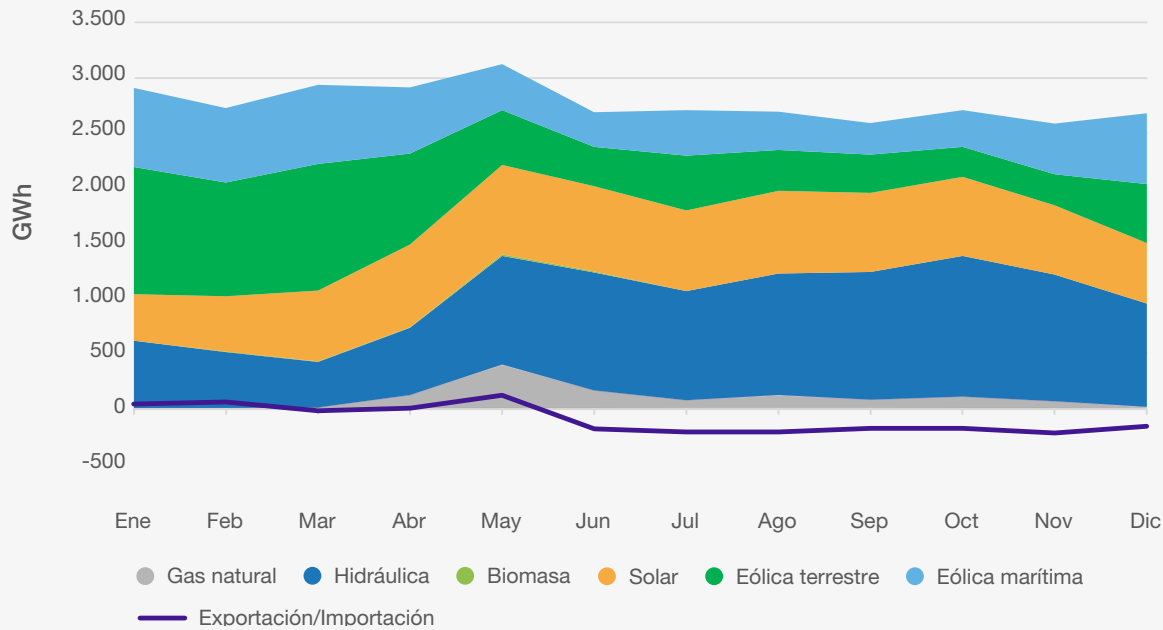
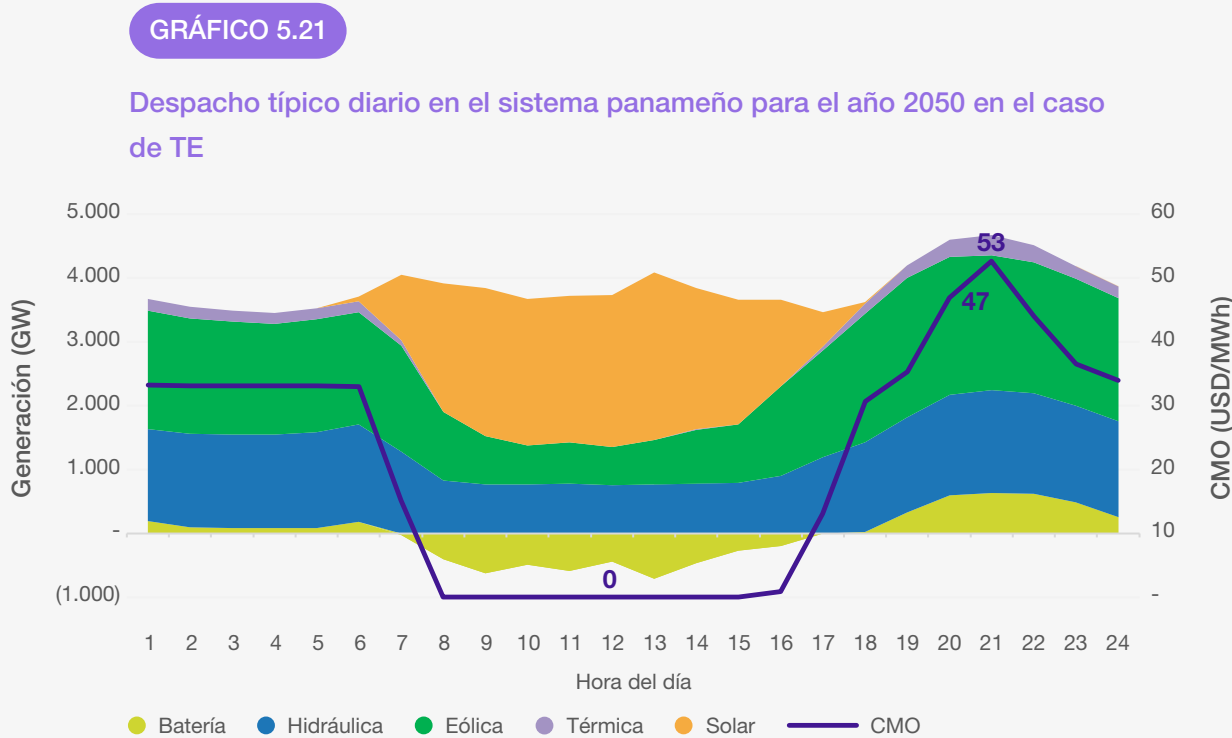


GRÁFICO 5.20

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



Al analizar la operación típica del sistema al final del horizonte bajo estudio, se observa que el funcionamiento de las baterías contribuye a reducir las variaciones del costo marginal en momentos en que no hay generación solar disponible. Las baterías desempeñan un papel crucial al agregar mayor flexibilidad al sistema, función que anteriormente cumplían las centrales de gas natural, cargando en las horas cercanas al mediodía y descargando durante la noche. De esta forma, el CMO alcanza un máximo de 53 USD/MWh en el periodo nocturno.



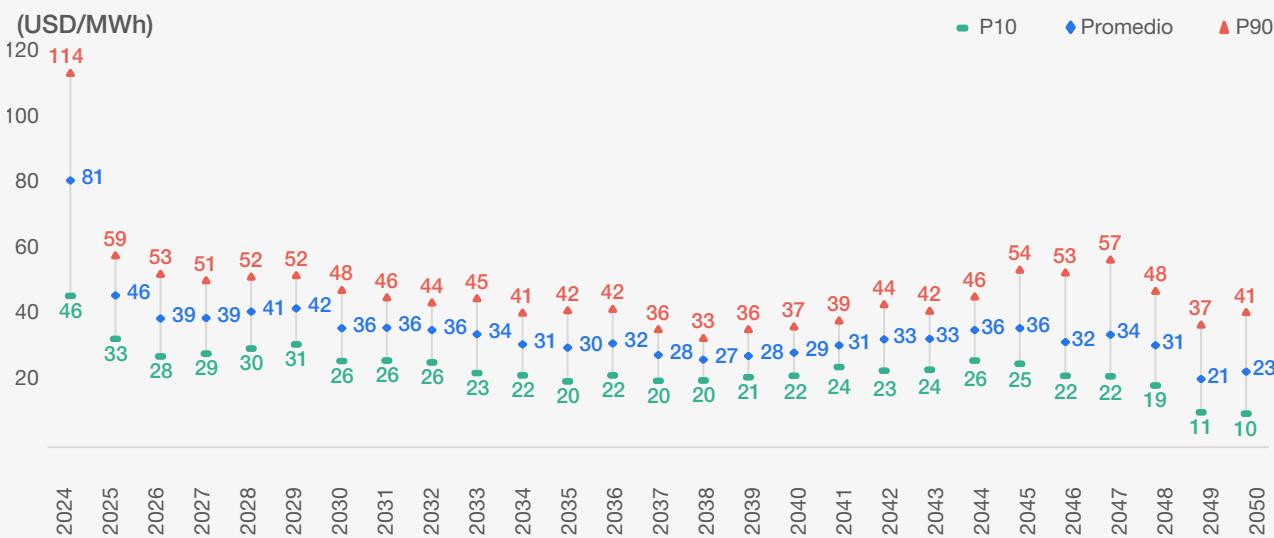
Costos marginales

De manera similar a lo observado en el caso de BAU, los costos marginales del sistema tienden a disminuir hasta el año 2050. En el caso de TE, una consecuencia de la retirada de las centrales termoeléctricas (excepto las de gas natural) es que el sistema se vuelve más susceptible a las variaciones de los costos marginales anuales, ya que más generación depende de variables

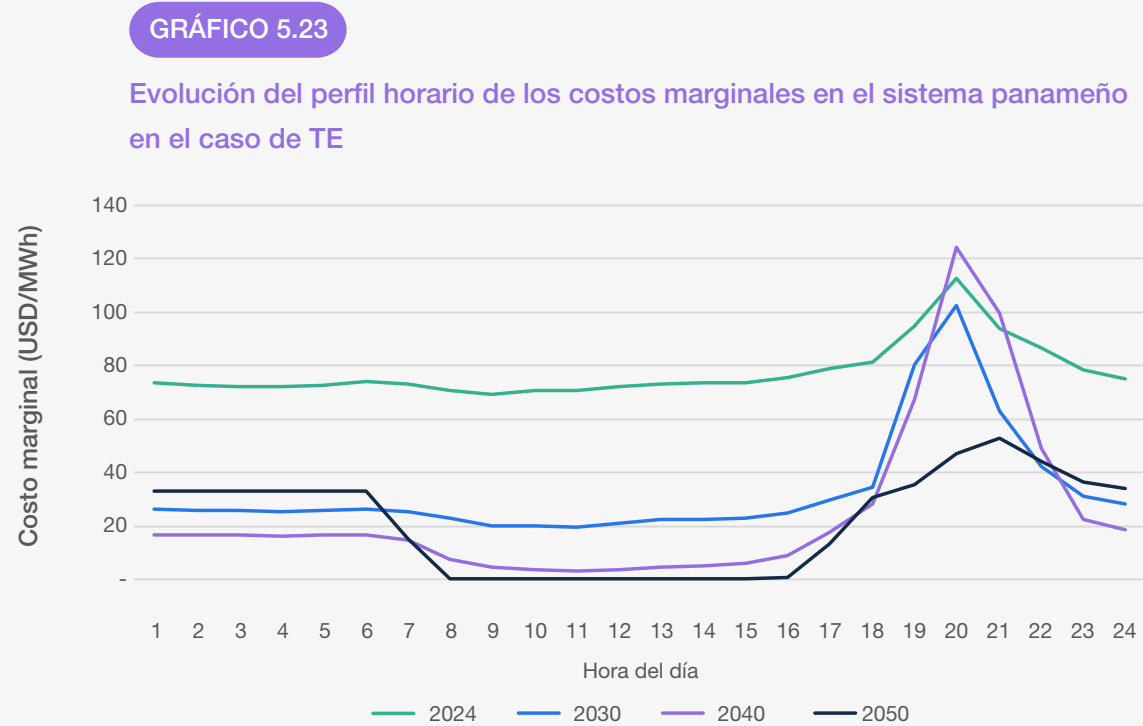
climáticas en este escenario. Este comportamiento se destaca más claramente a partir de la mitad de la década de 2040, cuando los valores pueden variar de menos de 20 USD/MWh a más de 50 USD/MWh, dependiendo de la disponibilidad de agua y generación eólica en el sistema en el año evaluado..

GRÁFICO 5.22

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



La significativa incorporación de baterías en el sistema panameño tiene como efecto la reducción de la variabilidad del precio horario, un hecho que se puede observar en el gráfico 5.23, al comparar los costos marginales de 2040 y 2050. De esa manera, se percibe la diferencia de los costos marginales en el periodo nocturno entre esos dos años.



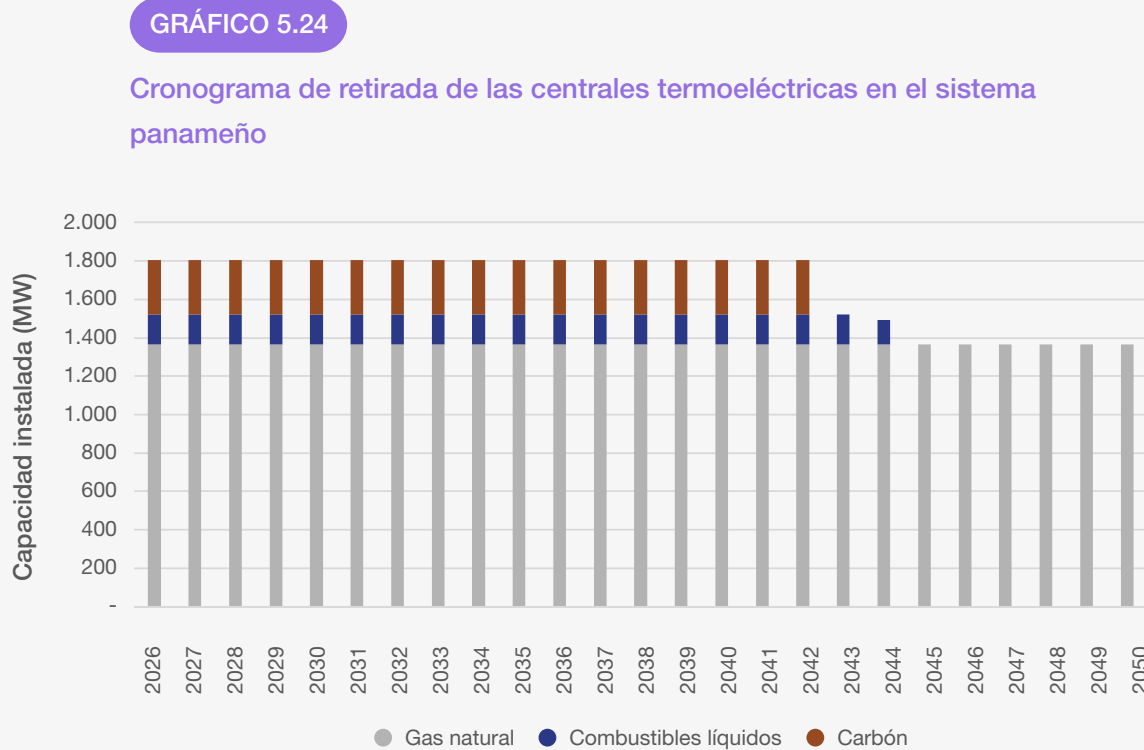
Comparación de los casos de BAU y TE

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

Una de las diferencias entre los dos escenarios 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 calculan dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país, además de un supuesto

de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto se produce a partir de 2035, cuando hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando un incremento del 11 % (3,5 TWh) en la demanda de electricidad del país hasta el final del horizonte estudiado (véase el gráfico 4.23).

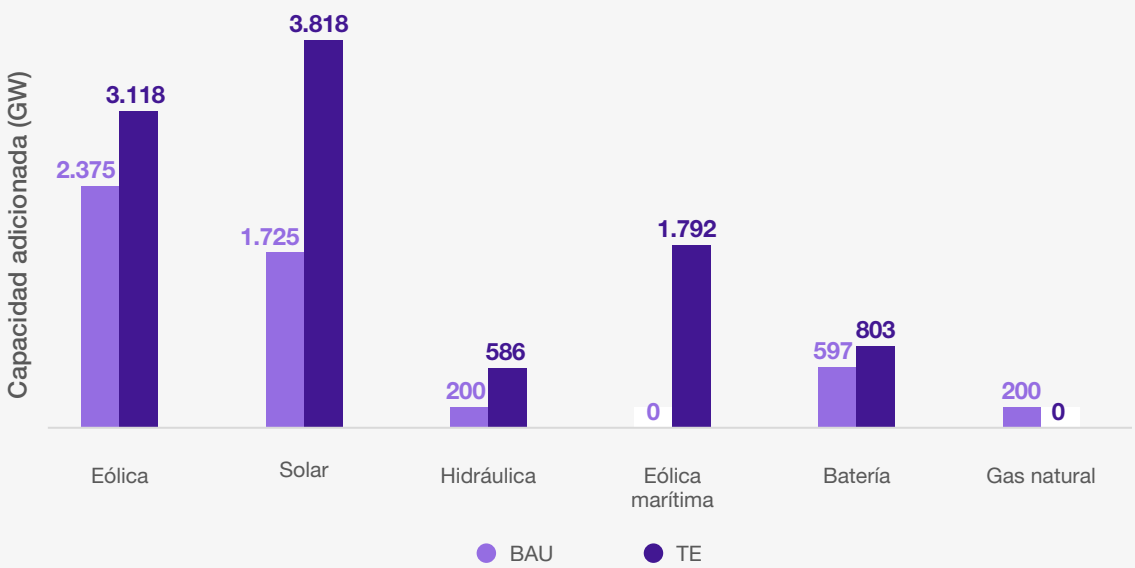
Otro punto destacado en el caso de TE es la desactivación de centrales termoeléctricas emisoras de GEI (excepto las de gas natural). En el caso del sistema panameño, se consideró la retirada progresiva de 700 MW de centrales termoeléctricas hasta 2050 (gráfico 5.24).



Con este nuevo conjunto de supuestos se calculó una nueva expansión del sistema. El gráfico 5.25 presenta una comparación de las adiciones de capacidad en los dos casos estudiados entre los años 2024 y 2050. En él solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión de la generación.

GRÁFICO 5.25

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

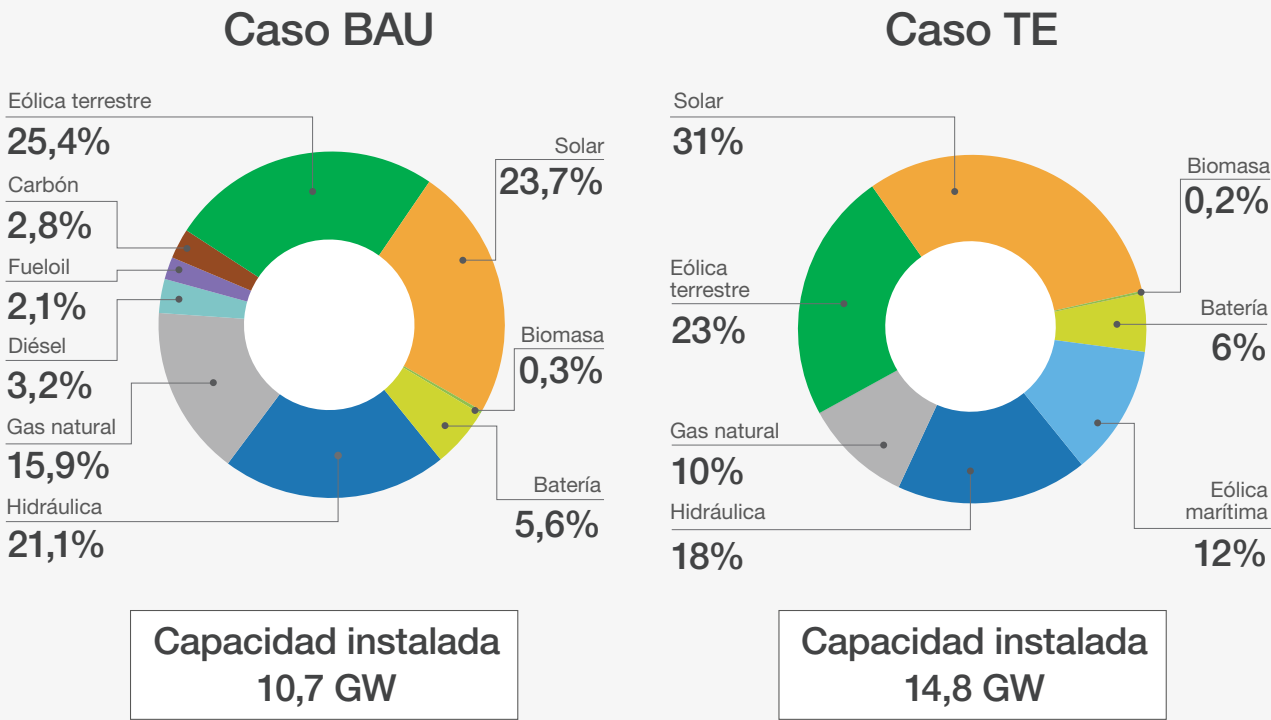


En el caso de BAU se observa un aumento significativo de las centrales eólicas y solares en Panamá. Las baterías son opciones consideradas después de 2040, cuando el sistema necesita recursos para compensar la intermitencia de esas fuentes.

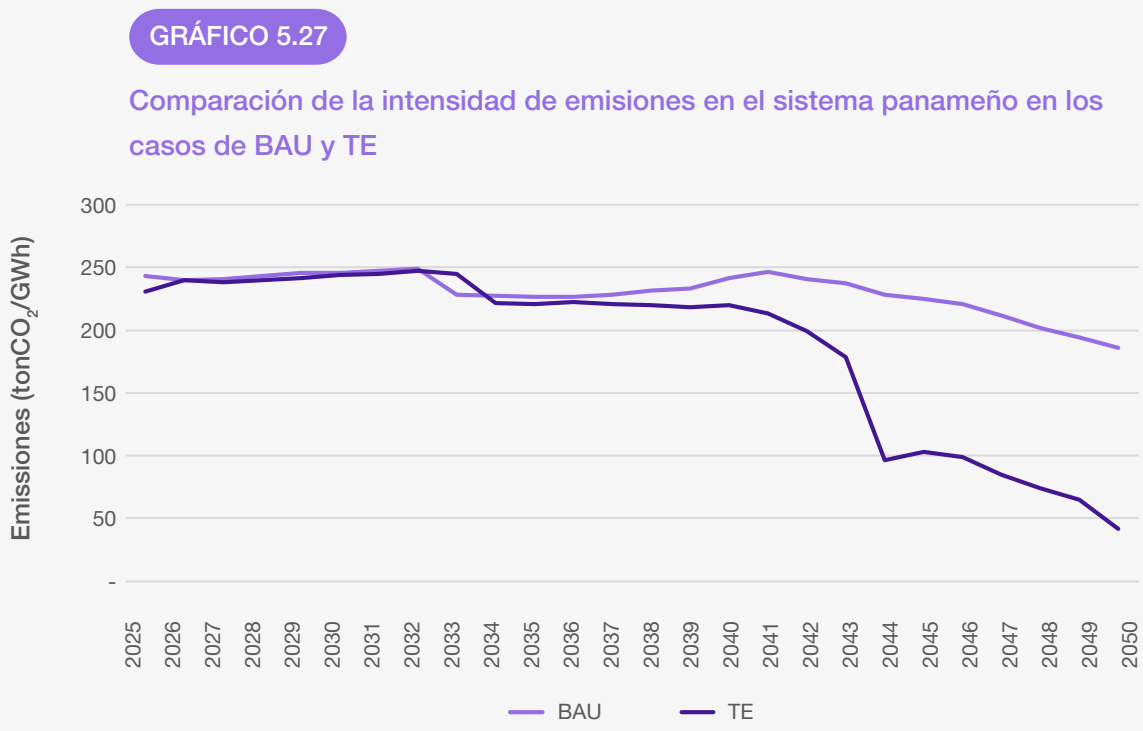
En el caso de TE, la entrada en operación de algunas plantas de gas natural en la primera década del estudio contribuye a que esta sea por unos años una de las principales fuentes de energía del país, junto con las hidroeléctricas. Al retirar estos activos del sistema en el caso de transición, se produce una alta inversión en plantas eólicas y solares y la adición de baterías al sistema. También hay inversiones en hidroeléctrica y eólicas marítimas al final del horizonte cuando las centrales a gas se retiran del sistema.

GRÁFICO 5.26

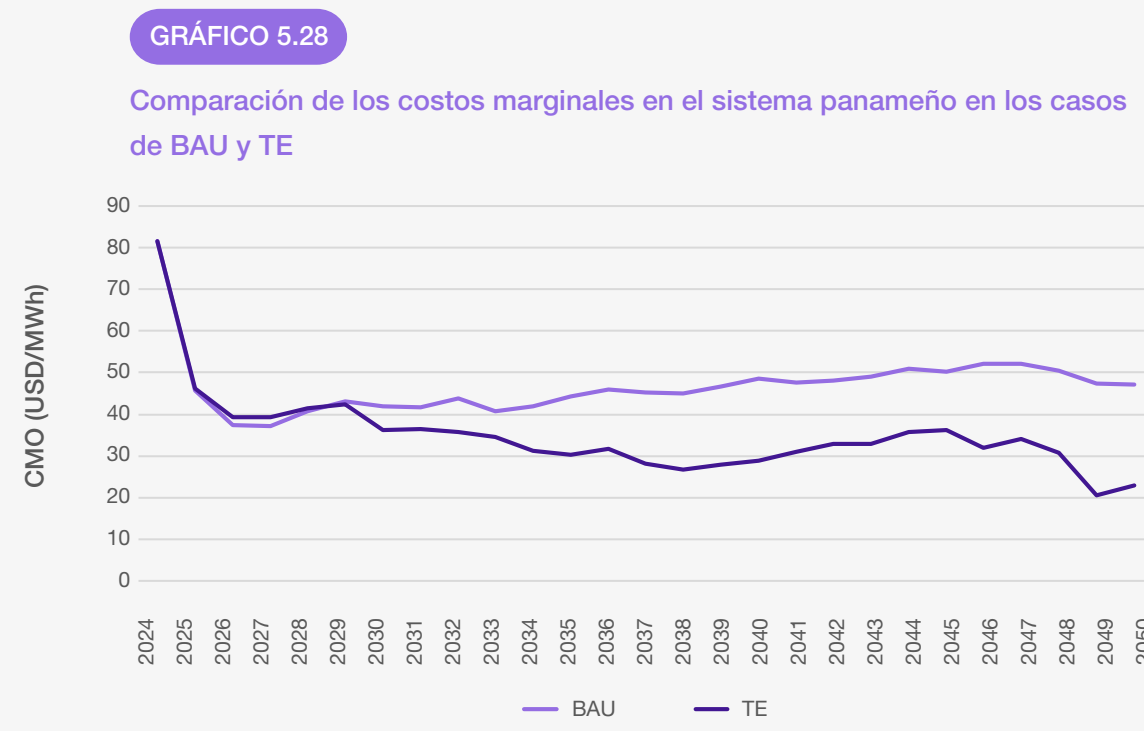
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema panameño



Un análisis de la intensidad de las emisiones en los primeros años revela un aumento en los valores totales debido al ingreso de algunas plantas de gas natural. En el caso de transición, se destaca la caída de las emisiones con la retirada significativa de las centrales de carbón y de combustibles líquidos después de 2040. De esa manera, las emisiones no llegan a cero en 2050, pero hay un descenso significativamente mayor de las emisiones en el caso de TE que en el caso de BAU.



En relación con los costos marginales de operación, se observa una tendencia a la baja. En el caso de TE ese descenso se produce por las retiradas de plantas térmicas y la gran cantidad de oferta renovable, especialmente en los últimos años del estudio. El coste marginal se ve poco afectado al inicio del horizonte, dado que la mayoría de las retiradas se producen después de 2030.



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema durante el periodo de estudio considerando la evolución de la canasta dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.29 y 5.30 ofrecen una comparación detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años.

GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de inversión en generación

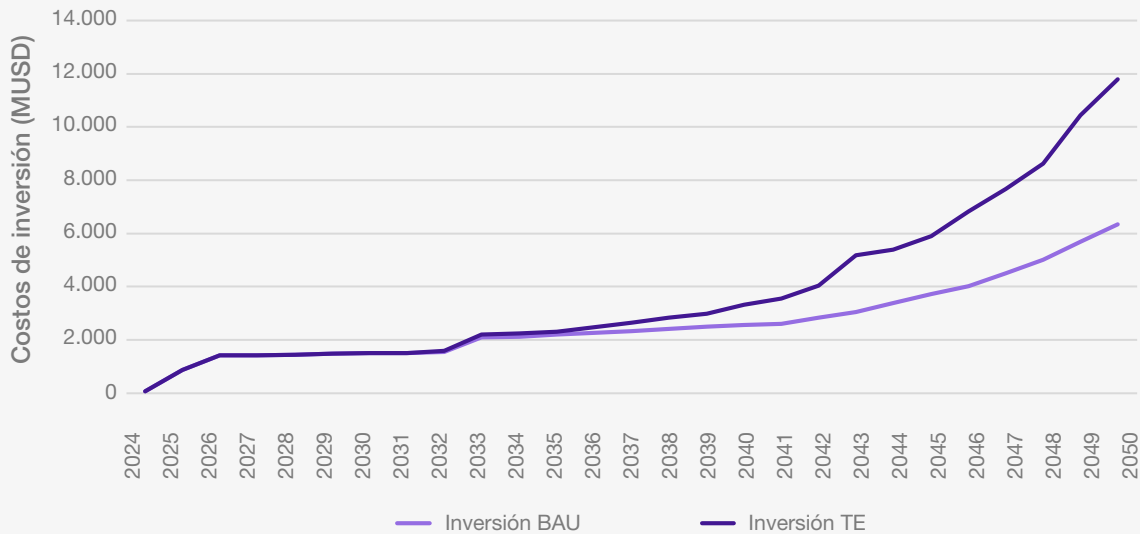
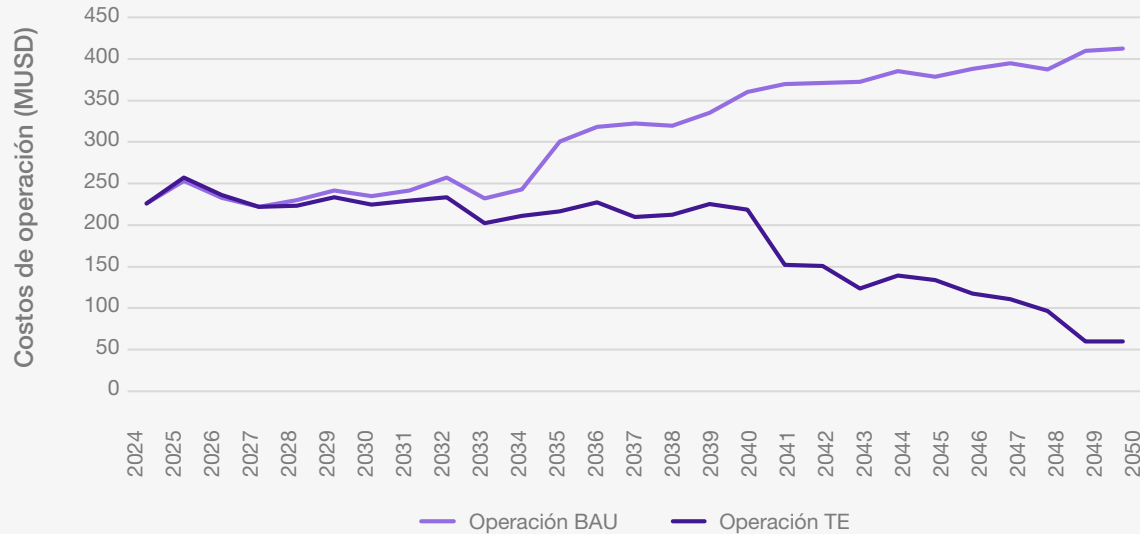


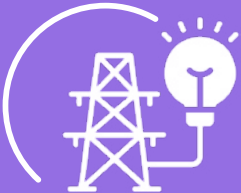
GRÁFICO 5.30

Evolución de los costos de operación



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

En el caso de TE, la retirada de las centrales de carbón y combustibles líquidos crea una necesidad significativa de invertir en el sistema de generación del país para satisfacer la demanda. La solución adoptada para reemplazar estas plantas consiste en realizar inversiones considerables en plantas de energía renovable y en tecnologías con capacidad de almacenamiento.

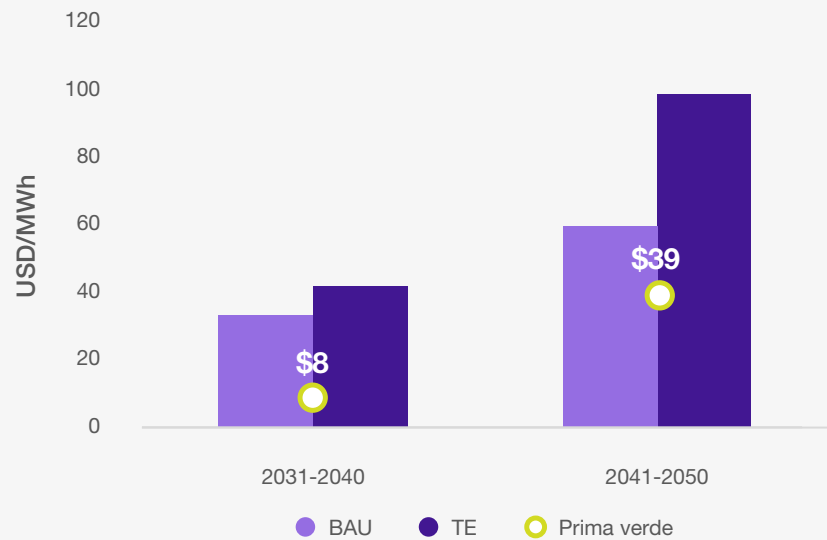


Finalmente, el gráfico 5.31 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo una métrica relevante del costo de expandir el sistema a lo largo del tiempo. Se proporcionan más detalles sobre este indicador en el apéndice 7 de este reporte (véase la **etapa 5**).

Para estimar la prima verde requerida por los generadores en 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 5.31

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



En Panamá, se observa que el costo marginal de expansión experimenta un considerable aumento en la década de 2040, especialmente en el caso de TE. Este incremento se fundamenta en la premisa de dismantelar todas las centrales térmicas de carbón y de combustibles líquidos antes de 2050. La relevancia de este tema se vincula estrechamente con la retirada planificada de esas centrales termoeléctricas, la disminución de la generación térmica proveniente de centrales

de gas natural y la gran inversión en oferta renovable, concentrada en la última década del estudio

Además de brindar flexibilidad al sistema, las centrales térmicas de gas natural representan casi el 20 % de la generación de energía de Panamá en la última década en el caso de BAU. Por ello, su eliminación requiere inversiones considerables en nuevas fuentes que ofrezcan flexibilidad y plantas renovables, lo que resulta en una prima verde de 39 USD/MWh.



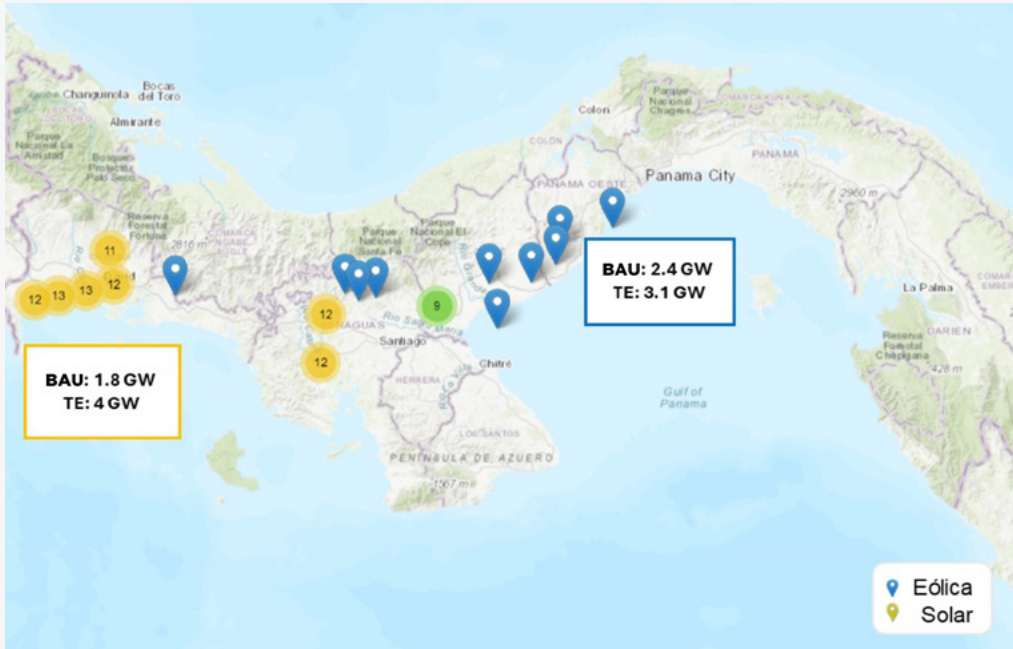
Inversiones en transmisión

En el contexto del sistema panameño, la expansión de la generación, tanto en los casos de BAU como en el caso de TE, se materializa predominantemente a través de plantas solares y eólicas. Una característica distintiva es que la mayor parte del potencial solar se concentra en el suroeste, mientras que el potencial eólico se encuentra especialmente en la región central, que presenta las velocidades medias más altas a lo largo del año.

En este estudio, la modelación de las energías renovables considera la disponibilidad de recursos regionales. La figura 5.1 muestra las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, el **apéndice 5** ofrece dos mapas indicando la velocidad promedio de los vientos en las diferentes zonas y las regiones con mayor potencial solar fotovoltaico.

FIGURA 5.1

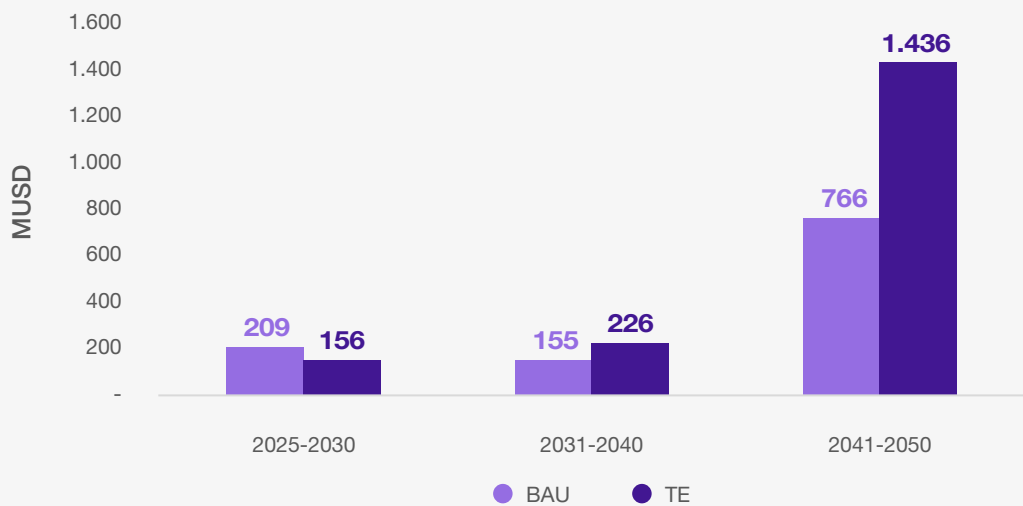
Distribución de parques eólicos y solares en Panamá



Dado que el centro de carga del país está ubicado en la ciudad de Panamá, la capacidad añadida se concentra cerca de ese punto en el escenario de BAU, lo que exige refuerzos limitados para transmisión. En cambio, en el caso de TE, con la necesidad de una mayor oferta para satisfacer la demanda y la incorporación de eólicas marítimas a lo largo del horizonte, las distancias al centro de carga son mayores y hacen necesario el fortalecimiento de las líneas transmisoras, lo que se traduce en inversiones más elevadas en el sistema de transmisión del país.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en el sistema de transmisión panameño por década



En resumen, el sistema panameño cuenta con un considerable potencial para la instalación de parques eólicos, especialmente en el centro y el suroeste del país. No obstante, las inversiones necesarias en transmisión para integrar estas plantas al sistema hacen que la mayor parte de la expansión eólica del país se lleve a cabo en la provincia de Ciudad de Panamá. La meta de alcanzar la neutralidad de carbono resulta en un aumento significativo de las inversiones en transmisión en el país en el caso de TE.

Al comparar los resultados del caso de BAU y del caso de TE, se observa una diferencia de casi el 50 % en las inversiones en transmisión para cumplir con la meta en la última década. Esto se explica porque, en el caso de TE, las centrales térmicas restantes en el sistema fueron retiradas en ese período, lo que llevó a la adición e integración de más energías renovables.



Inversiones en distribución

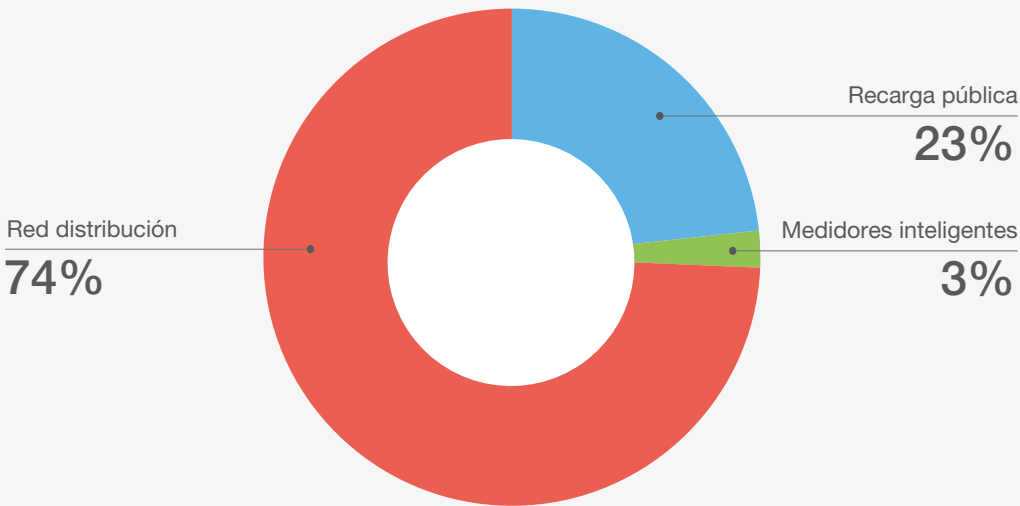
Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular,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

Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los 680 millones de dólares⁹, repartidos como muestra el gráfico 5.33. La composición detallada de estas inversiones se explica 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.

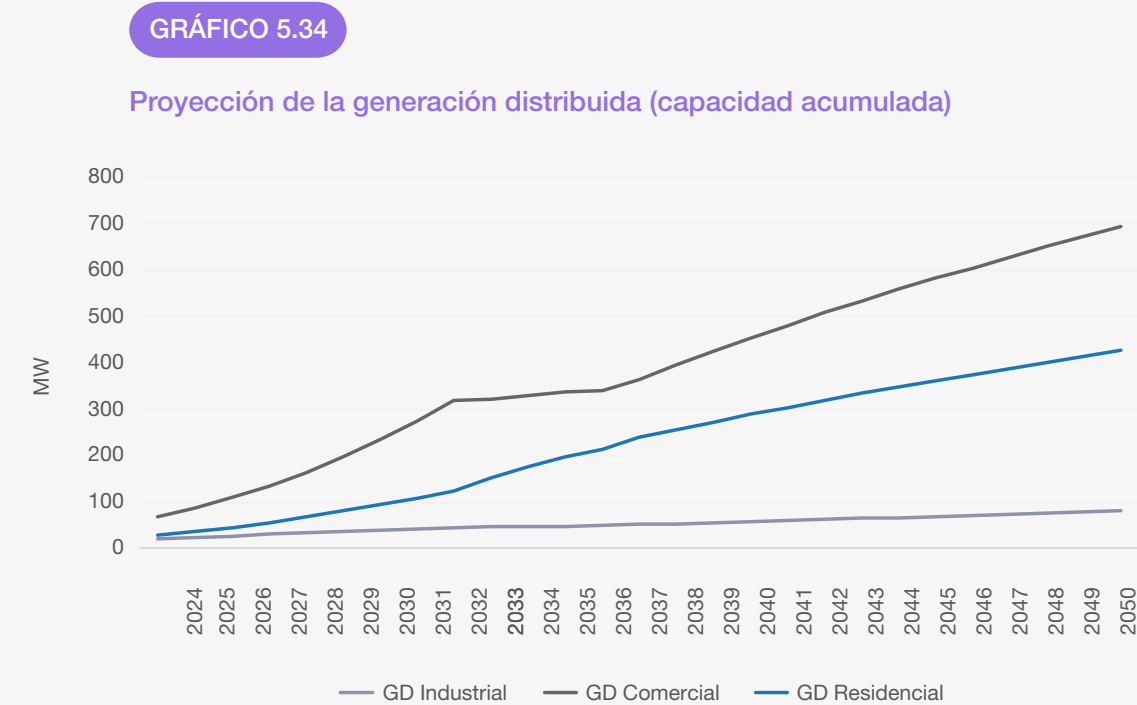
GRÁFICO 5.33

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)

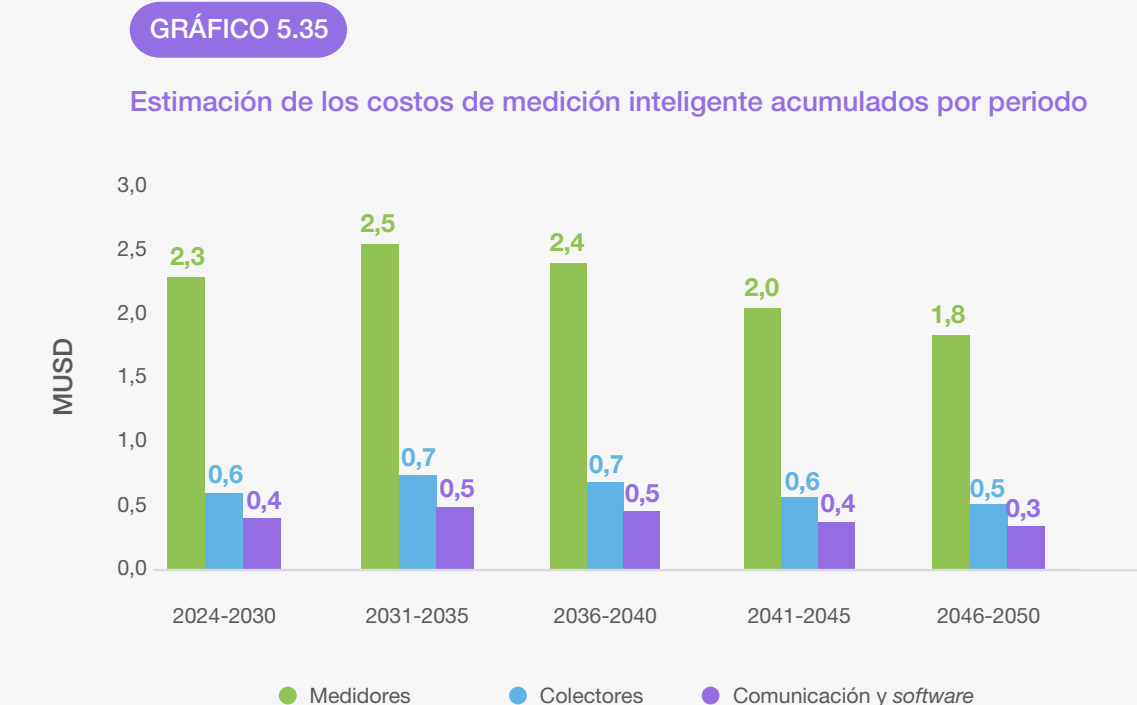


Instalación de medidores inteligentes

El comportamiento de la GD en Panamá sigue tres etapas claramente definidas: la etapa 2024-2032, cuando la GD crece en los tres sectores; la etapa 2032-2036, en la que se produce un estancamiento de la GD comercial y aumenta el ritmo de instalación de la GD residencial; la etapa 2037-2050, con crecimiento en los tres sectores, pero a menor ritmo que durante 2024-2032.



Como consecuencia del despliegue de la GD, las inversiones asociadas a esta expansión permanecen aproximadamente constantes. El máximo se registra durante 2031-2035 por la mayor cantidad de GD residencial, aunque atenuada por el estancamiento de la GD comercial. Hacia el último quinquenio, los ritmos de instalación se reducen levemente, como se observa en el gráfico 5.35, y con ello los costos.



► **Inversiones en estaciones de recarga pública**

En los gráficos 5.36 y 5.37 se presentan las proyecciones obtenidas en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.36

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

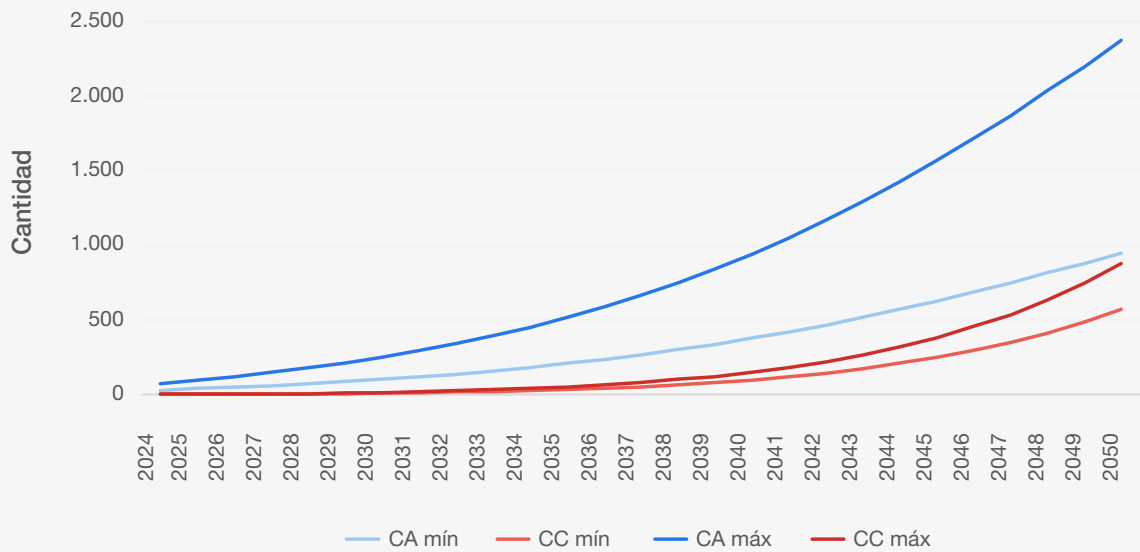
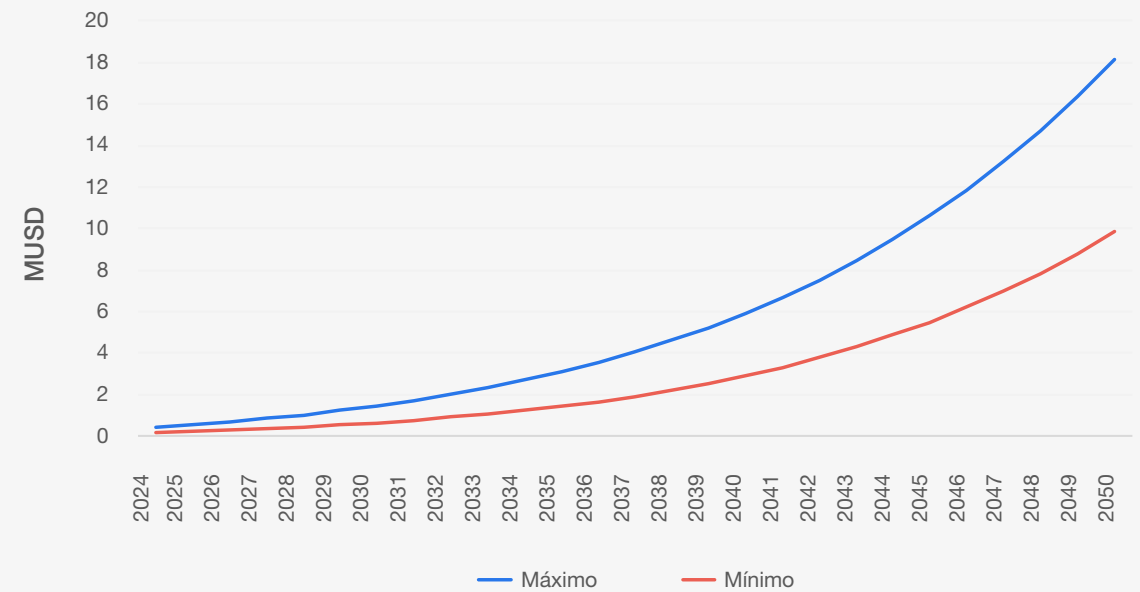


GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



Del análisis de los dos gráficos, se concluye que habrá un desarrollo temprano de las inversiones anuales necesarias para construir e instalar estaciones de recarga públicas en Panamá. Este desarrollo inicial, comprendido entre 2024 y 2029, se acelera luego de ese periodo, de manera que las inversiones pueden llegar a triplicarse en un escenario de máximos durante la última década.

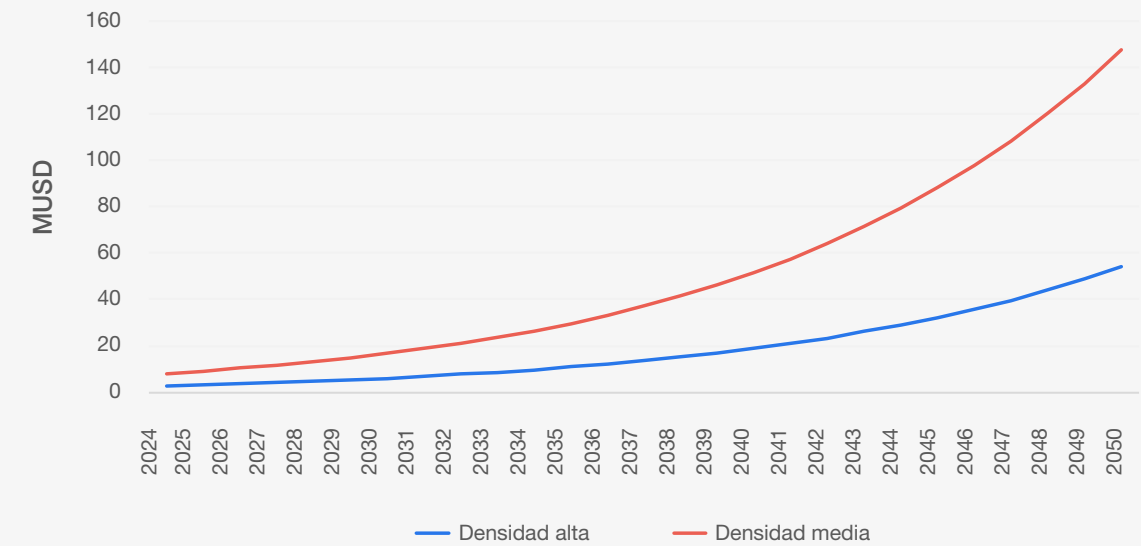
Estos desarrollos relativamente tempranos resaltan la importancia de la adopción de documentos de políticas y regulación, como la ENME, la LME y la Resolución AN N.º 18465, por la cual se aprueba el procedimiento para operar las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Refuerzo de la red de distribución en Panamá

El perfil de las inversiones observado tiene un crecimiento exponencial, con aceleración hacia el final de periodo. Los valores pueden adquirir una relevancia de moderada a alta hacia 2050.

GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución



Así, las estimaciones realizadas indican que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución panameño por incremento de la demanda, debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar USD 16 millones anuales en 2030, USD 50 millones anuales en 2040 y USD 150 millones anuales en 2050.

6



Ejes de acción en Panamá



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

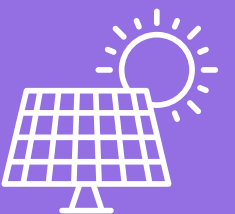
Dado lo anterior, se definieron cuatro ejes de acción para crear un posicionamiento en materia de transición energética en el país. En este capítulo del informe se presenta el concepto detrás de los ejes de acción y cómo se aplican en el contexto del sector eléctrico panameño.

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

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

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

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



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

Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos como la descarbonización del transporte 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.

FIGURA 6.1
Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y el Caribe



El análisis sobre la posición de Panamá con relación a los cuatro ejes revela que el país se encuentra más alineado con el eje 1 que con el 2. A pesar de no organizar subastas de energía con frecuencia (la última subasta de fuentes renovables fue celebrada por ETESA en 2014), el país tiene experiencia en la organización de este tipo de concursos, además de permitir que las renovables puedan ingresar por otras vías en el mercado. Para 2024, se había previsto una nueva subasta con el objetivo de contratar plantas de energía renovable que debían ser incorporadas al sistema eléctrico, incluyendo la posibilidad de desarrollar sistemas de almacenamiento con baterías y soluciones híbridas (centrales eólicas y solares combinadas con almacenamiento en baterías). Sin embargo, esta subasta fue cancelada debido a algunas indefiniciones

regulatorias, en particular relacionadas con el cálculo de la capacidad firme de los recursos de almacenamiento.

Como se ha mencionado, la contratación de plantas de energía renovable en Panamá puede llevarse a cabo mediante subastas organizadas por el Gobierno, pero también por otras rutas, como acuerdos en el mercado libre. La mayoría de las contrataciones a largo plazo se han realizado a través de subastas públicas, como las convocadas por ETESA en diferentes años con el objetivo de incrementar la capacidad de generación renovable en el país.

Por otro lado, en el mercado libre, las plantas de energía renovable también tienen la posibilidad de vender directamente su producción a grandes consumidores o comercializadores. Estos acuerdos suelen ser más flexibles, ya que permiten negociaciones bilaterales entre las partes interesadas. A finales de 2023, cerca del 20 % de la demanda de electricidad del país provenía del consumo de agentes libres¹⁰, lo que ha impulsado en parte el desarrollo de plantas renovables en el mercado panameño.

Dado que ya cuenta con mecanismos para el desarrollo de tecnologías que usan ERNC, una oportunidad de posicionamiento en los ejes 1 y 2 es establecer alianzas con actores locales de los segmentos eólico y solar, con el objetivo de continuar impulsando el desarrollo de nuevos proyectos. Esto es especialmente relevante considerando la creciente demanda de energía en el país y las señales dadas por las autoridades sobre sus intenciones de continuar con el programa de subastas en los próximos años.

Con respecto al eje 3, el país ya ha implementado diversas iniciativas. Entre ellas, se destaca haber definido la flexibilidad y el almacenamiento como líneas de acción clave para la innovación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en respuesta a los desafíos que plantea la integración de fuentes de ERNC.

Panamá se ha fijado como objetivo incorporar una capacidad de almacenamiento equivalente al 5 % de la demanda total proyectada para 2030. Para alcanzar esta meta, planea desarrollar un mercado de servicios auxiliares que incentive a los participantes de diversas tecnologías a ofrecer estos servicios, así como

¹⁰ Por este término se conoce toda persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas. El porcentaje de la demanda de los agentes libres se basa en datos del CND (2023).

implementar mecanismos de evaluación y seguimiento de la flexibilidad del SIN con el propósito de prevenir posibles problemas operativos. También se considera fundamental la incorporación de tecnologías de almacenamiento, para lo cual el regulador deberá emitir normativas específicas, desarrollar una regulación adecuada y diseñar licitaciones que faciliten este proceso.

Una oportunidad de actuación en este sentido es colaborar con los agentes del gobierno en el apoyo y la consolidación de estas políticas públicas, financiando estudios y participando activamente en consultas públicas relacionadas con el desarrollo de recursos que puedan aportar flexibilidad al sistema. Teniendo en cuenta la cancelación de la subasta de 2024, justamente por brechas regulatorias sobre la materia, esta estrategia se vuelve crucial para alcanzar las metas establecidas para los próximos años.

Respecto al eje 4, además de una mayor integración de sistemas de almacenamiento de energía en el SIN, el país cuenta con otras iniciativas destacadas. La primera que vale la pena mencionar está relacionada con el aumento de la adopción de vehículos eléctricos en la flota nacional. Panamá sancionó, en junio de 2019, la ENME (Consejo de Gabinete, 2019) y, en abril de 2022, la Ley 295 que Incentiva la Movilidad Eléctrica en el Transporte Terrestre (LME). Ambos instrumentos establecen metas para el futuro en el sector del transporte, como alcanzar entre el 10 % y el 20 % de autos eléctricos en la flota de vehículos particulares para el año 2030 (meta del ENME).

En cuanto a la LME, se establecen incentivos para fomentar la electromovilidad, destacando la exención hasta 2030 del impuesto selectivo al consumo sobre la comercialización de vehículos eléctricos particulares y vehículos eléctricos de transporte, del 5 % y el 10 %, respectivamente. Además, se contemplan beneficios relacionados con facilidades para la circulación y la obligación de los municipios de instalar estaciones de recarga.

En este último aspecto, en junio de 2023, se emitió la Resolución AN N.º 18465, que aprueba el procedimiento para operar las estaciones de carga de vehículos eléctricos, un documento que estandariza los requisitos para estas instalaciones en todo el territorio panameño. Al igual que en otros países de la región, un punto crucial para alcanzar con éxito las metas de electrificación de la flota es el desarrollo de la infraestructura relacionada con la recarga de vehículos. Este es un factor clave para la actuación tanto de agentes públicos como privados,

quienes deben colaborar para crear un entorno favorable a la inversión en este tipo de infraestructura y desarrollar una red que permita a la población un acceso amplio a los puntos de recarga en ubicaciones estratégicas del país.

Adicionalmente, existen iniciativas para incentivar la producción de hidrógeno verde en las próximas décadas. En abril de 2023 se aprobó la ENHIVE (Secretaría Nacional de Energía, 2023). Este documento establece metas que deben alcanzarse para 2050, como que el 40 % de la oferta de *bunkering* en Panamá provenga de hidrógeno verde (H₂V) o sus derivados.

Para alcanzar este objetivo, el país necesita contar con mano de obra local capacitada, lo que implica invertir en la formación de recursos humanos especializados. Además, es fundamental fomentar la demanda interna de hidrógeno como medida de descarbonización, sustituyendo otros combustibles, y atraer inversiones en el territorio. Entre las acciones prioritarias se incluyen la realización de estudios de potencial, la creación de un inventario de recursos renovables, el diseño de normativas técnicas y regulatorias para los proyectos de hidrógeno verde, así como la definición de estrategias para la construcción, propiedad y financiamiento de prototipos de producción de hidrógeno verde. Estas iniciativas se materializarán a través de alianzas con universidades, empresas, proveedores y bancos de desarrollo. Las acciones mencionadas son fundamentales en el marco del eje 4 para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde en el país.

El cuadro 6.1 resume los análisis presentados en este capítulo para los cuatro ejes.

CUADRO 6.1
Ejes de actuación en la transición energética de Panamá

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos moderados y riesgos controlados (contratos de compraventa en USD de 15 a 20 años).	 Transición ya en curso (renovables con alta participación).	 Mercado renovable en desarrollo.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Importante para adaptar el entorno del mercado a la transición.	 El Gobierno ha emprendido acciones con el objetivo de cerrar brechas de desarrollo en la transición energética.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (centrales híbridas, almacenamiento, etc.).	 Nuevas tecnologías serán importantes como un complemento a la generación hidroeléctrica.	 Aún está en discusión en el sector cómo insertar nuevas tecnologías, como baterías. Algunos avances concretos en EV y H ₂ V.

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

7

Conclusiones



» El análisis de las políticas de transición energética en Panamá revela varias brechas y oportunidades de mejora en diversos aspectos. Las energías renovables no convencionales (ERNC) han sido promovidas mediante metas, leyes e incentivos, pero su implementación enfrenta algunos desafíos.

En términos de eficiencia energética, aunque se cuenta con la Estrategia Nacional para Uso Racional y Eficiente de los Recursos Energéticos (ENUREE), existen carencias en financiamiento y difusión de información para alcanzar las metas establecidas para 2030.

La electromovilidad también presenta retos importantes. Si bien se han promulgado leyes y estrategias en la materia, se necesitan mejoras en la infraestructura de recarga, capacitación profesional y una regulación efectiva.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE) busca desarrollar este recurso, pero enfrenta brechas en términos de capacitación de recursos humanos, normativa técnica y fomento de inversiones necesarias para cumplir con las metas establecidas para 2030, 2040 y 2050.

Las redes y la medición inteligentes son otro ámbito en el que Panamá ha avanzado con la Estrategia de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN), aunque es necesario definir nuevas reglas para la adopción de tecnologías inteligentes y la seguridad de la información. En cuanto a la generación distribuida, existen barreras relacionadas con la inyección de energía y los límites de potencia establecidos, lo cual afecta a usuarios con menor capacidad instalada.

El gas natural se considera un elemento puente en la Agenda de Transición Energética 2020-2030, permitiendo a Panamá sustituir el carbón y el petróleo por una fuente menos contaminante hasta que las energías renovables alcancen un uso más amplio. Aunque se han desarrollado proyectos significativos de GNL, todavía falta un marco regulatorio específico para la utilización del gas natural en el sector energético del país.

En conclusión, el análisis detallado de la expansión del sistema eléctrico panameño revela una transición significativa hacia una matriz más limpia y renovable.

Hacia finales de 2023, el sistema eléctrico de Panamá se caracterizaba principalmente por la alta participación hidroeléctrica, representando alrededor del 41 % de los 4,4 GW de capacidad total instalada. Además, el país cuenta con una parte significativa de plantas solares en su canasta de generación, equivalente a casi el 20 % del total. En el análisis de los casos de BAU y TE, se observa una transición hacia fuentes renovables, con un énfasis creciente en la energía solar y eólica.

En el escenario de BAU, las centrales hidroeléctricas pierden terreno hasta el final del período evaluado frente a las plantas solares y eólicas, las cuales llegan a representar alrededor del 50 % de la matriz energética en 2050. Además, la incorporación de centrales térmicas de gas y el aumento de la capacidad de

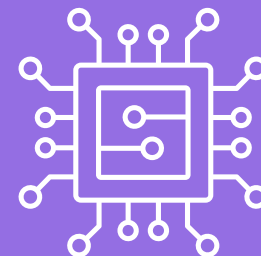
baterías se destacan como activos que brindan mayor flexibilidad al sistema (véase el **gráfico 5.26**). Se estima que, en el caso de BAU, el total de inversiones en generación asciende a USD 6.562 millones.

En el escenario de TE, se establece un cronograma de retirada de las centrales térmicas emisoras de GEI, lo que elimina la posibilidad de inversión en nuevas plantas térmicas. A pesar de esto, se opta por mantener operativas las centrales de gas natural como una medida para aumentar la confiabilidad del sistema. Esto resulta en una matriz de capacidad instalada con un 66 % de participación de energías renovables no convencionales (ERNC) en 2050 (véase el **gráfico 5.26**). En el escenario de TE, se estima un total de inversiones en generación de USD 11.721 millones.

El análisis de la intensidad de emisiones muestra un aumento en los valores totales en el sistema panameño en los primeros años en ambos escenarios debido al ingreso de algunas plantas de gas natural. En el caso de transición, se destaca la caída de las emisiones con la retirada de las centrales de carbón y combustibles líquidos después de 2040. De esta manera, las emisiones observadas en el escenario de TE son aproximadamente un cuarto de las registradas en el escenario de BAU en el último año evaluado (véase el **gráfico 5.27**).

La combinación de los costos de inversión y operación arroja el costo necesario para expandir el sistema a lo largo del tiempo, considerando la evolución de la matriz dimensionada mediante las simulaciones. Es notable que en el caso de TE hay un incremento en los costos de inversión, motivado tanto por las metas de descarbonización establecidas por el país como por una mayor demanda de energía eléctrica, como consecuencia de la evolución al alza en la electrificación de la flota y el aumento de la producción de hidrógeno verde (véase el **gráfico 5.29**). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de las termoeléctricas y la expansión de las fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años (véase el **gráfico 5.30**).

La retirada de las centrales de carbón y de combustibles líquidos en el caso de TE crea la necesidad de reforzar el sistema de generación del país para satisfacer la demanda. La solución adoptada para reemplazar estas plantas consiste en invertir sumas considerables en plantas de ERNC y en tecnologías con capacidad de almacenamiento, lo que justifica que este escenario requiera un financiamiento mucho mayor que el observado en el caso de BAU.



Dados los cambios proyectados en la matriz de generación, resulta fundamental reforzar la red de transmisión para integrar eficientemente las ERNC y los sistemas de almacenamiento, especialmente en el caso de TE, en el que las inversiones para esta finalidad aumentan significativamente. Se registra un incremento del 60 % en los costos de inversión en transmisión entre el escenario de BAU y el de TE, puesto que pasan de USD 1.131 millones a USD 1.819 millones (véase el **gráfico 5.32**).

Las inversiones en distribución se destinan en un 74 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 680 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta. Las inversiones calculadas para el sector de distribución se encuentran muy ligadas al desarrollo de una red de recarga pública, para lo cual ya existe regulación técnica.

En Panamá, se observa un incremento en los costos totales de expansión en el caso de transición, impulsado por la meta de descarbonización del país, lo que eleva la prima verde a aproximadamente 39 USD/MWh (véase el **gráfico 5.31**).

En conclusión, Panamá ha avanzado significativamente en la transición energética de su sector eléctrico, demostrando su compromiso con la integración de las ERNC y la innovación tecnológica. Si bien el país enfrenta desafíos relacionados con la cancelación de subastas y la definición de normativas claras, tiene oportunidades para continuar desarrollando su sistema eléctrico a través de inversiones en tecnologías que ofrezcan flexibilidad al sistema, almacenamiento y energías limpias. La colaboración entre el Gobierno y el sector privado será clave para asegurar un entorno propicio para nuevas inversiones y lograr los objetivos establecidos en las áreas de electromovilidad e hidrógeno verde.

Mirando hacia el futuro, es fundamental que Panamá consolide su marco regulatorio y promueva iniciativas que fortalezcan su capacidad de almacenamiento y su infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. Estas acciones, junto con el desarrollo de alianzas estratégicas y la formación de una fuerza laboral capacitada, permitirán al país no solo cumplir con sus metas de descarbonización, sino también posicionarse como un líder regional en la transición hacia un sistema energético más sostenible y resiliente.

Referencias

ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>

ASEP (9 de junio de 2023). *Resolución AN N.º 1846*. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. <https://asep.gob.pa/an-no-18465-elec-de-2023-06-09/#:~:text=18465%2DElec%20de%202023%2D06%2D09,-G.O.%20No.&text=Por%20la%20cual%20se%20aprueba,eléctrica%20en%20el%20transporte%20terrestre>

Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06*. Working Papers 58964. Congressional Budget Office.

Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>

Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/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=BO>

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

Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. Management Science 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.

Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.

BID (2022). *Apoyo a la promoción de eficiencia energética en predios públicos*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PN-T1293>

BID (2023a). *Impulso la generación eléctrica renovable solar*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PN-T1326>

BID (2023b). *Programa de transición energética justa, limpia y sostenible*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/PN-T1305>

CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas*. Energy futures and options: <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>

CND (2023). *Estadísticas* [base de datos]. Centro Nacional del Despacho. <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

- Consejo de Gabinete (28 de octubre de 2019). *Resolución N.o 103, que aprueba la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME) y crea la Comisión Interinstitucional de Movilidad Eléctrica (CIME)*. Gaceta Oficial 28891. https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/28891_C/GacetaNo_28891c_20191028.pdf
- Consejo de Gabinete (24 de noviembre de 2020). *Resolución de Gabinete n.o 93, que aprueba los lineamientos de la Agenda de Transición Energética 2030*. Obtenido de Gaceta Oficial 29163: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29163_B/81944.pdf
- Consejo de Gabinete (1 de junio de 2022). *Resolución de Gabinete n.o 66, que aprueba la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE)*. Gaceta Oficial 29549: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29549_B/91962.pdf
- 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-decena-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
- ETESA (2020). *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020-2034*. Tomo I. Empresa de Transmisión Eléctrica. Gerencia de Planificación. https://www.etsa.com.pa/documentos/Tomo_I_Estudios_Bsicos_20202034.pdf
- ETESA (2022). *Plan de expansión de transmisión*. Empresa de Transmisión Eléctrica. <https://www.etsa.com.pa/es/plan-expansion-del-sistema-interconectado-nacional>
- ETESA (s. f.). *Mapa. Cuarta línea de transmisión*. Empresa de Transmisión Eléctrica. <https://www.etsa.com.pa/es/mapa>
- 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.
- Levy, A., Messina, D. y Contreras Lisperguer, R. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47656-definiciones-sector-electrico-la-incorporacion-energias-renovables-variables-la>
- Ley N.º 6, por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad (5 de febrero de 1997). <https://docs.panama.justia.com/federales/leyes/6-de-1997-feb-5-1997.pdf>
- Ley N.º 8, por la cual se regulan actividades relacionadas con los hidrocarburos (1 de julio de 1987). <https://docs.panama.justia.com/federales/leyes/8-de-1987-jul-1-1987.pdf>
- Ley N.º 18, por la que modifica y adiciona artículos a la Ley 44 de 2011, relativo a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y dicta otra disposición (26 de marzo de 2013). Gaceta Oficial 27254. https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ley_18_2013.pdf
- Ley N.º 37, por la que se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solare. (10 de junio de 2013). https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ley_37_2013.pdf
- Ley N.º 38, que modifica y adiciona disposiciones a la Ley 37 de 2013, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares (9 de agosto de 2016). https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/28093_A/57421.pdf

Ley N. ° 44 de 25 de abril de 2011, por la que se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad (25 de abril de 2011). Gaceta Oficial 26771. https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ley_44_2011.pdf

Ley N. ° 45, que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones (10 de agosto de 2004). Gaceta Oficial 25112. <https://docs.panama.justia.com/federales/leyes/45-de-2004-aug-10-2004.pdf>

Ley N. ° 295, que incentiva la movilidad eléctrica en el transporte terrestre (25 de abril de 2022). Gaceta Oficial 29523. https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29523_A/GacetaNo_29523a_20220425.pdf

MEF (10 de junio de 2009). *Decreto Ejecutivo N.o 45, por el cual se reglamenta el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y de otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contemplados en la Ley N.° 45*, de 4 de agosto de 2004. https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ejecutivo_45.pdf

Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>

NREL (2016). *The distributed generation market demand model (dGen): Documentation*. National Renewable Energy Laboratory.

NREL (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Annual Technology Baseline [base de datos]. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

NREL. (2023). Costos de generación. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022*. Con datos de Ember, 2024. <https://ourworldindata.org/explorers/energy?tab=chart&facet=none&country=~AFG&Total+or+Breakdown=Total&Energy+or+Electricity=Electricity+only&Metric=Annual+demand>

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/software/OptgenFolderEng.pdf>

PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/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.

Secretaría Nacional de Energía (2022). *Estrategia Nacional de Generación Distribuida*. <https://storymaps.arcgis.com/stories/7ee8c6d9beb84c76956086959b5a1c16>

Secretaría Nacional de Energía (5 de septiembre de 2022). *Resolución N.° MIPRE-2022-0032724*, que pone a disposición del público en general la versión preliminar de la Estrategia de Innovación del SIN. Gaceta Oficial 29615. <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2022/09/Estrategia-Nacional-de-Innovacion-del-Sistema-Interconectado-Nacional-de-Panama-ENISIN.pdf>

Secretaría Nacional de Energía (28 de abril de 2023). *Resolución N.° MIPRE-2023-0015577*, que pone a disposición del público en general la versión preliminar de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados. Gaceta Oficial 29771. https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf

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

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

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

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

Zhang, F. (26 de julio de 2013). *How fit are feed-In tariff policies?* Sustainable Energy for All [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 panameño en el caso de BAU (en MW)

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Total
2024	20	0	0	10	0	30
2025	10	656	0	0	0	666
2026	0	458	0	0	0	458
2027	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	25	0	25
2029	0	0	25	15	0	40
2030	0	0	0	50	0	50
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	20	15	0	35
2033	228	0	0	0	0	228
2034	0	0	0	48	0	48
2035	0	0	52	50	0	102
2036	0	0	21	81	0	102
2037	0	0	0	100	0	100
2038	0	0	31	71	0	102

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Total
2039	0	0	83	20	0	103
2040	0	0	0	100	0	100
2041	0	0	0	100	0	100
2042	0	0	127	100	50	277
2043	0	0	100	100	69	269
2044	0	0	250	100	75	425
2045	0	0	200	150	81	431
2046	0	0	180	100	88	368
2047	50	0	286	100	50	486
2048	0	0	400	200	75	675
2049	0	200	400	100	50	750
2050	150	0	200	100	60	510
Total	459	1.314	2.375	1.735	597	6.480

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Eólica offshore	Total
2024	20	0	0	10	0	0	30
2025	10	656	0	0	0	0	666
2026	0	458	0	0	0	0	458
2027	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	25	0	0	25

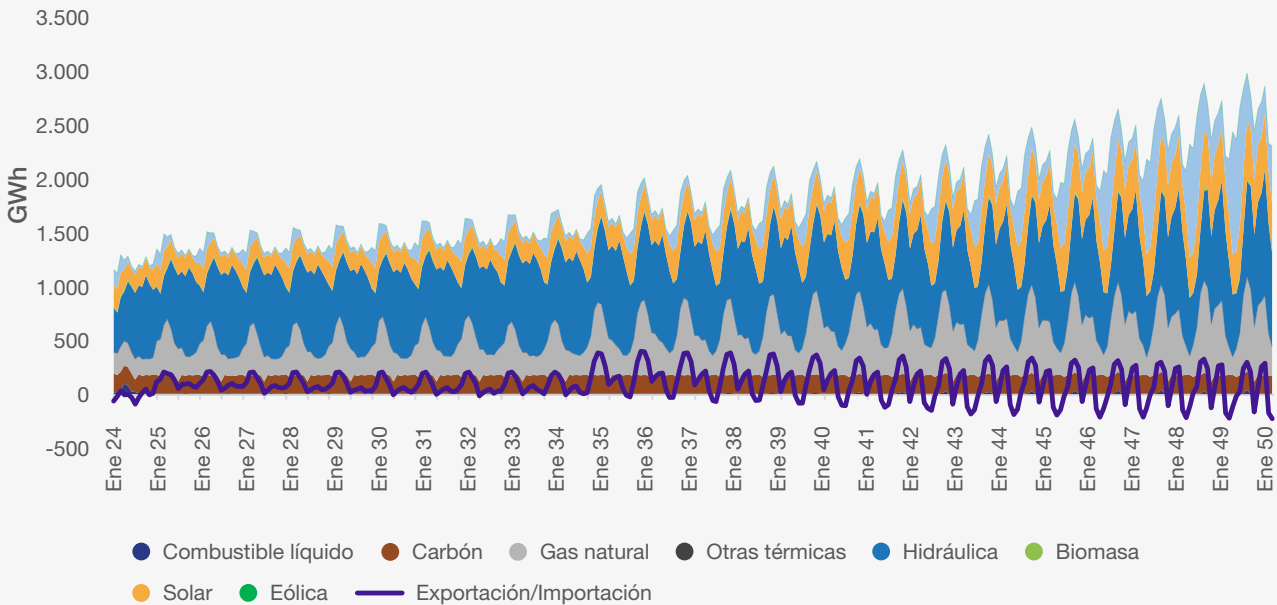
Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Eólica offshore	Total
2029	0	0	25	15	0	0	40
2030	0	0	0	50	0	0	50
2031	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	20	75	0	0	95
2033	228	0	75	0	0	0	303
2034	0	0	0	48	0	0	48
2035	0	0	52	50	0	0	102
2036	0	0	80	120	0	0	200
2037	50	0	0	100	0	0	150
2038	0	0	100	170	0	0	270
2039	0	0	83	100	0	0	183
2040	0	0	100	200	140	0	440
2041	0	0	0	178	128	0	306
2042	0	0	235	303	95	0	633
2043	0	0	870	340	192	0	1.402
2044	0	0	0	220	88	0	308
2045	0	0	296	250	100	0	646
2046	36	0	732	303	60	0	1.131
2047	0	0	0	121	0	492	613
2048	300	0	0	150	0	100	550
2049	200	0	450	400	0	500	1.550
2050	0	0	0	600	0	700	1.300
Total	845	1.114	3.118	3.828	803	1.792	11.499

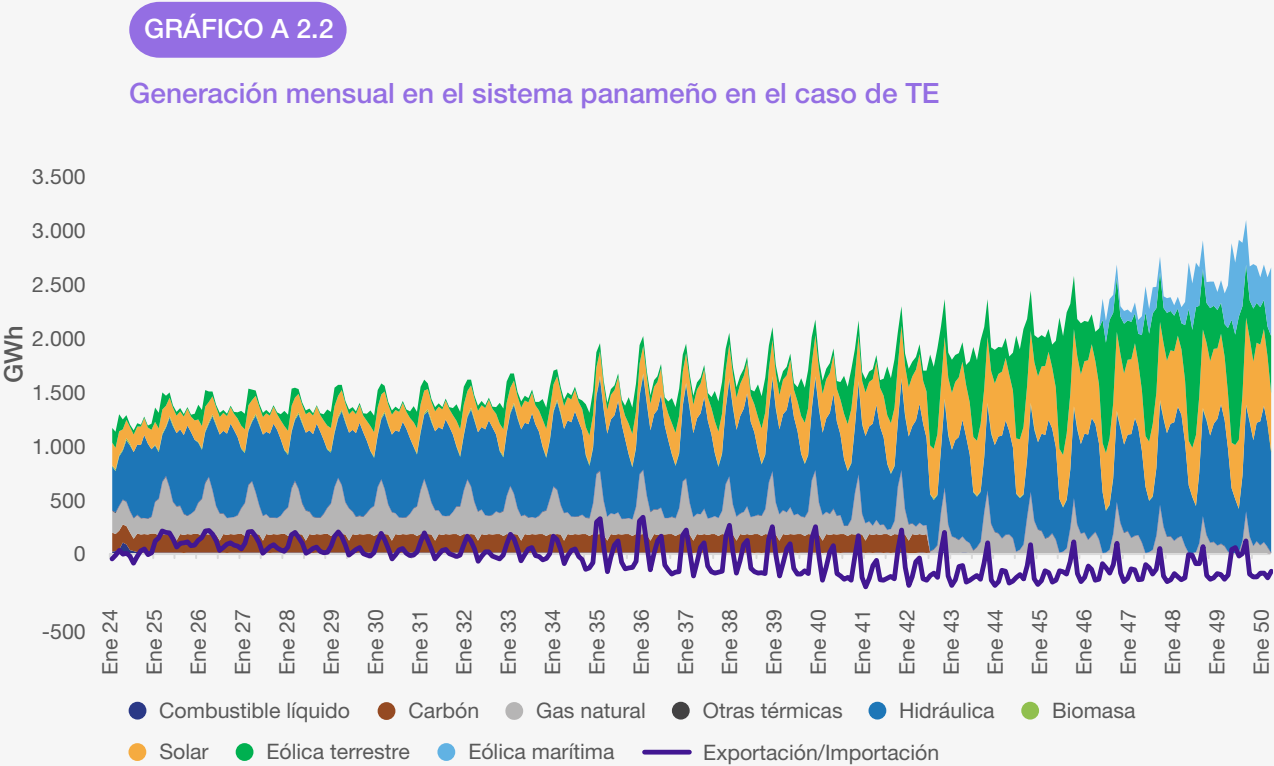
Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A 2.1

Generación mensual en el sistema panameño en el caso de BAU





Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	57	57
2025	811	869
2026	550	1.418
2027	-	1.418
2028	18	1.437
2029	37	1.473
2030	35	1.508
2031	-	1.508
2032	30	1.538
2033	548	2.087
2034	31	2.118
2035	82	2.199
2036	71	2.270
2037	62	2.332
2038	72	2.404

Año	Casos	
	BAU	TE
2039	88	2.492
2040	60	2.552
2041	59	2.610
2042	240	2.850
2043	240	3.090
2044	378	3.467
2045	368	3.835
2046	329	4.164
2047	488	4.652
2048	549	5.201
2049	700	5.901
2050	660	6.562

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Hidráulica	20	49
2024	Solar	10	8
2024	Gas natural (ciclo combinado)	656	787
2024	Hidráulica	10	24
2025	Gas natural (ciclo combinado)	458	550
2025	Solar	25	18
2025	Eólica	25	26
2026	Solar	15	11

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2026	Solar	50	35
2026	Eólica	20	20
2027	Solar	15	10
2027	Hidráulica	228	548
2027	Solar	48	31
2027	Eólica	52	49
2028	Solar	50	32
2028	Eólica	21	19
2028	Solar	81	51
2028	Solar	100	62
2029	Solar	31	29
2029	Solar	71	43
2029	Solar	83	76
2030	Solar	20	12
2030	Solar	100	60
2030	Solar	100	59
2030	Batería (6h)	50	69
2031	Eólica	127	113
2031	Solar	100	58
2031	Batería (6h)	69	94
2031	Eólica	100	89
2032	Solar	100	57
2032	Batería (6h)	75	101
2032	Eólica	250	220
2033	Solar	100	56
2033	Batería (6h)	81	109

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2033	Eólica	200	175
2033	Solar	150	83
2033	Batería (6h)	88	118
2034	Eólica	180	156
2034	Solar	100	54
2034	Batería (6h)	50	67
2034	Eólica	286	247
2035	Hidráulica	50	120
2035	Solar	100	54
2035	Batería (6h)	75	99
2035	Eólica	400	344
2035	Solar	200	106
2036	Batería (6h)	50	66
2036	Eólica	400	343
2036	Gas natural (ciclo combinado)	200	240
2036	Solar	100	52
2036	Batería (6h)	60	78
2037	Eólica	200	170
2037	Hidráulica	150	360
2037	Solar	100	51

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales en el sistema de generación de Panamá en el caso de TE (MUSD)

Año	Inversiones anuales	Inversiones totales
2024	57	57
2025	582	639
2026	389	1.028
2027	0	1.028
2028	18	1.047
2029	37	1.083
2030	35	1.118
2031	0	1.118
2032	71	1.189
2033	621	1.810
2034	31	1.841
2035	82	1.923
2036	151	2.073
2037	182	2.256
2038	196	2.452
2039	136	2.588
2040	404	2.992
2041	282	3.274
2042	516	3.790
2043	1.227	5.016
2044	243	5.259
2045	533	5.792

Año	Inversiones anuales	Inversiones totales
2046	970	6.762
2047	832	7.594
2048	953	8.547
2049	1.828	10.374
2050	1.346	11.721

CUADRO A 3.4

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Hidráulica	20	49
2024	Solar	10	8
2025	Gas natural (ciclo abierto)	656	558
2025	Hidráulica	10	24
2026	Gas natural (ciclo abierto)	458	389
2028	Solar	25	18
2029	Eólica	25	26
2029	Solar	15	11
2030	Solar	50	35
2032	Eólica	20	20
2032	Solar	75	51
2033	Eólica	75	73
2033	Hidráulica	228	548
2034	Solar	48	31
2035	Eólica	52	49

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2035	Solar	50	32
2036	Eólica	80	75
2036	Solar	120	76
2037	Hidráulica	50	120
2037	Solar	100	62
2038	Eólica	100	91
2038	Solar	170	104
2039	Eólica	83	76
2039	Solar	100	61
2040	Batería (6h)	140	195
2040	Eólica	100	90
2040	Solar	200	119
2041	Batería (6h)	128	177
2041	Solar	178	105
2042	Batería (6h)	95	131
2042	Eólica	235	209
2042	Solar	303	176
2043	Batería (6h)	192	262
2043	Eólica	870	770
2043	Solar	340	194
2044	Batería (6h)	88	119
2044	Solar	220	124
2045	Batería (6h)	100	135
2045	Eólica	296	259
2045	Solar	250	139

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Batería (6h)	60	81
2046	Eólica	732	637
2046	Hidráulica	36	87
2046	Solar	303	165
2047	Eólica marítima	492	767
2047	Solar	121	65
2048	Eólica marítima	100	153
2048	Hidráulica	300	720
2048	Solar	150	79
2049	Eólica terrestre	450	385
2049	Eólica marítima	500	754
2049	Hidráulica	200	480
2049	Solar	400	208
2050	Eólica marítima	700	1.038
2050	Solar	600	308

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	112	84
2026	190	142
2027	190	142
2028	194	145
2029	201	150
2030	209	156
2031	209	156
2032	215	168
2033	254	207
2034	262	213
2035	279	226
2036	296	251
2037	313	270

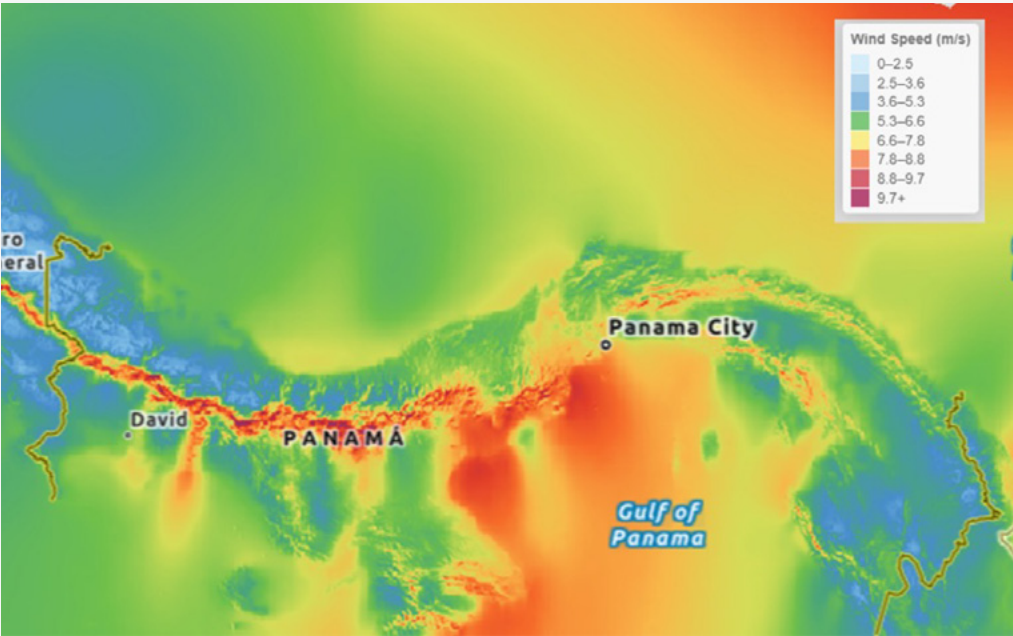
Año	Casos	
	BAU	TE
2038	330	304
2039	348	327
2040	365	382
2041	382	437
2042	428	529
2043	485	754
2044	569	815
2045	647	922
2046	724	1.016
2047	806	1.087
2048	933	1.308
2049	1.034	1.579
2050	1.131	1.819

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar

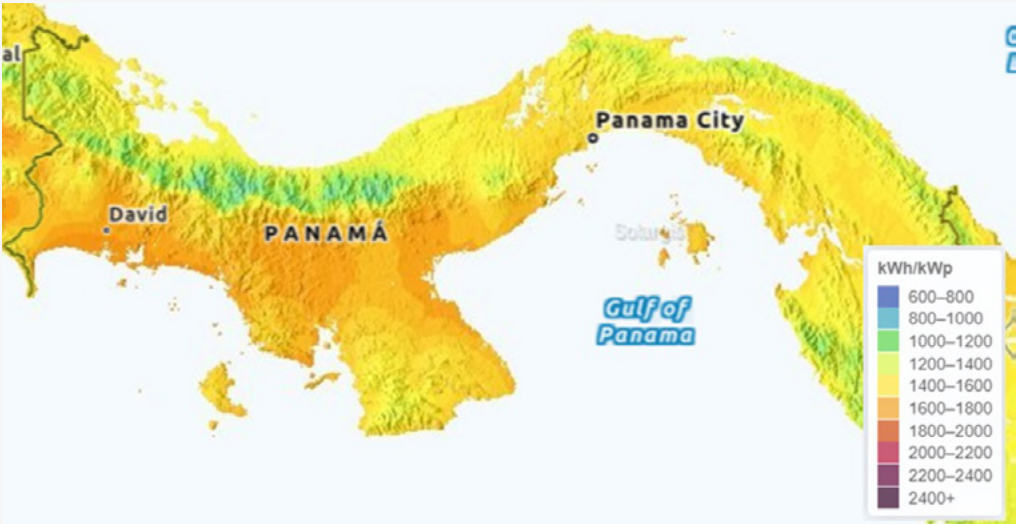
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Panamá



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico de Panamá



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 climático¹¹. Consecuentemente, la transición energética requiere un proceso de transformación de los sistemas eléctricos que confluye con la generación renovable no convencional, el despliegue de recursos energéticos descentralizados con una participación más activa de los consumidores, el desarrollo y difusión de la digitalización de los sistemas (redes y medición inteligentes) en todos los segmentos de la cadena de valor y la flexibilidad del sistema energético (por ejemplo, almacenamiento o movilidad eléctrica). Esos y otros aspectos están configurando a mediano y largo plazo un nuevo sector eléctrico muy diferente del que se ha conocido en las últimas décadas.

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

¹¹ Existen, en la literatura, numerosas definiciones similares, que pueden variar en detalles, pero que mantienen el núcleo de lo que significa la transición energética. En particular, esta fue tomada de la web del Gobierno argentino (<https://www.argentina.gob.ar/cnea/destacados/transicion-energetica-y-tecnologia-nuclear/que-es-la-transicion-energetica>).

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

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

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

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



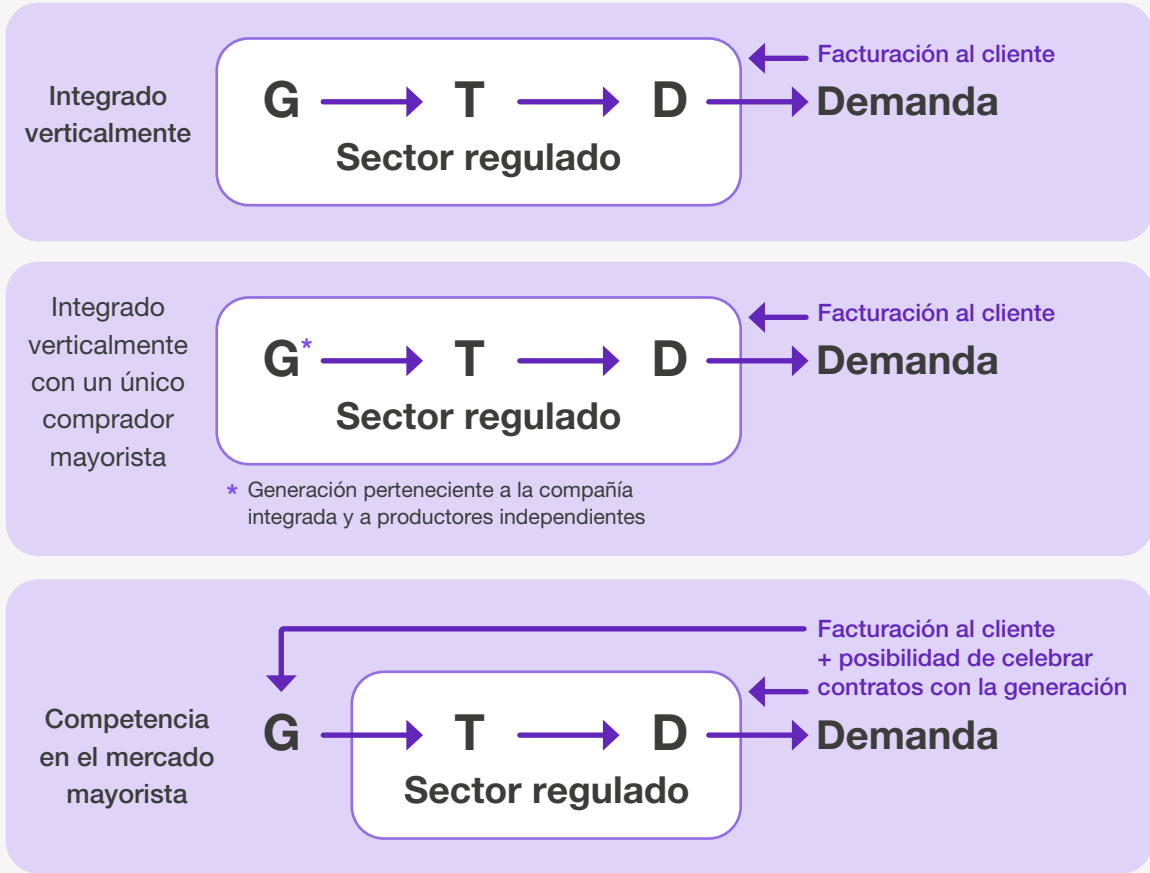
Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

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

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

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

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

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

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

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

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

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

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

▶ La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el

parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:

- Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
- Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.
- Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.

▶ **Mercados locales de energía**. Basados en el rol coordinador de los controladores locales, tienen como principales elementos distintivos las transacciones de energía entre pares (*peer to peer*), demandas flexibles y agregadas a través de comunidades energéticas.

▶ **Transparencia tarifaria**. La definición de categorías tarifarias responde a una lógica adecuada si:

- Tiene racionalidad económica, en el sentido de que se asocian a la responsabilidad sobre los costos del sistema, en particular los costos de la red.
- Están agrupadas por tensión de suministro, como una de las variables determinantes de los costos asociados a la categoría.

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



Segundo criterio: políticas de transición energética

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

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

- Precios fijos de compra (*feed in tariffs*).
- Subastas para la provisión de fuentes renovables.
- Incentivos fiscales para la inversión (en red y aislada).

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

▶ **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos

años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

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

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

▶ **Hidrógeno verde.** Actualmente, la producción a gran escala del hidrógeno verde para su utilización como combustible de transición enfrenta desafíos significativos, como los altos costos de producción, la falta de infraestructura adecuada y la necesidad de tecnologías de almacenamiento eficientes. Por ello, el desarrollo de conocimientos y adquisición de experiencias mediante proyectos piloto debe ir acompañado de la publicación y mejora de una regulación y planificación que determinen tanto los objetivos del mercado interno y externo del país como las estrategias para alcanzarlos.

▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven

la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.

- ▶ **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, 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.

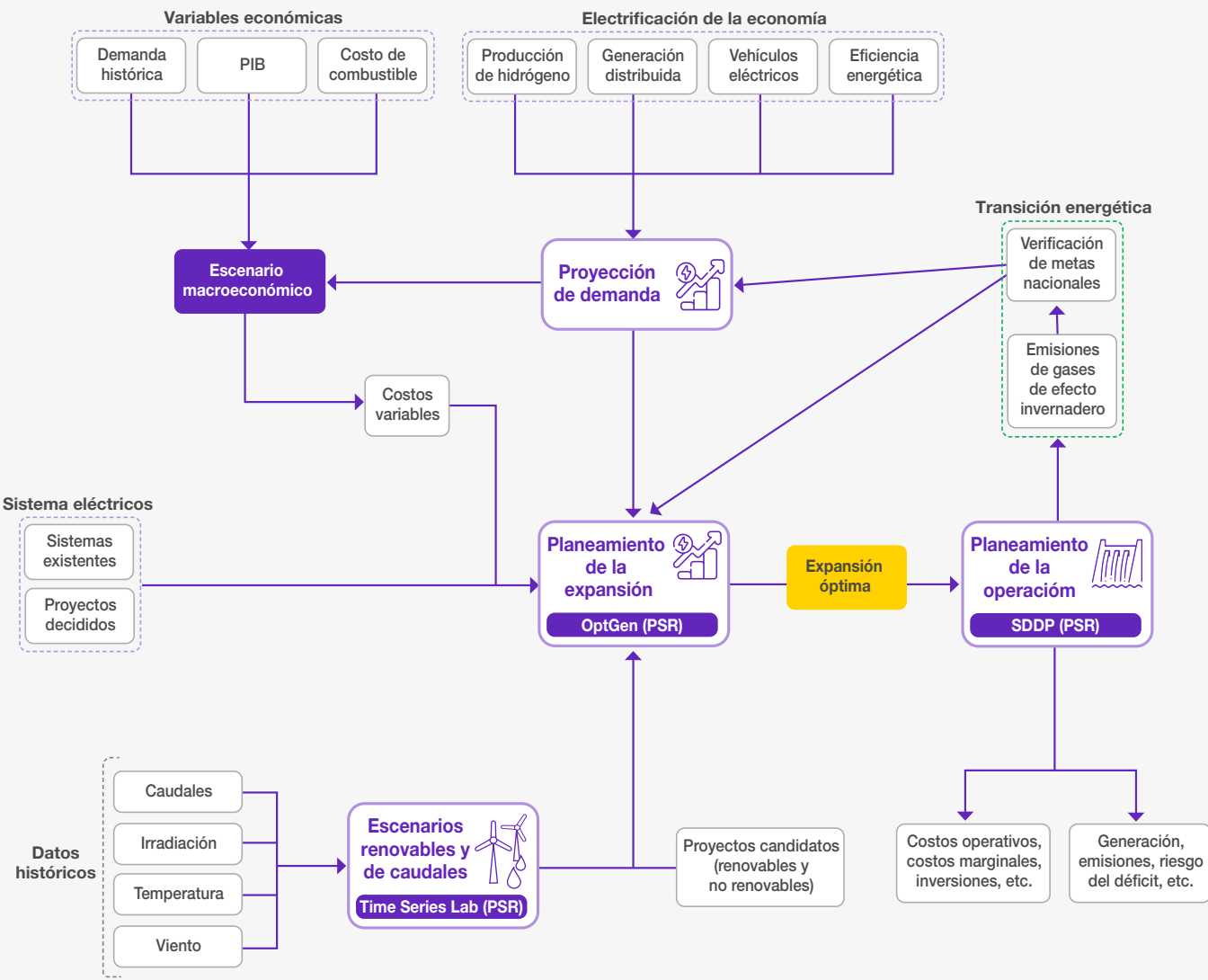
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros 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 la demanda” del apéndice 8, se describen en detalle las posibilidades metodológicas sobre ese factor, así como el abordaje adoptado en el estudio.

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

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

C. Emisiones de referencia

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

► **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.

► **Etapas 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.

► **Etapas 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.

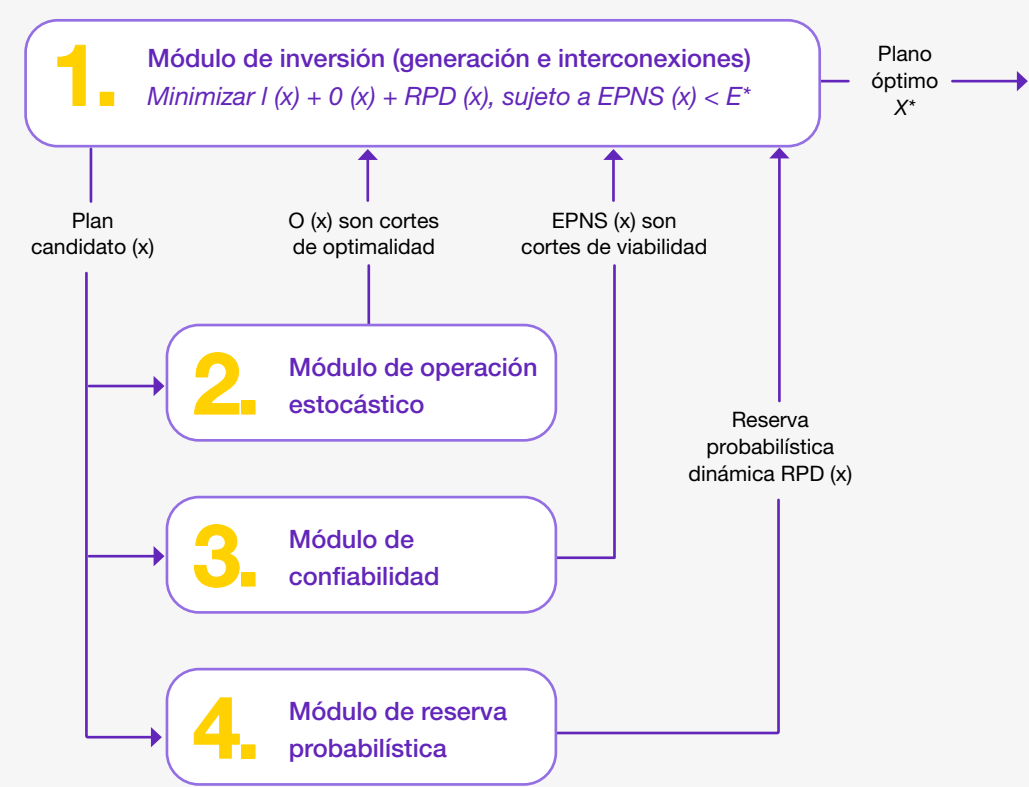
Procedimiento de solución del problema de expansión

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.

$$CME_t = \frac{\text{Variación del costo total (Inversión + Operación)}}{\text{Variación de la demanda}}$$
$$CME_t = \frac{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TC_{t+i} - TC_{t+i-1}) / (tx_a^i)}{\sum_{i=1}^{\min(t, T-1)} (TD_{t+i} - TD_{t+i-1}) / (tx_a^i)}, \quad t = 1, \dots, T-1$$

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.



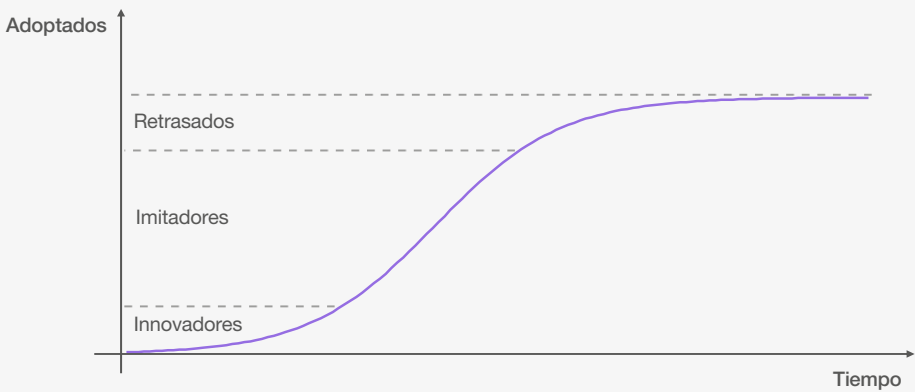
Generación distribuida

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):

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

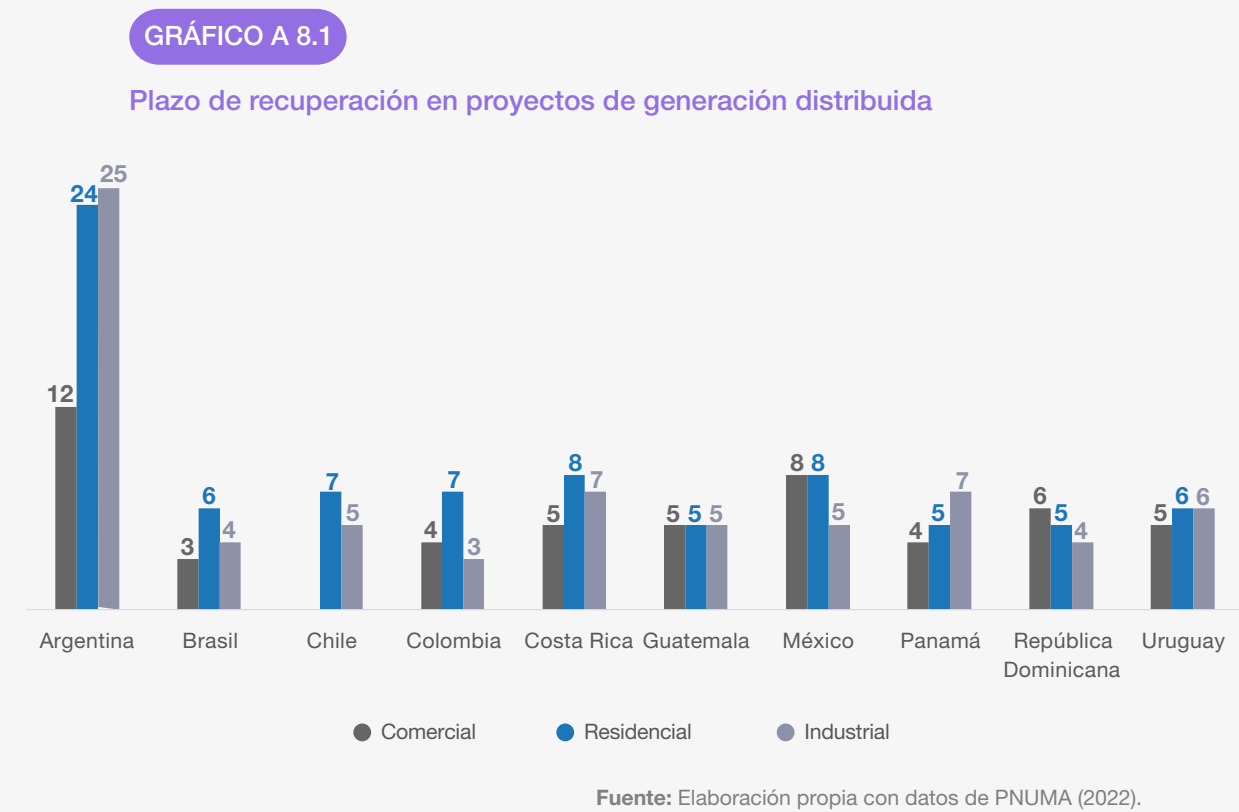
Siendo:

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 CAISO¹² 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 Panamá, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

¹² 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:

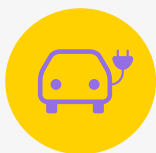
F(t): la función de distribución acumulada;

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;

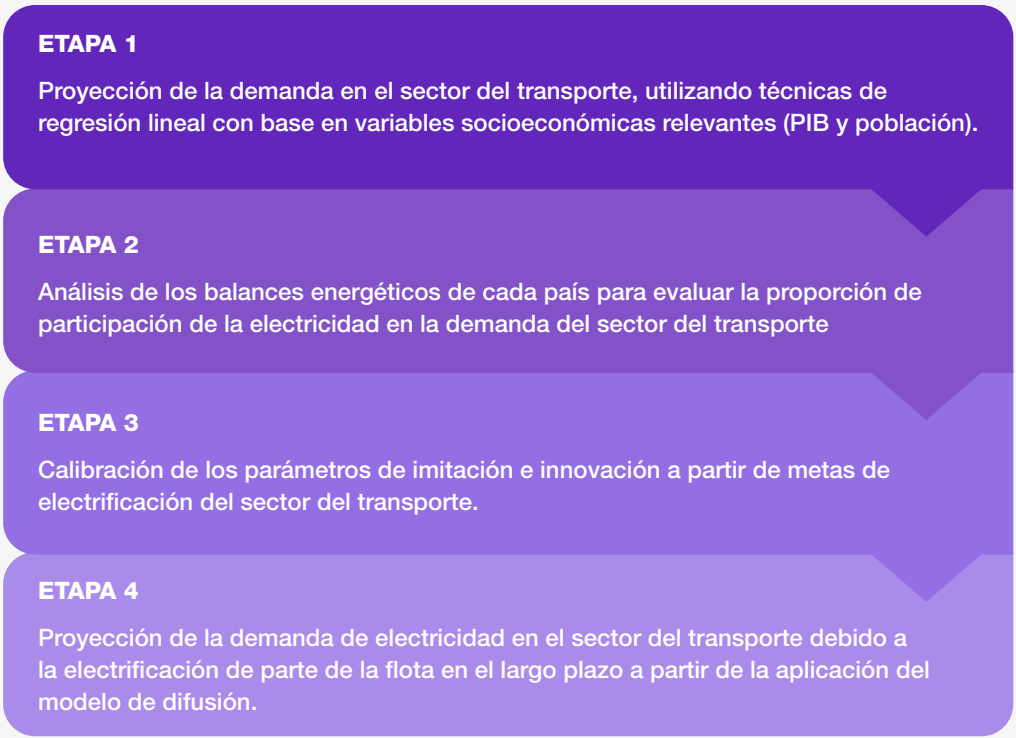
p : el coeficiente de innovación;

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 de cada país



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

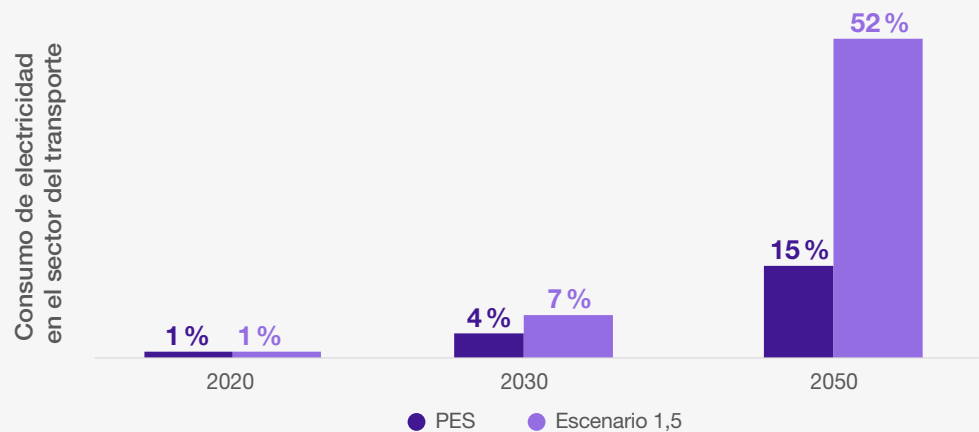
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

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

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

GRÁFICO A 8.2

Consumo de electricidad en el sector del transporte



De los 18 países considerados en el estudio, solo Chile se encuentra dentro de las metas presentadas anteriormente, con el 1 % de consumo de electricidad en el sector del transporte al cierre de 2021 (fecha del último balance energético publicado). Algunos países tienen un consumo eléctrico en sus matrices de transporte que aún no es relevante, representando entre el 0,1 % y menos del 1 %. Seis países se encuentran en esta categoría, como Brasil y México, cada uno con aproximadamente un 0,2 % del consumo de electricidad en sus sectores de transporte.

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

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

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

FIGURA A 8.3

Supuestos de retraso en relación con las metas presentadas por IRENA

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



Hidrógeno verde

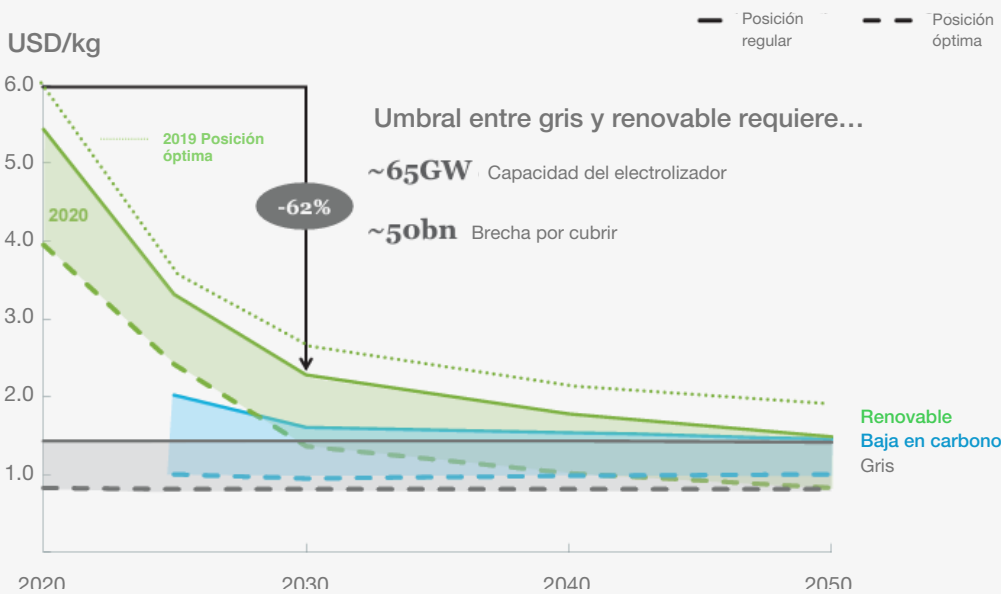
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados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

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H₂V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que

el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg¹³. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H₂V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

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.

¹³ 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.

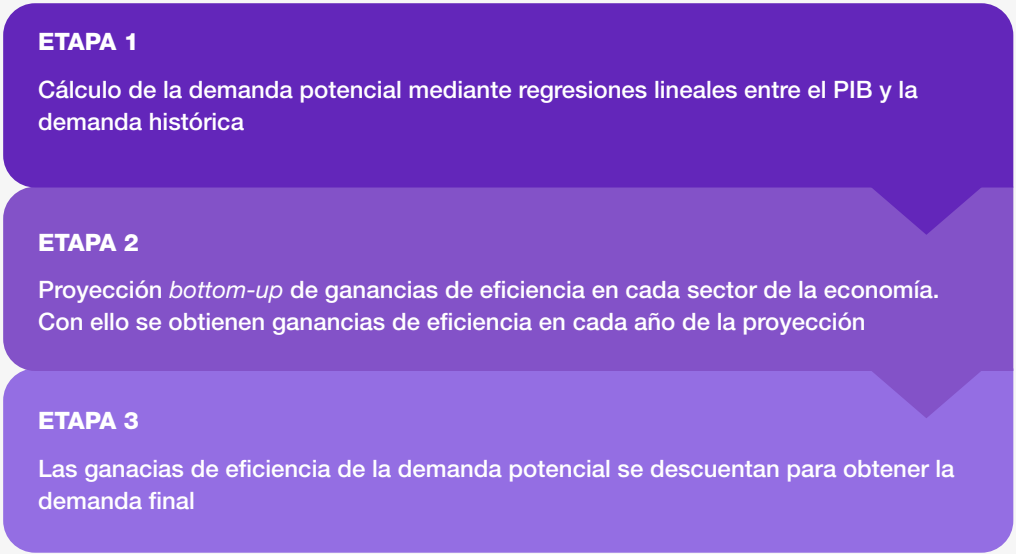


Eficiencia energética

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



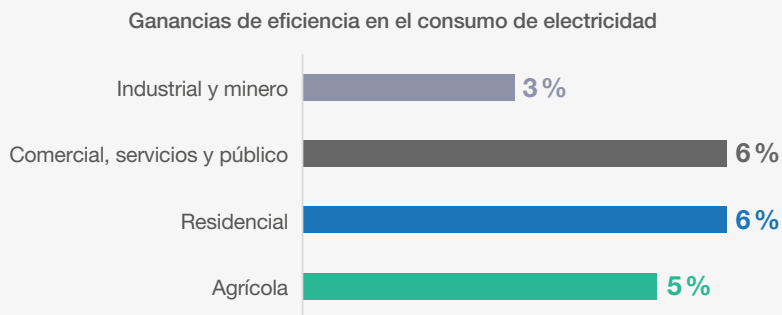
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

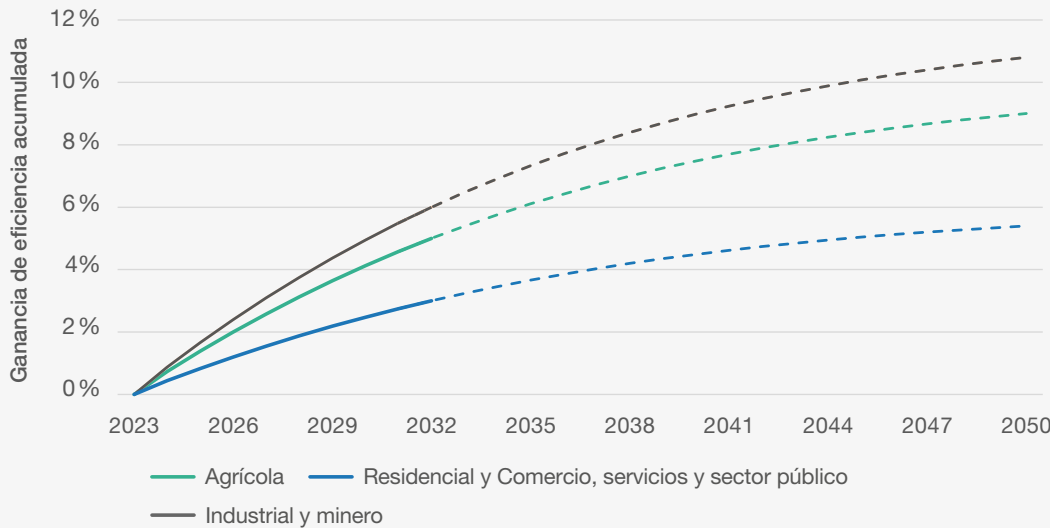


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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



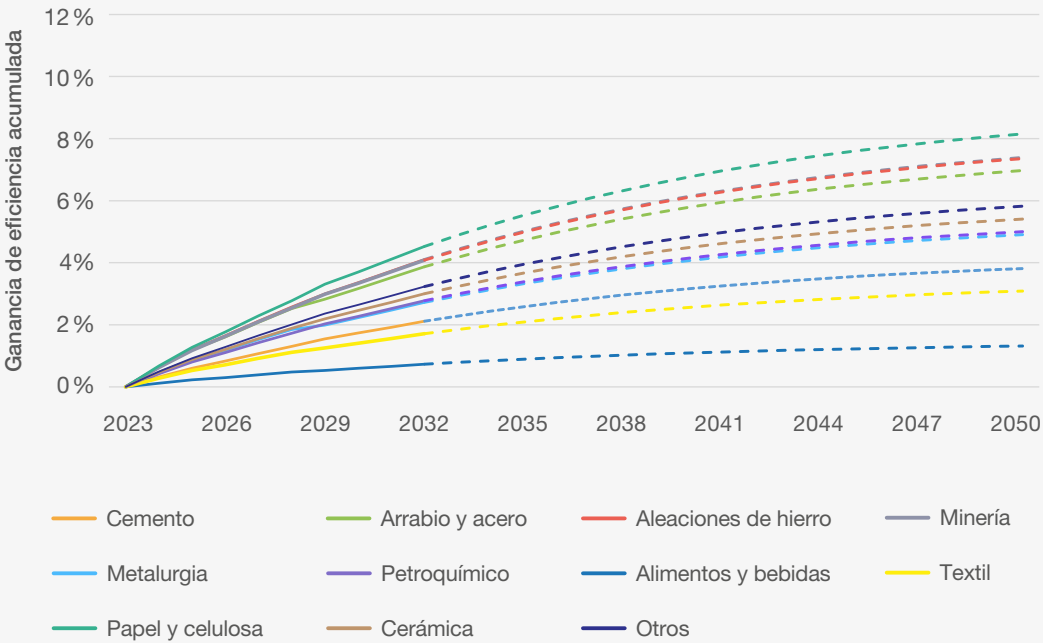
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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.

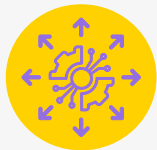
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas 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.8.2¹⁴.

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.

¹⁴ 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 varían 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:

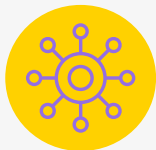
L_{k,i}: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

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.8.5):

- ▶ 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 SCADA¹⁵. 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.

¹⁵ 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 Panamá 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 Panamá, 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	797	7.838	31.468
2040	1.168	15.115	96.336
2050	1.618	23.143	142.090



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

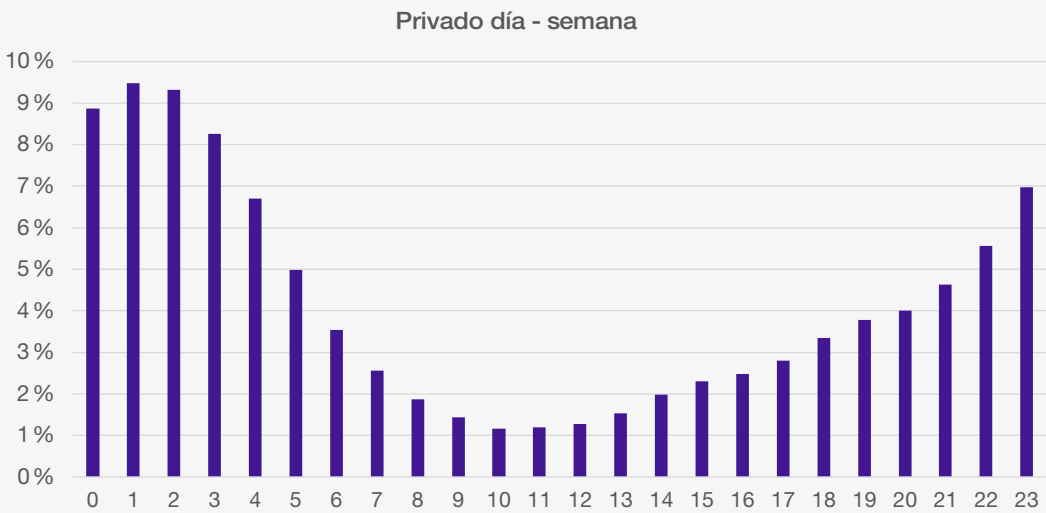
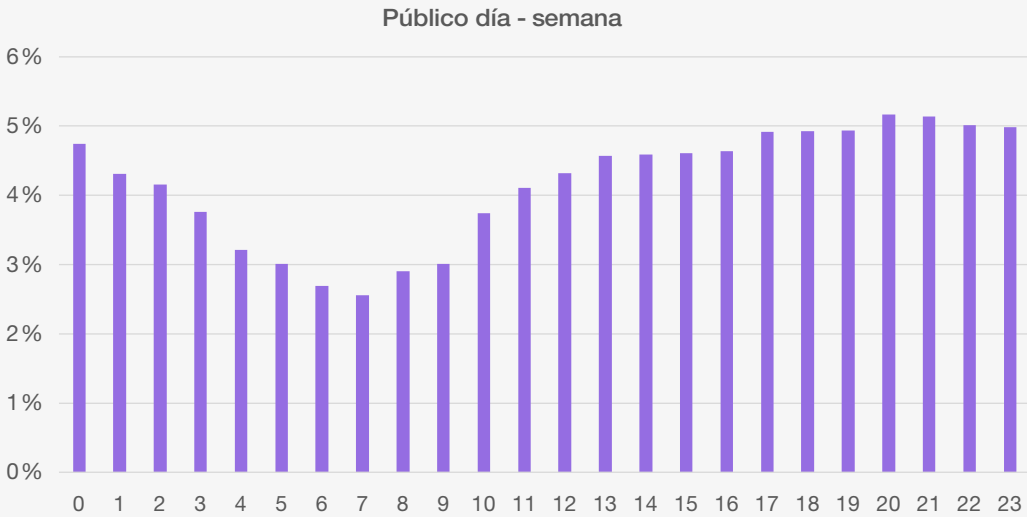


GRÁFICO A 8.8

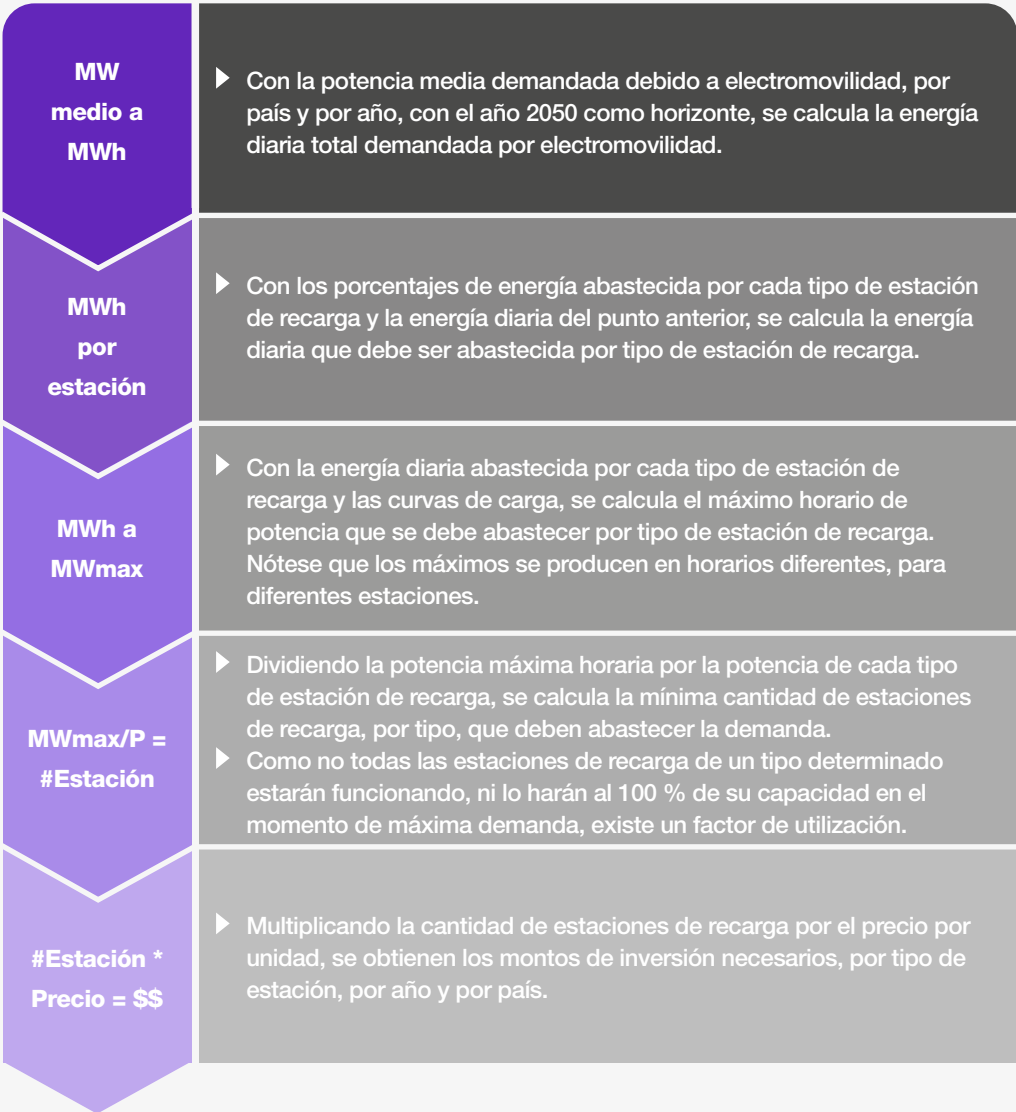
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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.

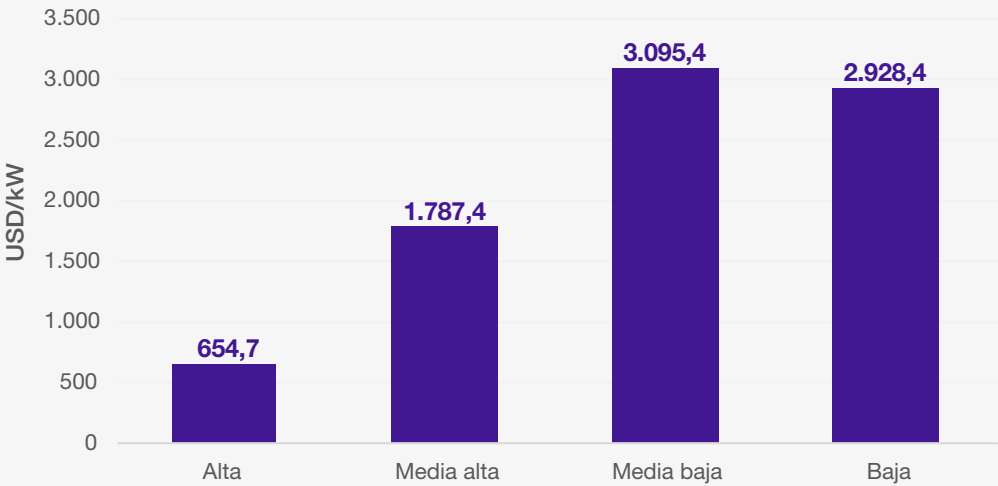
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

