

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

Jamaica

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 Jamaica

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

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

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

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

Gestión editorial

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

Revisión editorial y corrección de estilo

Ana Gerez

Diseño gráfico

<https://cleiman.com>

Fotografías

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

© CAF 2024

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



La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

Contexto actual y caminos para el futuro Jamaica

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Jamaica

Caracterización del país y su matriz energética	31
Marco institucional y agentes del sector	32
Caracterización del sistema de generación	33
Caracterización del sistema de transmisión	36



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	38
Estructura y funcionamiento sectorial	42
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
Políticas de transición energética	44
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

Planeamiento y regulación sectorial	50
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
Iniciativas de organismos multilaterales	52



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	55
Proyección de los precios de los combustibles	57
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Proyección de los precios del carbón	
Tecnologías candidatas para la expansión	63
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	67
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Jamaica

Caso de BAU	84
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	93
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	102
Inversiones en transmisión	112
Inversiones en distribución	115
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	



Ejes de acción en Jamaica

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 las líneas de transmisión	36
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Jamaica	40
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	56
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	64
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	65
Cuadro 4.4	Lista de proyectos considerados	82
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Jamaica	128
Figura 3.1	Proceso de planificación del sistema eléctrico	51
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Jamaica	113
Figura 5.2	Capacidad adicionada de parques eólicos y solares en Jamaica	114
Figura 6.1	Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y Caribe	125

ÍNDICE DE GRÁFICOS



Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada tecnología a finales de 2023	34
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	60
Gráfico 4.2	Proyección de los precios de los combustibles adoptado en este estudio	60
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	61
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	62
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	62
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	66
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	66
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	68
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	69
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	70
Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	71

Gráfico 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Jamaica 73

Gráfico 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida 74

Gráfico 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB 75

Gráfico 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte 76

Gráfico 4.16

Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte 77

Gráfico 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos 78

Gráfico 4.18

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial 78

Gráfico 4.19

Distribución de la demanda en los sectores de la economía jamaicana 79

Gráfico 4.20

Proyección de las ganancias de eficiencia 80

Gráfico 4.21

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios 82

Gráfico 5.1

Expansión de la canasta de capacidad en el sistema jamaicano en el caso de BAU 85

Gráfico 5.2

Evolución de la capacidad instalada en el sistema jamaicano hasta 2050 en el caso de BAU 86

Gráfico 5.3

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema jamaicano en el caso de BAU 86

Gráfico 5.4

Canasta de generación anual en el sistema jamaicano en 2024 87

Gráfico 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema jamaicano en 2024 88

Gráfico 5.6

Despacho típico diario en el sistema jamaicano en 2024 88

Gráfico 5.7

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema jamaicano en el caso de BAU 89

Gráfico 5.8

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema jamaicano en el caso de BAU 90

Gráfico 5.9

Despacho típico diario en el sistema jamaicano para el año 2050 en el caso de BAU 90

Gráfico 5.10

Costos marginales anuales en el sistema jamaicano en el caso de BAU 92

Gráfico 5.11

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema jamaicano en el caso de BAU 93

Gráfico 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema jamaicano en el caso de TE 94

Gráfico 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema jamaicano hasta 2050 en el caso de TE 95

Gráfico 5.14

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema jamaicano en el caso de TE 95

Gráfico 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema jamaicano en el caso de TE 97

Gráfico 5.16	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema jamaiquino en el caso de TE	97
Gráfico 5.17	Despacho típico diario en el sistema jamaiquino para el año 2040 en el caso de TE	98
Gráfico 5.18	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema jamaiquino en caso de TE	99
Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema jamaiquino en el caso de TE	99
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema jamaiquino para el año 2050 en el caso de TE	100
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema jamaiquino en el caso de TE	101
Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema jamaiquino en el caso de TE	102
Gráfico 5.23	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema jamaiquino	103
Gráfico 5.24	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema jamaiquino en los casos de BAU y TE	104
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema jamaiquino	105
Gráfico 5.26	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema jamaiquino en los casos de BAU y TE	106

Gráfico 5.27	Comparación de los costos marginales en el sistema jamaiquino en los casos de BAU y TE	107
Gráfico 5.28	Comparación de los costos marginales en el sistema jamaiquino en los casos de BAU y TE	108
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de inversión en generación	109
Gráfico 5.30	Evolución de los costos de operación	109
Gráfico 5.31	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Jamaica	111
Gráfico 5.32	Inversiones en el sistema de transmisión jamaiquino por década	115
Gráfico 5.33	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	116
Gráfico 5.34	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	117
Gráfico 5.35	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	118
Gráfico 5.36	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	119
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	124
Gráfico 5.38	Inversiones anuales en la red de distribución	120

Abreviaciones

BAU	Continuidad
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CSP	Termosolar de concentración
EE	Eficiencia energética
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
GD	Generación distribuida
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatios por hora
H₂V	Hidrógeno verde
IPP	Productor independiente de energía
JPS	Jamaica Public Service
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
MM	Mercado mayorista
MSETT	Ministry of Science, Energy, Technology and Transport
MUSD	Millones de dólares estadounidenses
MM	Mercado mayorista

MWh	Megavatio hora
OUR	Office of Utilities Regulation
O&M	Operación y mantenimiento
PPA	Acuerdo de compraventa
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 Jamaica, 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 hace posible establecer los parámetros de expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad); los requerimientos asociados a la transmisión producto de dicha expansión y la estimación de los costos a nivel de distribución vinculados a elementos necesarios para llevar a cabo el proceso de transición energética (generación distribuida, electromovilidad y otros).

El análisis de las políticas energéticas de Jamaica revela diversas áreas de mejora y desafíos pendientes en varios aspectos clave. En primer lugar, en cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), las subastas para la implantación de estas tecnologías han enfrentado dificultades debido a la baja calificación crediticia del país y la incertidumbre sobre las sanciones contractuales, lo cual ha limitado su desarrollo.

En términos de eficiencia energética, Jamaica ha implementado políticas y programas destinados a mejorarla, como la Política Nacional de Energía 2009-2030. Sin embargo, persisten brechas en la aplicación efectiva de códigos de construcción y la necesidad de reemplazar generadores térmicos antiguos, lo que limita el progreso hacia una mayor eficiencia y sostenibilidad energética.

El gas natural sigue desempeñando un papel crucial en la matriz energética del país, aunque se planea reducir su dependencia mediante una mayor penetración de las energías renovables (ER). El Integrated Resources Plan (Plan Integrado de Recursos) establece metas progresivas para incrementar la participación de las ER, lo que refleja un camino hacia una transición energética más sostenible hacia el año 2037.

La electromovilidad ha comenzado a ser abordada con la elaboración de estrategias y políticas, como la Estrategia para la Movilidad Eléctrica y la Electric Vehicle Policy (política para vehículos eléctricos). A pesar de estos avances, Jamaica enfrenta barreras significativas, como la antigüedad del parque automotor, los altos costos de los vehículos eléctricos y la falta de infraestructura de recarga, que obstaculizan la adopción masiva de esta tecnología.

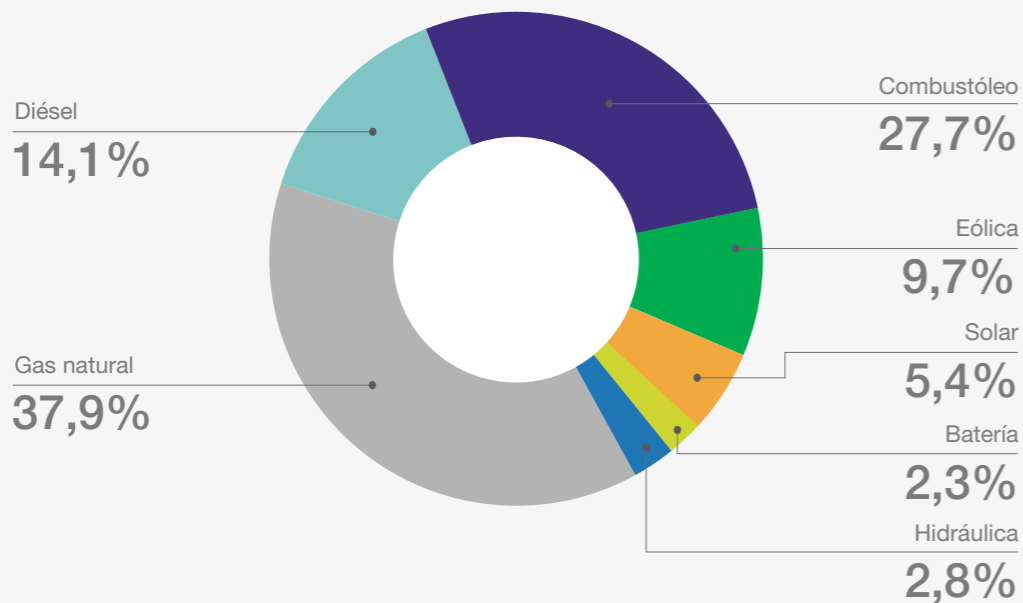
En el ámbito de las redes inteligentes, Jamaica ha logrado avances significativos, implementando medidores inteligentes y tarifas por bandas horarias. Sin embargo, aún se necesita trabajar en la estandarización de las instalaciones y en la planificación de redes para maximizar los beneficios que ofrece.

Con base en este panorama, se realizó un conjunto de análisis sobre el sistema

eléctrico jamaicano. A fines de 2023, la capacidad instalada del sistema era de aproximadamente 1.000 MW y estaba compuesta predominantemente por centrales termoeléctricas (casi el 80 % de la canasta de generación), en su mayoría de gas natural y combustibles líquidos. El país se encuentra en las primeras etapas de implementación de las energías renovables no convencionales (ERNC) y cuenta con una participación del 9,7 % (alrededor de 100 MW) de centrales eólicas y un 5,4 % de solares (aproximadamente 60 MW). Un punto destacado es que el país ya tiene experiencia en la implementación de baterías en su sistema, con 25 MW en operación en 2023.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023



Fuente: ARCENNR (2022a)

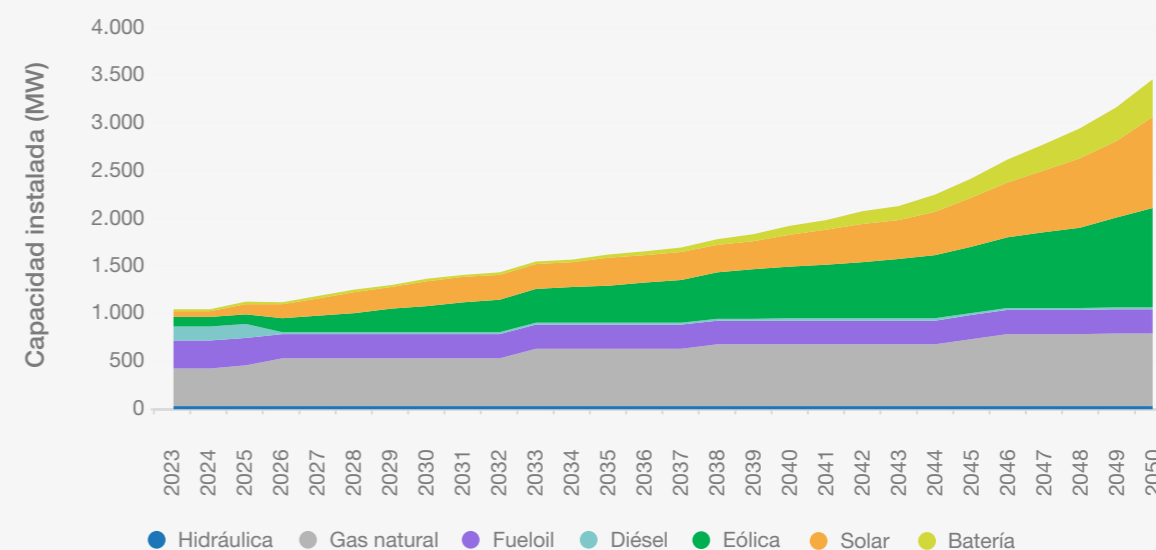
Las simulaciones realizadas para el sistema eléctrico jamaicano muestran un cambio notable en su matriz de generación hacia las fuentes renovables, enfocándose especialmente en ampliar la capacidad de producción de energía eólica y solar.

En el caso de BAU, se observa que la generación termoeléctrica sigue siendo crucial hasta 2050, ocupando el 30 % de la capacidad instalada del país y representando más del 40 % de la generación total. No obstante, se da una transformación gradual, con un crecimiento de las energías renovables gracias a la reducción de los costos de inversión en estas tecnologías. En particular, la participación de las plantas solares alcanza en 2050 el 28 % de la canasta, con 950 MW de capacidad instalada, mientras que la de centrales eólicas llega al 30 % y alrededor de 1.000 MW de capacidad.

Además, hay inversiones en centrales de gas natural que, hasta 2050, suman un total de casi 800 MW instalados en el sistema. En el caso de BAU, se estima un total de USD 1.994 millones en inversiones en generación hasta 2050. El gráfico 2 presenta la evolución de la capacidad instalada para el sistema jamaicano en este caso.

GRÁFICO 2

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



En el caso de TE se observa un cambio más significativo en la composición de la matriz de generación, dada la planificación de retirada de las centrales

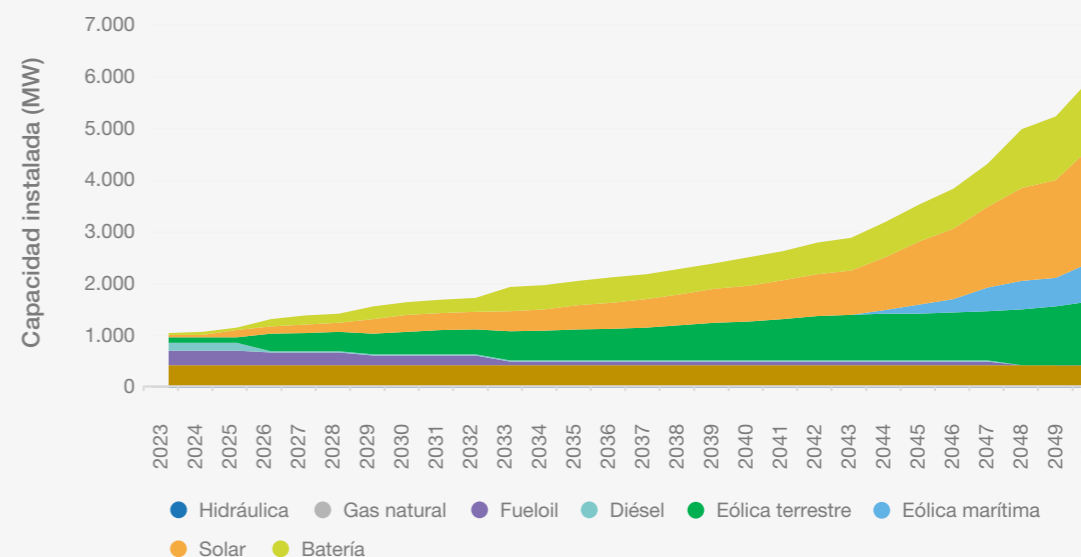
térmicas abastecidas con combustibles líquidos y un aumento considerable en la capacidad de generación de las ERNC, especialmente la solar y eólica. La evolución de la canasta de capacidad instalada en Jamaica en este caso se caracteriza por la continua integración de las ERNC, particularmente después de 2032. Las plantas solares experimentan un notable crecimiento hacia el final del horizonte temporal, destacándose en la década de 2040, con más de 1.500 MW de capacidad adicional.

Además, se observa una significativa participación de las baterías en el sistema eléctrico, proporcionando flexibilidad para compensar la intermitencia de las renovables. Hasta 2050, se registran casi 1.400 MW de baterías en el sistema (1.000 MW más que en el caso de BAU). A partir de 2043, hay una adopción creciente de la tecnología eólica marítima (*offshore*), impulsada por la reducción de costos y las restricciones existentes para ampliar la capacidad eólica terrestre en el país.

En línea con los objetivos de generación renovable, las centrales térmicas de gas natural son las únicas que se prevé mantener en el sistema hasta 2050. Estas deberían coexistir con la expansión significativa de las tecnologías renovables, como resultado de las asociaciones cada vez más frecuentes entre plantas solares y sistemas de almacenamiento. En el caso de TE, se estima un total de USD 4.959 millones para inversiones en generación hasta 2050, 2,5 veces más que en el caso de BAU. El gráfico 3 presenta la evolución de la capacidad instalada para el sistema jamaiquino en este caso.

GRÁFICO 3

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



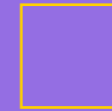
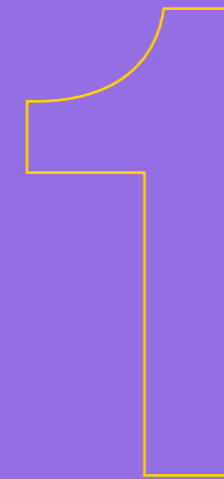
La transición hacia un sistema renovable implica la expansión de la red de transmisión para exportar energía desde las áreas de generación hacia los centros de carga, principalmente en la región sureste, donde se encuentra el principal centro de consumo. Además, en un país mayoritariamente térmico, la transición a un sistema en el que la mayoría de las energías son de fuentes renovables, especialmente cuando la oferta está lejos del centro de carga, se traduce en mayores inversiones en transmisión. De este modo, en este estudio se realizaron estimaciones del total de inversiones necesarias en el sistema de transmisión para la expansión de toda la red del país, resultando en un coste de USD 140 millones en el caso de BAU y de USD 267 millones en el caso de TE.

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 75 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los USD 179 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta. El cuadro 1 sintetiza las inversiones totales en generación, transmisión y distribución en los dos casos simulados en este estudio.

CUADRO 1

Resumen de inversiones acumuladas para el período 2024-2050 en el sistema jamaicano

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	1.994	140	238	2.372
TE (MUSD)	4.959	267	238	5.464



Introducción



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

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

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

No obstante, el potencial existente en la región para continuar desarrollando las energías renovables, 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 Jamaica 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 jamaicano y los costos asociados a ellas.
- ▶ Las tendencias y lecciones aprendidas en el desarrollo de estrategias de transición energética que informan las regiones y países con mayor grado de avance en la implementación de la descarbonización.
- ▶ La identificación de proyectos y la cuantificación de las inversiones necesarias, que sean consistentes con una estrategia de transición energética de descarbonización del sector eléctrico para el año 2050 y que contribuyan al desarrollo de infraestructuras sostenibles desde el punto de vista socioambiental.

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

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

El capítulo 2 ofrece una descripción del sistema eléctrico de Jamaica, 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 Jamaica, 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 Jamaica.

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

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

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

2

Caracterización del sistema eléctrico de Jamaica



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

Síntesis del sistema eléctrico de Jamaica

- La capacidad instalada del sistema jamaicano actualmente es de 1.000 megavatios (MW) y su matriz está predominantemente compuesta por centrales termoeléctricas, en su mayoría de gas natural y combustibles líquidos. En 2021, la generación térmica representó el 88 % del total anual, principalmente con uso de fueloil (combustóleo).
- La red de transmisión de Jamaica incluye aproximadamente 14.000 kilómetros (km) de líneas. De esa extensión, 400 km de longitud son de líneas de 138 kilovoltios (kV) y casi 800 km son de líneas de 69 kV.



Caracterización del país y su matriz energética

Jamaica es un país insular, el tercero más grande de las Antillas Mayores y el Caribe, con una superficie de 10.990 kilómetros cuadrados. En 2022, el producto interno bruto (PIB) de Jamaica fue de 14.800 millones de dólares estadounidenses (USD) (Banco Mundial, 2022b), tras haber crecido a una tasa promedio anual del 0,6 % en los últimos diez años (FMI, 2023). El PIB per cápita ascendía a USD 5.237 al final de ese periodo¹.

Su sistema eléctrico alcanza prácticamente a la totalidad de la población del país (Banco Mundial, 2022a), de 2,8 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). En 2022, el consumo de electricidad per cápita era de 1.623 kilovatios hora (kWh) (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico de Jamaica tiene una participación bastante significativa de generación termoeléctrica, tanto con gas natural como con combustibles líquidos. En 2021, las centrales térmicas representaron el 88 % de la producción total de energía del sistema. Hasta 2019, el fueloil o combustóleo era la fuente de energía predominante en Jamaica. Sin embargo, con la entrada en operación de un par de grandes centrales de gas natural en el sistema, las plantas de combustibles líquidos perdieron espacio y tuvieron sus despachos parcialmente desplazados. El Gobierno tiene planes para retirar de operación unidades antiguas, más ineficientes y costosas en el corto plazo.

En términos de conexiones internacionales, debido a su naturaleza insular, Jamaica no está interconectada con otros países.

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



Marco institucional y agentes

Las principales instituciones en el mercado eléctrico de Jamaica son el Ministry of Science, Energy and Technology (Ministerio de Ciencia, Energía y Tecnología o MSET), la Office of Utilities Regulation (OUR, que es la agencia de regulación de los servicios públicos) y la Jamaica Public Service Company (JPS)².

El MSET tiene como función principal coordinar la política energética nacional, siendo responsable del marco regulatorio aplicable al sector energético. En este contexto, es responsable de la planificación y seguimiento de este sector, además de analizar y aprobar las licencias regulatorias necesarias para el funcionamiento de los productores independientes de energía (IPP).

Paralelamente, la OUR actúa como un regulador independiente y tiene como objetivo reglamentar las operaciones de las empresas de servicios públicos de Jamaica, incluido el sector eléctrico.

JPS es una compañía vertical privada que actúa en el sector de generación, transmisión y distribución de Jamaica. La empresa opera todo el sistema de distribución y transmisión del país, al igual que la mayoría de las plantas de generación, correspondientes al 52 % de la capacidad instalada. La mayor parte de su cartera de generación está compuesta por plantas térmicas de combustibles líquidos, aunque ha estado invirtiendo en los últimos años para modernizar su parque de generación con la incorporación de nuevas plantas alimentadas con gas natural. Además, gestiona todas las pequeñas centrales hidroeléctricas actualmente en operación en el país.

La participación privada en el sector de la generación también ha ido ganando protagonismo en los últimos años. Se destacan Jamaica Energy Partners

² Se puede obtener más información institucional de cada entidad en los sitios web respectivos: MSET (<https://www.mset.gov.jm/>); OUR (<https://our.org.jm/>); y JPS (<https://www.jpSCO.com/>).

(JEP) y New Fortress Energy, con importante participación en la generación termoeléctrica, además de otros pequeños productores independientes de energías renovables.



Caracterización del sistema de generación

Jamaica depende en gran medida de las plantas térmicas que utilizan petróleo y diésel para la generación de electricidad. Estas plantas son responsables de una parte significativa de la capacidad instalada y de la generación de energía del país.

La alta dependencia de los combustibles fósiles plantea un desafío significativo, especialmente debido a la volatilidad de los precios del petróleo y sus implicaciones para los costos de generación y las tarifas de electricidad. Jamaica ha adoptado un enfoque proactivo para diversificar su matriz energética, centrándose en aumentar la participación de las fuentes renovables y mejorar la eficiencia energética. Esta estrategia no solo busca garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental, sino también reducir la vulnerabilidad del país ante la volatilidad de los precios de los combustibles.

La capacidad instalada de energía hidroeléctrica en Jamaica es limitada, aunque existen algunas pequeñas plantas en operación. En los últimos años, se ha incrementado la capacidad eólica instalada, con la implementación de parques como Wigton Windfarm, una de las mayores instalaciones de energía de este tipo en la región del Caribe. Este parque, ubicado en Manchester, es un ejemplo destacado de la estrategia de inversión del país. Con una capacidad de aproximadamente 62,7 MW, contribuye de manera significativa a la producción de energía renovable del país. El proyecto se ha ampliado en varias fases y sirve como un modelo exitoso de integración de la energía eólica en el sistema

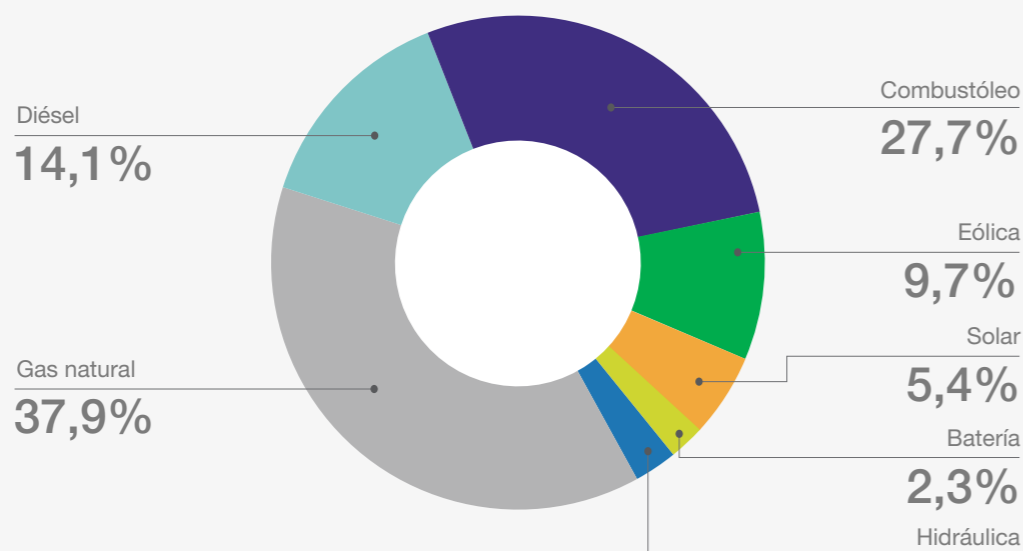
eléctrico de la isla. Además, Jamaica ha explorado otros lugares con potencial eólico, promoviendo asociaciones público-privadas e inversiones extranjeras.

En cuanto a la energía solar fotovoltaica, se ha ganado terreno con instalaciones variadas. El país ha invertido en grandes proyectos, como el Parque Solar Content, que añadió 20 MW a la capacidad instalada. También se han implementado otros proyectos solares menores y de generación distribuida (GD), fomentando el uso de energía solar en áreas rurales y urbanas. El Gobierno ha incentivado la instalación de paneles solares en residencias y empresas mediante incentivos fiscales y subsidios, con el objetivo de aumentar la generación distribuida y reducir la demanda en la red eléctrica.

A finales de 2023, el sistema de generación de Jamaica contaba con aproximadamente 1.000 MW de capacidad instalada. La matriz energética estaba dominada por la generación termoeléctrica, destacando las centrales de gas natural, como el South Jamaica Power Centre (192 MW) y la Jamalco Clarendon Power Station (150 MW), que se incorporaron al sistema en 2019 y 2020, respectivamente.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023



Fuente: JPS (2022; 2023) y MSET (2018).



Jamaica depende en gran medida de las plantas térmicas que utilizan petróleo y diésel para la generación de electricidad. Estas plantas son responsables de una parte significativa de la capacidad instalada y de la generación de energía del país.



Caracterización del sistema de transmisión

El servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica en Jamaica es suministrado integralmente por JPS, propietaria de toda la infraestructura asociada. Según datos del MSET, la red de transporte de la compañía incluye aproximadamente 1.200 kilómetros de líneas. El segmento de la transmisión específicamente, que abarca únicamente los equipos conectados en mayor nivel de tensión, cuenta con alrededor de 400 km de longitud de líneas de 138 kV y casi 800 km de líneas de 69 kV. Además, la red transmisión abarca también 12 transformadores de 138 y 69 kV, con una capacidad total de 798 megavoltiamperios (MVA), a lo que se suman otros 1.026 MVA de capacidad de transformación para llevar la energía desde líneas de transmisión hacia las redes de distribución locales, que operan en 24 kV, 13,8 kV y 12 kV.

CUADRO 2.1

Especificaciones de las líneas de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
138 kV	400
69 kV	800
Total	1.200

Fuente: MSET (s. f.b).

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 Jamaica revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNCC).** Las subastas para la instalación de tecnologías renovables han enfrentado desafíos debido a la baja calificación crediticia del país y la incertidumbre sobre las sanciones contractuales.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se han implementado políticas y programas para mejorar la eficiencia energética, como la Política Nacional de Energía 2009-2030, pero aún hay brechas en la gestión de la obligatoriedad de los códigos de construcción y en la necesidad de reemplazar generadores térmicos antiguos.
- ▶ **Electromovilidad (EV).** Si bien se han elaborado estrategias y políticas para el desarrollo de la electromovilidad, como la Estrategia para la Movilidad Eléctrica (BID, 2020) y la Electric Vehicle Policy (política para vehículos eléctricos), persisten barreras, como la antigüedad del parque automotor, los altos costos de los vehículos eléctricos y la falta de infraestructura de recarga.
- ▶ **Hidrógeno verde (H₂V).** No hay iniciativas específicas para impulsar el hidrógeno verde en Jamaica, en un contexto en el cual se han realizado estudios financiados por bancos multilaterales para promover su uso en la movilidad de pasajeros en América Latina y el Caribe.

- ▶ **Redes y medición inteligente.** Jamaica ha alcanzado un importante desarrollo en medición inteligente, lo que ha permitido la implementación de tarifas por bandas horarias. Sin embargo, aún se necesita trabajar en la estandarización de las instalaciones y en la planificación de redes.
- ▶ **Gas natural (GN) como vector de transición.** Actualmente el gas desempeña un papel preponderante en la matriz energética, pero el país planea aumentar la penetración de las energías renovables para reducir su dependencia de los combustibles fósiles.
- ▶ **Almacenamiento con baterías.** Existe un proceso de planificación energética y eléctrica claro, liderado por el MSETT y la OUR, pero persisten desafíos en la implementación de programas de generación distribuida y almacenamiento con baterías debido a la falta de desarrollo normativo y proyectos específicos.

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 Jamaica.

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Jamaica

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria integrada verticalmente, con presencia de IPP en el segmento de generación.	La estructura es la de un sistema competitivo "por el mercado" con comprador y distribuidor único
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso de los IPP al MM a través de contratos, con licitaciones competitivas para ER. Sistema de transmisión bajo control del comprador y distribuidor único (JPS) con condiciones de acceso de terceros establecidas en licencia de transmisión.	Las subastas de contratos bajo la figura de IPP favorecen la inserción competitiva de ER.
	Competencia en el MM	Contratos bilaterales entre los IPP y JPS como comprador único. Los precios se encuentran fijados contractualmente.	La regulación de los precios máximos puede afectar a la dinámica de los mercados.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo y por consumo, con posibilidad de cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	Regulación: Ley de Electricidad de 2015, que considera en sus objetivos cualitativos desarrollar las ER en general. Objetivo: 50 % de ER en 2050. Instrumentos: subastas, contratos de compraventa (PPA, por sus siglas en inglés) con JPS.	La incorporación de los IPP no ha incrementado sustancialmente la penetración de la ER, particularmente la no convencional. No obstante, se restableció una unidad gubernamental específica para la ejecución de nuevos procesos de subastas.
	Eficiencia energética (EE)	El marco normativo y las políticas en Jamaica han incluido disposiciones para fomentar la eficiencia energética en la generación, transmisión y uso final de la energía eléctrica.	Se debe continuar con los procesos de recambio de centrales de generación por combustibles líquidos.
	Electromovilidad	Estrategia para la Movilidad Eléctrica. Política Nacional de Vehículos Eléctricos.	Objetivos definidos, con estrategias para lograrlos e identificación de barreras, como: <ul style="list-style-type: none"> • el mejoramiento del estado de las rutas y caminos actuales; • normativa para la estandarización de las instalaciones; • el desarrollo de una red de recarga.
	Hidrógeno verde (H ₂ V)	Avances en el desarrollo de estudios financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Fondo Verde para el Cambio Climático.	No se observa una apertura a la iniciativa privada ni un marco regulatorio que promueva el desarrollo.
	Redes y medición inteligentes	Se sancionaron y aplican tarifas por bandas horarias (<i>time-of-use</i>) a partir del despliegue de medidores.	Importante desarrollo, alcanzando niveles promedio comparables a los de Europa.
	Gas natural como vector de transición	El país consume gas natural licuado importado, combustible que se aplica principalmente al sector industrial.	No se observa marco regulatorio para incentivar el uso de GN en generación y transporte.
	Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Energía a cargo del MSETT. Planificación indicativa de la generación (OUR); vinculante en materia de transmisión y distribución (JPS), con revisiones anuales.
Generación distribuida		Programa de Interconexión a la Red de Facturación Neta, Transporte de Electricidad y Conexiones Auxiliares.	No se identificaron objetivos o incentivos para la inserción de generación distribuida en el sistema.
Almacenamiento con baterías		No se observa regulación.	Falta de incentivos para la inversión y el desarrollo de la tecnología.

Nota: En este estudio se realiza una distinción entre GD para comercialización y GD para autoconsumo. En el primer caso la producción de GD se comercializa en su totalidad y en el segundo caso se consume internamente y el excedente podría comercializarse o no, dependiendo de las regulaciones vigentes en cada país.



Estructura y funcionamiento sectorial

► Estructura sectorial

La estructura sectorial del mercado eléctrico de Jamaica está integrada verticalmente en JPS, con posibilidad de que existan productores independientes, que venden su energía a esa misma empresa, en su rol de comprador único.

► Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

Como se dijo anteriormente, el sector eléctrico de Jamaica se encuentra organizado bajo un modelo de comprador único en torno a JPS, empresa que, a su vez, realiza la distribución exclusiva de energía eléctrica en el país a usuarios finales. Por ello, esta es una empresa verticalmente integrada, con una mayoría de participación privada, que actúa en el sector de generación, transmisión y distribución de Jamaica. Además de manejar el sistema de distribución y transmisión, opera una parte sustancial de las plantas de generación, correspondientes al 33 % de la capacidad instalada del país. La restante capacidad de generación está en manos de inversores privados con contratos habilitantes para construir y operar plantas de generación propias, bajo la figura del productor eléctrico independiente (IPP). Estos productores firman contratos de venta de potencia y energía (PPA) de largo plazo con un comprador único (JPS), responsable de la prestación del servicio eléctrico a los consumidores finales.

Asimismo, bajo el esquema de comprador único, JPS es el único titular del sistema de transmisión mediante una licencia otorgada por el concedente. La licencia establece que el concesionario (en este caso, JPS) tiene la obligación

de conectar a los IPP, a menos que la conexión del productor en cuestión comprometa la seguridad y protección del sistema eléctrico en acuerdo con la inspección eléctrica del regulador. JPS posee el derecho, en este marco, de comprar a los IPP energía mayorista a nivel de transmisión y distribución. Cualquier disputa sobre los términos y condiciones en el marco de estos acuerdos debe ser resuelta por la OUR, como regulador del sistema eléctrico del país.

► Competencia en el mercado mayorista

Como se ha señalado, el sistema eléctrico jamaicano se encuentra organizado bajo el esquema de comprador único, de acuerdo con la Electricity Act (ley de electricidad) (Gobierno de Jamaica, 2015). Dado que JPS controla aproximadamente el 52 % de la capacidad instalada y los generadores independientes (IPP) están obligados a vender la energía que producen a esa empresa mediante contratos de abastecimiento, en Jamaica no hay una competencia “en el mercado”, sino “por el mercado”; es decir, la competencia se da a través de mecanismos de licitación de capacidad de generación, convocados por la OUR. En consecuencia, el acceso al mercado mayorista se ve limitado a la apertura de procesos de licitación competitivos para la adjudicación de capacidad de producción que, en última instancia, es contratada por la propia JPS.

Finalmente, en términos de servicios auxiliares de red, no se ha observado un mercado de tales características para generación. Solo existen ciertas obligaciones que JPS debe cumplir o garantizar su cumplimiento a fin de que la operación de la red sea segura.

► Mercados locales de energía

No se ha identificado en Jamaica la presencia de mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores de este tipo

► Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado para Jamaica corresponde al de la empresa JPS, única a cargo de la distribución en el país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo fijo y otro por consumo.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo y otro por consumo, aunque la tarifa también puede incluir un cargo por demanda.

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

El desarrollo de las energías renovables no convencionales ha sido hasta ahora limitado en el país, representando, según las últimas estadísticas, menos del 20 % de la generación total del sistema eléctrico. Al respecto, el Plan Nacional Energético 2009-2030 establece un objetivo de participación del 20 % de energías renovables para 2030 (Ministry of Energy and Mining, 2010), pero ese valor fue incrementado posteriormente al 50 % por el Gobierno (Office of the Prime Minister, 2018).

La incorporación de plantas de generación eólicas y solares se ha dado mediante licitaciones para la instalación de este tipo de tecnologías de generación, abiertas a productores independientes y convocadas por el OUR. La mencionada Ley de Electricidad permite la celebración de contratos de compra de energía renovable con JPS.

Una de las últimas subastas se realizó en el año 2015. De las 17 ofertas recibidas de 10 empresas, solo una fue objeto de adjudicación. Esta correspondía a un parque solar fotovoltaico por un precio cercano a 85 USD/MWh durante veinte años, valor elevado en comparación con los demás países de la región. De acuerdo con un informe del Banco Interamericano de Desarrollo (Viscide y Yépez-García, 2019), la subasta tuvo inconvenientes

que derivaron en barreras para su adecuado desarrollo, entre ellos:

- ▶ La baja calificación crediticia de Jamaica.
- ▶ Incertezas respecto de las sanciones que se aplicarían en caso de no cumplir con lo estipulado contractualmente.

En septiembre de 2023, la Generation Procurement Entity (GPE)³ publicó un llamado a manifestaciones de interés para la adquisición de 100 MW de energías renovables, en consonancia con su política energética. Se esperaba que los proyectos ganadores y el periodo para negociar y ejecutar cada PPA por veinte años comenzara durante el primer semestre de 2024.

▶ Eficiencia energética

El marco normativo y las políticas en Jamaica han incluido disposiciones para fomentar la eficiencia energética en diversos sectores, especialmente en la generación, transmisión y uso final de la energía eléctrica.

En este sentido, la Ley de Electricidad de 2015 (Gobierno de Jamaica, 2015), establece disposiciones generales para la promoción de la eficiencia energética y la diversificación del suministro de energía, puntualizando que el MSETT puede establecer objetivos de eficiencia.

Cabe destacar que la Política Nacional de Energía 2009-2030 (Ministry of Energy and Mining, 2010) va en la misma dirección, ya que incluye el objetivo de mejorar la eficiencia energética en todos los sectores de la economía, con un enfoque en la generación (mediante el reemplazo de generadores antiguos por otros modernos, entre otras medidas), la transmisión y la distribución de electricidad (mediante la expansión y el mejoramiento de las redes). El documento es, como puede observarse, de carácter general.

Con respecto a iniciativas puntuales, el Energy and Conservation Programme, lanzado en 2009, previó inversiones por USD 20 millones para el reemplazo

³ La GPE (acrónimo de Entidad de Adquisición de Generación) fue restablecida en enero de 2020 mediante decisión del Gabinete con el fin de gestionar y administrar el proceso de adquisición, mediante licitación pública, de capacidad de generación por parte de potenciales productores independientes de energía (IPP) para la venta de electricidad a JPS.

de luminarias y aires acondicionados, entre otros equipos. El programa, desde ese año, fue complementado con distintos estándares, entre los cuales se encuentran:

- ▶ JS 1 Parte 21 (2016). Especificación para el etiquetado de electrodomésticos.
- ▶ JS 178 (2016). Especificación para la determinación del consumo de energía y otras características del desempeño en refrigeradores.
- ▶ JS 179 (2016). Especificación para tests de desempeño en aires acondicionados.

En términos de brechas identificadas, se observa la necesidad de abordar medidas que abarcan a distintos sectores, desde la generación de electricidad, incluyendo el reemplazo de los generadores térmicos antiguos alimentados con combustibles líquidos, hasta la construcción, regulando y administrando la obligatoriedad de los códigos de edificación (MSET, 2023).

▶ Electromovilidad

El país ha dado recientemente sus primeros pasos en el desarrollo de la electromovilidad a partir de la aprobación, por parte del MSET, de la Estrategia para la Movilidad Eléctrica (BID, 2020). Esta propone:

- ▶ Alcanzar en 2030 un 12 % de participación de vehículos eléctricos de propiedad privada en la flota vehicular total y un 16 % de vehículos de transporte público.
- ▶ Diferentes incentivos, políticas, marcos regulatorios y modelos de negocio para el desarrollo de la actividad.

En línea con lo mencionado, en junio del 2023 el Gobierno de Jamaica publicó la Electric Vehicle Policy (Gobierno de Jamaica, 2023). Este documento sobre política nacional de vehículos eléctricos retoma lo propuesto en la Estrategia Nacional y profundiza en términos de incentivos, mitigación de las incertezas del mercado y desarrollo de una regulación homogénea. Por este motivo, es importante el reconocimiento de las barreras existentes en el país mencionadas en él:

- ▶ La inexistencia de planes de retirada y reposición de vehículos, considerando la elevada antigüedad del parque automotor jamaicano.
- ▶ La ausencia de iniciativas que equiparen los costos de los vehículos eléctricos con los de combustión interna, estos últimos mucho más económicos en la actualidad.
- ▶ El mejoramiento del estado de las rutas y caminos.
- ▶ La normativa para la estandarización de las instalaciones.
- ▶ El desarrollo de una red de recarga.
- ▶ La incorporación de la electromovilidad en la planificación de las redes.

▶ Hidrógeno verde

El país no desarrolla actualmente iniciativas tendientes al impulso de la industria del hidrógeno verde. Se identifican, sin embargo, estudios en los que Jamaica es uno de los beneficiarios directos (Gischler, y otros, 2023). El objeto de estos estudios es promover el hidrógeno verde en Latinoamérica y el Caribe para colaborar con las ciudades de estos países en la transición hacia sistemas de transporte públicos resilientes y bajos en emisiones de carbono, acelerando el uso del H₂V y de la electricidad en la movilidad de pasajeros.

▶ Redes y medición inteligentes

Jamaica presenta un importante desarrollo en cuanto a medición inteligente, alcanzando niveles promedio comparables a los de Europa y muy superiores al promedio de América Latina.

Actualmente la OUR aplica tarifas por bandas horarias (*time-of-use*) gracias al despliegue de medidores que suministran este tipo de información para clientes en baja o media tensión. La política de Jamaica ha sido y es la de continuar la expansión de este tipo de tecnología de medición avanzada para que llegue a todos los clientes del servicio eléctrico del país.



El desarrollo de las energías renovables no convencionales ha sido hasta ahora limitado en el país, representando, según las últimas estadísticas, menos del 20 % de la generación total del sistema eléctrico.

▶ **Gas natural como vector de transición**

El gas natural ocupa actualmente un lugar preponderante en el parque de generación eléctrica de Jamaica. Según datos de la EIA (s. f.), aproximadamente el 53 % de la generación total del país en 2022 procedía de centrales de gas.

De acuerdo con utilizar este párrafo propuesto en lugar del original

- ▶ 2020-2025. En este periodo la generación de electricidad es dominada por el gas natural (70 %) y se prevé el reemplazo de centrales con combustibles líquidos por otras de GN.
- ▶ 2025-2030. La generación de electricidad está dominada por el GN (70 %), pero habrá una mayor penetración de las energías renovables (cerca del 30 % en 2030).
- ▶ 2030-2037. La generación de electricidad por GN decrece (50 % al final del periodo), pero se proyecta aún una mayor penetración de las energías renovables que en el periodo anterior.

Aunque las proyecciones para el periodo 2020-2025 no se han materializado por completo, el gas natural ha incrementado significativamente su participación en la matriz de generación del país desde 2016. En ese momento representaba apenas el 1 % de la matriz, mientras que en 2022 superó el 50 %. Este crecimiento refleja una transformación estructural en la generación eléctrica jamaicana, consolidando al gas natural como una fuente clave en el proceso de transición energética.



Planeamiento y regulación sectorial

► Planificación energética y eléctrica

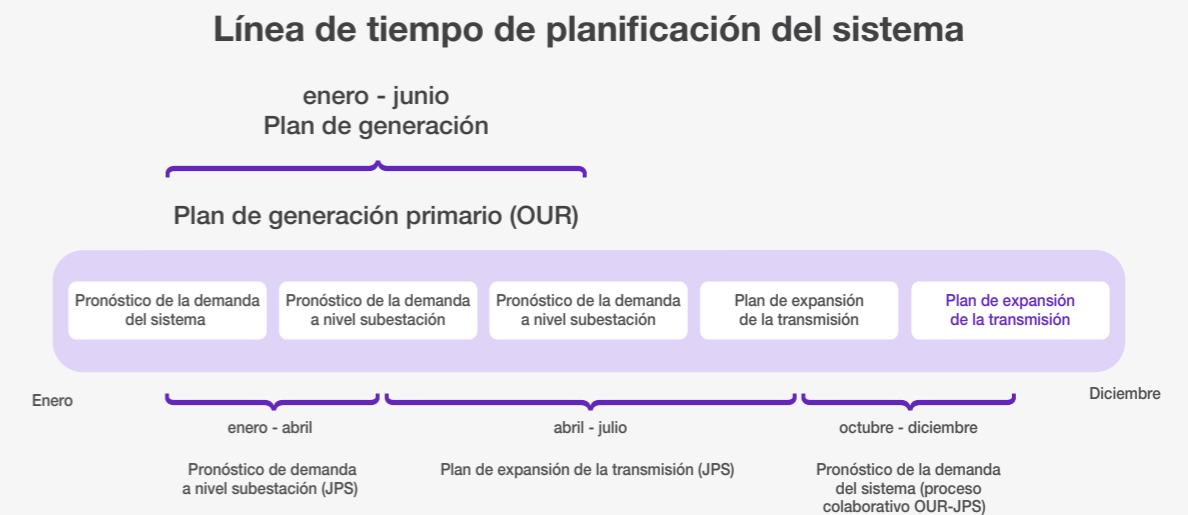
Como se mencionó en el subapartado “Estructura sectorial”, el encargado de publicar documentación que indique las intenciones gubernamentales de largo plazo en materia energética es el MSET. En tal sentido, el documento que cumple con esa obligación es la Política Energética Nacional 2009-2030 (Ministry of Energy and Mining, 2010). En él se indican las prospectivas a futuro y metas pactadas, incluyendo perspectivas de penetración de las energías renovables y ampliación de la matriz energética.

Con respecto al ámbito eléctrico, la OUR está encargada de la preparación de un plan de expansión de la generación. Este documento es de tipo indicativo, está elaborado con un horizonte de 20 años o más y es sometido a revisiones intermedias anuales, necesarias para verificar el cambio de las hipótesis tomadas.

Para la transmisión y distribución, existen sendos códigos de red que indican que es responsabilidad del operador (JPS) la expedición de planes de expansión del tipo vinculante, siguiendo el proceso detallado en la figura 3.1. Se observa así un proceso de planificación determinado, con responsabilidades claras para los actores de la cadena de producción y abastecimiento de electricidad en el país.

FIGURA 3.1

Proceso de planificación del sistema eléctrico



Nota: La casilla del plan de expansión de la transmisión (última del proceso) ha sido agregada por los autores de este reporte, ya que no aparece en la fuente.
Fuente: JPS (2011)

► Generación distribuida

Existe en Jamaica un programa de interconexión a la red de facturación neta, transporte de electricidad y conexiones auxiliares. Su propósito es aumentar la contribución de las energías renovables en la canasta de suministro energético, permitiendo al mismo tiempo la participación a gran escala de todos los usuarios del sistema eléctrico. El programa permite tres tipos de instalaciones de interconexión a los clientes residenciales, comerciales e industriales de JPS que deseen convertirse en autogeneradores para realizar:

- ▶ Facturación neta, al vender su exceso de generación a la red.
- ▶ Generación de su suministro en una ubicación y utilizarlo en otra ubicación.
- ▶ Conexión con fines auxiliares (generar electricidad para uso personal y no exportarla a la red eléctrica).

Para cada servicio elegido, el cliente deberá firmar distintos contratos con JPS, previamente aprobados por la OUR (MSET, 2016).

En este informe, el concepto de energía distribuida para comercialización se encuentra encuadrado en el apartado de energías renovables no convencionales.

▶ Almacenamiento con baterías

El país no cuenta en la actualidad con un desarrollo normativo o proyectos vinculados a las tecnologías de almacenamiento de energía con baterías. Al respecto, el MSETT se encuentra en una etapa de análisis sobre los desarrollos que se podrían producir en relación con el almacenamiento energético asociado a la generación con energías renovables (MSET, s. f.a).



Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia ya realizadas o en curso de realización se destacan dos:

- ▶ Implementación y Soporte Técnico para el sector Energético (BID, 2022). El objetivo de esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) es la identificación de oportunidades potenciales para descarbonizar y aumentar la eficiencia de los servicios de infraestructura clave. Para ello, se proporcionan evaluaciones de diversificación y descarbonización de esos servicios, se desarrollan políticas, estándares y recomendaciones regulatorias relacionadas con la electromovilidad y se definen directivas generales para la planificación estratégica de la tecnología energética.

- ▶ Apoyo al Transporte Sostenible a través de la Movilidad Eléctrica (PNUD, s.f.). El objetivo de este proyecto del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) es determinar la viabilidad técnica y económica de incorporar vehículos eléctricos y recopilar experiencias operativas para una futura ampliación. Para ello, se abordan las barreras identificadas para la incorporación al mercado, a través del diseño de políticas de movilidad eléctrica, estándares técnicos, políticas fiscales e incentivos financieros; la implementación del piloto demostrativo de movilidad eléctrica, y la mejora de la base de conocimientos, las capacidades técnicas y la sensibilización en el país.

En Jamaica, las iniciativas relevadas apuntan a dos variables en las cuales se han detectado brechas: la diversificación de la matriz de generación mediante la incorporación de ERNC y la profundización de medidas de movilidad sostenible, en general, y de movilidad eléctrica, en particular, punto que cuenta con estudios generales, una estrategia y la identificación de barreras, pero en el que no se han formulado medidas concretas de penetración de la tecnología.

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.

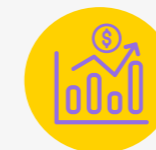
CUADRO 4.1

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 ₂ y (iii) 51-57 % N ₂ O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

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



Proyección de los precios de los combustibles

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

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

- ▶ *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, publicado en mayo de 2023 por CME Group.

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.

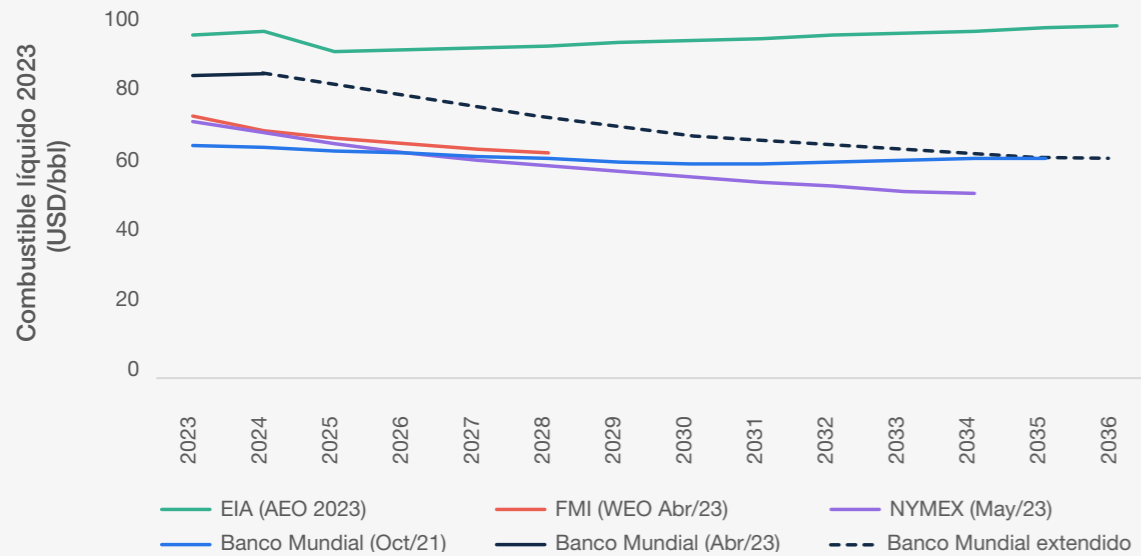
▶ **Proyección de los precios de los combustibles líquidos**

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).



GRÁFICO 4.1

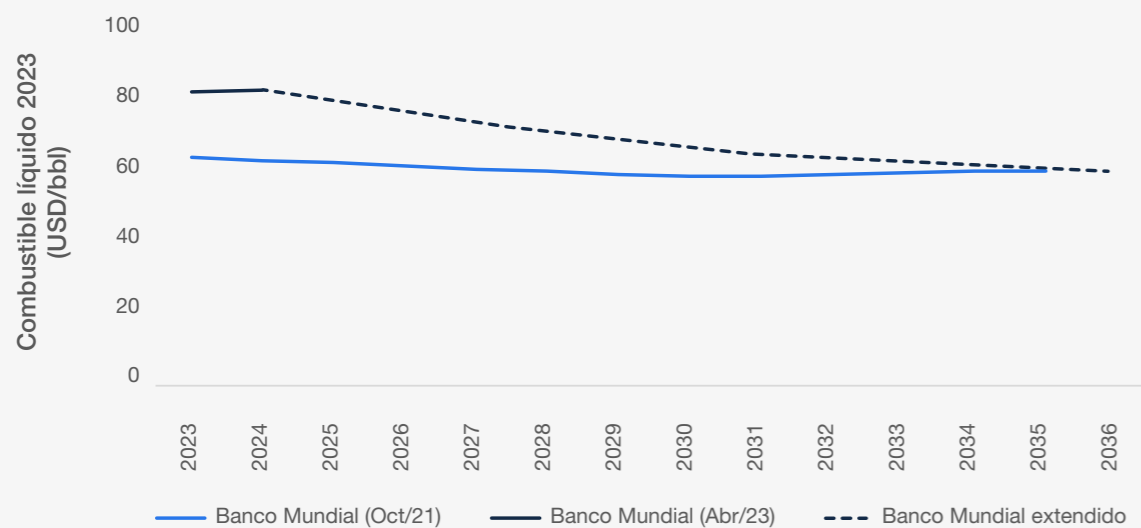
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



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

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

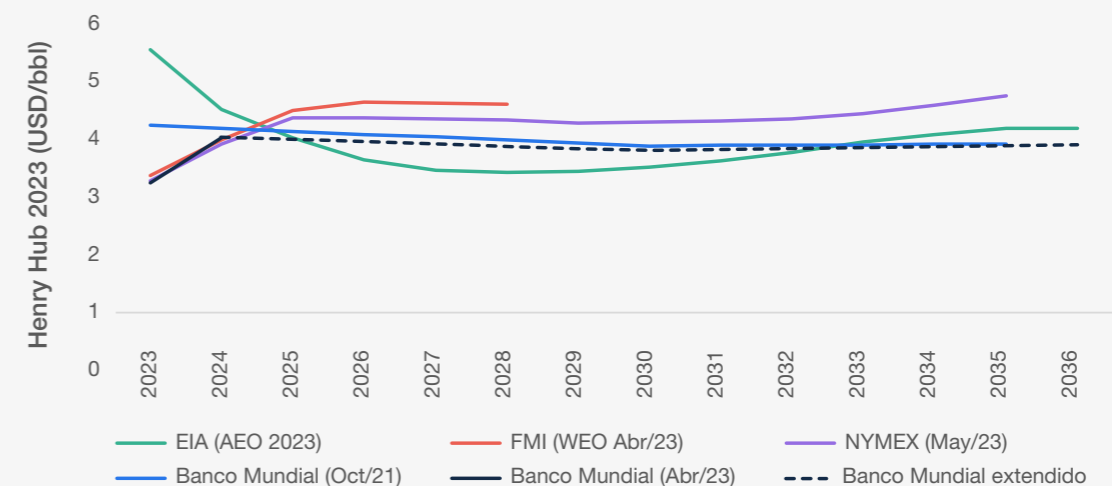
Proyección de los precios del gas natural

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

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

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

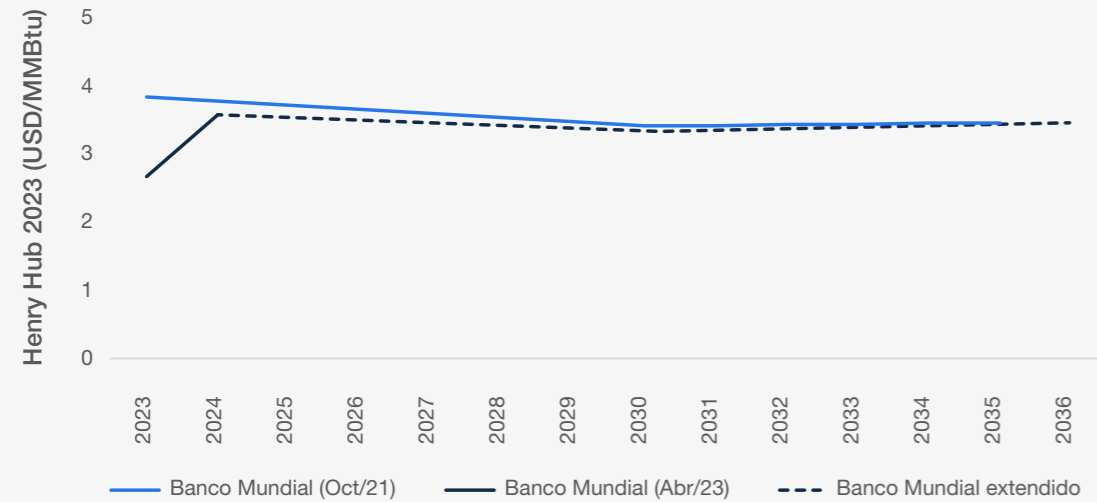


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange

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

GRÁFICO 4.4

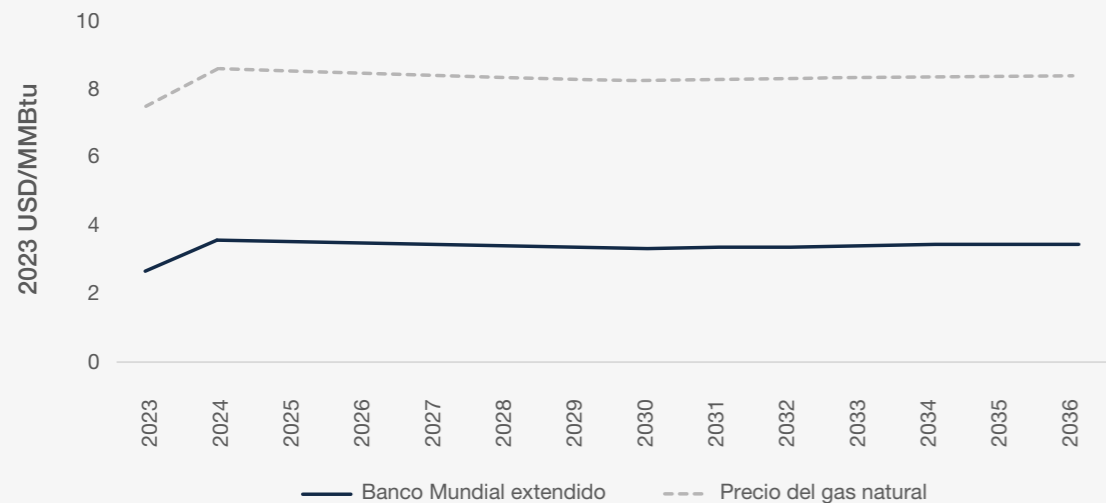
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



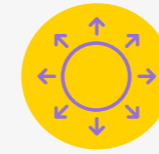
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.5

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



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



Tecnologías candidatas para la expansión

Un supuesto clave para optimizar la expansión del sistema a largo plazo son los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas, las cuales pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y estructura de costos de estas candidatas —por ejemplo, los gastos de capital (CAPEX) y los costos fijos—, así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos formulados para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3.

El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo de la primera candidata a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

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

Nota: O&M designa operación y mantenimiento.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

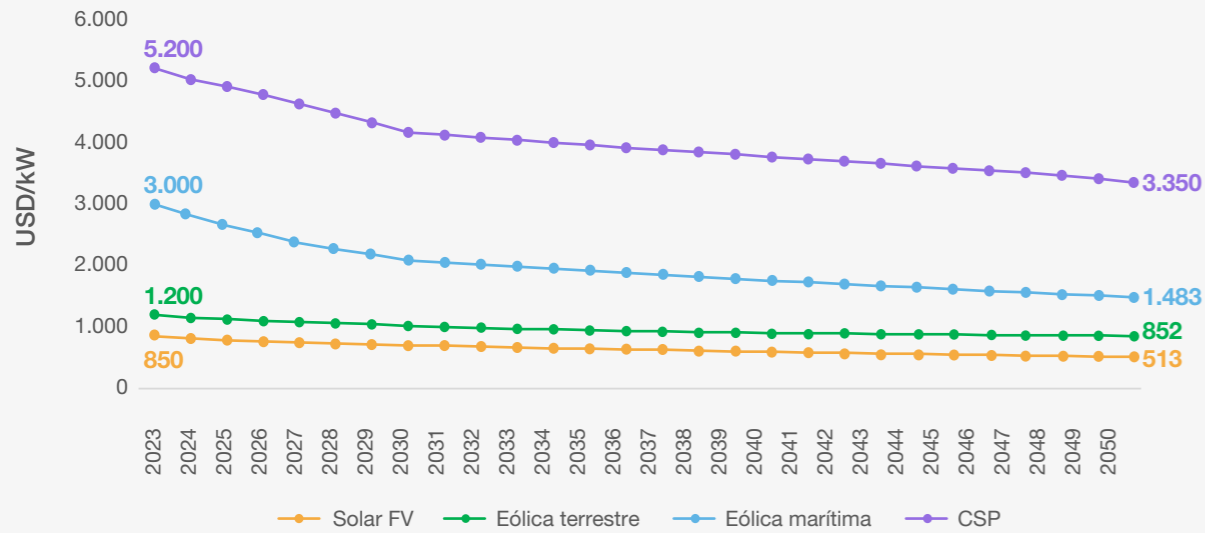
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2.400	1.200	4.800	1.200	3.000	850	5.200	1.960	1.400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por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

Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

Además, en el estudio se ha adoptado una tendencia a la baja en los costes de inversión de las soluciones solares, eólicas y de almacenamiento en baterías debido a los avances tecnológicos y al desarrollo de estas industrias. Las curvas de evolución de los costos de estas fuentes fueron elaboradas con base en informes de reconocidas instituciones, como el de la Comisión Nacional de la Energía de Chile (Ministerio de Energía, s. f.) y el *Annual Technology Baseline* del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2023).

GRÁFICO 4.6

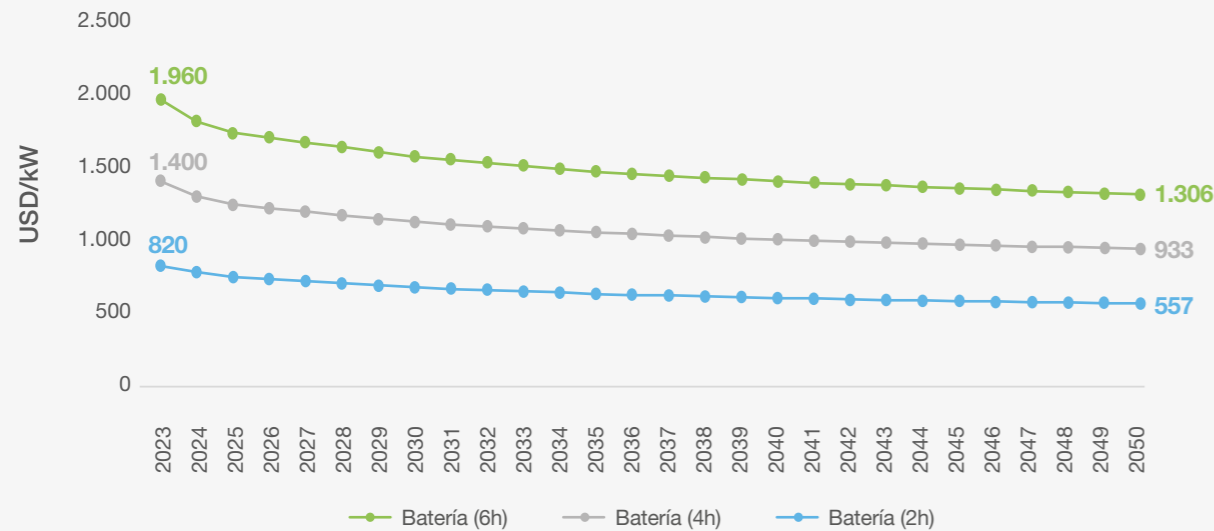
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



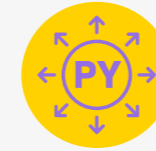
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.7

Curva de costos para baterías



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



Supuestos adoptados en la expansión de Jamaica

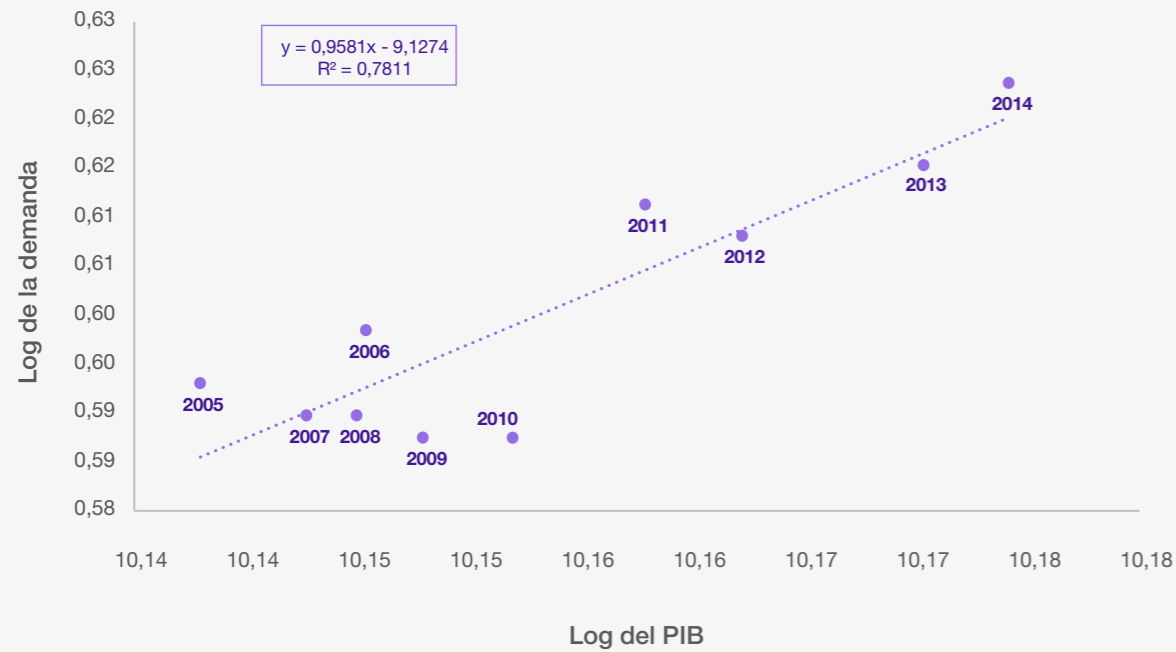
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico jamaicano tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

► Demanda potencial

Como se explica en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2010 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada para Jamaica es de 0,9581, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

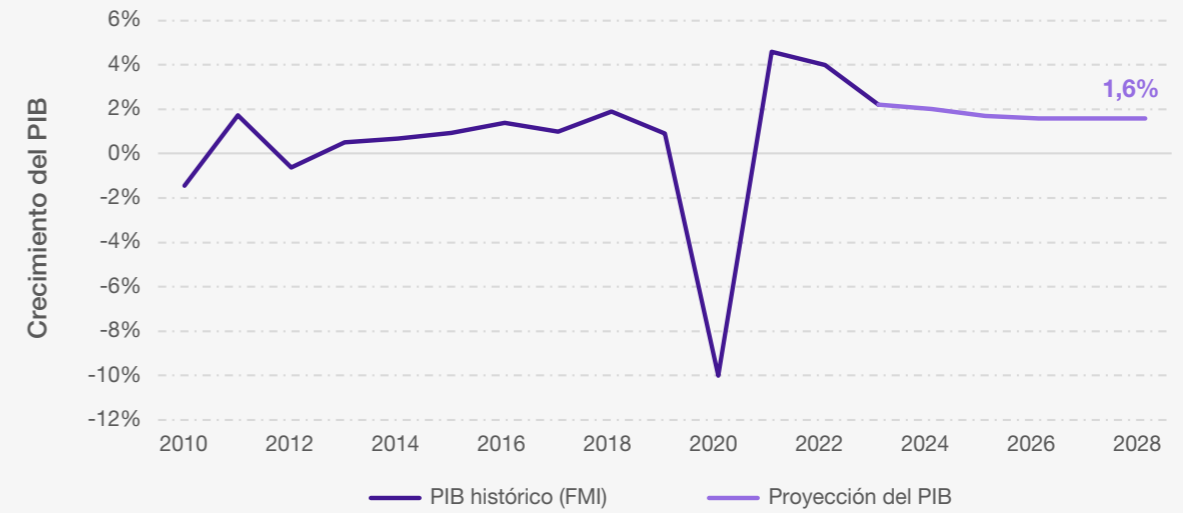


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024)..

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para obtener este dato, se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB del país, para el que se proyecta un crecimiento de aproximadamente el 2,2 % en 2023 y un valor promedio del 1,6 % a partir de 2026. El pronóstico del FMI solo llega a 2028, por lo tanto, para los años siguientes, se adopta la tasa disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 1,6 %.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

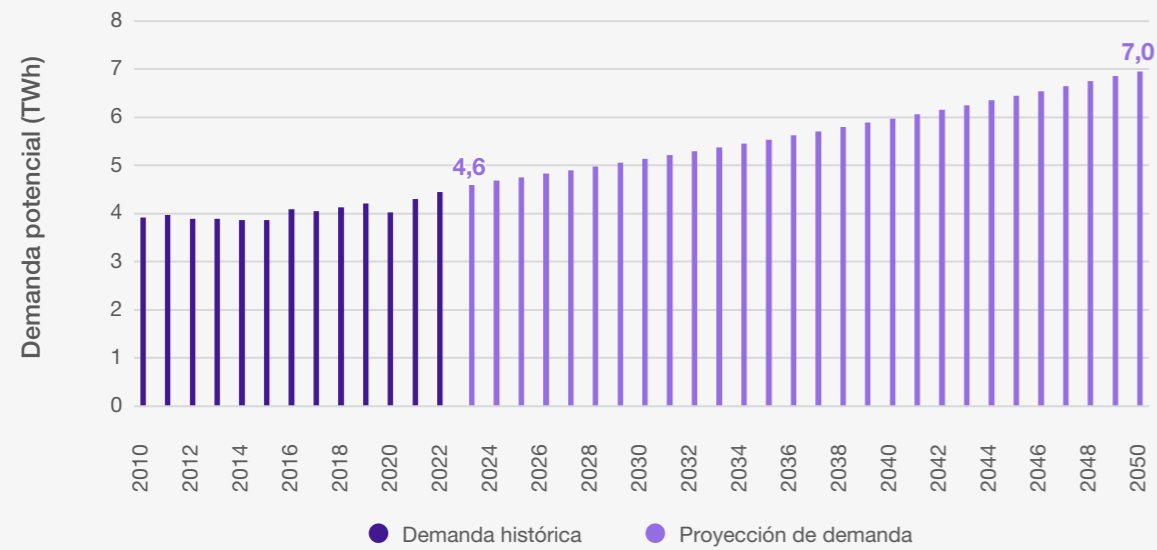


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio de la demanda de electricidad en el horizonte bajo estudio fue de aproximadamente el 1,5 %, dada una elasticidad muy cercana a 0,96 en Jamaica. Cabe destacar que la demanda crece a una tasa un poco más baja que el PIB en el periodo estudiado. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 70 % entre 2023 y 2050. El gráfico 4.10 presenta la proyección del crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



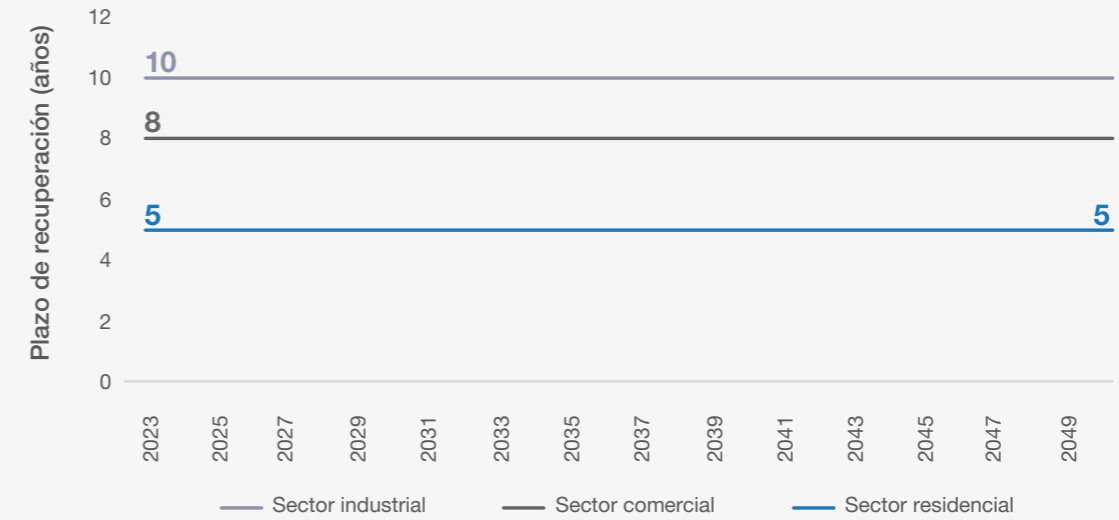
Es importante resaltar que, en el inicio del horizonte, hubo una mayor volatilidad de la demanda y que después de la pandemia de COVID-19, en 2020, se da una rápida recuperación, registrando un crecimiento de aproximadamente el 7 % en 2021.

► Generación distribuida

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

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida



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

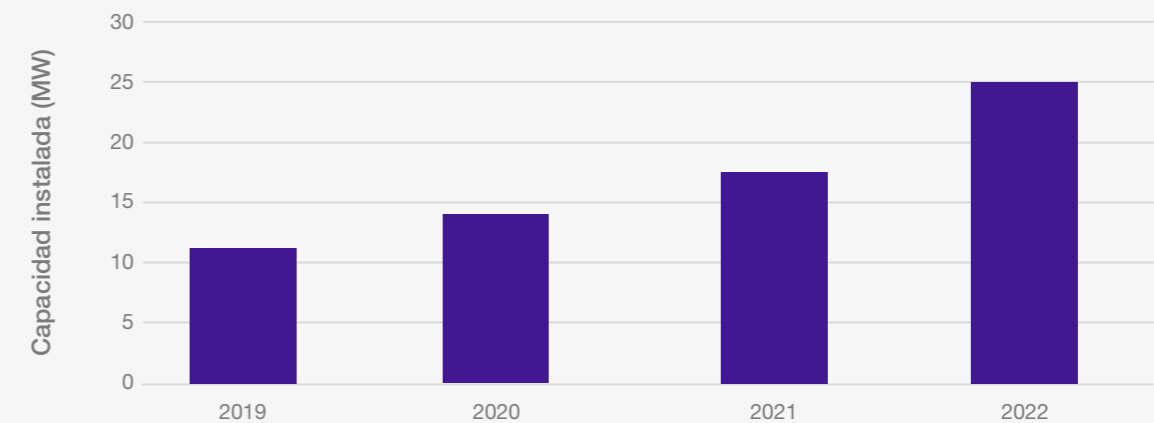
Debido a los valores tarifarios que deben pagar los consumidores locales, existe muy poco incentivo para la adopción de la GD en el país, que, a finales de 2022, tenía aproximadamente 25 MW instalados (gráfico 4.12). Dado que los plazos de recuperación para los sectores industrial y comercial son considerablemente altos, su adopción por esos sectores es poco atractiva, a diferencia del residencial, que se beneficia de un *payback* bajo y constante a lo largo de los años.



Debido a los valores tarifarios que deben pagar los consumidores locales, existe muy poco incentivo para la adopción de la GD en el país.

GRÁFICO 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Jamaica



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

A partir de la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y de los plazos de recuperación para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de 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.

Puesto que los plazos de recuperación en Jamaica se mantienen constantes durante todo el horizonte, la adopción de la GD también se mantiene en continuo crecimiento en ese periodo, aunque solo alcanza 260 MW instalados y una participación del 5,6 % en 2050.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida

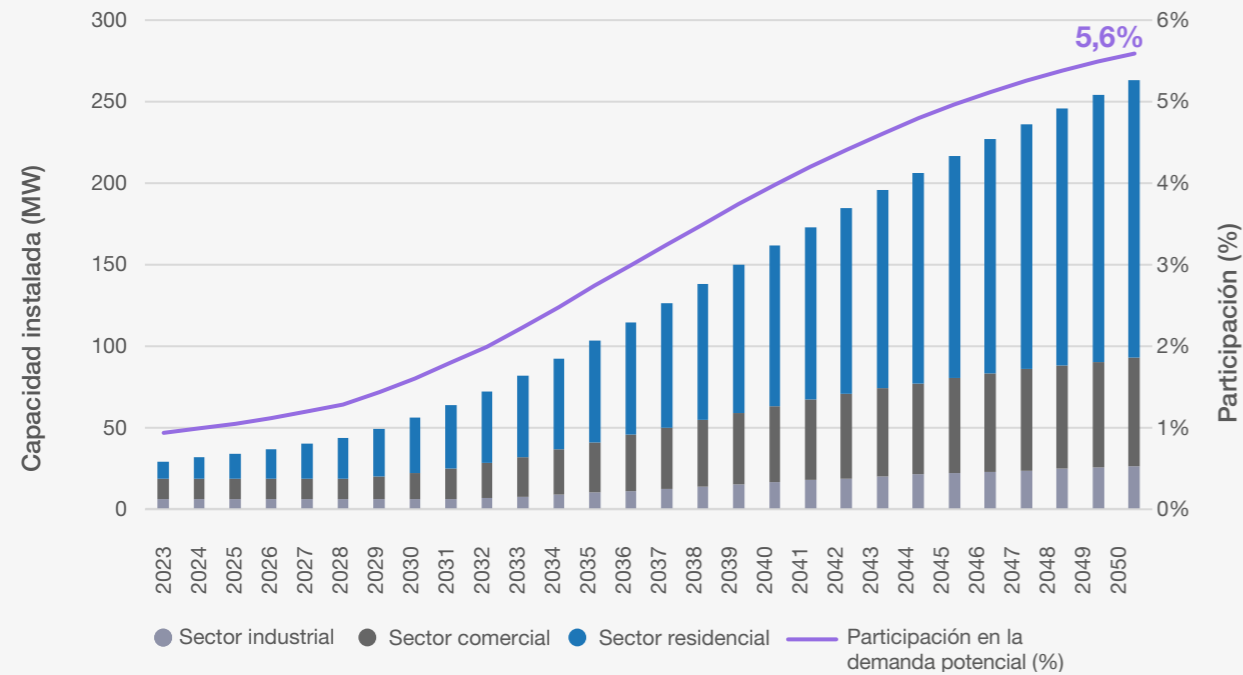
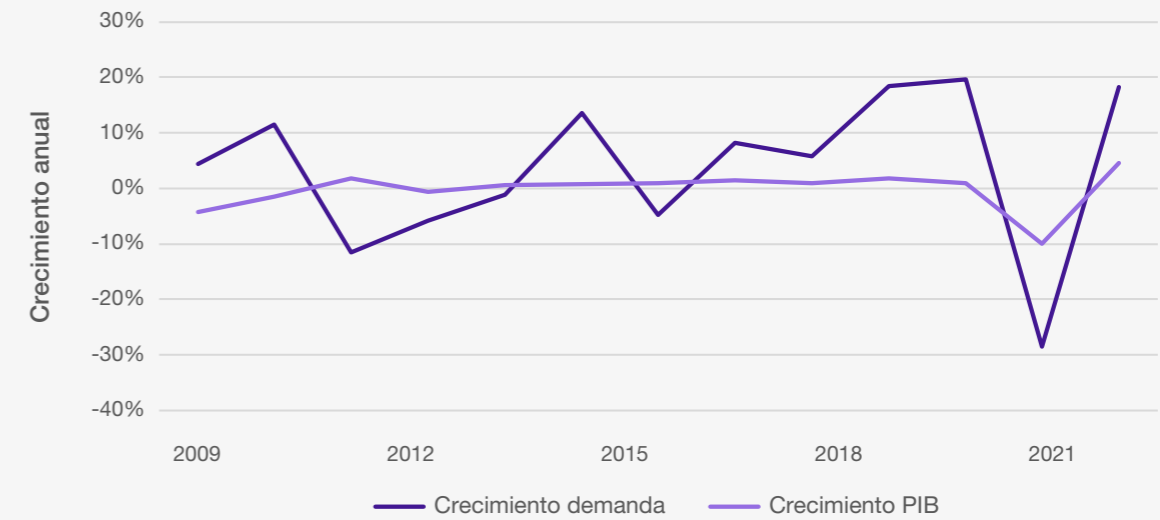


GRÁFICO 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB



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

► Electromovilidad

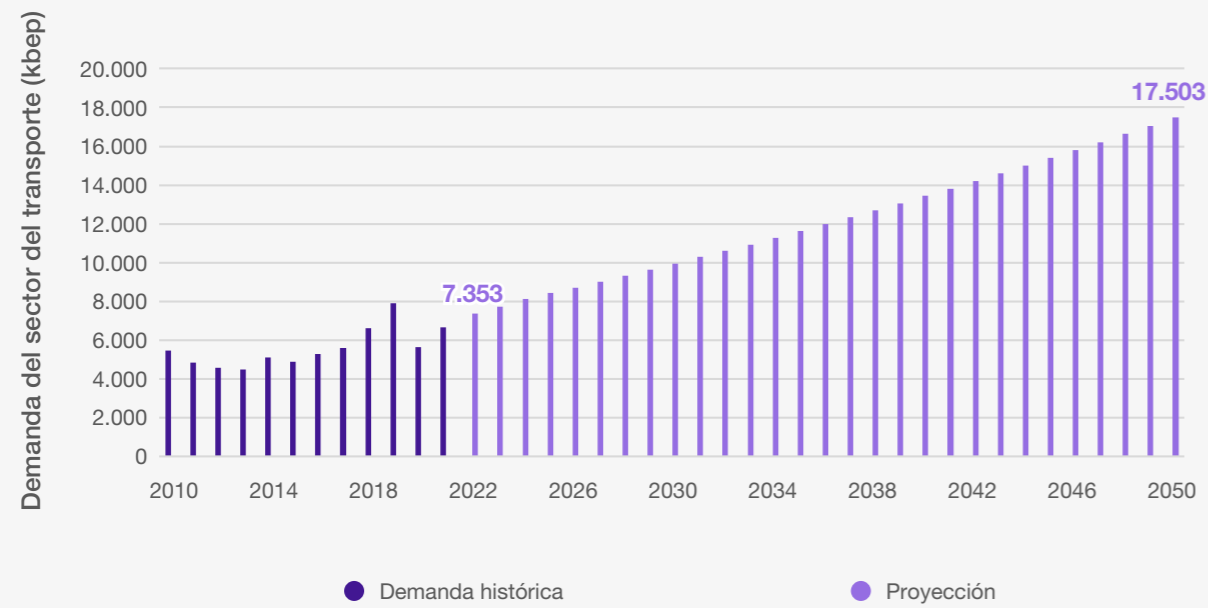
En cuanto a la electrificación de los medios de transporte en el país, se adopta una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda de electricidad para movilidad y una premisa para el porcentual de consumo en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional 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 realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre los años 2009 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.

Como muestra el gráfico 4.15, se estima un crecimiento promedio de la demanda del 3 % para el sector del transporte en Jamaica en el horizonte bajo estudio. El crecimiento acumulado entre 2023 y 2050 se eleva al 126 %. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo de energía total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Según el último balance energético nacional de Jamaica (2021), el consumo de electricidad en dicho sector es nulo.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

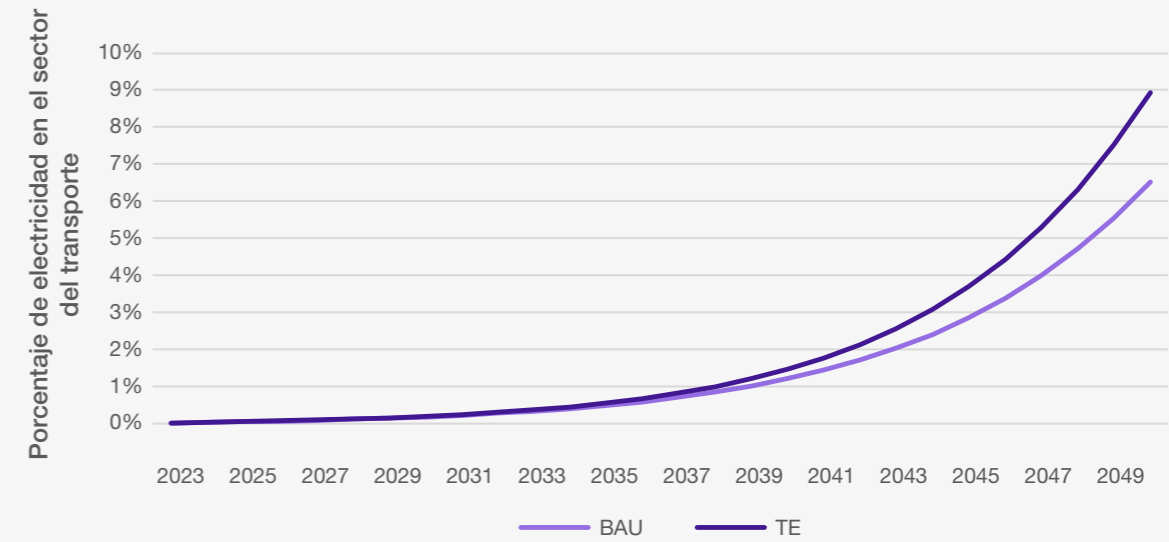


Fuente: Elaboración propia con datos de MSET (MSET, 2022) y Banco Mundial (2022b).

Debido a ese consumo inexistente, el país se ubica en el grupo para el que se considera un retraso de 10 años en relación con las metas de electrificación planteadas por el IRENA (presentadas el **apéndice 8**) en el escenario de transición energética y 15 años en el caso de BAU. En el gráfico 4.16, se presenta la curva de adopción que indica el porcentaje de demanda del transporte que se utiliza en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el consumo de electricidad en Jamaica hasta 2050 sea equivalente al 6,5 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de BAU y al 9 % en el caso de transición y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2043.

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 37 % superior a la demanda del caso de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector. Estos valores reflejan una participación de la demanda por electromovilidad respecto a la demanda potencial igual al 22 % en el caso de BAU y al 28 % en el escenario de transición para el año 2050 (**gráfico 4.18**).

GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

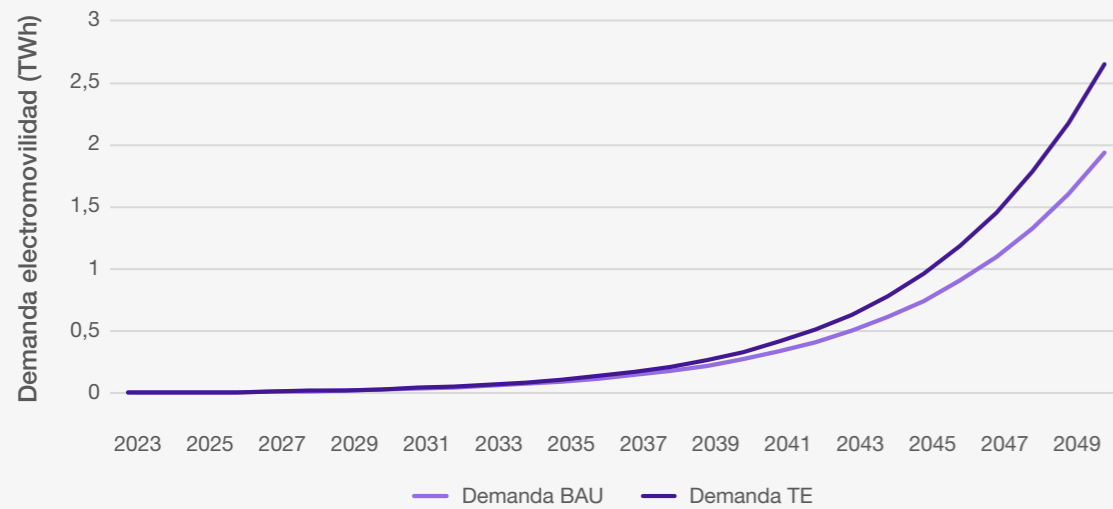
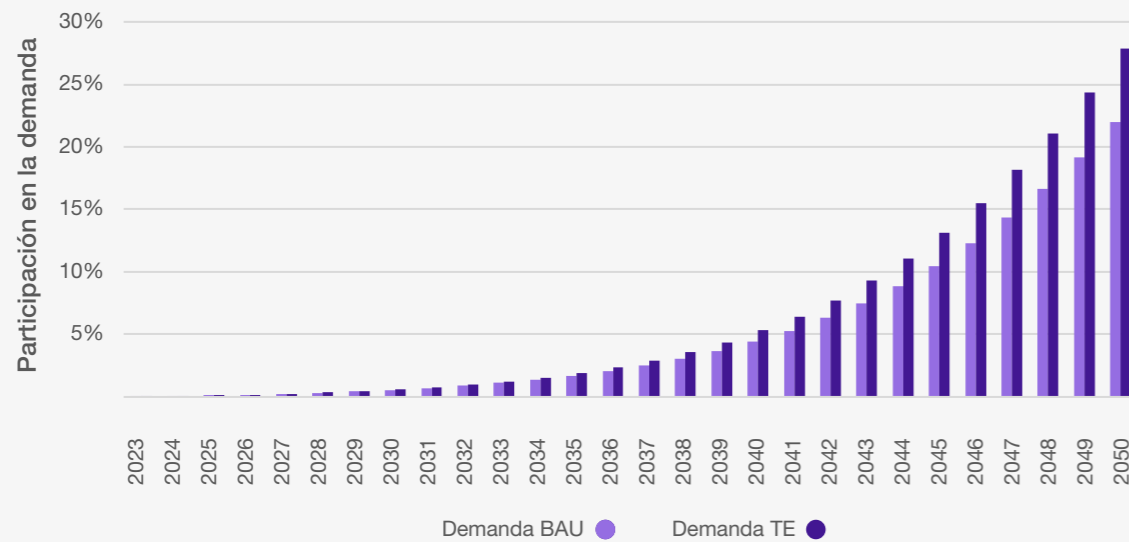


GRÁFICO 4.18

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

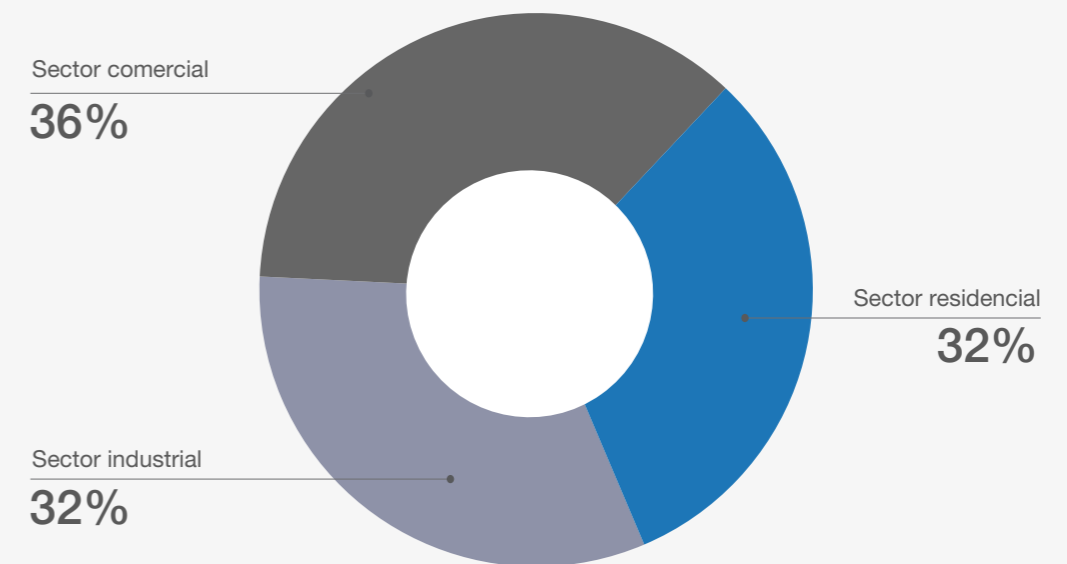
En Jamaica, no está previsto el desarrollo de hidrógeno verde en el corto o mediano plazo, por lo que no se incluye prospectiva para este producto.

Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En Jamaica, no hay un sector que destaque de los demás en este ámbito. Como se observa en el gráfico 4.19, existe un gran equilibrio en la distribución de la demanda por sectores, pese a la muy ligera diferencia del sector comercial (36 % de la demanda total).

GRÁFICO 4.19

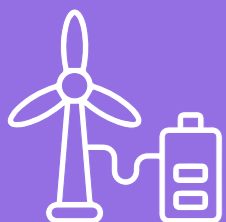
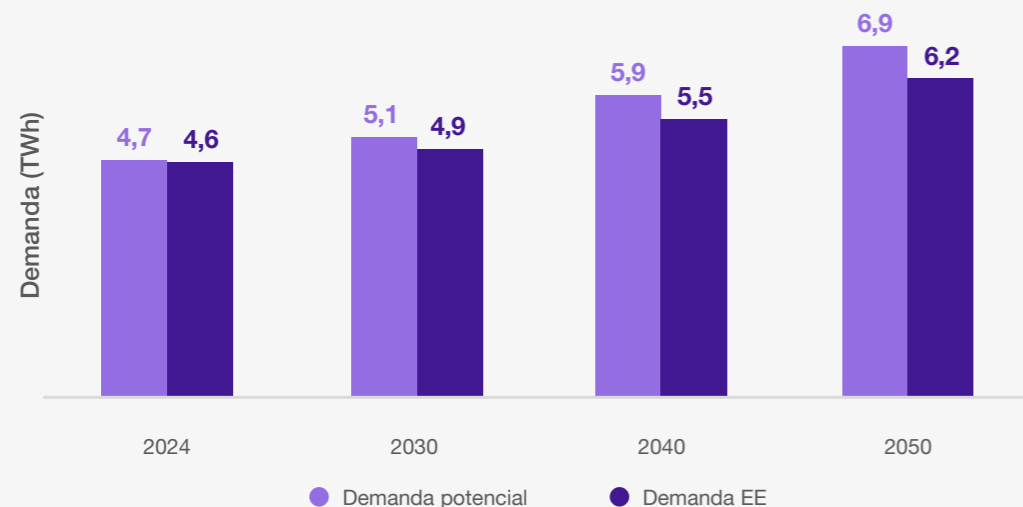
Distribución de la demanda en los sectores de la economía jamaicana



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de la demanda de hasta el 9,2 % con relación a la demanda potencial de 2050 . Esa disminución supone aproximadamente 0,63 TWh, cantidad de energía equivalente a la producción de 180 MW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.20

Proyección de las ganancias de eficiencia

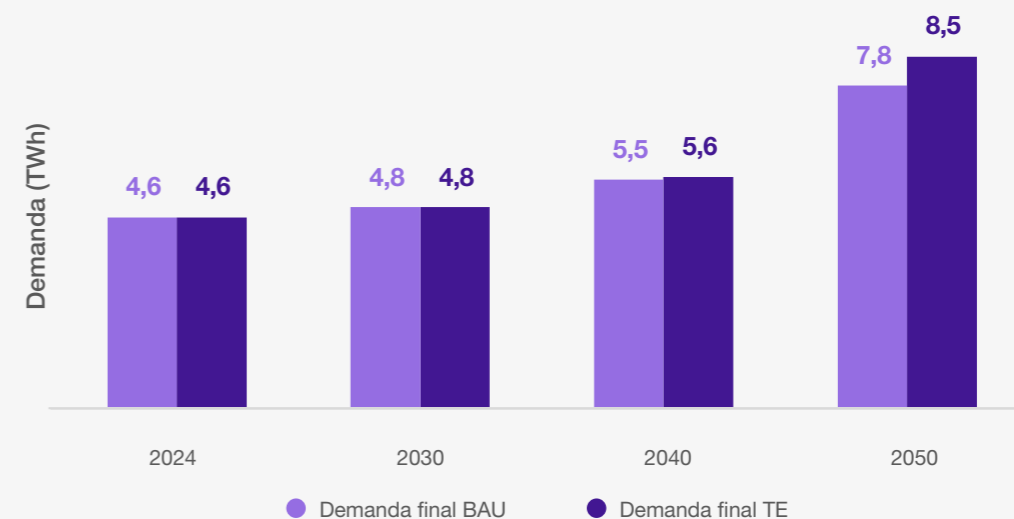


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Jamaica. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.21 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad (principalmente a partir del año 2040) hacen que la demanda del país en el año 2050 sea aproximadamente un 9,1 % superior en el caso de TE que en el de BAU.

GRÁFICO 4.21

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

En el análisis, se ha identificado un conjunto de proyectos termoeléctricos que consumen combustibles líquidos y que previsiblemente serán desmantelados en el año 2026.

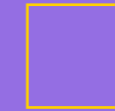
CUADRO 4.4

Lista de proyectos considerados

AÑO	Proyecto	Capacidad instalada (MW)
2026	JPS Rock 1	-20,0
2026	JPS Rock 2	-20,0
2026	JPS Hunt 5	-21,5
2026	JPS Hunt 10	-32,5
2026	JPS Bogue 3	-21,5
2026	JPS Bogue 6	-14,0
2026	JPS Bogue 7	-18,0
2026	JPS Bogue 9	-20,0

Fuente: JPS (2022).

5



Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Jamaica



Este capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Jamaica 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 escenario de transición y culminar con comparaciones entre ambos escenarios.



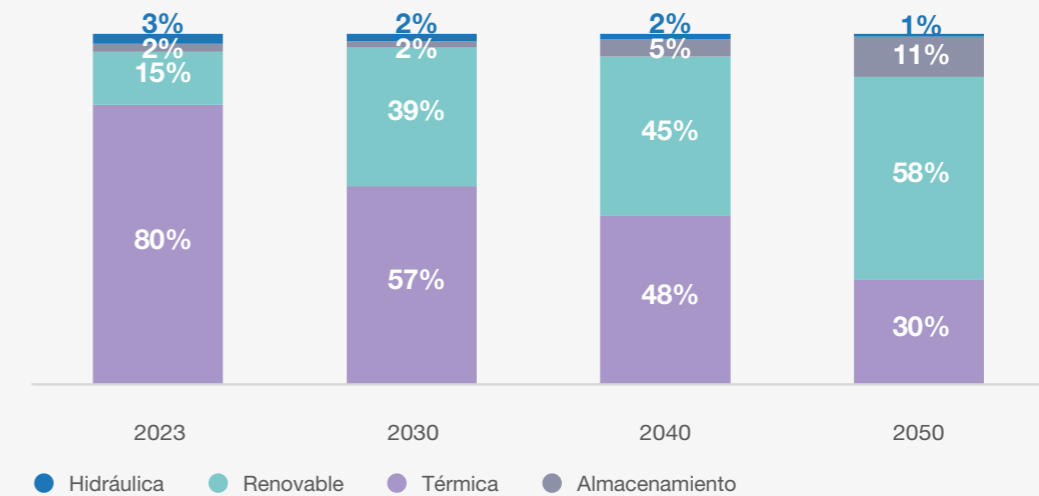
Caso de BAU

Expansión de la generación

El sistema jamaicano actualmente tiene una matriz mayoritariamente térmica (80 % en 2023). En los próximos años se producirá una importante adopción de plantas eólicas y solares, además de la retirada de algunas termoeléctricas a lo largo de la década de 2020. Como resultado, al final del horizonte de estudio, el sistema tendrá una mayor participación de las ERNC, que serán la principal fuente de energía eléctrica del país en el largo plazo, junto con las centrales térmicas alimentadas por gas natural.

GRÁFICO 5.1

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



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

Con la reducción de los costes de inversión, se da un crecimiento de la participación de las plantas solares y las baterías para almacenamiento a partir de mediados de la década de 2030 y hasta 2050. Además, las plantas eólicas poseen una gran participación al final del horizonte, junto con las centrales térmicas de gas natural. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en el caso jamaicano, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

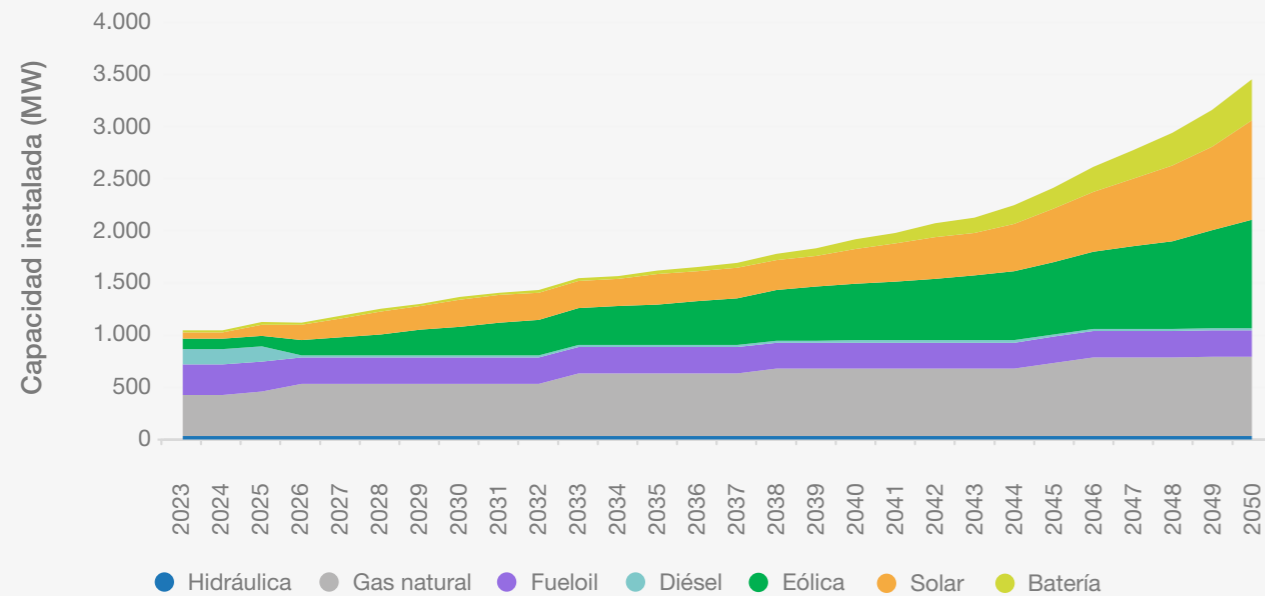
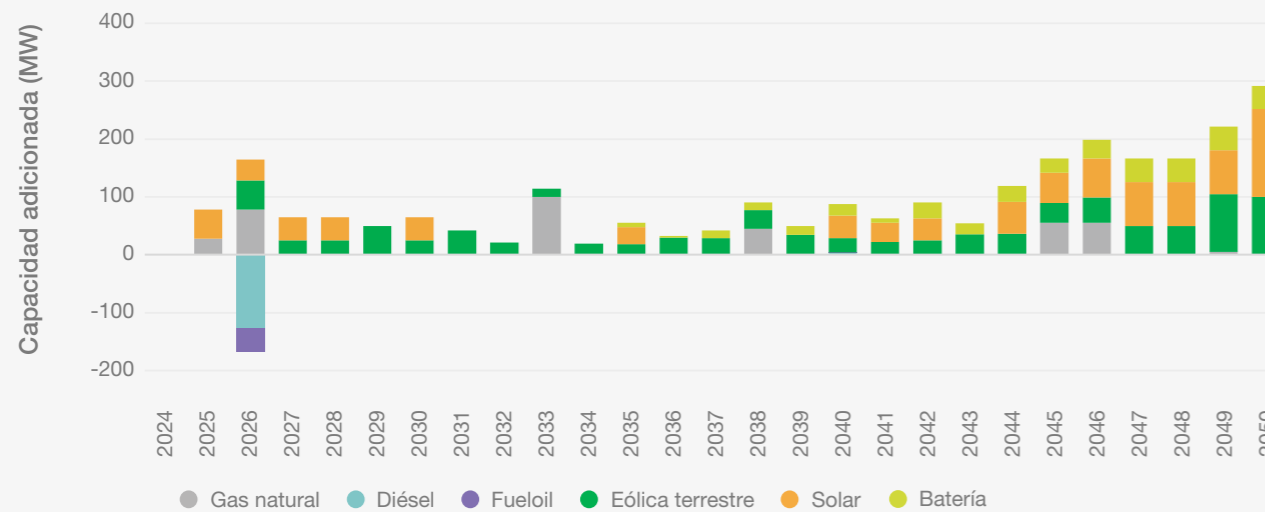


GRÁFICO 5.3

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



Perfil de generación

En este subapartado, se analiza con detalle la evolución de la matriz de generación del sistema jamaicano. Para ello, se ha seleccionado 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.

A partir del perfil mensual, se puede observar en el gráfico 5.5 la masiva presencia de centrales térmicas de gas natural, combustóleo y diésel en la generación del país en 2024. Además, destaca la poca generación de energías renovables en la matriz en ese momento.

En relación con el perfil horario, debido a la escasa generación proveniente de ERNC, la abundante producción de centrales térmicas durante todo el día hace que el costo marginal se mantenga alto, alrededor de los 115 USD/MWh, disminuyendo solamente hacia el mediodía por la generación solar en este horario, de manera que el CMO llega hasta 64 USD/MWh.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema jamaicano en 2024

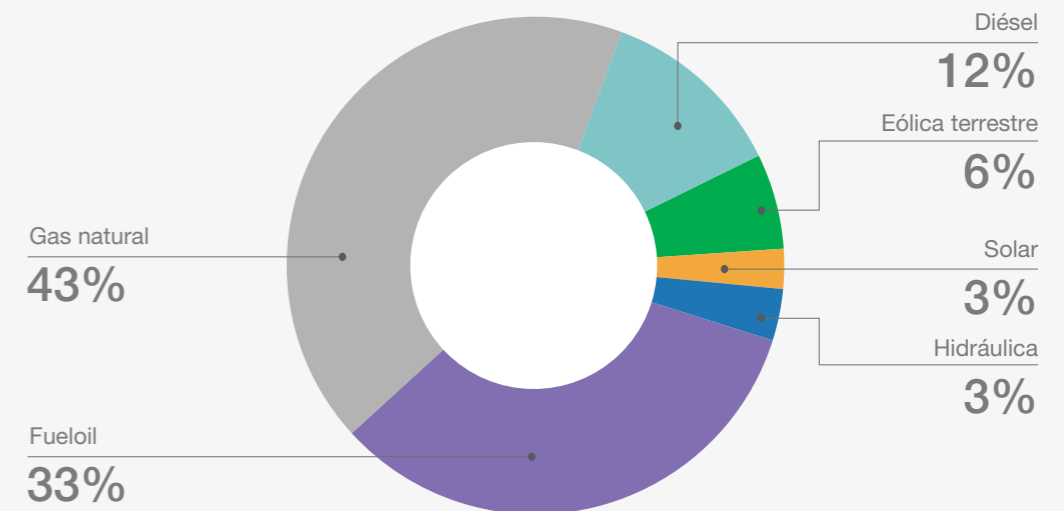


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema jamaicano en 2024

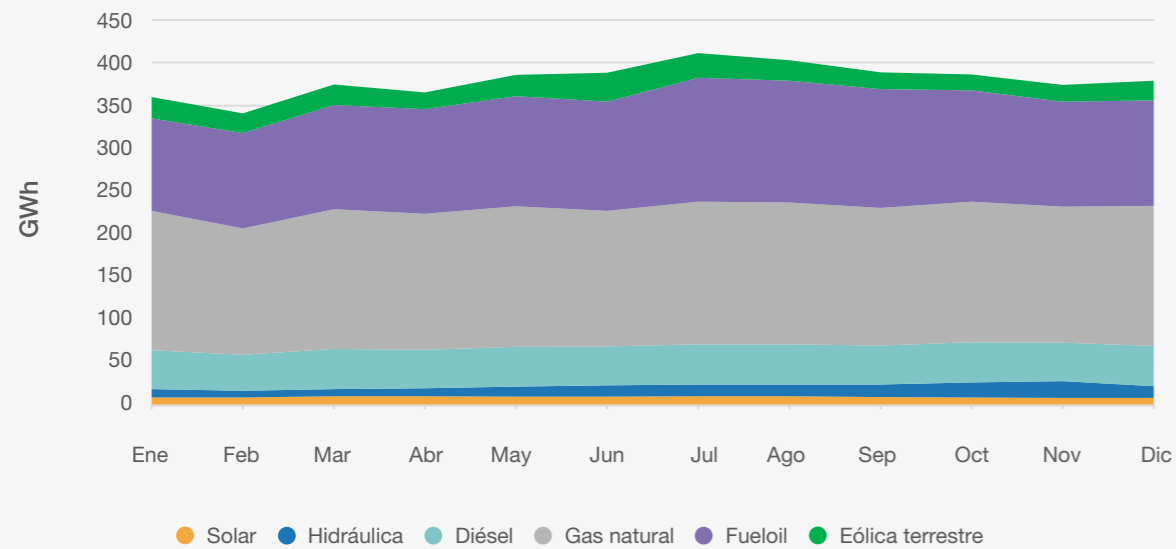
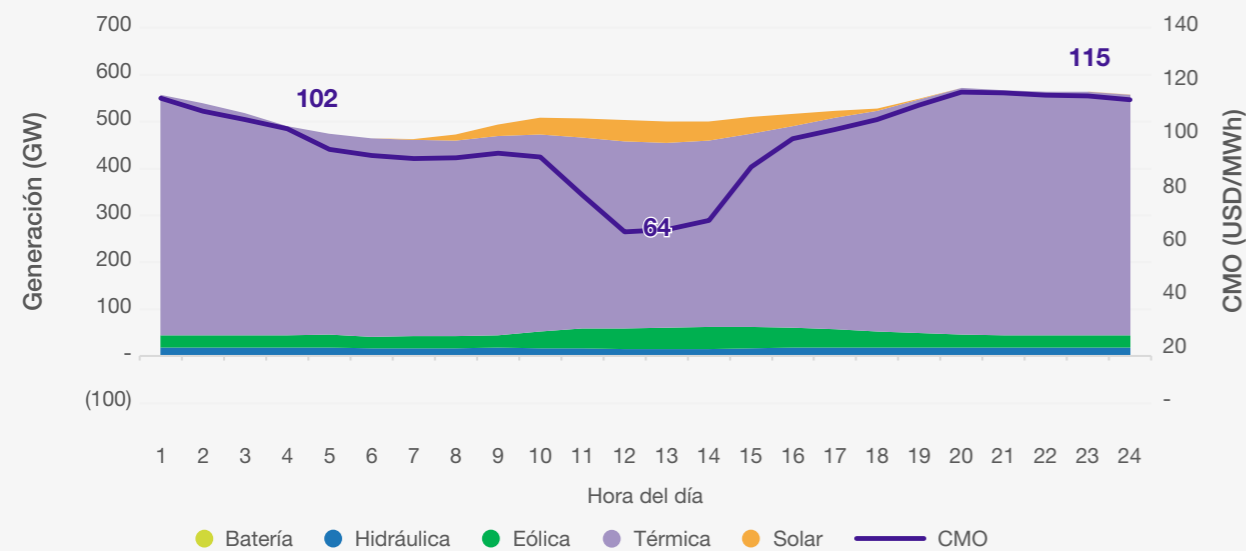


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema jamaicano en 2024



En el año 2050, se produce un cambio significativo en el panorama energético: más del 45 % de la generación mensual proviene de fuentes renovables, destacando el notable aumento de la generación eólica y solar (gráfico 5.7).

Este panorama repercute claramente en el perfil horario, ya que, al inicio del día, debido a la baja generación con energías renovables, las plantas térmicas deben complementar la intermitencia de la solar, produciendo electricidad en esas horas. A su vez, esto hace que el costo marginal alcance los 82 USD/MWh. En contraste, durante el punto álgido del día, con la significativa generación proveniente de fuentes renovables, el CMO disminuye, hasta alcanzar 0 USD/MWh, como se puede apreciar en el gráfico 5.9.

GRÁFICO 5.7

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

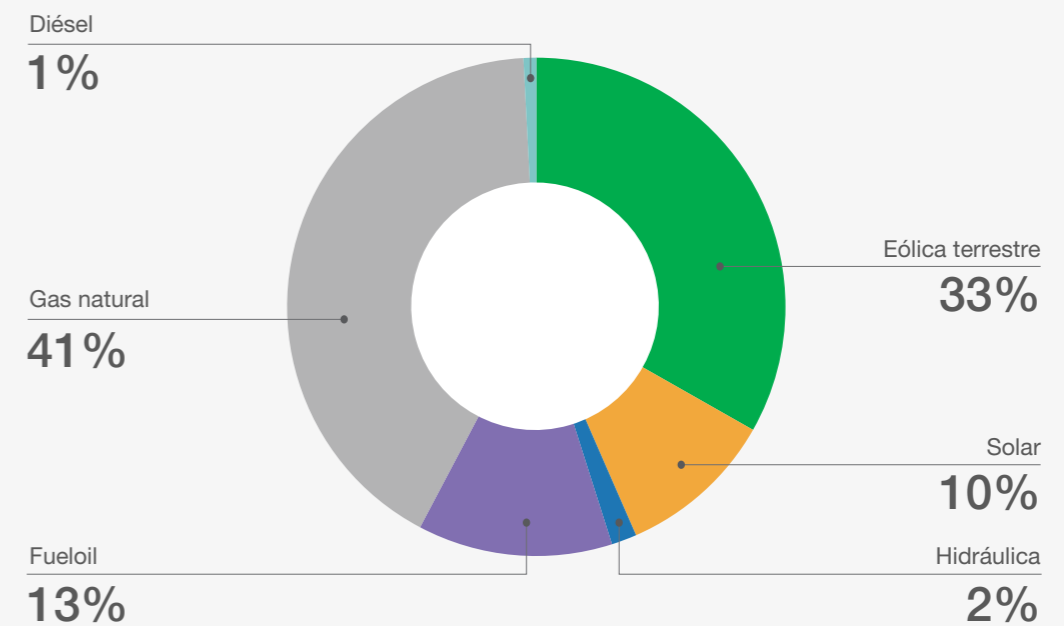


GRÁFICO 5.8

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

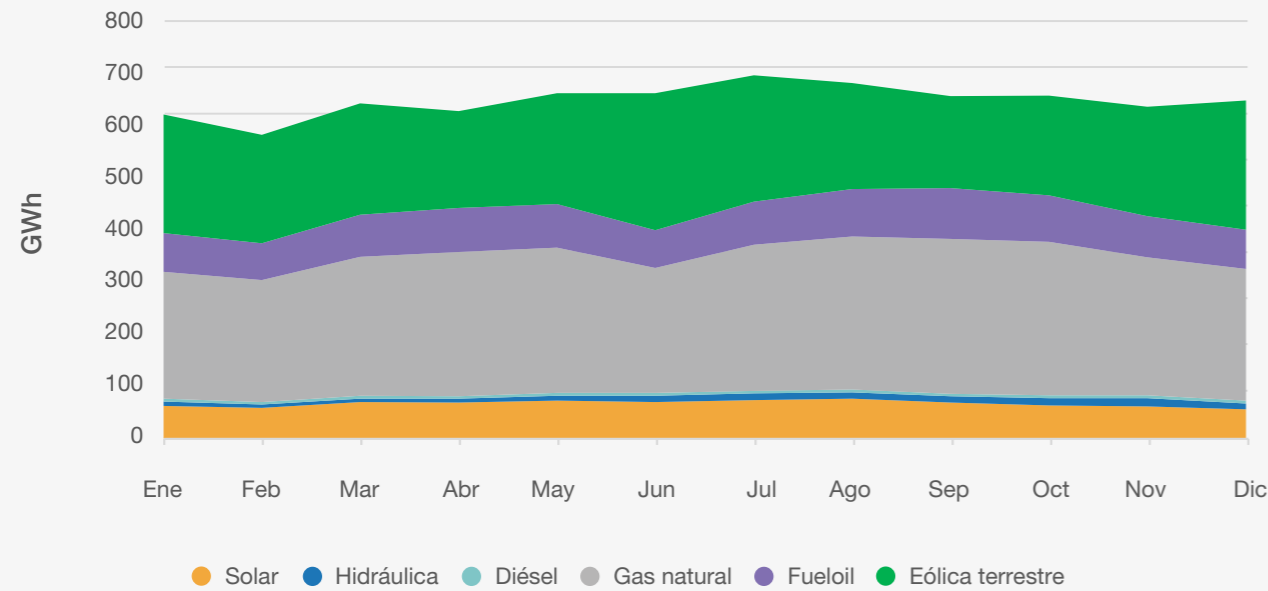
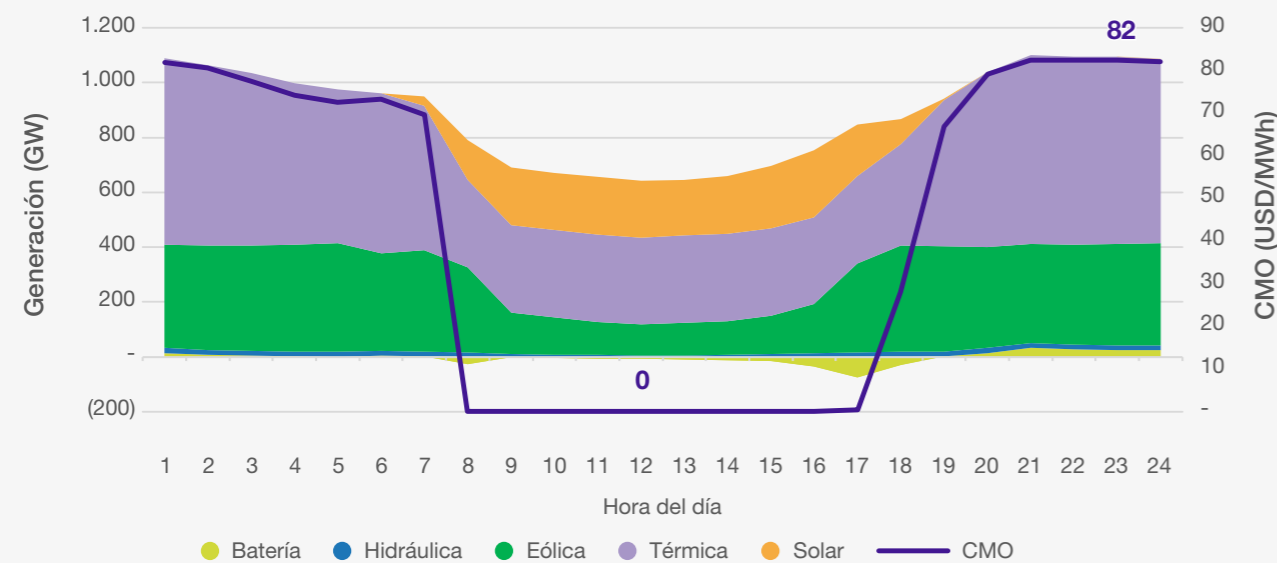


GRÁFICO 5.9

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



Costos marginales

Con un sistema muy dependiente de la generación termoeléctrica, especialmente de la energía de las plantas de gas natural, los costos marginales de Jamaica están fuertemente vinculados a los precios de los combustibles internacionales, ya que el país no tiene producción nacional. Eso tiende a aumentar los costos marginales en los primeros años del estudio. Además, hay un conjunto de plantas que utilizan combustibles líquidos con costos unitarios elevados. Estas plantas serán retiradas del sistema en el año 2026.

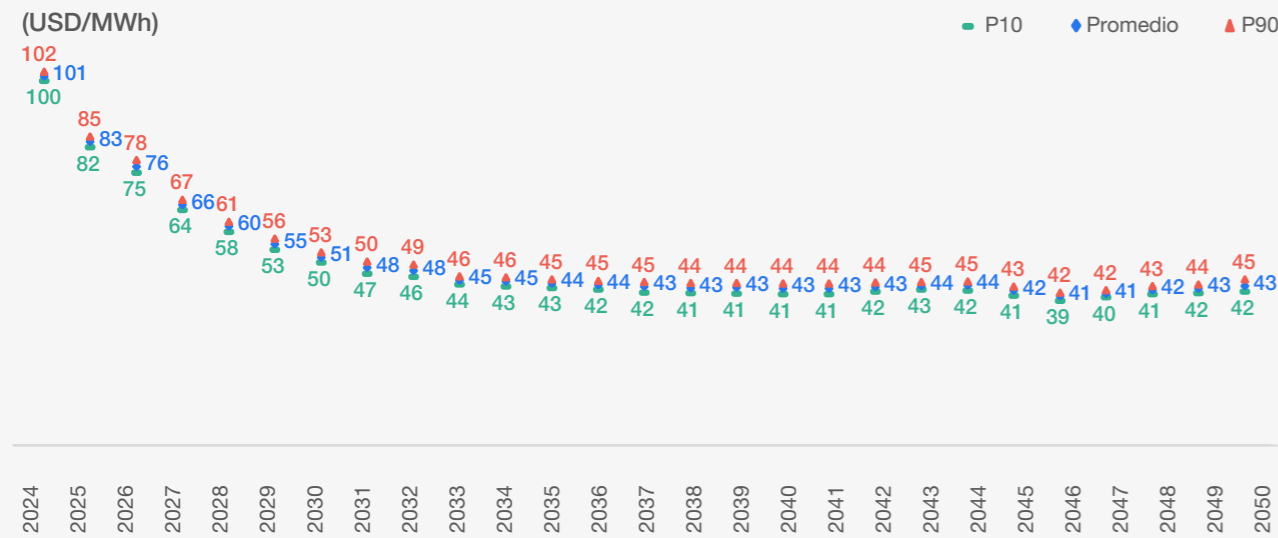
Antes de la desactivación de las térmicas y considerando el despacho de energía con tecnologías más caras, el sistema presenta un mayor costo marginal al inicio del horizonte, con un valor promedio de 101 USD/MWh en 2024. Después de la retirada de las térmicas y con las inversiones en eólicas y solares, el costo marginal se mantiene en un valor promedio de 43 USD/MWh al final del horizonte.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente⁴).

⁴ En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos son inferiores. Percentil 90 (P90) indica que el 90 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa un punto en el cual la mayoría de los costos está por debajo, sugiriendo un escenario en el que solo el 10 % de los costos son más altos. Estos percentiles ofrecen una visión más detallada de la distribución de los costos, permitiendo comprender las variaciones y proporcionando información sobre los extremos de la distribución. Esta aproximación es útil para evaluar riesgos e incertidumbres en los costos operativos.

GRÁFICO 5.10

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

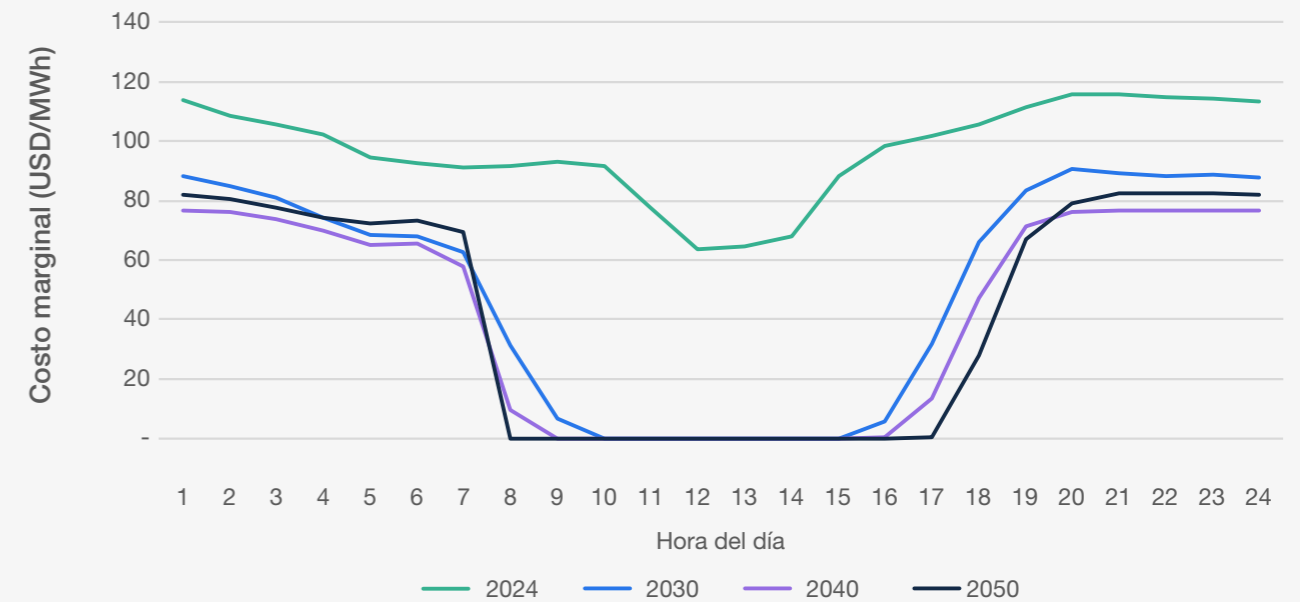


El gráfico 5.11 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora para algunos años del estudio. En el sistema jamaicano, la modificación en el perfil de los costos marginales horarios se debe a la combinación de los perfiles de generación eólica y solar, los cuales son muy parecidos, ya que ambos alcanzan su punto máximo de generación en la tarde.

Otro factor que afecta a los costos marginales del sistema es la introducción de baterías, especialmente a finales 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.

GRÁFICO 5.11

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



Caso de transición energética

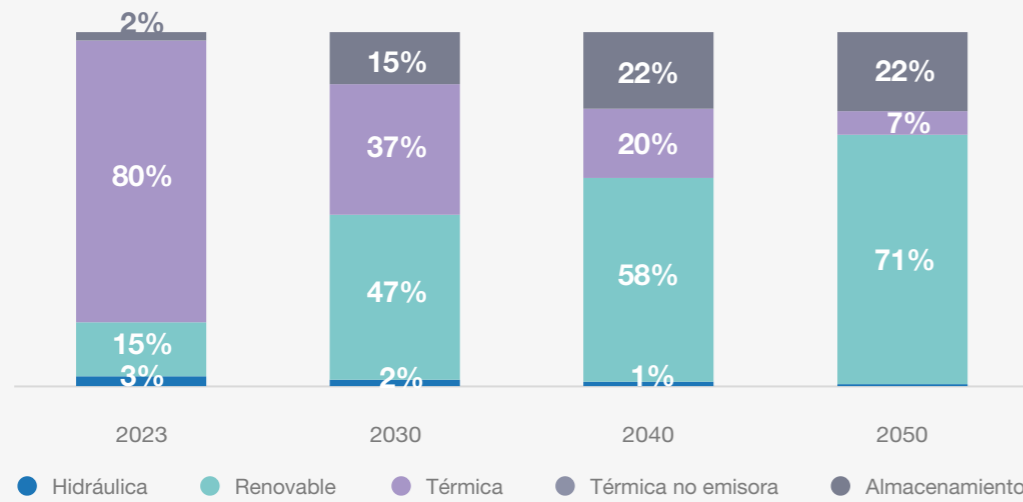
► Expansión de la generación

Al inicio del horizonte, el sistema jamaicano está mayoritariamente compuesto por centrales térmicas, representando el 80 % de la capacidad instalada total del país. A largo plazo, se considera una meta de generación renovable del 75 % para 2050 en Jamaica y la retirada de las centrales térmicas de fueloil y diésel. De esa forma, las térmicas disminuyen considerablemente su

participación en la capacidad total del país, bajando al 7 % en 2050, mientras que las renovables aumentan su representación al 71 % en la matriz de generación al final del horizonte, ilustrada en el gráfico 5.12.

GRÁFICO 5.12

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



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

La evolución de la canasta de capacidad instalada está marcada por la gran inserción de ERNC en el sistema, principalmente después de 2032 (gráfico 5.13). Es importante resaltar que las plantas solares poseen una significativa participación al final del horizonte, debido a su gran crecimiento, principalmente después de 2043. Otros puntos que se pueden destacar en esta evolución es la considerable participación de las baterías, aportando flexibilidad a la intermitencia de las renovables, y la adopción de la energía eólica marítima a partir de ese año gracias a la disminución de los costos de inversión (gráfico 5.14).

GRÁFICO 5.13

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

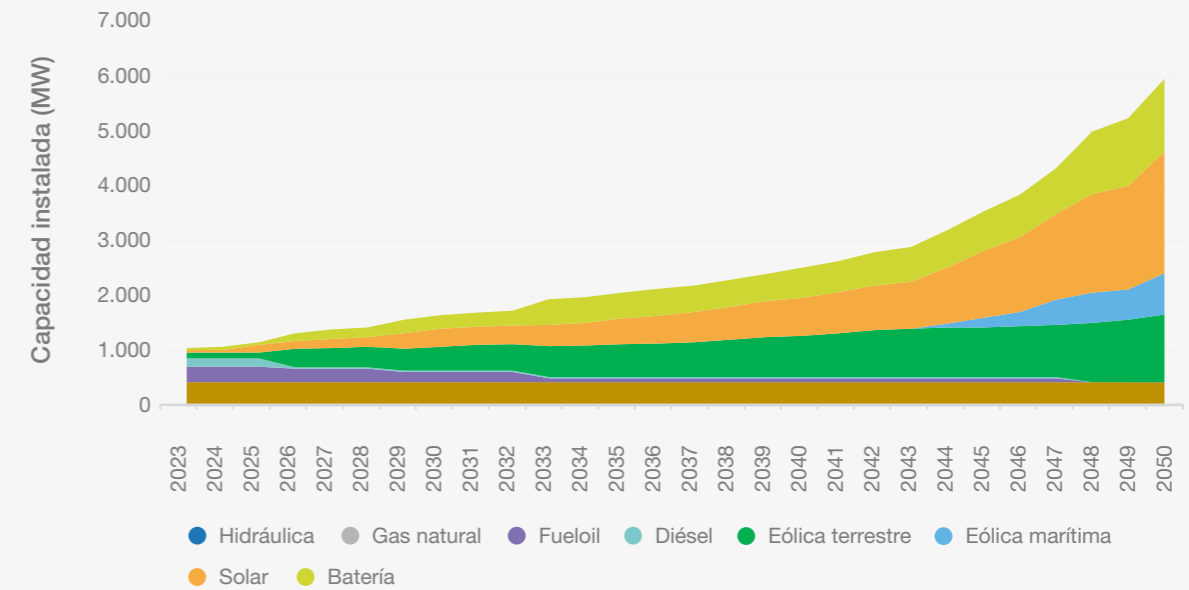
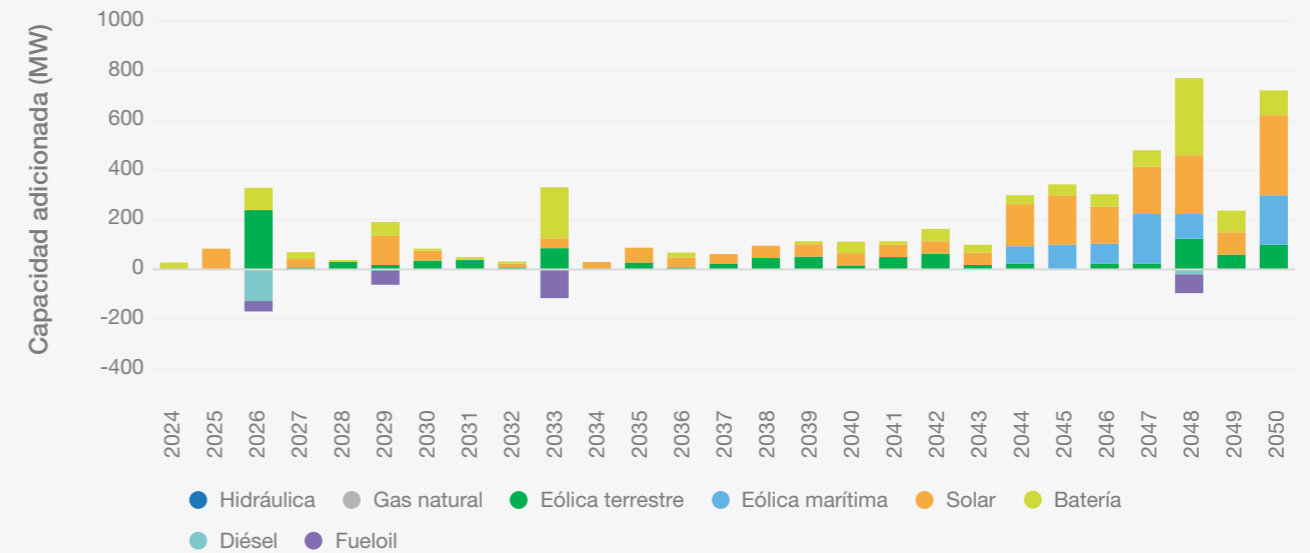


GRÁFICO 5.14

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



► Perfil de generación

En este subapartado, se analiza la evolución de la matriz de generación del sistema jamaicano 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.

En 2040, las renovables representan más del 50 % de la generación total del país, mientras que la participación de las centrales térmicas a gas natural, diésel y fueloil se reduce a algo más del 40 %. En el gráfico 5.16 se observa una sencilla estacionalidad, en la que las renovables generan más a mediados de año.

En relación con el perfil horario, debido a la gran parcela de energías renovables que están generando en torno al medio día y la presencia de las baterías, el costo marginal del sistema es nulo.

Como se puede ver en el gráfico 5.17, la generación térmica registrada en esos horarios está asociada a la inflexibilidad térmica de algunas plantas (producción mínima que una central debe aportar), de manera que no se tiene en cuenta en la obtención de los costos marginales, haciendo que estos se mantengan en cero. Para las otras horas del día, las centrales térmicas producen energía por encima de su generación mínima, convirtiéndose en el recurso marginal del sistema y resultando, así, en costos marginales en torno a 62 USD/MWh.

GRÁFICO 5.15

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

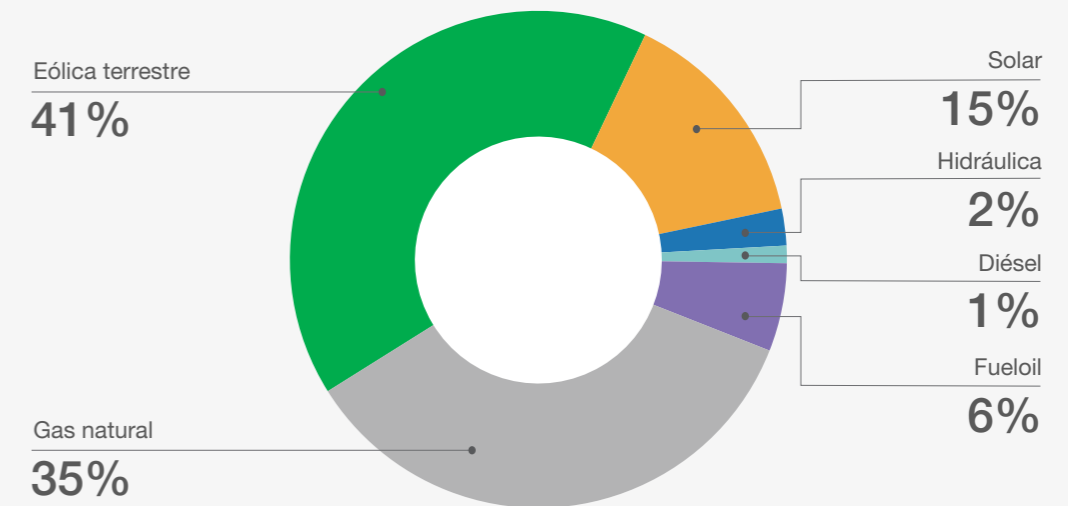


GRÁFICO 5.16

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

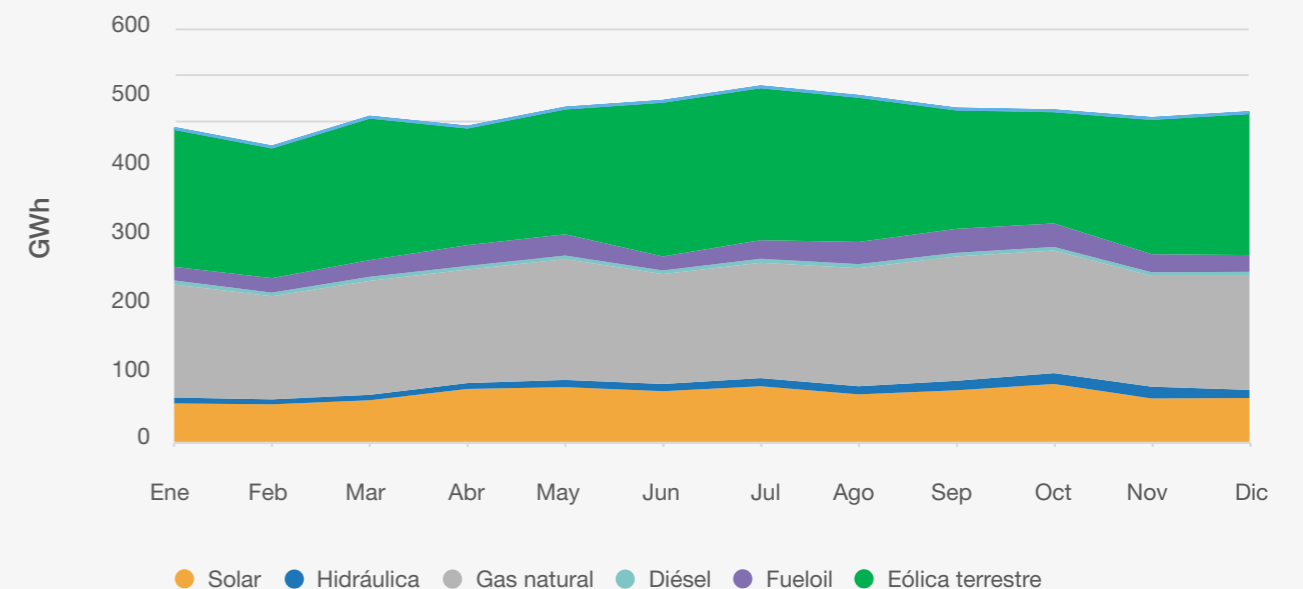
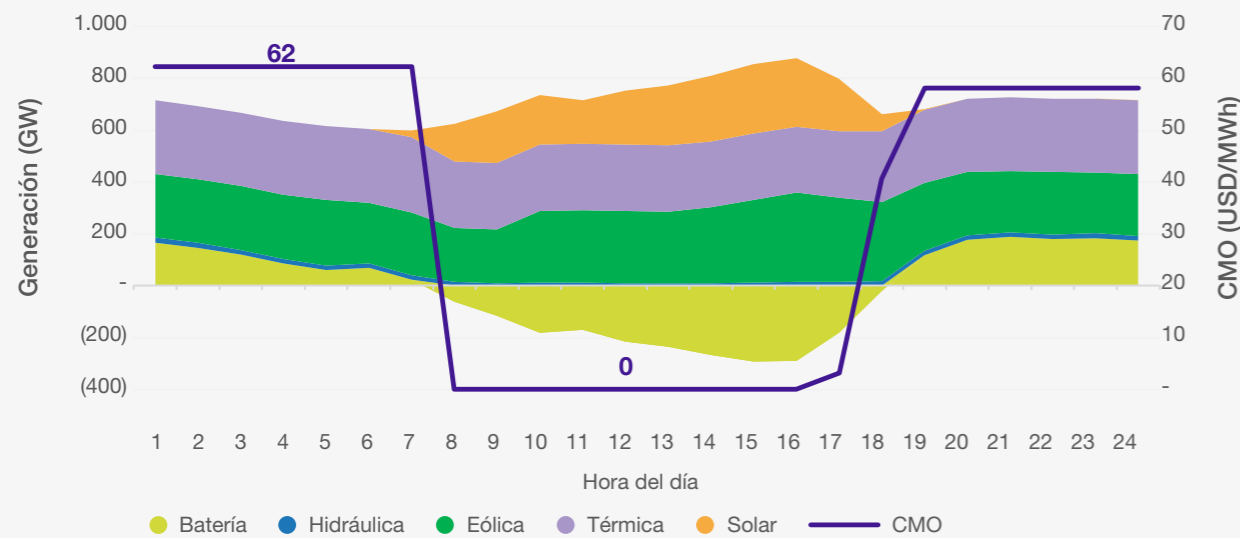


GRÁFICO 5.17

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



En 2050, el cambio más marcante en comparación con 2040 es la gran participación de las instalaciones eólicas marítimas, junto con la generación de centrales térmicas solamente de gas natural (gráfico 5.18).

En el perfil mensual, ilustrado en el gráfico 5.19, se observa la estacionalidad de las plantas solares a lo largo del año, con una generación más acentuada al inicio y al final de año y una considerable disminución hacia la mitad.

En cuanto al perfil horario, cabe destacar que el comportamiento es muy similar al observado en 2040, en que los costos marginales al mediodía van a cero, mientras que, al final del día y en la madrugada, con la generación proveniente de térmicas de gas natural, se mantiene alrededor de los 59 USD/MWh.

GRÁFICO 5.18

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

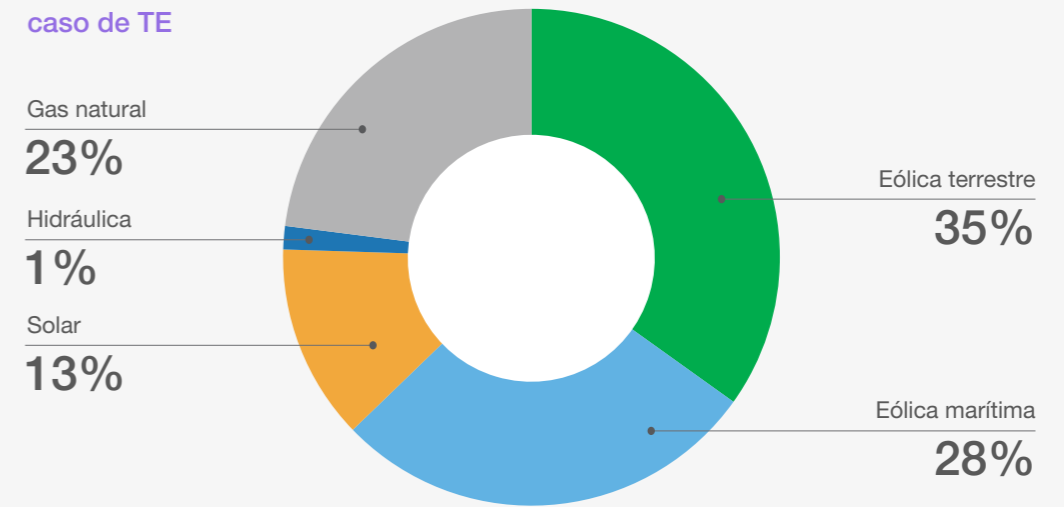


GRÁFICO 5.19

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

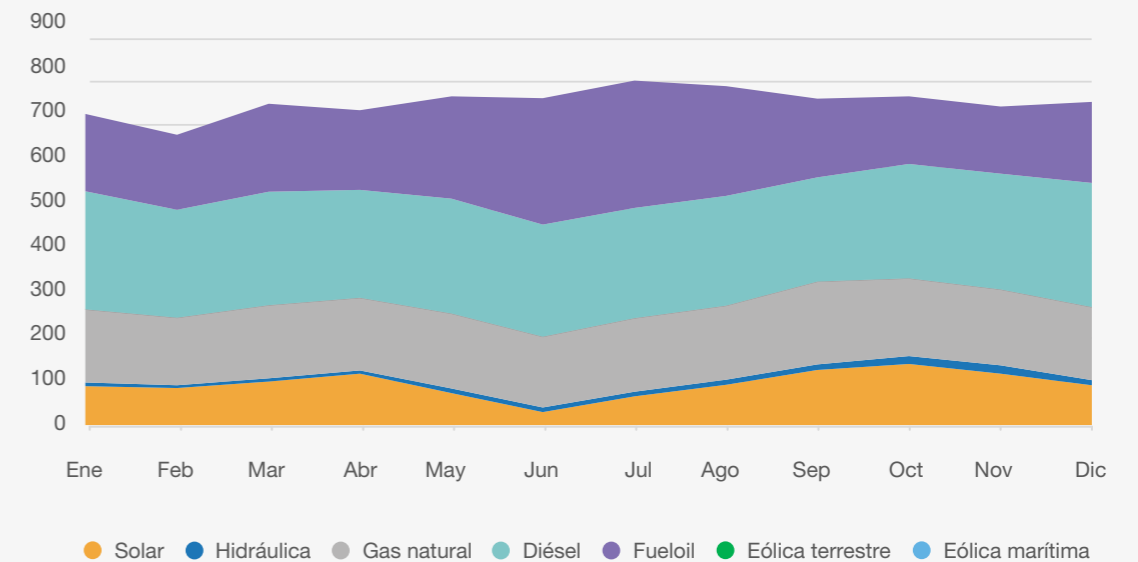
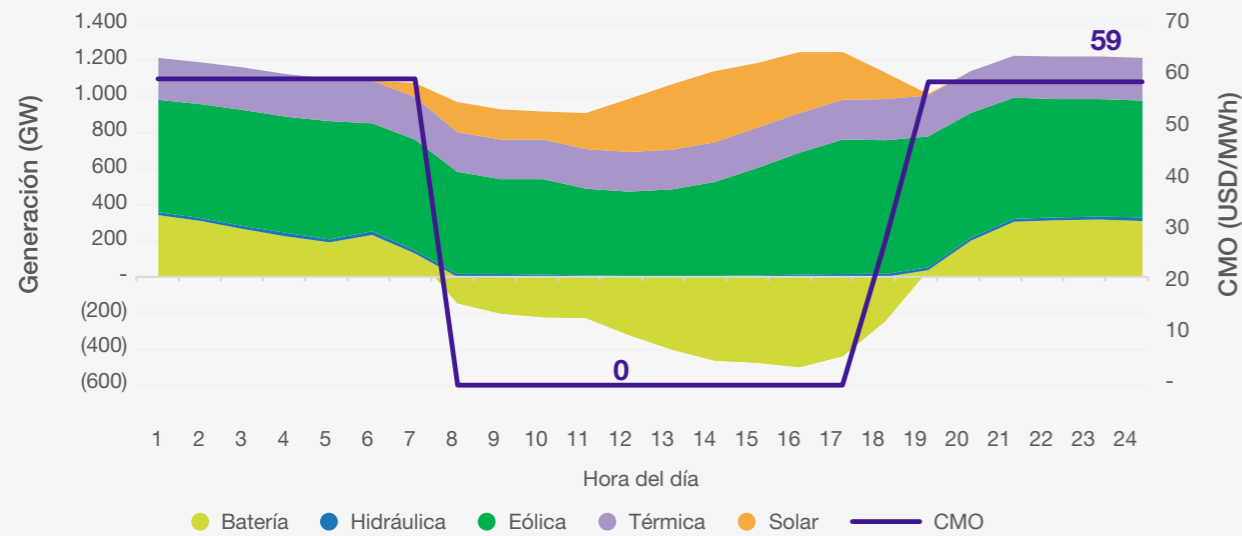


GRÁFICO 5.20

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



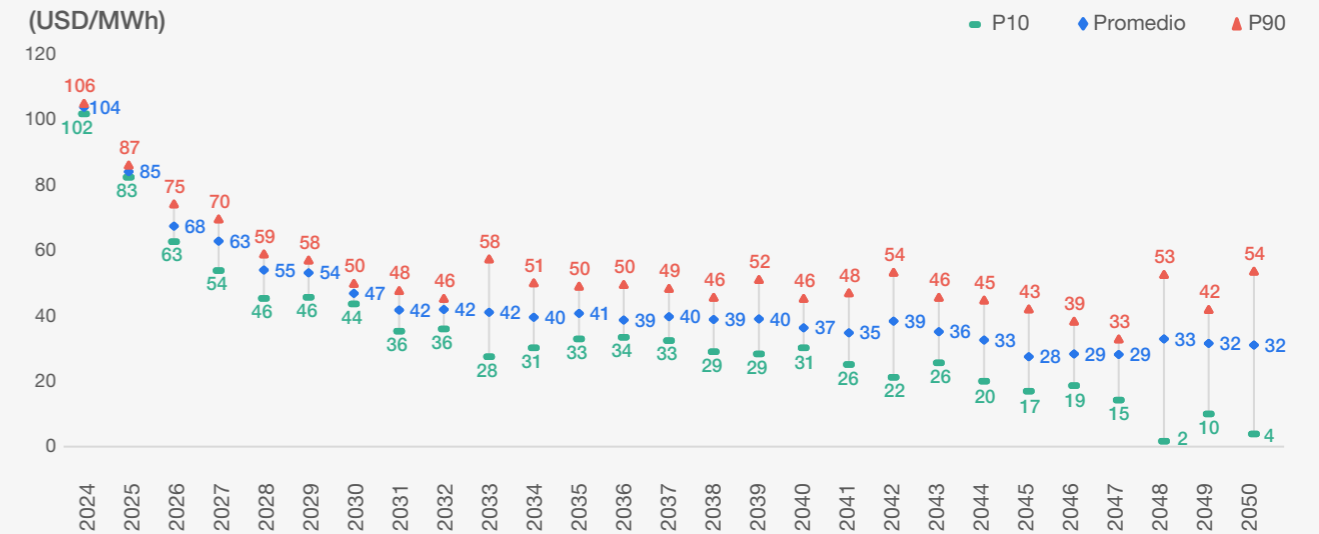
Costos marginales

Al inicio del horizonte, el CMO está alrededor de los 104 USD/MWh, puesto que el sistema es mayoritariamente térmico y depende especialmente de la energía de las plantas de gas natural. Los costos marginales de Jamaica están fuertemente vinculados a los precios de los combustibles internacionales, dado que, como se ha mencionado en el escenario de BAU, el país no tiene producción nacional, lo que tiende a aumentar los costos marginales en los primeros años del estudio. Además, hay un conjunto de plantas que utilizan combustibles líquidos, con costos unitarios elevados.

A lo largo de los años, con la mayor inserción de las energías renovables al sistema, la dependencia de esas centrales térmicas va disminuyendo, haciendo que el costo marginal del sistema siga esta misma tendencia, llegando a un CMO de 32 USD/MWh al final del horizonte.

GRÁFICO 5.21

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

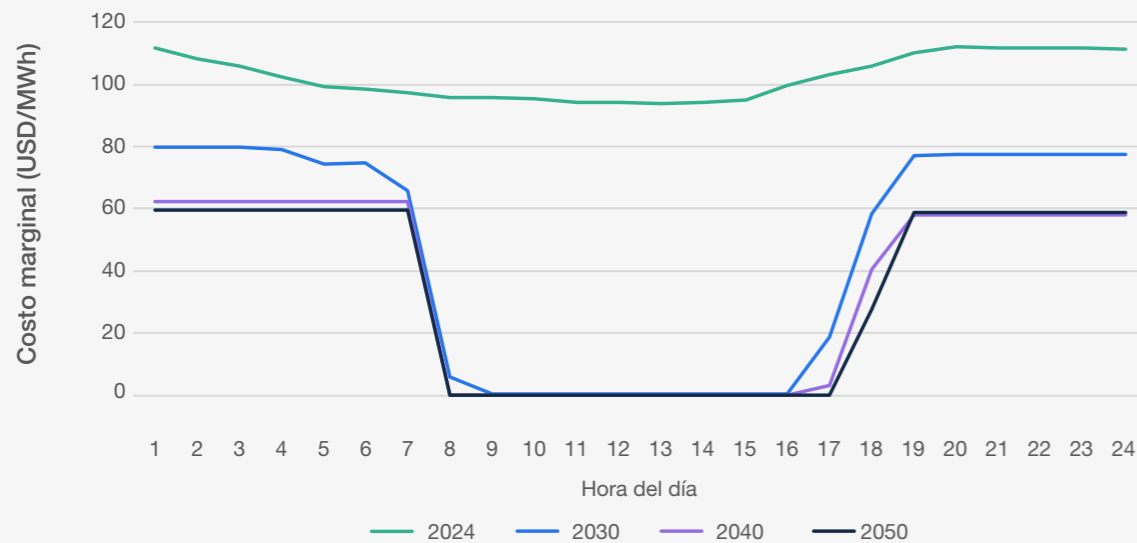


El gráfico 5.22 muestra el valor promedio de los costos marginales en cada hora para algunos años del estudio. En el sistema jamaicano, la modificación en el perfil de los costos marginales horarios se debe a la combinación de los perfiles de generación eólica y solar, los cuales son muy parecidos, ya que ambos alcanzan su punto máximo de generación en la tarde.

Otros dos factores que influyen los costos marginales es la inserción de las plantas eólicas marítimas al sistema después de 2043, junto con la fuerte introducción de baterías. Con el perfil más plano de los costos de las eólicas marítimas y las baterías descargando energía en horarios en los que escasea la generación solar, se observa un descenso del costo marginal al final de la noche y en la madrugada entre 2030 y 2050. De esa forma, con el paso de los años y, como consecuencia de la creciente participación de las plantas solares y eólicas en el sistema, el CMO va disminuyendo considerablemente en torno al mediodía.

GRÁFICO 5.22

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



Comparación de los casos de BAU y TE

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

Una de las diferencias entre los dos 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 en función de la electrificación del parque automotor, el cual presenta un

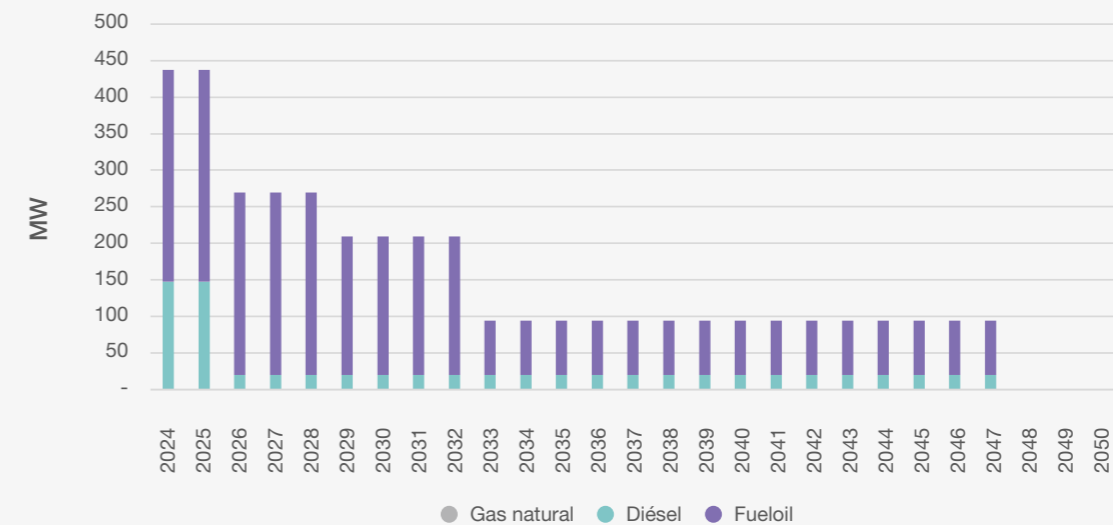
mayor crecimiento en el caso de TE, especialmente a partir de 2040. Con estas proyecciones se observa una diferencia del 9,1 % (713 GWh) entre la demanda del país en el escenario de BAU y el de TE al final del horizonte de estudio (ver el **gráfico 4.21**).

En el caso de TE, hay una meta de generación limpia en Jamaica equivalente al 75 % del total de la producción para el año 2050. Se consideran fuentes limpias las centrales de biomasa o con captura de carbono, las nucleares, solares, eólicas e hidroeléctricas.

Además, se ha establecido como premisa la retirada de todas las centrales que utilizan combustibles líquidos, con una capacidad total de 450 MW hasta el año 2050. Las centrales de gas natural se mantienen en operación para respaldar el aumento en la participación de las centrales de ERNC. El **gráfico 5.23** presenta el cronograma de retirada de las centrales abastecidas con combustibles líquidos.

GRÁFICO 5.23

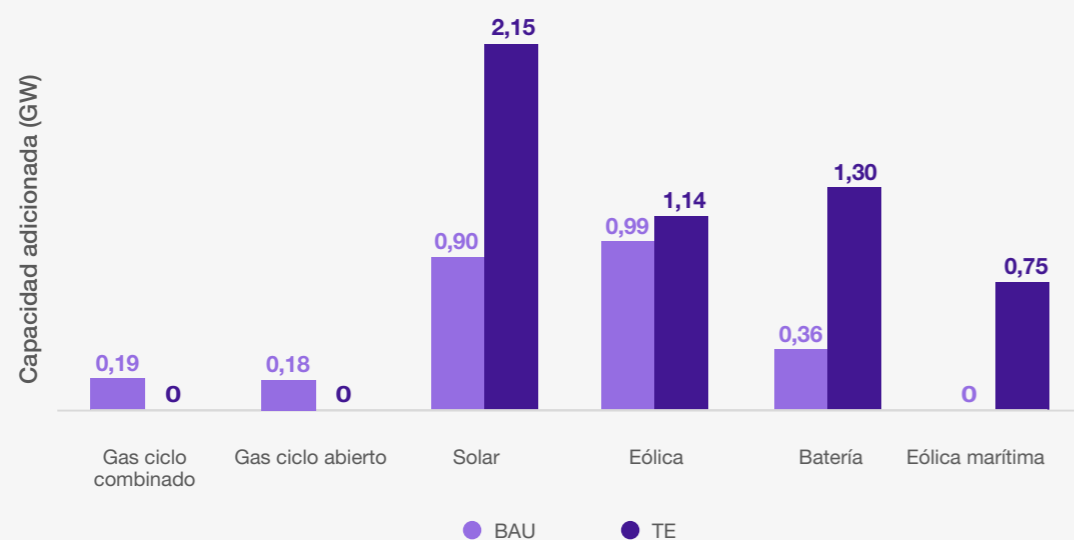
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema jamaicano



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

GRÁFICO 5.24

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

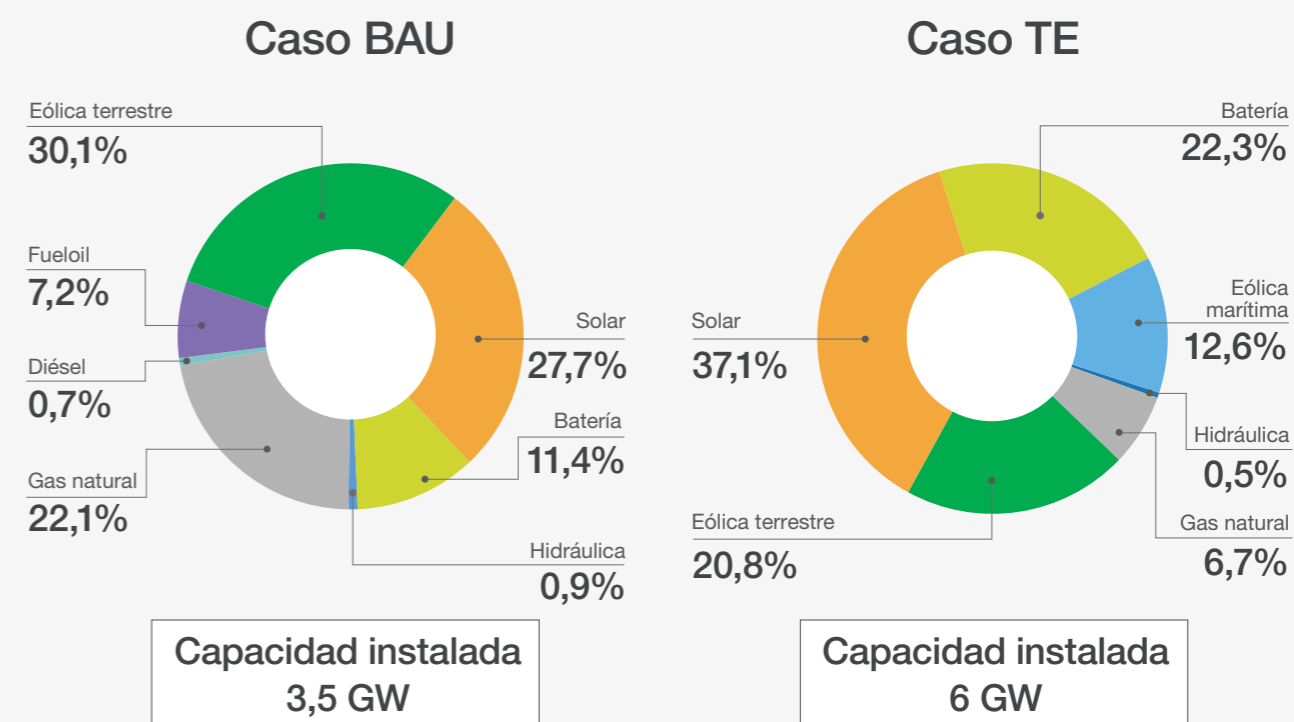


En el caso de BAU, los principales recursos adoptados para compensar la intermitencia de las fuentes renovables son las centrales térmicas de ciclo combinado y de ciclo abierto de gas natural, aunque en la última década del estudio también se incorporan baterías. En el caso de TE, con la retirada de las térmicas durante el horizonte, hay una gran inserción de ERNC (solar y eólica) y, en consecuencia, un aumento mayor del uso de baterías para almacenamiento que en el escenario de BAU. Además, las limitaciones de espacio en la isla motivan inversiones en centrales eólicas marítimas en la última década, cuando estas plantas presentan costos más competitivos que otras.

Comparando los dos casos, se puede observar un balance en la participación de las eólicas, las solares y las térmicas de gas natural en el caso de BAU en 2050. En el caso de TE, es importante destacar el gran aumento de las baterías en el sistema en 2050, representando más del 20 % de la capacidad total, así como la inserción de centrales térmicas y eólicas marítimas.

GRÁFICO 5.25

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

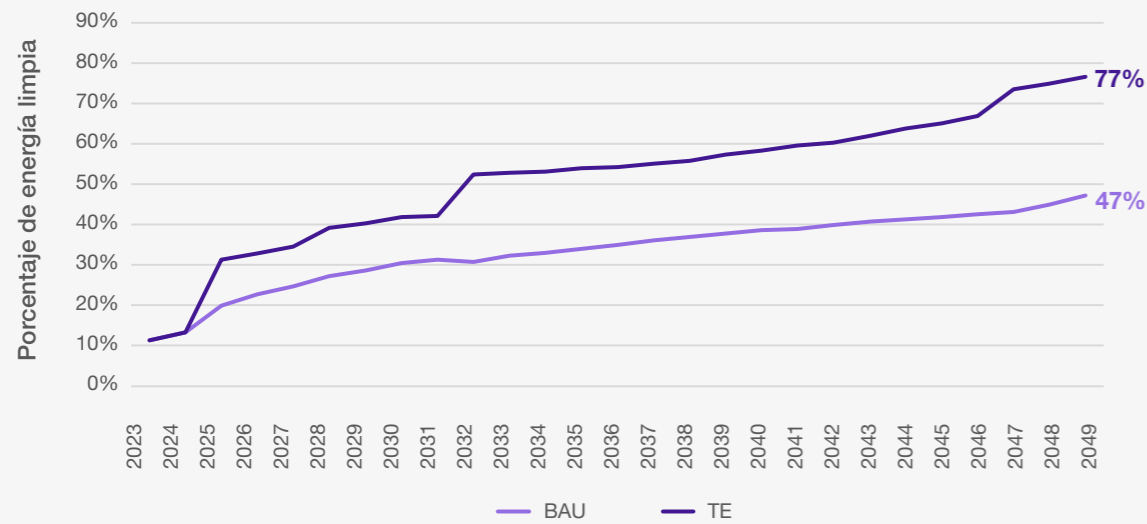


Al analizar la generación total de energía limpia, se evidencia que, en el caso de BAU, las fuentes no emisoras contribuyen con el 47 % del total de energía producida. En el caso de TE, se considera una restricción en la inversión con el objetivo de cumplir la meta del 75 % de energía limpia para el año 2050, lo que implica un aumento notable en la generación con fuentes no emisoras durante la

última década del estudio. Se proyecta que, para finales de 2050, el 77 % de la demanda eléctrica del país esté cubierta por fuentes limpias.

GRÁFICO 5.26

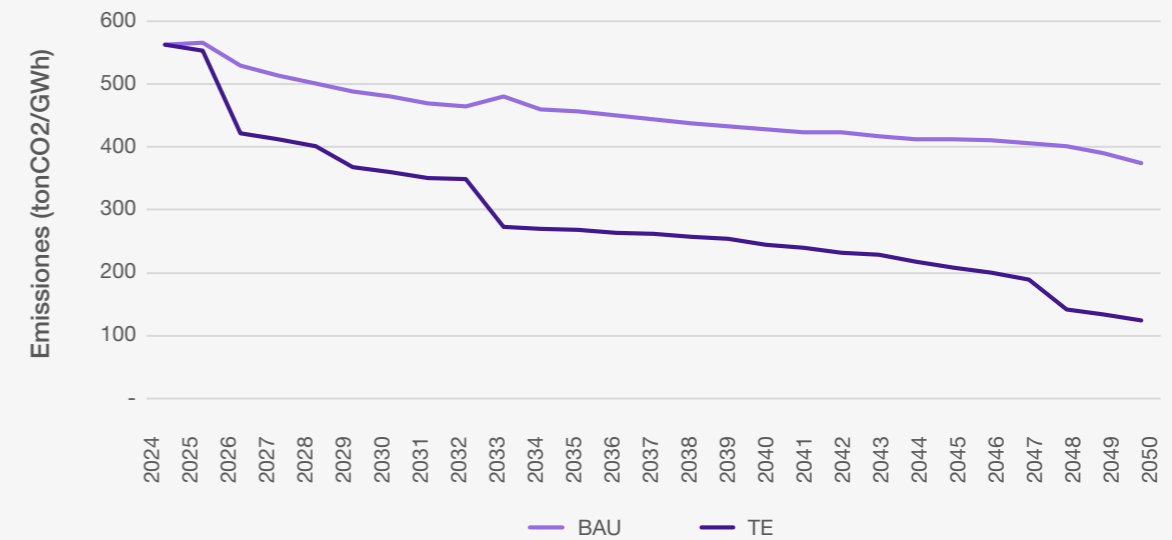
Comparación de la de la generación limpia total en el sistema jamaicano en los casos de BAU y TE



En cuanto a la intensidad de las emisiones, en 2026, con la retirada de las centrales térmicas de combustibles líquidos, se logra una reducción importante en los dos escenarios. Para el horizonte restante, en el caso de BAU, las reducciones ocurren a un ritmo más lento. En el escenario de transición, sin embargo, la desactivación de esas centrales reduce las emisiones en casi un 70 %. El gráfico 5.27 presenta la evolución de la intensidad de emisiones anuales en ambos escenarios.

GRÁFICO 5.27

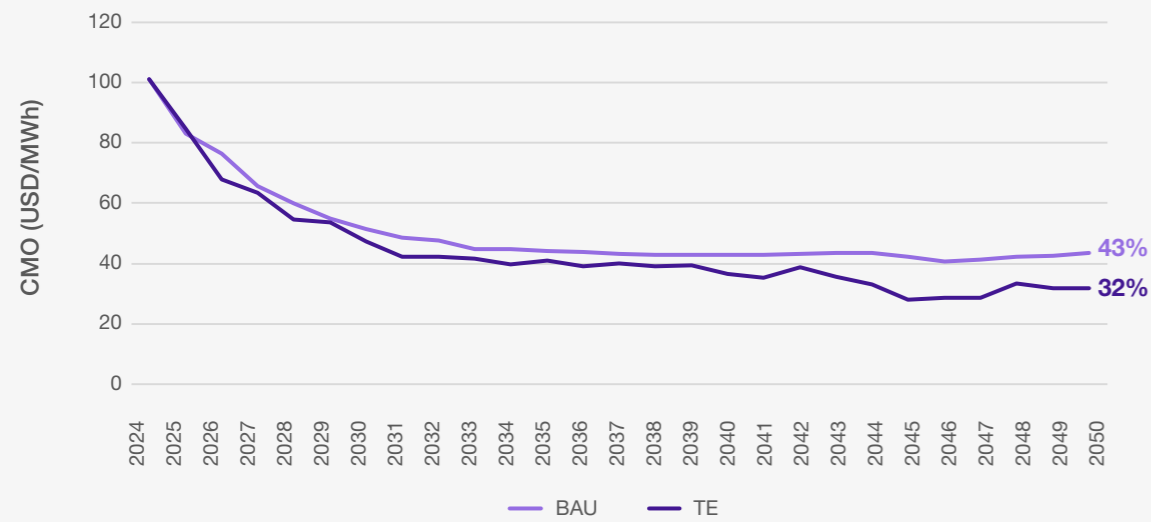
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema jamaicano en los casos de BAU y TE



En relación con los costos marginales en 2050, este valor se establece en 43 USD/MWh en el escenario de BAU y en 32 USD/MWh en el de transición. Esa diferencia puede ser explicada porque, en este último caso, la mayor parte de la oferta proviene de energías renovables con costo variable igual a cero, resultando, así, en un costo marginal más bajo para el sistema.

GRÁFICO 5.28

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



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

GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de inversión en generación

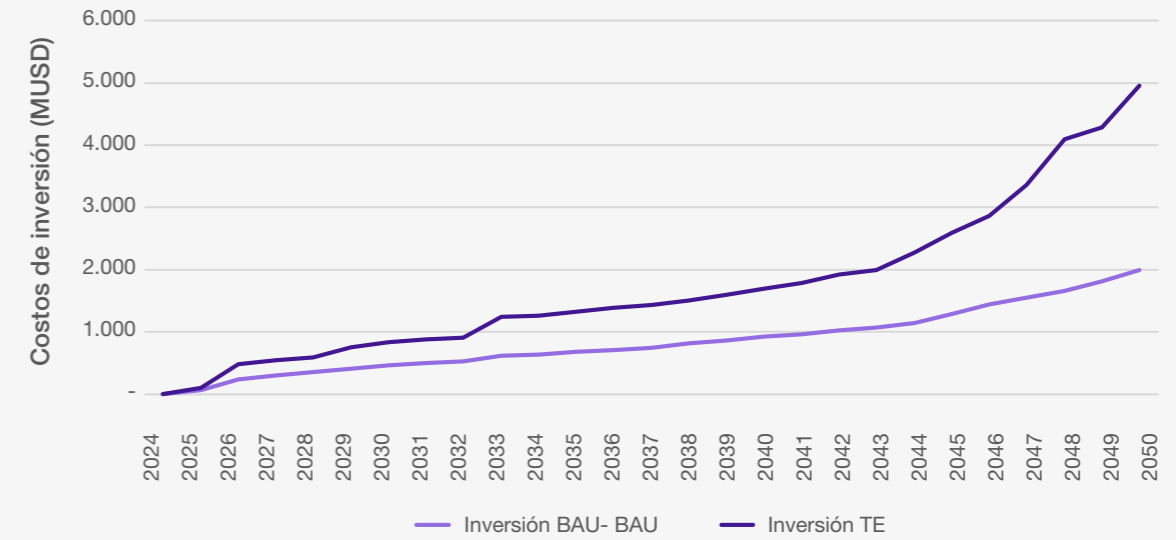
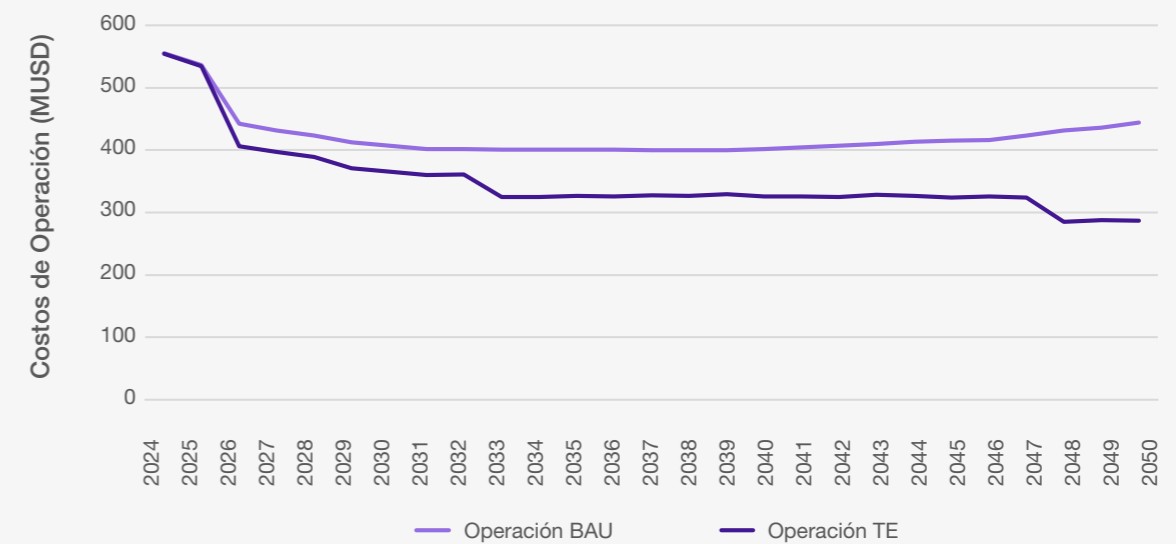


GRÁFICO 5.30

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 debido a una mayor electrificación de la flota⁵. 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.

El caso de TE en Jamaica contempla un conjunto de metas para la generación de energía limpia, lo que motiva un notable aumento de las inversiones en energía eólica y solar en el país. Además, se lleva a cabo la retirada de algunas centrales que utilizan combustibles líquidos, responsables de atender casi el 20 % de la demanda al inicio del horizonte de estudio. Dadas estas circunstancias, se

⁵ A diferencia de otros países, en Jamaica no se prevé la producción de hidrógeno verde, por lo que no impacta en la demanda.



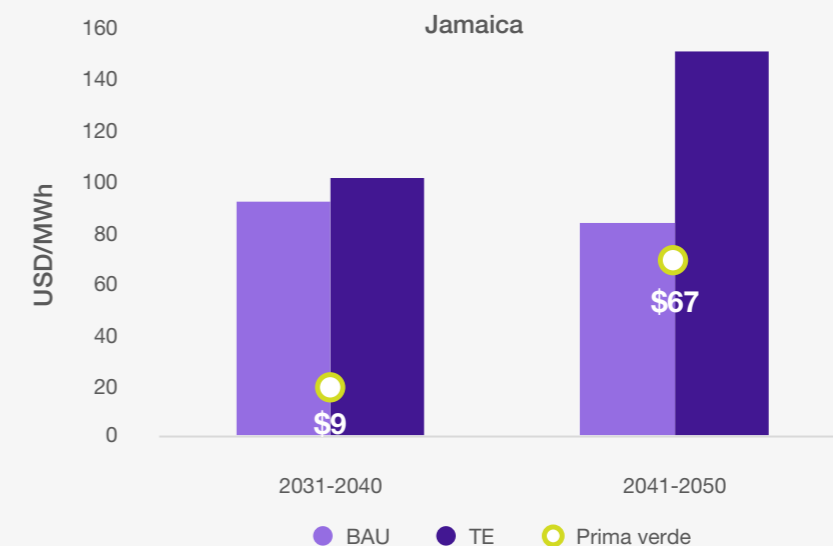
observa que los costos de inversión en el país, en el caso de TE, superan a los del caso de BAU en casi todos los años. Esta situación se acentúa hacia finales de la década de 2040, cuando se prevén mayores inversiones en tecnologías de almacenamiento y en algunas plantas eólicas marinas. El aumento en el porcentaje de energía limpia en el país contribuye a una reducción significativa de los costos operativos del sistema en el caso de TE.

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 TE.

GRÁFICO 5.31

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



En la década de 2030, no se observa una diferencia significativa en los costos marginales de expansión en Jamaica, ya que la variación en la demanda y las inversiones en generación son muy similares en ambos casos. Sin embargo, en la década de 2040, la retirada de parte de los generadores térmicos del sistema, junto con restricciones a la generación de este tipo, impulsa inversiones más robustas en fuentes renovables y tecnologías de almacenamiento capaces de aportar flexibilidad al sistema. En este escenario, la prima verde alcanza 67 USD/MWh, reflejando el costo que el sistema debe asumir para alcanzar la meta del 75 % de generación limpia.



Inversiones en transmisión

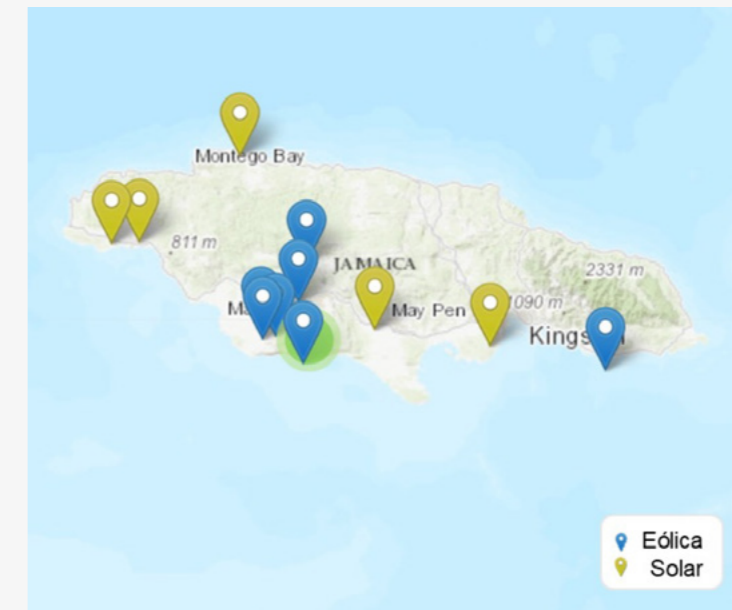
Dado el tamaño reducido del país y la ausencia de necesidad de transporte de energía a largas distancias, el sistema de transmisión está mayoritariamente compuesto por líneas de 69kV y 138kV.

Uno de los principales motivadores para la expansión de la red del país es el desarrollo de plantas renovables, principalmente las eólicas. La razón es que los puntos con mayor potencial de generación se encuentran más alejados de las grandes ciudades del país, donde la demanda de electricidad es más relevante. El aumento de la participación de estas fuentes requiere inversiones en el sistema de transmisión del país.

En este estudio, la modelación de las energías renovables se llevó a cabo considerando la disponibilidad de recursos regionales. La figura 5.1 muestra la ubicación potencial para instalar parques eólicos y 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 el escenario de BAU

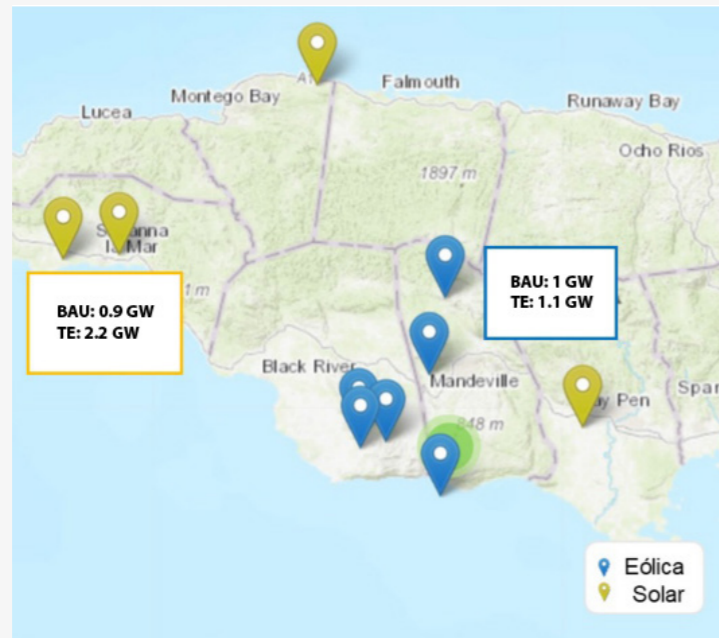


En el escenario de BAU, la fuente con mayor capacidad añadida es la eólica, con aproximadamente 1 GW, concentrada principalmente en el centro del territorio. Sin embargo, las plantas solares también ofrecen una adición significativa, con 0,9 GW de capacidad instalada al final del horizonte.

En el caso de TE, las inversiones se concentran más en las plantas solares, con aproximadamente 2,2 GW de capacidad añadida, como se ilustra en la figura 5.2. Debido a la necesidad de satisfacer la demanda al final del horizonte, la región noroeste del país es la más beneficiada, representando más del 40 % de toda la capacidad adicionada en este caso.

FIGURA 5.2

Capacidad adicional de parques eólicos y solares en Jamaica

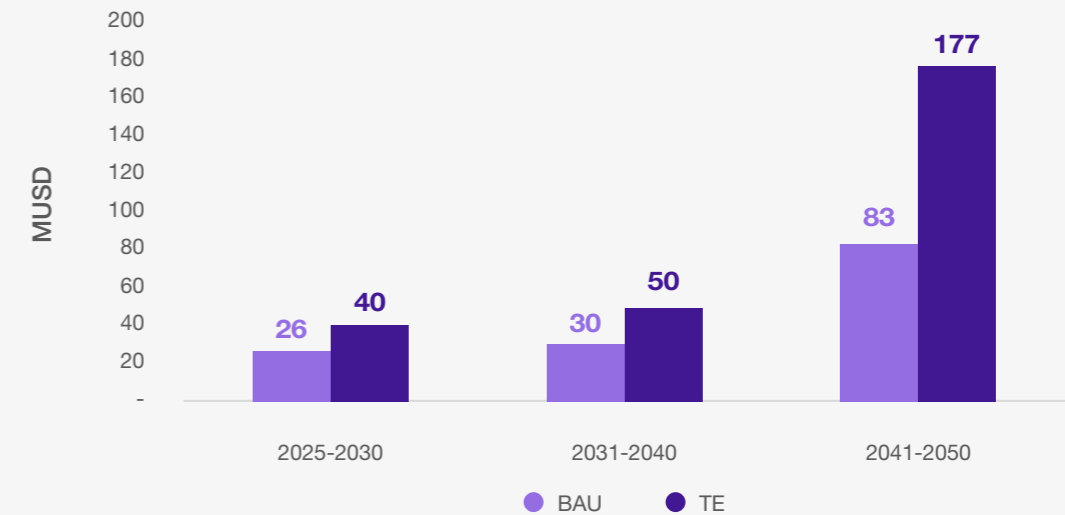


En la planificación del sistema, es crucial tener en cuenta que el centro de carga nacional se encuentra en la región sureste. Por lo tanto, gran parte de las inversiones en transmisión deben orientarse a ampliar la capacidad del noreste para exportar energía al resto del país, con especial atención a la región sureste. Además, es importante señalar que Montego Bay, al norte del país, es una ciudad turística de relevancia en la demanda nacional.

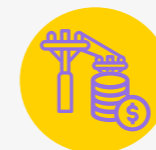
Por otra parte, en un país alimentado mayoritariamente con electricidad de origen térmico, la transición a un sistema renovable se traduce en mayores inversiones en transmisión, sobre todo cuando la oferta está lejos del centro de carga. Por tanto, en este estudio se realizaron estimaciones del total de líneas de transmisión necesarias para la expansión de toda la red del país. El gráfico 5.32 muestra los resultados de la inversión total en los dos escenarios para cada década del estudio. El apéndice 4 presenta una tabla con los totales de inversión anual en ambos casos.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en el sistema de transmisión jamaicano por década



De esta manera, la reformulación del sistema eléctrico jamaicano conlleva una considerable diferencia entre las inversiones en el caso de BAU y el de TE, principalmente en la última década. La mayoría de las inversiones en transmisión tienen como objetivo principal aumentar la capacidad de transmisión de energía a los centros de carga, contribuyendo a reducir los costos de operación del sistema al exportar electricidad principalmente proveniente de fuentes eólicas y solares, cuyos costos variables unitarios son nulos.



Inversiones en distribución

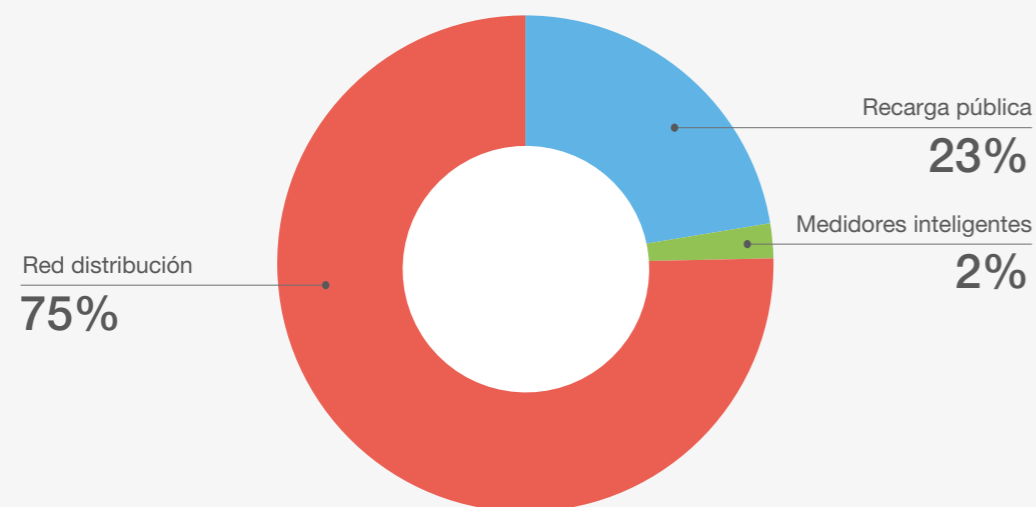
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto

de la aplicación de políticas contundentes de transición energética, 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 USD 238 millones⁶, repartidos como muestra el gráfico 5.33. La composición detallada de estas inversiones se explica en los siguientes subapartados.

GRÁFICO 5.33

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



► **Instalación de medidores inteligentes en Jamaica**

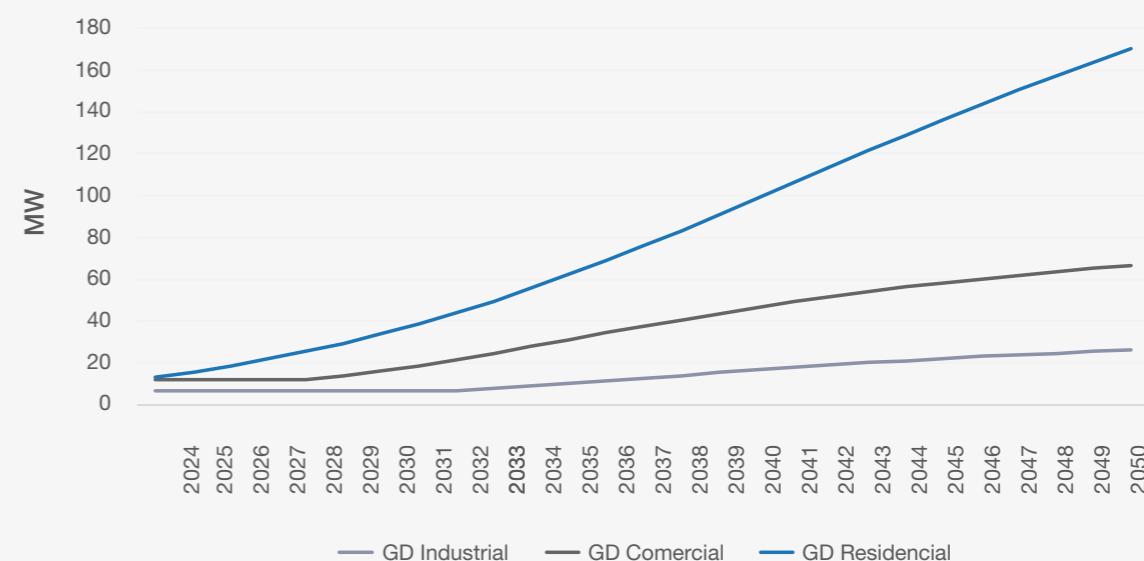
Para los tres sectores, se observa que el despliegue de capacidad instalada con GD en Jamaica sigue una forma de S, con desarrollo bajo durante los primeros

⁶ 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

años, mayor tasa de instalación durante la mitad del periodo, para finalizar también con crecimiento, pero a un menor ritmo. Este perfil se encuentra relacionado con lo descrito en la metodología de proyección de la GD, expuesta en el apéndice 8.

GRÁFICO 5.34

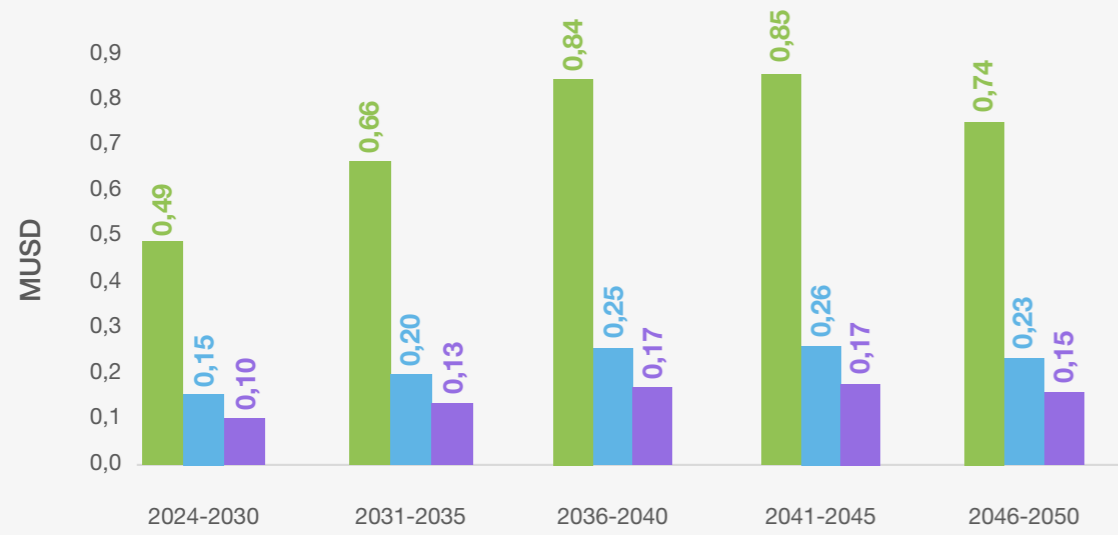
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia de lo anterior, las inversiones seguirán el perfil de la GD instalada, con menores valores durante los primeros años, un crecimiento considerable hasta 2045 y un descenso durante el último quinquenio, cuando se desacelera el ritmo de instalación de estos equipos. La mayor cantidad de inversiones se destinarán al sector residencial, mientras que el sector industrial llegará a tasas anuales de menos de 30 MW al final del periodo.

GRÁFICO 5.35

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



► Inversiones en estaciones de recarga pública en Jamaica

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

GRÁFICO 5.36

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

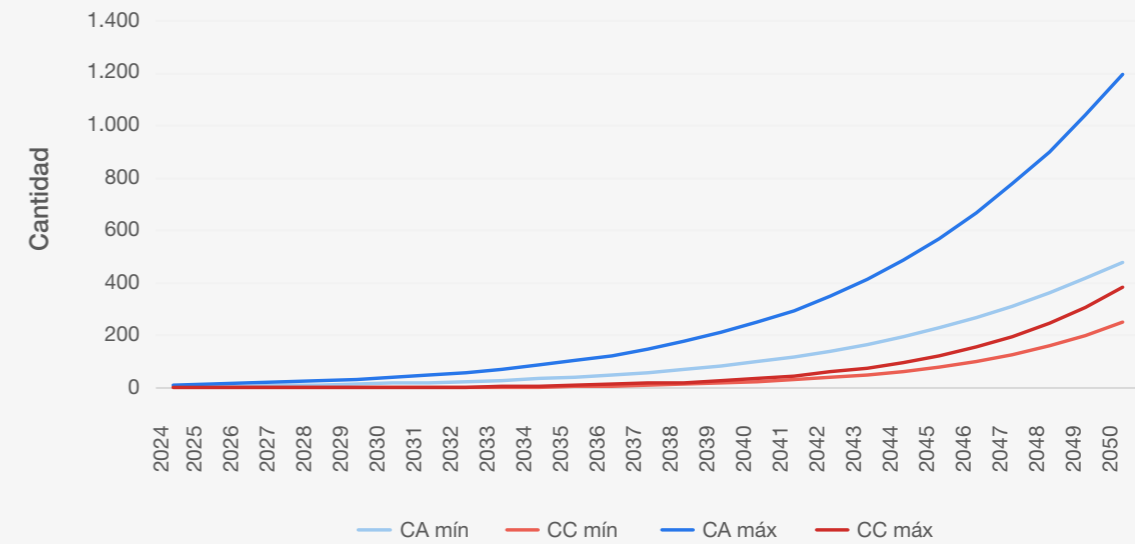
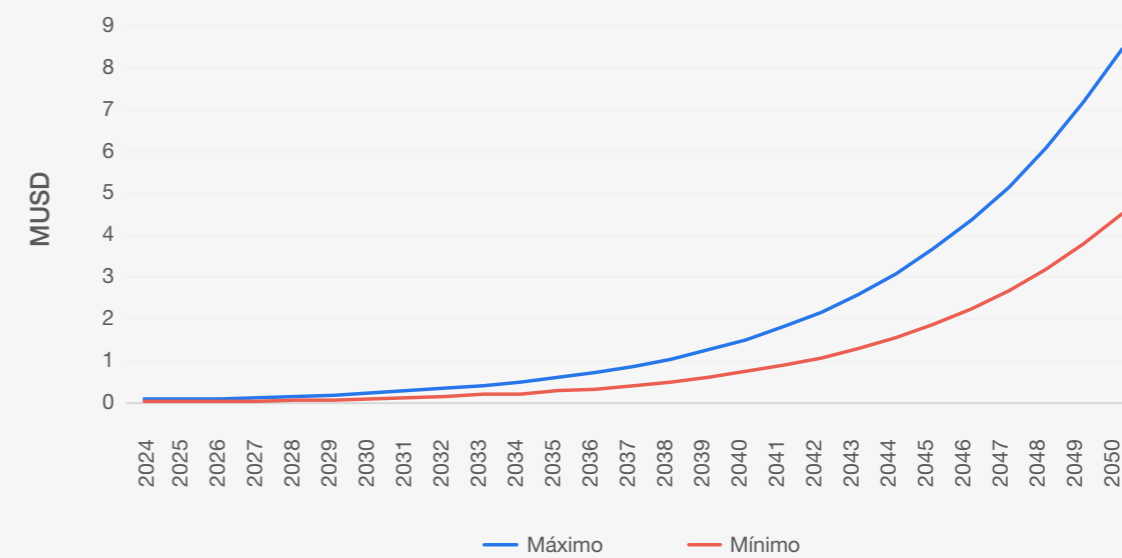


GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



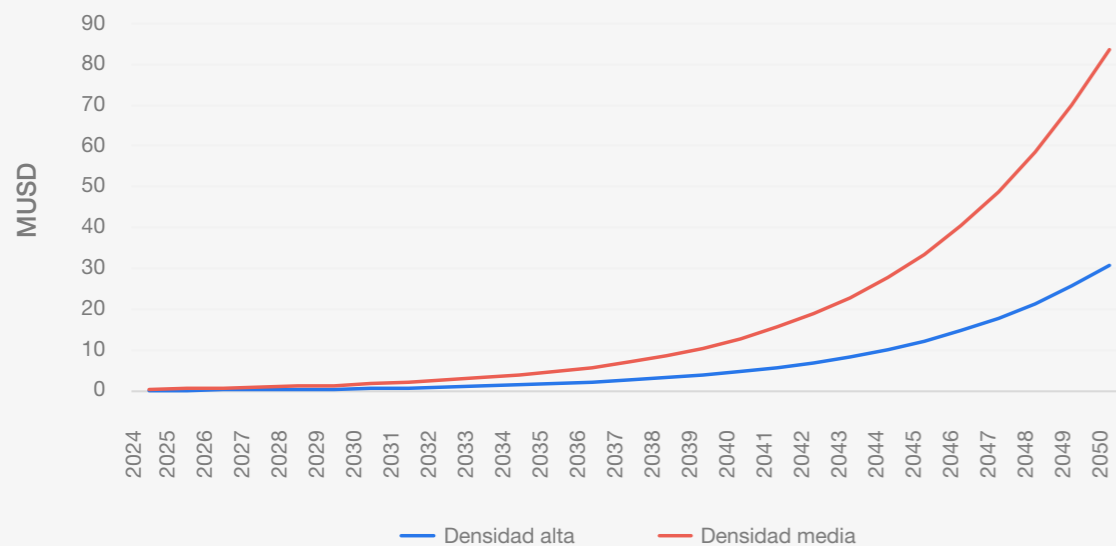
En Jamaica, las inversiones en este ámbito serán más bajas que en sus pares regionales, alcanzando valores entre USD 5 millones y USD 8 millones, de acuerdo con la demanda proyectada y las premisas adoptadas. En términos de comportamiento a nivel nacional, se observa que el despliegue comenzará entre los años 2030 a 2034, lo que implica que los organismos gubernamentales (MSET) y la empresa JPS tienen cierto margen para desarrollar políticas que impulsen la construcción de estaciones de recarga, en el marco de la Estrategia para la Movilidad Eléctrica (BID, 2020) y la Electric Vehicle Policy (Gobierno de Jamaica, 2023).

Refuerzo de la red de distribución en Jamaica

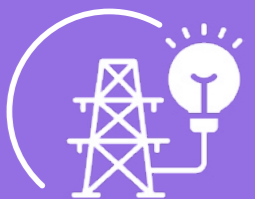
Las estimaciones realizadas para este país insular muestran que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución, por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar USD 1,7 millones anuales en 2030, USD 13 millones anuales en 2040 y USD 80 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones es de crecimiento exponencial marcado hacia la última década, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por electromovilidad. No obstante, exceptuando al final del periodo, las inversiones no serían significativas dado el ritmo de crecimiento de la adquisición de vehículos eléctricos y el tamaño del parque automotor.



6

Ejes de acción en Jamaica



» 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 jamaicano.

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.

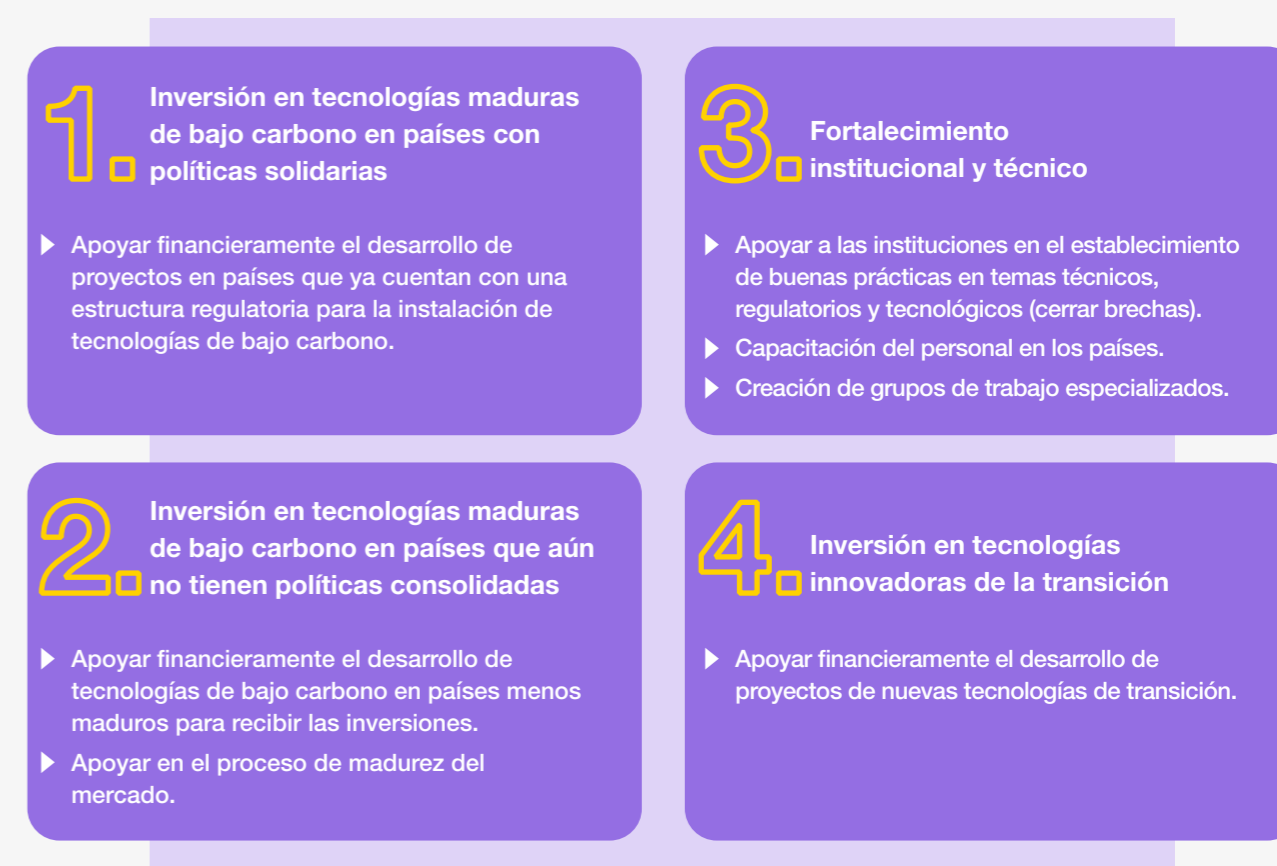
Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos como la descarbonización 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 prometedoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones

concretas (primero, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

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



El entorno del mercado de Jamaica fue analizado para cada uno de los cuatro ejes de acción mencionados anteriormente. El país está más alineado con el eje 2 que con el eje 1, debido a la baja participación actual de las energías renovables en la matriz de generación: en 2023, aproximadamente el 12 % de la energía eléctrica producida provino de estas fuentes, incluyendo eólica (6 %), solar fotovoltaica (3 %) e hidroeléctrica (3 %).

El mecanismo utilizado preferentemente para el ingreso de las fuentes renovables al sistema han sido las subastas de energía de largo plazo. Estas han sido convocadas por la OUR para aquellos interesados en convertirse en productores independientes. Una de las últimas se realizó en el año 2015, cuando se presentaron 17 ofertas, que resultaron en la celebración de un solo contrato de compraventa por un precio cercano a 85 USD/MWh durante veinte años. El análisis posterior de esta situación identificó problemas en términos de riesgos financieros para los acreedores, además de inconvenientes de diseño regulatorio.

Lo anterior se ha dado en el marco de los objetivos de descarbonización de la matriz de generación establecidos por el Gobierno, mediante los cuales el país pretende alcanzar un 50 % de participación de renovables para 2030. Sin embargo, las proyecciones efectuadas en el presente estudio indican que el cumplimiento de la meta, determinado esencialmente por el reemplazo de las generadoras alimentadas con combustibles líquidos, podría retrasarse. En este sentido, las actividades de los organismos interesados podrían centrarse en apoyar el desarrollo de regulación que incentive la penetración de energías renovables, mejorar los procesos de subastas y brindar apoyo financiero para que estos proyectos se concreten, una vez que el entorno de mercado ofrezca mecanismos que permitan su participación y desarrollo.

Respecto al eje 3, se puede trabajar junto con el MSETT, la OUR y la compañía JPS, contribuyendo a las discusiones regulatorias y técnicas para mejorar el funcionamiento del mercado. Las propuestas de cambios pueden pasar por procesos de consulta pública, en las que los otros agentes generadores o interesados en convertirse en productores independientes puedan aportar sugerencias y observaciones.

Con relación al eje 4, puede decirse que, en términos generales, Jamaica se encuentra en una etapa entre incipiente y moderada en cuanto al desarrollo de nuevas tecnologías, ya sea en lo que respecta a la implementación de nuevos recursos, sea en regulaciones existentes o al menos en fase de discusión para permitir su implantación en el sistema. Por ejemplo, para los recursos de almacenamiento, el país no cuenta todavía con un desarrollo normativo o de proyectos vinculados.

La generación distribuida posee una regulación definida del tipo de facturación neta (*net billing*) para clientes residenciales, comerciales e industriales que deseen generar electricidad, alcanzando bajo estos mecanismos aproximadamente 30 MW de capacidad instalada a finales de 2023. El modesto valor se explica principalmente por la falta de incentivos para la inserción de estas instalaciones, asociado a la ausencia de objetivos definidos por la Administración pública en torno a la evolución de esta tecnología.

Por otro lado, aún no ha habido un despliegue considerable de otras tecnologías como el hidrógeno verde y la movilidad eléctrica. En el primer caso, el hidrógeno verde no aparece en los planes oficiales, el menos en el corto plazo, como una alternativa a las fuentes de energía tradicionales. En el segundo, se puede observar la publicación reciente de regulación tendiente a establecer un marco para el desarrollo de la tecnología. Respecto a este último segmento, podría actuarse financiando la mejora de los caminos y rutas, el desarrollo de planes de retirada y reposición de vehículos antiguos y estudios regulatorios para el despliegue adecuado de una red de recarga con modelos de negocio convenientes.






Finalmente, en lo que concierne a eficiencia energética, el despliegue de regulación tendiente a reducir la cantidad de energía que se requiere para un mismo proceso ha sido amplio, aunque no aborda de manera integral el término. En consecuencia, la actuación del organismo interesado puede dirigirse hacia la adopción de marcos regulatorios que procuren mejorar la eficiencia en el sector de generación de energía eléctrica. El cuadro 6.1 sintetiza los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Jamaica

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos más altos (baja saturación) y riesgos más altos (se paga lo demandado).	 Transición incipiente, con baja participación de energías renovables.	 Mercado renovable poco desarrollado, con energía generada inferior al 15 %.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Importante para adaptar el entorno del mercado a la transición.	 Propuestas de cambios regulatorios se consultan con generadores e interesados.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (almacenamiento, eólica marítima etc.).	 Nuevas tecnologías serán importantes para sustituir la salida de centrales de combustibles líquidos.	 Deberá desarrollarse regulación para impulsar la actividad.

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 del sistema eléctrico de Jamaica revela varias áreas de mejora y desafíos pendientes. En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), el desarrollo ha sido limitado, representando menos del 10 % de la generación total del sistema eléctrico hasta 2023.

Según el Plan Nacional Energético 2009-2030, el objetivo era contar con un 20 % de participación de las energías renovables al final de ese periodo, pero el Gobierno ha revisado al alza ese valor, para establecerlo en el 50 %. Sin embargo, persisten barreras significativas, como la baja calificación crediticia y la incertidumbre respecto a las sanciones contractuales.

En términos de eficiencia energética, Jamaica ha implementado diversas disposiciones, incluyendo el Energy and Conservation Programme, un programa de ahorro energético que prevé inversiones para el reemplazo de luminarias y aires acondicionados, y la implementación de estándares específicos. No obstante, se requiere continuar con la sustitución de generadores térmicos antiguos y mejorar la administración de los códigos de construcción obligatorios.

La electromovilidad está en sus etapas iniciales en Jamaica. La Estrategia para la Movilidad Eléctrica y la Política para Vehículos Eléctricos establecen objetivos a fin de aumentar la participación de la electromovilidad para 2030, incluyendo incentivos y marcos regulatorios. A pesar de estos avances, existen desafíos como la falta de planes para retirar de circulación y reemplazar los vehículos antiguos, la necesidad de desarrollar una red de recarga y la mejora de la infraestructura vial.

El gas natural ha incrementado significativamente su participación en la matriz de generación del país desde 2016, hasta representar en 2022 el 50 %. Este crecimiento refleja una transformación estructural en la generación eléctrica de Jamaica, que ha consolidado al gas natural como una fuente clave en el proceso de transición energética. Se prevé que una parte significativa de la

demanda esté cubierta por esta tecnología durante la década de 2020, y que disminuya progresivamente en las décadas de 2030 y 2040.

El análisis detallado del sistema eléctrico de Jamaica revela una estructura verticalmente integrada, con un modelo de comprador único. Aunque existen esfuerzos en la promoción de las energías renovables y la eficiencia energética, el país enfrenta desafíos significativos en la implementación y desarrollo de estas iniciativas. La transición hacia una matriz más diversificada y moderna requerirá de un enfoque integral y la superación de barreras actuales para lograr los objetivos de sostenibilidad a largo plazo.

En el contexto de los ejercicios de simulación realizados para este informe, se observa una transformación progresiva, con una mayor participación de las energías renovables hacia el año 2050 en el caso de BAU. No obstante, la generación termoeléctrica sigue desempeñando un papel importante en este escenario, con más del 40 % de la generación total en el último año (ver **gráfico 5.25**).

En el caso de TE, se observa un cambio más drástico, con la retirada planificada de las centrales térmicas de combustibles líquidos y el aumento significativo en la capacidad de generación renovable, particularmente de fuente solar y eólica. Este cambio busca alcanzar una meta del 75 % de generación limpia para el año 2050 (ver **gráfico 5.27**). En este contexto, será importante superar los desafíos que han enfrentado las subastas para la instalación de tecnologías renovables en términos de la baja calificación crediticia del país e incertidumbre sobre las sanciones contractuales.

El perfil de generación muestra cómo la introducción de las ERNC afecta a los costos marginales (ver **gráfico 5.28**). En el caso de BAU, los costos marginales se mantienen más elevados debido a la dependencia de las centrales térmicas, mientras que, en el caso de TE, con una mayor penetración de las renovables, los costos marginales disminuyen, reflejando menos dependencia de los combustibles importados.

La comparación entre los dos casos resalta las diferencias en la composición del portafolio de proyectos, la generación de energía limpia y la intensidad de las emisiones. En el caso de TE, se observa una mayor proporción de generación limpia, reducción de las emisiones y alineamiento con objetivos ambientales.

La inversión en transmisión se presenta como un elemento crucial en la transición hacia una matriz más limpia. Esta inversión se concentra en expandir la capacidad para exportar energía desde regiones con mayor generación renovable hacia los centros de carga, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia del sistema (ver gráfico 5.32).

Las inversiones en distribución se destinan en un 75 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a USD 179 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

El análisis de la prima verde destaca la diferencia en los costos marginales de expansión entre los casos BAU y TE (ver gráfico 5.31). Este indicador refleja el costo adicional asociado con la transición hacia una generación más limpia. En este contexto, se identifica una prima verde de 67 USD/MWh en la década de 2040, evidenciando los desafíos y costos adicionales para lograr una transición energética en Jamaica.

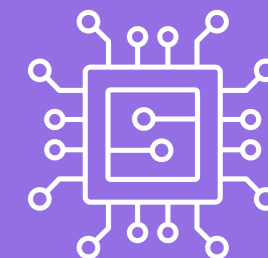
En el contexto de la transición energética jamaicana, se identifican varias acciones clave centradas en el fortalecimiento institucional y técnico de los sectores eléctricos. Este fortalecimiento puede lograrse mediante el desarrollo de estudios orientados a mejoras técnicas y regulatorias, la creación de grupos de trabajo especializados y la promoción de programas de capacitación para las autoridades y demás partes interesadas. El objetivo principal de estas acciones es cerrar las brechas de desarrollo existentes y preparar al país para enfrentar nuevos desafíos regulatorios y tecnológicos.

Además, se destaca la importancia de las nuevas tecnologías, como la descarbonización del transporte a través de la electromovilidad, y la necesidad de incorporar almacenamiento con baterías para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico. Aunque estas tecnologías aún no están maduras en términos técnico-económicos, es crucial identificarlas y prepararse para su implementación a través de inversiones iniciales en proyectos piloto.

El análisis del entorno del mercado eléctrico de Jamaica revela una baja participación de las energías renovables en la matriz de generación, con una participación cercana al 15 % en 2023. Las subastas de energía de largo plazo han sido el mecanismo utilizado para la integración de las renovables, aunque

han enfrentado problemas financieros y de diseño regulatorio. Si bien el país se ha fijado como objetivo alcanzar un 50 % de participación de ER para 2030, las proyecciones indican que podría haber retrasos debido a la dependencia de la generación basada en combustibles líquidos.

En cuanto a la regulación, es esencial trabajar con organismos como el MSETT y la OUR para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico. La generación distribuida cuenta con una regulación de facturación neta, pero la falta de incentivos ha limitado su crecimiento. Otras tecnologías, como la movilidad eléctrica, aún no ha tenido un despliegue considerable en el país y el desarrollo del hidrógeno verde no está previsto por el momento.



Finalmente, en términos de eficiencia energética, aunque se han implementado regulaciones para reducir el consumo de energía, es necesario adoptar marcos regulatorios más integrales para mejorar la eficiencia en la generación de electricidad. Estas acciones y recomendaciones son fundamentales para que Jamaica logre una transición energética efectiva y sostenible.

Referencias

- ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06*. Working Papers 58964. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). *Población, total*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- Bass, F. M. (1969). A new product growth for model consumer durables. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (abril de 2020). *Strategic framework for electric mobility*. Technical Cooperation Number JA-T1172. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2022/11/Electric-mobility-Strategic-Framework-DEF.pdf>
- BID (s.f.). *Implementación y soporte técnico para el sector energético*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/JA-T1206>
- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CME Group (s. f.). Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas. Obtenido de Energy futures and options: <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- 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)*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>

- EIA (s. f.). Jamaica. *Independent Statistics and Analysis*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/international/overview/country/JAM>
- 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
- 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>
- Gischler, C., Boeck Daza, E., Galeano, P., Ramírez, M., González, J., Cubillos, F., Hartmann, N., Pradelli, V., Márquez, J. S., Gutiérrez, J. A., Juárez Hermosillo, J. G., Alonso Rodríguez, C., Souilla, L. y Rabinovich, J. (junio de 2023). *Unlocking green and just hydrogen in Latin America and the Caribbean*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/en/unlocking-green-and-just-hydrogen-latin-america-and-caribbean>
- Gobierno de Jamaica (19 de junio de 2023). *Electric Vehicle Policy*. Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport. <https://www.mset.gov.jm/documents/electric-vehicle-policy/>
- Gobierno de Jamaica (2009). *National Renewable Energy Policy 2009-2030. Creating a sustainable future*. https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2019/07/Draft-Renewable-Energy-Policy_0.pdf
- Gobierno de Jamaica (2015). *Electricity Act*. https://our.org.jm/wp-content/uploads/2021/05/the_electricity_act_-_2015.pdf
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). *Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. Technological Forecasting and Social Change, 77(2), 279-296*.
- Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de 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.
- JPS (2011). *Distribution code. Revisado por la Office of Utilities Regulation*. The Jamaica Public Service Company. https://our.org.jm/wp-content/uploads/2021/01/jps_distribution_code_v1_-_sept_9_2011_final_-compressed.pdf
- JPS (10 de mayo de 2022). *Extraordinary rate review. Submission for 2022*. The Jamaica Public Service Company Limited. https://our.org.jm/wp-content/uploads/2022/05/ExtraOrdinary-Rate-Filing-2022_FINAL.pdf
- JPS (5 de mayo de 2023). *Annual tariff adjustment. 2023 Submission*. The Jamaica Public Service Company Limited. https://our.org.jm/wp-content/uploads/2023/05/JPS-2023-Annual-Filing_May-5-2023.pdf
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- Ministry of Energy and Mining (26 de agosto de 2010). *National Renewable Energy Policy 2009-2030*. https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2019/07/Draft-Renewable-Energy-Policy_0.pdf
- MSET (2022). *Nacional energy balance 2021*. Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport: <https://www.mset.gov.jm/documents/energy-balances/>
- MSET (2016). *Net billing, electric power wheeling and auxiliary connections Programme*. Ministry of Science, Energy and Technology. <https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2019/06/Net-Billing-Power-Wheeling-etc-Programme.pdf>
- MSET (2018). *Integrated Resources Plan 2018-2037*. Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport: <https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2020/03/2018-Jamaica-Integrated-Resource-Feb-21-2020.pdf>
- MSET (2023). *Energy efficiency and conservation policy and guidelines for public facilities, specifically for schools and hospitals*. Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport. https://www.mset.gov.jm/wp-content/uploads/2023/09/Appendix-1_Policy-and-Guidelines-on-Energy-Efficiency-and-Conservation-for-Public-Buildings-in-Jamaica-June-22-2023-Update.pdf
- MSET (s. f.). *An overview of Jamaica's electricity sector*. Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport. <https://www.mset.gov.jm/electricity-investments/>
- MSET (s.f.). *Almacenamiento con baterías en Jamaica*. Obtenido de Ministry of Science, Energy, Telecommunications and Transport. <https://www.mset.gov.jm/current-and-future-energy-investment-prospects/>

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>

Office of the Prime Minister (17 de octubre de 2018). *Jamaica to increase renewables target to 50 % - PM Holness*. Jamaica Information Services. https://jis.gov.jm/jamaica-to-increase-renewables-target-to-50-pm-holness/?utm_source=chatgpt.com

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

PNUD (s.f.). *Apoyo al transporte sostenible a través de la movilidad eléctrica*. Obtenido de <https://open.undp.org/projects/00124680>

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

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

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

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

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

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

Viscide, L. y Yépez-García, A. (2019). *Subastas de energía limpia en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/es/subastas-de-energia-limpia-en-america-latina>

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

Apéndice 1

» Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

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

Año	Gas natural	Diésel	Eólica	Solar	Batería	Total
2024	0	0	0	0	0	0
2025	28	0	0	50	0	78
2026	78,2	0	50	35,8	0	164
2027	0	0	25	40	0	65
2028	0	0	25	40	0	65
2029	0	0	50	0	0	50
2030	0	0	25	40	0	65
2031	0	0	42,3	0	0	42,3
2032	0	0	21,2	0	0	21,2
2033	100	0	13,8	0	0	113,8
2034	0	0	19,6	0	0	19,6
2035	0	0	18,3	29,3	8	55,6
2036	0	0	29,6	0	2,6	32,2

Año	Gas natural	Diésel	Eólica	Solar	Batería	Total
2037	0	0	29,1	0	12,6	41,7
2038	45	0	32,2	0	13,2	90,4
2039	0	0	34,3	0	15,4	49,7
2040	0	4,1	25	38,1	20	87,2
2041	0	0	22,1	33,7	7,6	63,4
2042	0	0	24,8	37,8	28,1	90,7
2043	0	0	35,3	0	18,6	53,9
2044	0	0	36,4	55,2	27,1	118,7
2045	55	0	34,4	52,2	24,4	166
2046	55	0	44,3	67,4	32	198,7
2047	0	0	50	75,9	40	165,9
2048	0	0	50	75,9	40	165,9
2049	5	0,1	100	75,9	40	221
2050	0	0	100	151,9	40	291,9
Total	366,2	4,2	937,7	899,1	369,6	2.576,8

CUADRO A 1.2

Cuadro A.1.2 Adiciones de capacidad en el sistema jamaicano en el caso de TE (en MW)

Año	Eólica	Solar	Batería	Eólica marítima	Total
2024	0	0	28,9	0	28,9
2025	0	84,1	0	0	84,1

Año	Eólica	Solar	Batería	Eólica marítima	Total
2026	240	0	88,4	0	328,4
2027	9,4	33,3	28,4	0	71,1
2028	30	0	9,3	0	39,3
2029	19,1	116,3	56,8	0	192,2
2030	36	40,9	7,1	0	84
2031	38,8	0	11,7	0	50,5
2032	9,5	14,4	9,2	0	33,1
2033	86,6	40	203,9	0	330,5
2034	5,5	25	0	0	30,5
2035	27,8	60	0	0	87,8
2036	8,1	40	20	0	68,1
2037	22,9	40	0	0	62,9
2038	46,8	50	0	0	96,8
2039	51,7	50	12	0	113,7
2040	16	50	46,9	0	112,9
2041	50	50	13,7	0	113,7
2042	65	50	48,2	0	163,2
2043	19,1	50	30,5	0	99,6
2044	24,4	168,5	36	70	298,9
2045	0	200	42,2	100	342,2
2046	24,4	148,5	49,9	80	302,8
2047	24,7	190,7	64,7	200	480,1
2048	123,6	237,8	309,8	100	771,2

Año	Eólica	Solar	Batería	Eólica marítima	Total
2049	59,6	90,7	87,4	0	237,7
2050	100	321,9	100	200	721,9

Año	Eólica	Solar	Batería	Eólica marítima	Total
Total	1139	2152,1	1305	750	5.346,1

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A 2.1

Generación mensual en el sistema jamaicano en el caso de BAU

Apéndice 2 - Generación mensual por tecnología

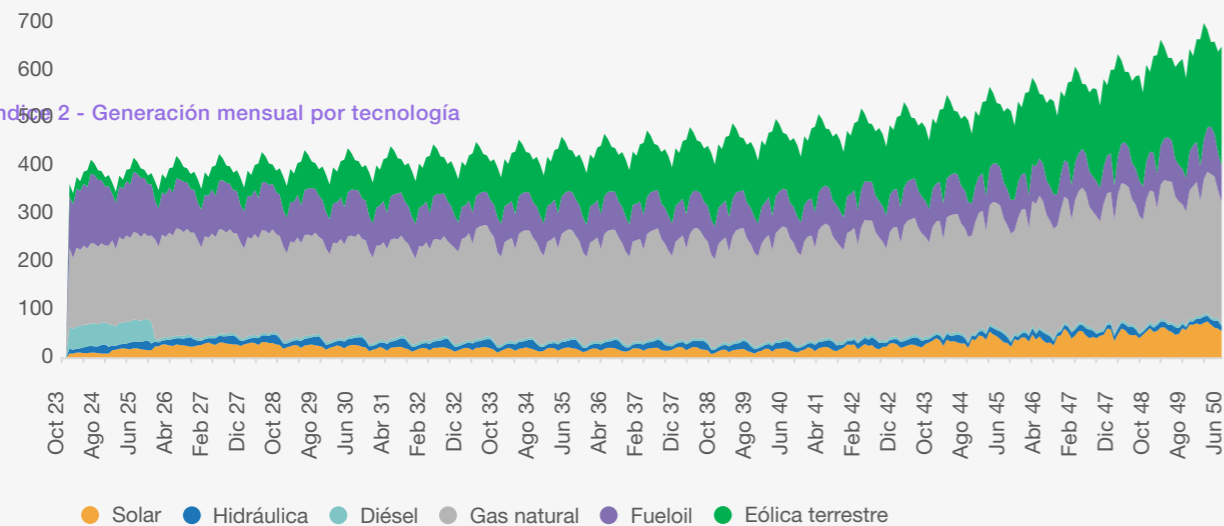
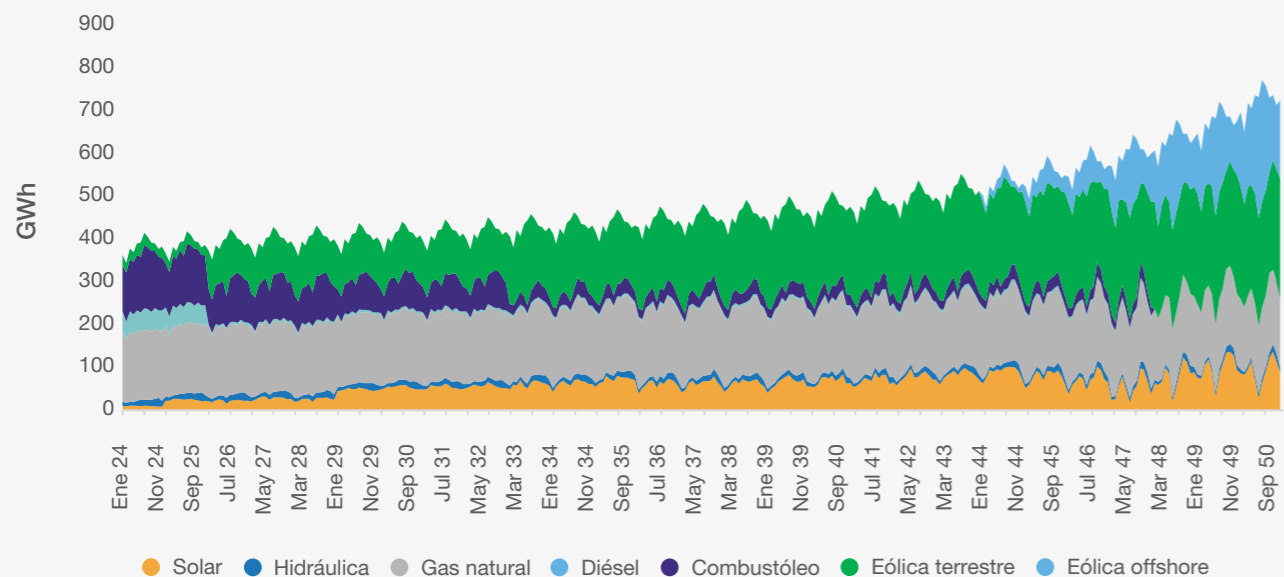


GRÁFICO A 2.2

Generación mensual en el sistema jamaicano en el caso de TE



Apéndice 3 - Inversiones en generación

Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Jamaica

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2024	37	37
2025	63	66
2026	176	372
2027	57	69
2028	56	43
2029	52	168
2030	54	73
2031	42	52
2032	21	29
2033	98	330
2034	19	22
2035	41	65
2036	29	62
2037	35	46

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2038	76	73
2039	40	89
2040	60	97
2041	44	88
2042	61	138
2043	42	75
2044	79	280
2045	139	313
2046	160	277
2047	107	497
2048	106	735
2049	152	184
2050	185	678

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2025	Gas natural (ciclo combinado)	28	24
2025	Solar	50	39
2026	Eólica	50	55
2026	Gas natural (ciclo combinado)	78	94
2026	Solar	36	27
2027	Eólica	25	27

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2027	Solar	40	30
2028	Eólica	25	27
2028	Solar	40	29
2029	Eólica	50	52
2030	Eólica	25	26
2030	Solar	40	28
2031	Eólica	42	42
2032	Eólica	21	21
2033	Eólica	14	13
2033	Gas natural (ciclo abierto)	100	85
2034	Eólica	20	19
2035	Batería (2h)	8	5
2035	Eólica	18	17
2035	Solar	29	19
2036	Batería (2h)	3	2
2036	Eólica	30	28
2037	Batería (2h)	13	8
2037	Eólica	29	27
2038	Batería (2h)	13	8
2038	Eólica	32	29
2038	Gas natural (ciclo abierto)	45	38
2039	Batería (2h)	15	9
2039	Eólica	34	31
2040	Batería (2h)	20	12
2040	Diésel	4	3

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Eólica	25	23
2040	Solar	38	23
2041	Batería (2h)	8	4
2041	Eólica	22	20
2041	Solar	34	20
2042	Batería (2h)	28	17
2042	Eólica	25	22
2042	Solar	38	22
2043	Batería (2h)	19	11
2043	Eólica	35	31
2044	Batería (2h)	27	16
2044	Eólica	36	32
2044	Solar	55	31
2045	Batería (2h)	24	14
2045	Eólica	34	30
2045	Gas natural (ciclo combinado)	55	66
2045	Solar	52	29
2046	Batería (2h)	32	18
2046	Eólica	44	39
2046	Gas natural (ciclo combinado)	55	66
2046	Solar	67	37
2047	Batería (2h)	40	23
2047	Eólica	50	43
2047	Solar	76	41
2048	Batería (2h)	40	23

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Eólica	50	43
2048	Solar	76	40
2049	Batería (2h)	40	22
2049	Eólica	100	86
2049	Gas natural (ciclo combinado)	5	4
2049	Solar	76	40
2050	Batería (2h)	40	22
2050	Eólica	100	85
2050	Solar	152	78

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Batería (4h)	29	37
2025	Solar	84	66
2026	Batería (4h)	88	107
2026	Eólica	240	265
2027	Batería (4h)	28	34
2027	Eólica	9	10
2027	Solar	33	25
2028	Batería (4h)	9	11
2028	Eólica	30	32
2029	Batería (4h)	57	65
2029	Eólica	19	20
2029	Solar	116	83

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2030	Batería (4h)	7	8
2030	Eólica	36	37
2030	Solar	41	29
2031	Batería (4h)	12	13
2031	Eólica	39	39
2032	Batería (4h)	9	10
2032	Eólica	10	9
2032	Solar	14	10
2033	Batería (4h)	204	219
2033	Eólica	87	84
2033	Solar	40	27
2034	Eólica	6	5
2034	Solar	25	16
2035	Eólica	28	26
2035	Solar	60	39
2036	Batería (6h)	20	29
2036	Eólica	8	8
2036	Solar	40	25
2037	Eólica	23	21
2037	Solar	40	25
2038	Eólica	47	43
2038	Solar	50	31
2039	Batería (4h)	12	12
2039	Eólica	52	47
2039	Solar	50	30
2040	Batería (4h)	32	32

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Batería (6h)	15	21
2040	Eólica	16	14
2040	Solar	50	30
2041	Batería (4h)	14	14
2041	Eólica	50	45
2041	Solar	50	29
2042	Batería (4h)	38	38
2042	Batería (6h)	10	14
2042	Eólica	65	58
2042	Solar	50	29
2043	Batería (4h)	30	30
2043	Eólica	19	17
2043	Solar	50	29
2044	Batería (6h)	36	49
2044	Eólica terrestre	24	21
2044	Eólica marítima	70	115
2044	Solar	169	95
2045	Batería (4h)	42	41
2045	Eólica marítima	100	161
2045	Solar	200	111
2046	Batería (4h)	50	48
2046	Eólica terrestre	24	21
2046	Eólica marítima	80	127
2046	Solar	149	81
2047	Batería (4h)	65	62
2047	Eólica terrestre	25	21

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2047	Eólica marítima	200	312
2047	Solar	191	102
2048	Batería (4h)	160	151
2048	Batería (6h)	150	198
2048	Eólica terrestre	124	106
2048	Eólica marítima	100	153
2048	Solar	238	126
2049	Batería (4h)	77	73
2049	Batería (6h)	10	13
2049	Eólica terrestre	60	51
2049	Solar	91	47
2050	Batería (6h)	100	131
2050	Eólica terrestre	100	85
2050	Eólica marítima	200	297
2050	Solar	322	165

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Jamaica (MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	4	4
2026	13	21
2027	17	24
2028	20	26
2029	23	36
2030	26	40
2031	29	43
2032	30	44
2033	36	61
2034	37	62
2035	40	67
2036	42	70
2037	44	73

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	49	78
2039	52	84
2040	57	90
2041	60	95
2042	65	103
2043	68	108
2044	74	123
2045	83	141
2046	94	156
2047	103	180
2048	112	219
2049	124	231
2050	140	267

Apéndice 5

» Mapas del potencial renovable eólico y solar en Jamaica

FIGURA A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Jamaica

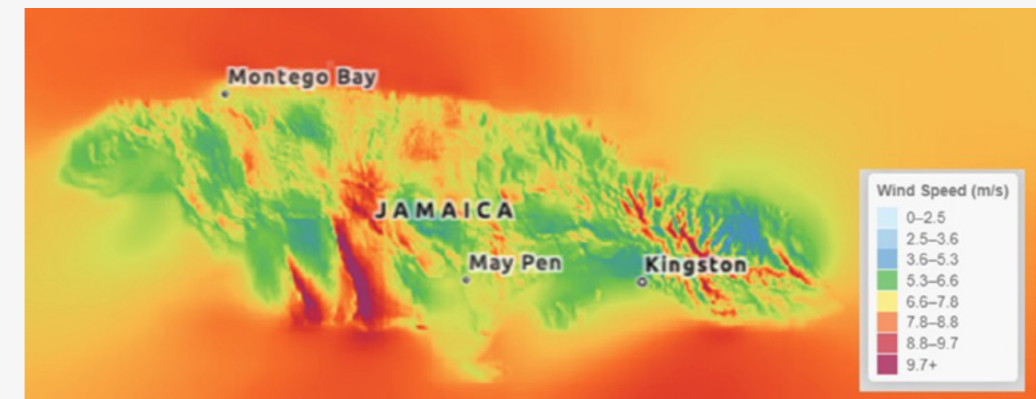


FIGURA A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico de Jamaica



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 climático⁷. 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

⁷ 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>).

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:

- ▶ **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

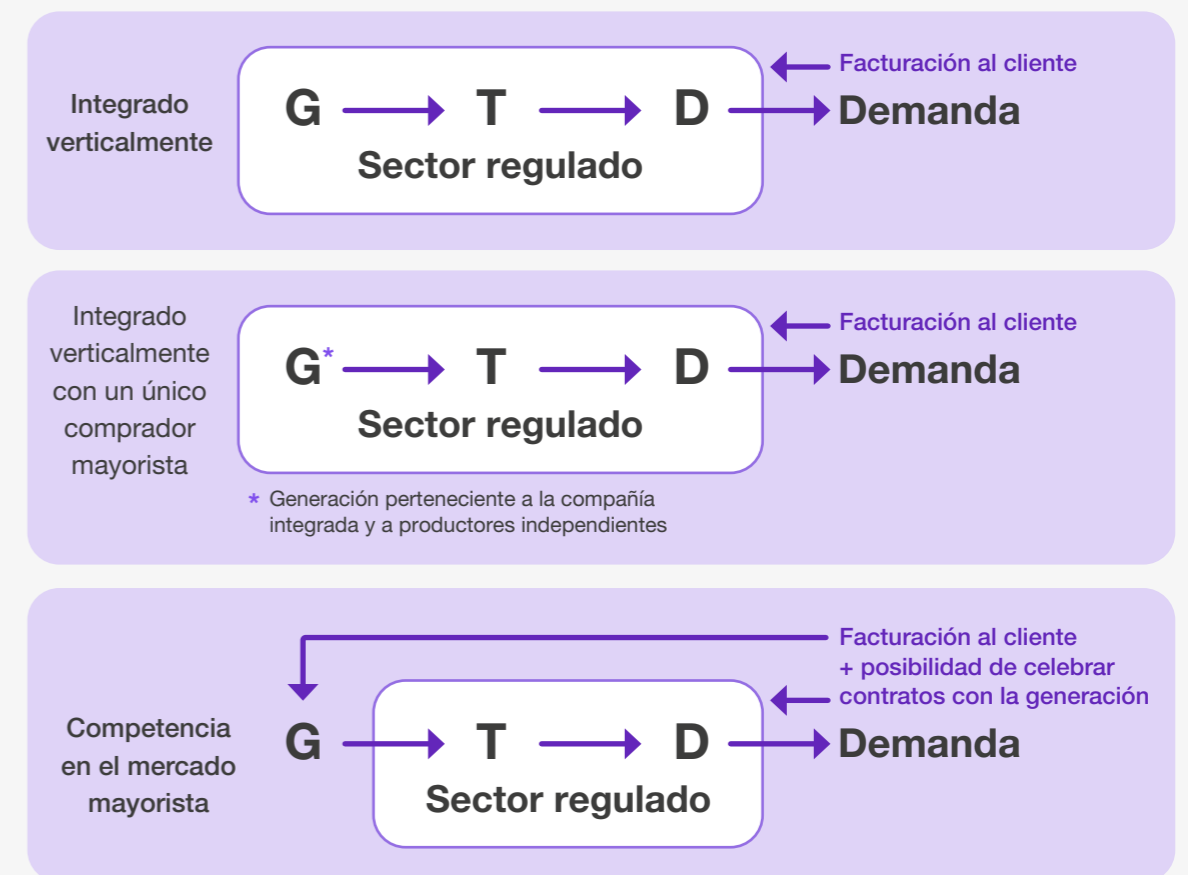
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

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.

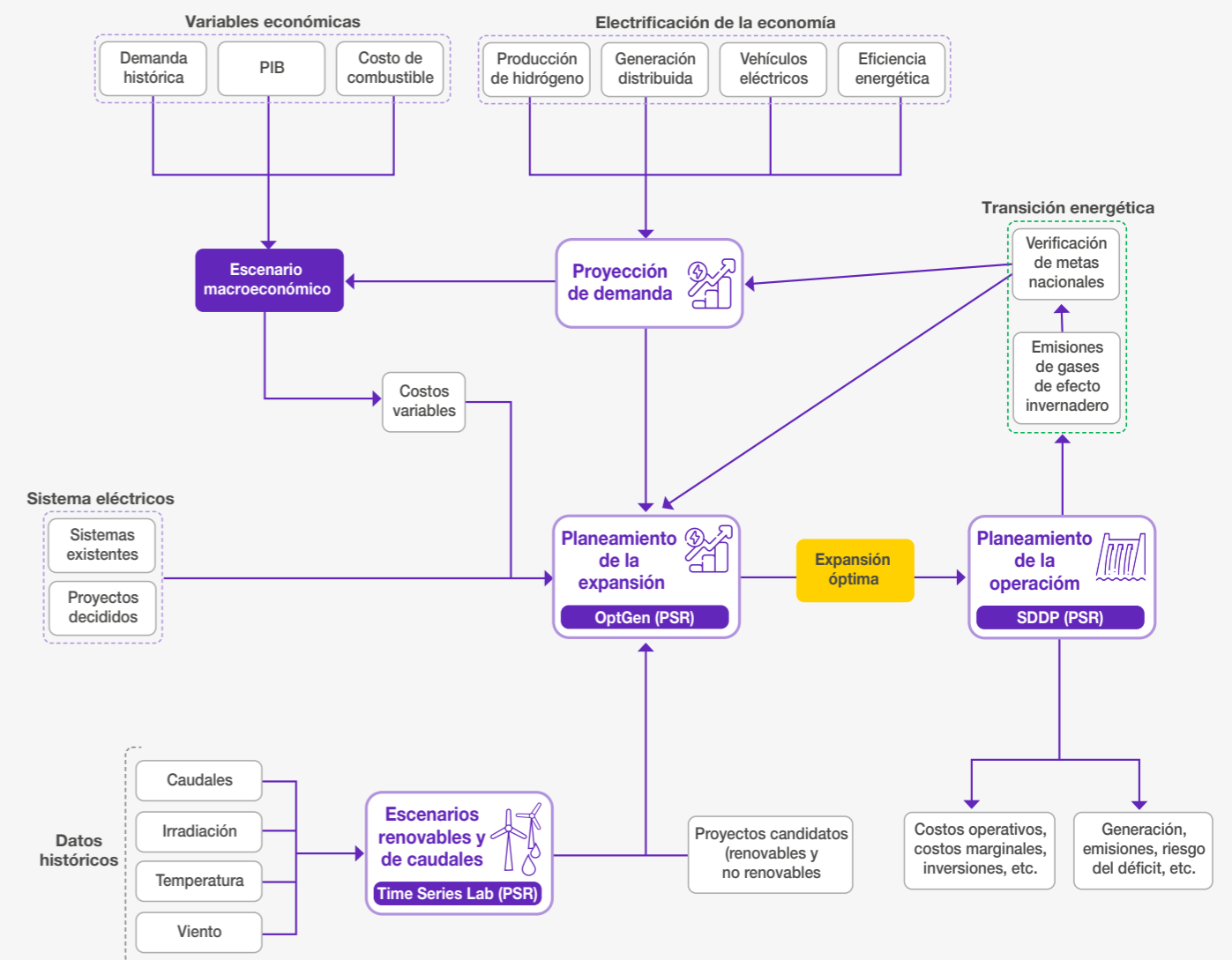
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

▶ Etapa 1. Escenarios de demanda

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

A. Demanda “tradicional” de electricidad

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

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

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

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

C. Emisiones de referencia

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

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

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

Estos equipos incluyen las fuentes renovables (como la eólica, solar y biomasa; las hidroeléctricas; las termoeléctricas a GN, carbón, nuclear etc.) y los recursos de almacenamiento: embalses de las plantas hidroeléctricas, plantas de bombeo (ciclo abierto y cerrado) y baterías.

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

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

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

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

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

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

Función objetivo

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

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

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

Criterios de confiabilidad

Las fallas de suministro pueden ocurrir por problemas de suministro en la demanda de energía (MWh) o de la carga (MW). Las fallas de energía (racionamiento) en general resultan de sequías severas o problemas de suministro externo de combustible y tienen duración de semanas o meses. A su vez, las fallas de carga (apagones) resultan de quiebres de generadores o circuitos y tienen duración de algunas horas. La mayoría de los países tienen criterios de confiabilidad de suministro relacionados con uno o ambos tipos de falla.

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

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

Procedimiento de solución del problema de expansión

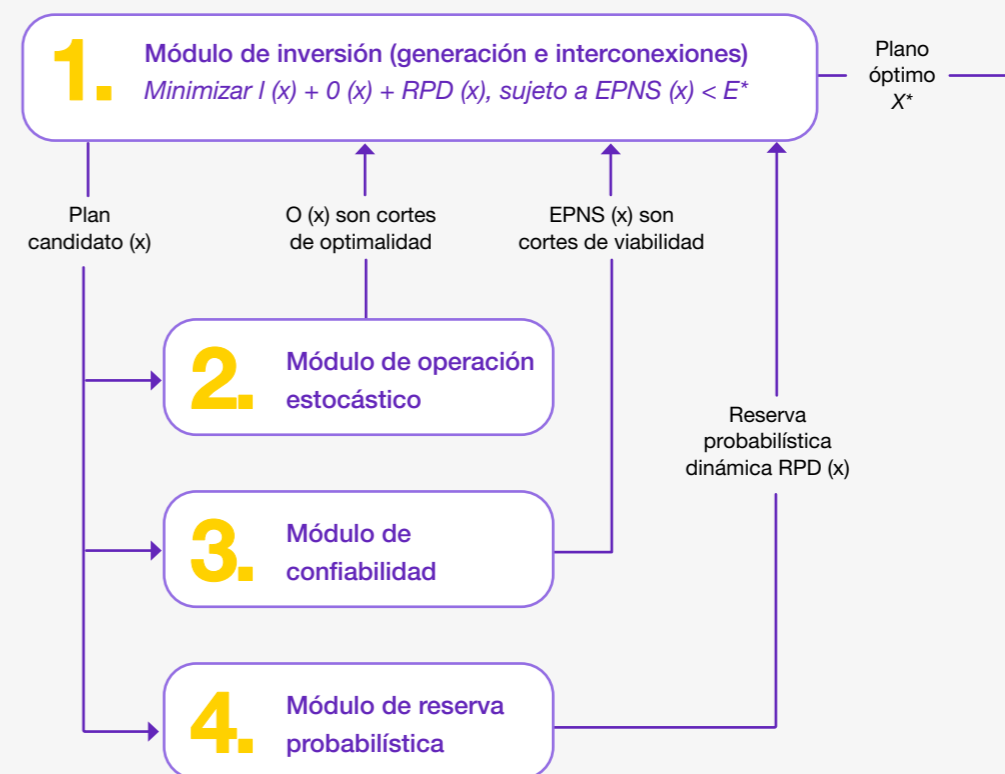
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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

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

FIGURA A 7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



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

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

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

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

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

► Etapa 5. Cálculo de la prima verde

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

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

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

Siendo:

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

TD_t : la demanda total anual, en MWh;

t : el periodo de amortización, en años;

T : el horizonte del estudio, en años;

tx_a : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

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

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

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

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

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

► Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

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

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

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



Pronóstico de la demanda

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

► Modelos de proyección de la demanda energética

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



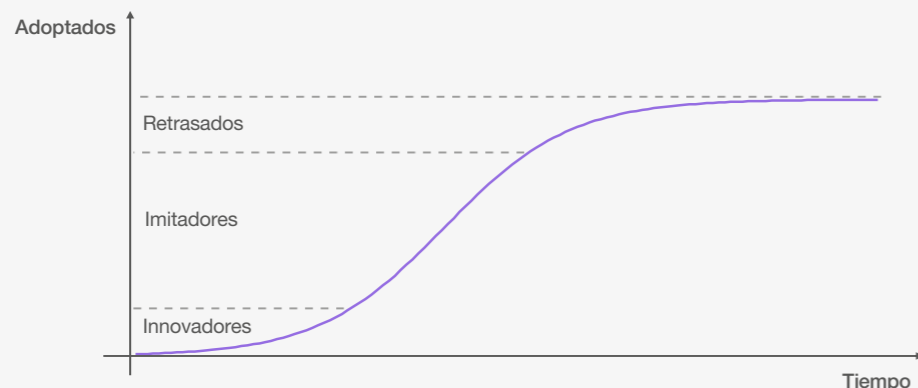
Generación distribuida

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):

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

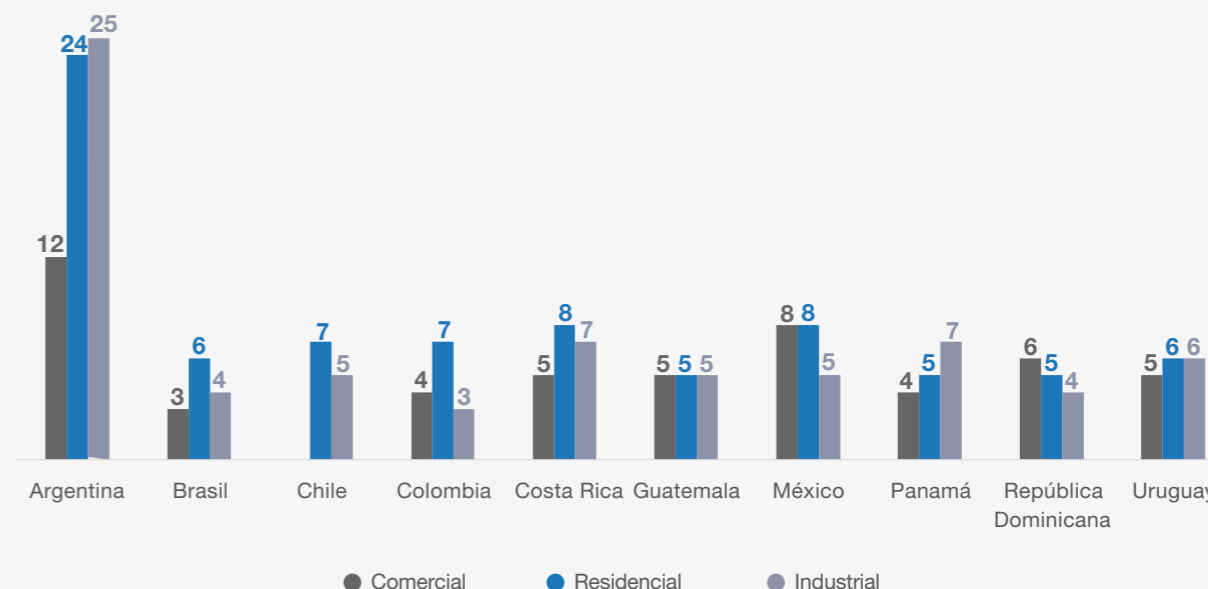
SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

TMP: 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.

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



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

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO⁸ 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 aumentarían 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 Jamaica, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

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

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

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

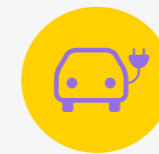
⁸ El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

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



Electromovilidad

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

La electrificación vehicular también representa un desafío adicional para el sector eléctrico debido a la creciente demanda de energía necesaria para abastecer a los nuevos vehículos. Además, dadas las características de esta

tecnología, se requieren inversiones para reforzar las redes de transmisión y distribución a fin de evitar posibles sobrecargas en el sistema.

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

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

Siendo:

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

p : el coeficiente de innovación;

q : el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A 8.2

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

ETAPA 1

Proyección de la demanda en el sector del transporte de cada país, utilizando técnicas de regresión lineal con base en variables socioeconómicas relevantes (PIB y población).

ETAPA 2

Análisis de los balances energéticos de cada país para evaluar la proporción de participación de la electricidad en la demanda del sector del transporte

ETAPA 3

Calibración de los parámetros de imitación e innovación a partir de metas de electrificación del sector del transporte.

ETAPA 4

Proyección de la demanda de electricidad en el sector del transporte debido a la electrificación de parte de la flota en el largo plazo a partir de la aplicación del modelo de difusión.

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:

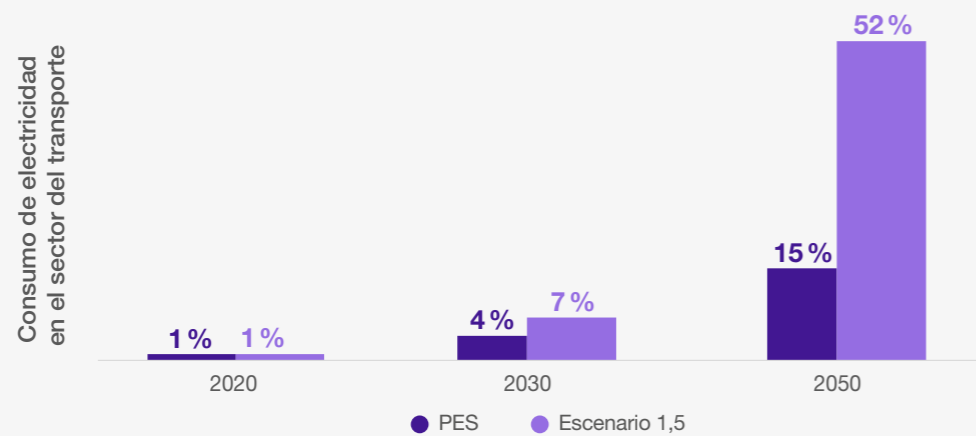
- A.** Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.

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





Hidrógeno verde

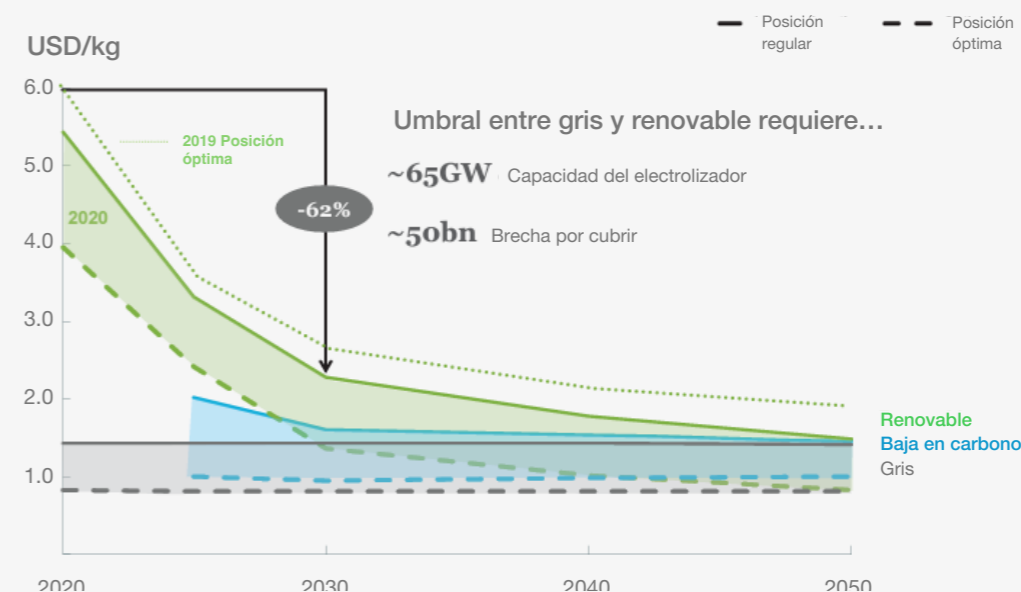
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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/kg⁹. 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.

⁹ El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

GRÁFICO A 8.3

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

Utilizando estos parámetros, se realizan proyecciones para la inserción del hidrógeno en las economías de los países analizados, sea por razones puramente económicas o a través de políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte de las empresas privadas. Para elaborar dicha proyección, se propone considerar las características individuales de cada país (por ejemplo, la demanda industrial), además de las políticas públicas o metas de reducción de las emisiones por parte del gobierno o de empresas privadas. Las estimaciones se pueden basar, por ejemplo, en estudios existentes específicos sobre el tema en cada país. Para el potencial de exportación, se considera que el hidrógeno se produce sin conexión a la red (modalidad *off-grid*).

para reducir costos y cumplir con los criterios ambientales más estrictos; por lo tanto, no se considera en los ejercicios de expansión de los sistemas.

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

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



Eficiencia energética

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

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

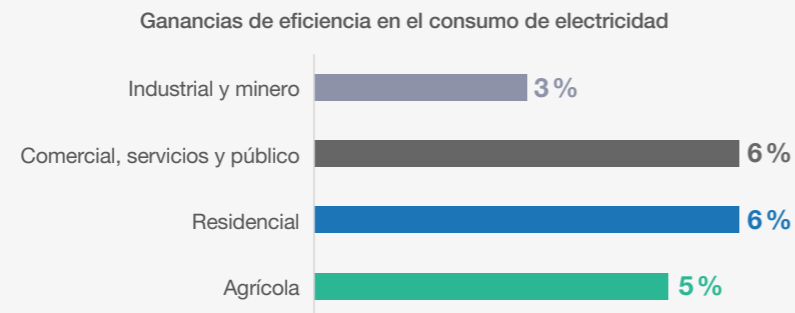
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

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

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

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

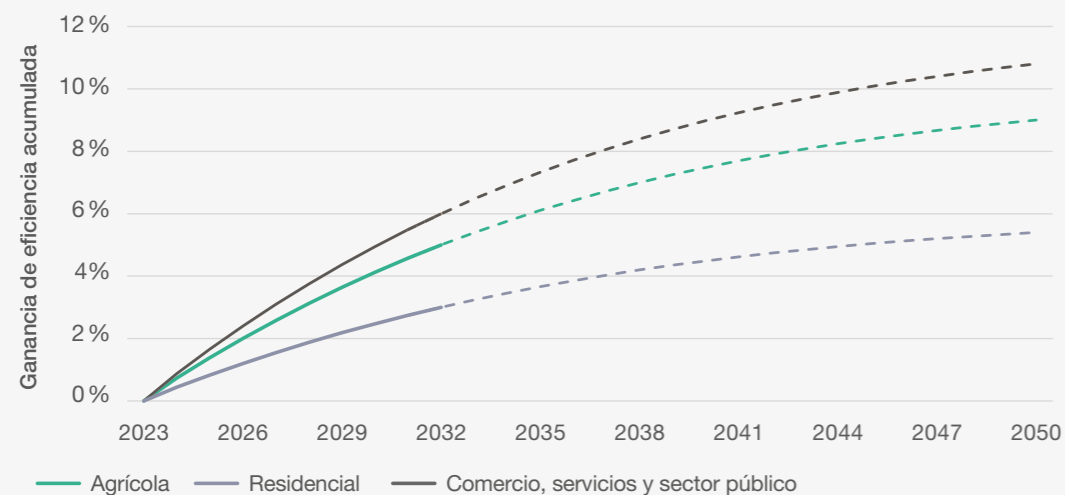


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



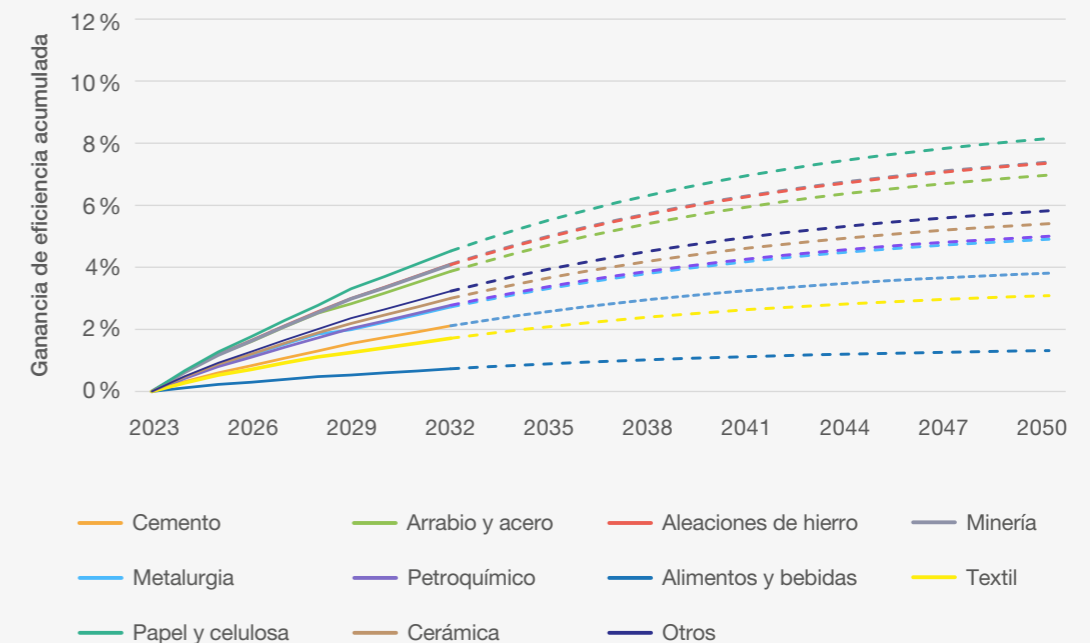
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

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

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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



Pronóstico de precios de los combustibles

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

La proyección de precios de dichos combustibles típicamente incluye una estimación de los costos de compra del producto *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.

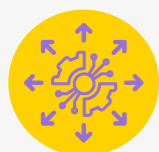
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas 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.8.2¹⁰.

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.

¹⁰ Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.

► Cálculo de las inversiones en transmisión

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

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

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

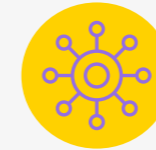
Siendo:

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

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

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

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



Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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

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

Para obtener las necesidades de inversión, las estimaciones de costos se han focalizado en el impacto de la transición energética en los sistemas de distribución de energía eléctrica de cada país. En particular, el análisis se centra en el efecto que tienen dos tecnologías alienadas con la descarbonización —la generación distribuida y la electromovilidad— y sus consecuencias, que son cuantificables. Se ha analizado:

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

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

▶ Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

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

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

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

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

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

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

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

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

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI



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

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

Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

- ▶ Se considera un medidor inteligente monofásico por cada usuario-generador residencial y un medidor inteligente trifásico por cada usuario-generador industrial. A ello se suma, un medidor monofásico y uno trifásico cada dos usuarios-generadores comerciales.

Por otro lado, en aquellos casos en los que la penetración de medidores inteligentes se encuentre actualmente en un nivel avanzado, los nuevos medidores corresponderán únicamente a:

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

Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

- ▶ Se consideran inversiones en colectores de datos de mediciones, en proporción de 1 colector por cada 50 medidores (GTD, 2016).

- ▶ Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- ▶ No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- ▶ Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA¹¹. 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.

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.

¹¹ SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition*).

CUADRO A 8.3

Costos considerados para la inserción de GD

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

Nota: La tecnología PLC AF consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de despacho.
Fuente: GTD (2016).

Para calcular la cantidad de prosumidores o usuarios-generadores residenciales, comerciales e industriales, se utilizaron las proyecciones anuales de GD instalada por país, efectuadas para cada sector. Realizando el cociente entre dichas proyecciones y una capacidad instalada promedio de una instalación de GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para Jamaica 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	30	3

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 Jamaica, 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	128	534	11.269
2040	332	1.550	32.835
2050	522	2.222	56.739

▶ 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

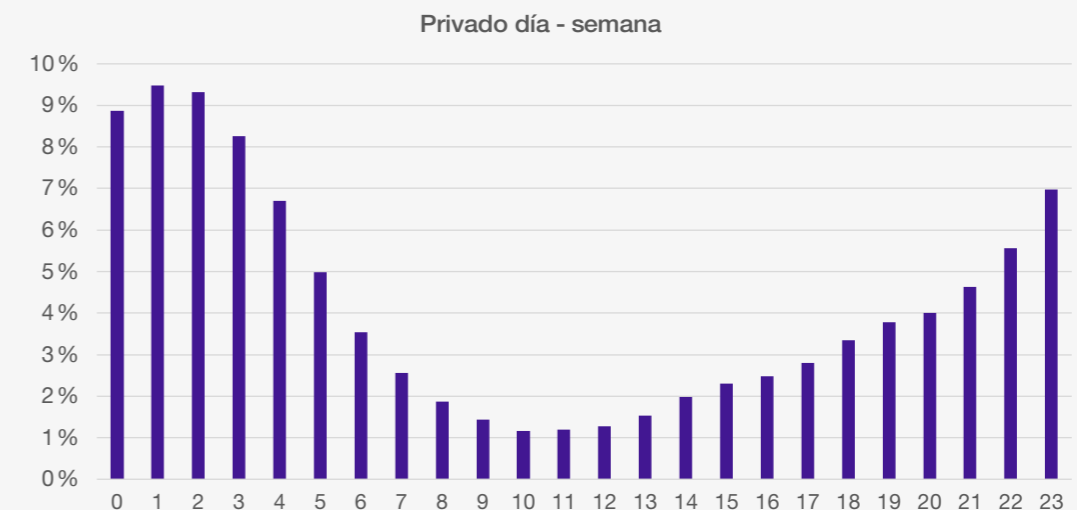
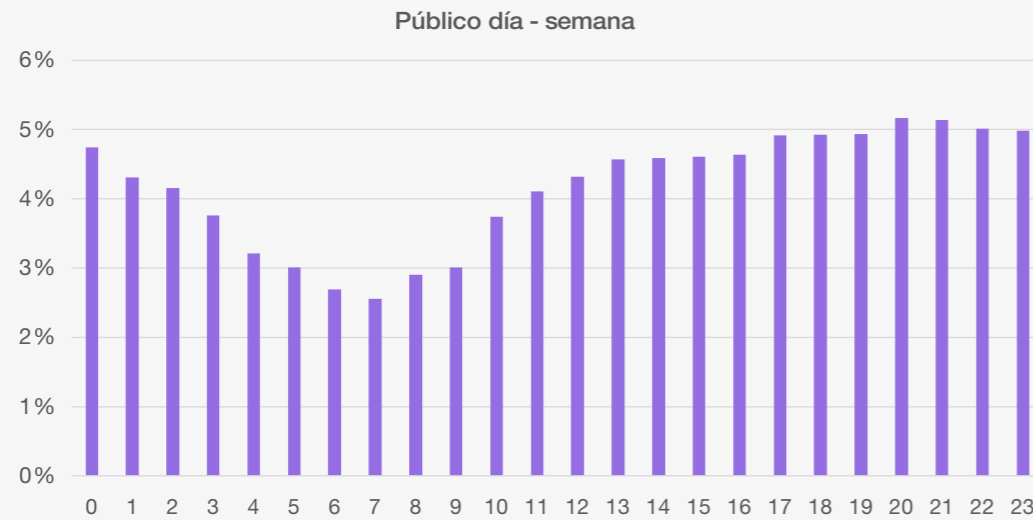


GRÁFICO A 8.8

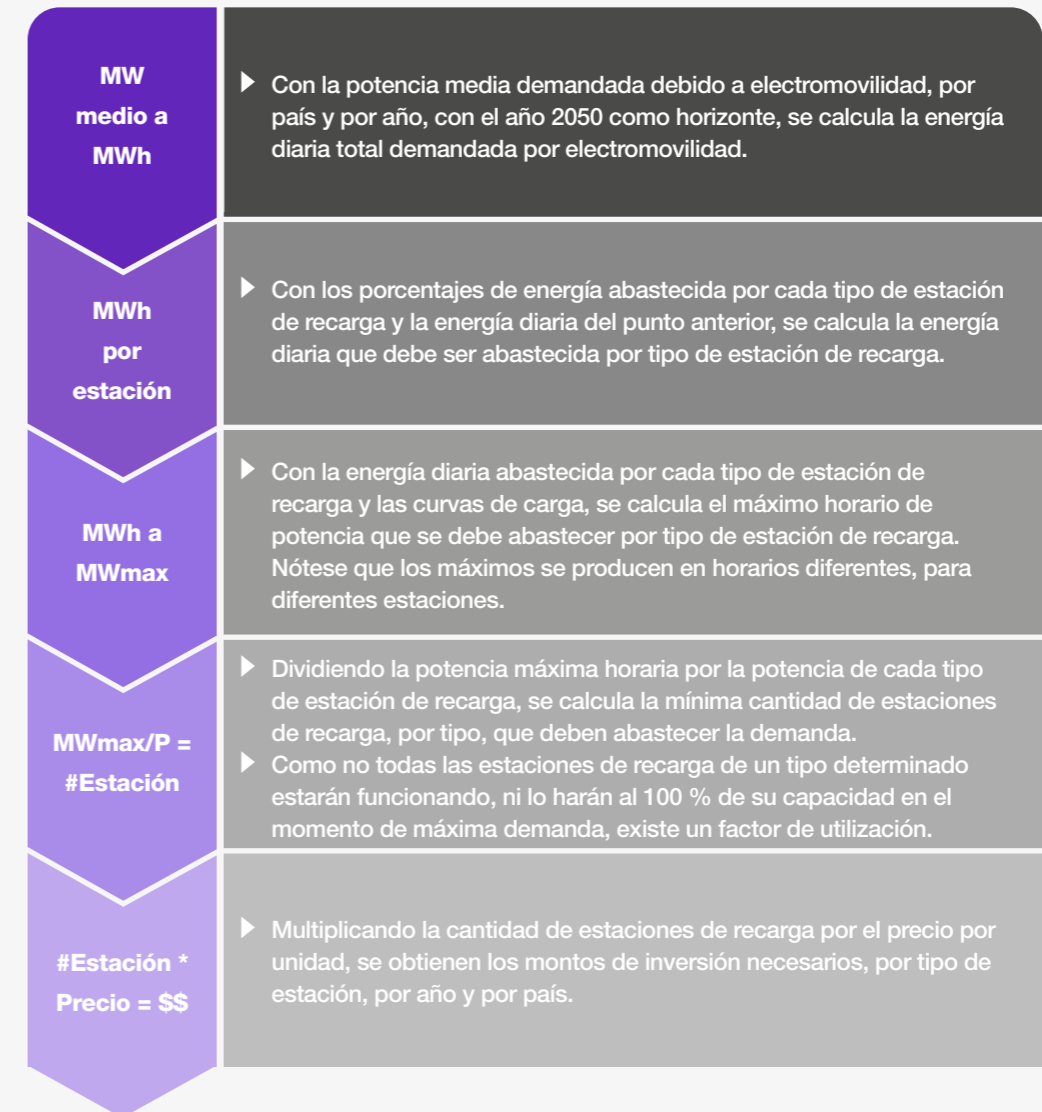
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



▶ Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

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

se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

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

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

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

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

CUADRO A 8.8

Datos de distribuidoras de Chile

Distribuidora	Densidad Clientes/km	kW MT + BT	VNR [millones pesos]	VNR [millones USD]	VNR [USD/kW]
Enel	112,8	2.453.199	1.188.315	1.563,6	637,4
EEPA	107,6	57.221	29.224	38,5	672,0
EEC	77,4	16.387	14.191	18,7	1.139,5

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.

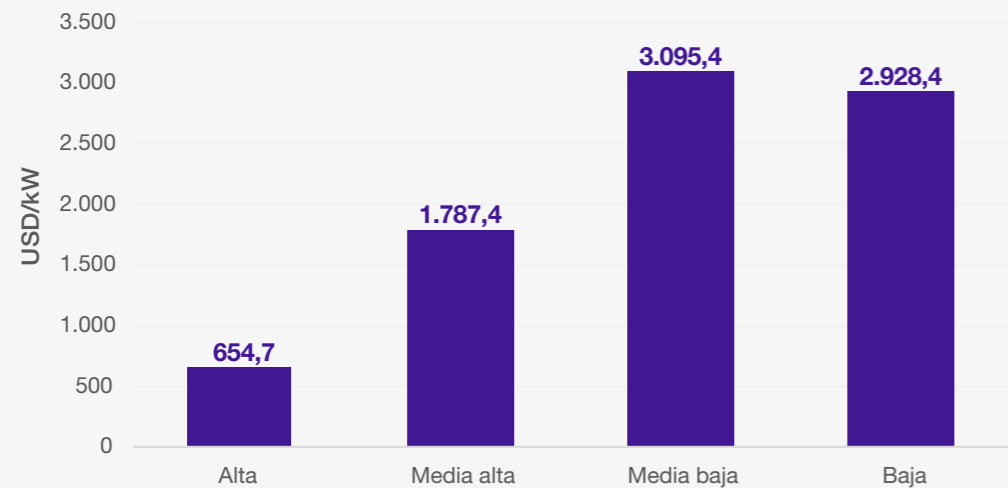
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

