

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

Costa Rica

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 Costa Rica

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

Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital

Antonio Silveira
Sandra Conde
Frank Vanoy
Ernesto Rimari

Coordinador de la publicación

Juan Ríos

Autores

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

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



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

La transición energética de América Latina y el Caribe

Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

Contexto actual y caminos para el futuro Costa Rica

Resumen ejecutivo



Introducción



Caracterización del sistema eléctrico de Costa Rica

Caracterización del país y su matriz energética	31
Marco institucional y agentes del sector	32
Caracterización del sistema de generación	34
Caracterización del sistema de transmisión	38



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética	38
Estructura y funcionamiento sectorial	43
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	46
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	



Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición	60
Proyección de los precios de los combustibles	62
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	67
Supuestos adoptados en la expansión del sistema	72
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 Costa Rica

Caso de BAU	89
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Caso de transición energética	100
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
Comparación de los casos de BAU y TE	110
Inversiones en transmisión	118
Inversiones en distribución	121
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	



Ejes de acción
en Costa Rica

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 Costa Rica	40
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	61
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	69
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	70
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Costa Rica	133
Figura 2.1	Representación del sistema de transmisión en 2021	36
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Costa Rica	119
Figura 6.1	Ejes de actuación para la transición energética de América Latina y Caribe	131

ÍNDICE DE GRÁFICOS

▼

Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada tecnología a finales de 2023	34
Gráfico 3.1	Avances en la aplicación de recursos energéticos inteligentes en Costa Rica 2021	53
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	64
Gráfico 4.2	Proyección de los precios de los combustibles adoptado en este estudio	64
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	66
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	66
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	67
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	71
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	71
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	73
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	74
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	75

Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	76
Gráfico 4.12	Datos de proyectos de GD instalados en Costa Rica	77
Gráfico 4.13	Curva de adopción de la generación distribuida	78
Gráfico 4.14	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	79
Gráfico 4.15	Proyección de la demanda en el sector del transporte	80
Gráfico 4.16	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	81
Gráfico 4.17	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	82
Gráfico 4.18	Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial	82
Gráfico 4.19	Producción de hidrógeno verde en Costa Rica	84
Gráfico 4.20	Consumo de electricidad de los electrolizadores en Costa Rica	84
Gráfico 4.21	Distribución de demanda en los sectores de la economía costarricense	85
Gráfico 4.22	Proyección de las ganancias de eficiencia	86
Gráfico 4.23	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	87

Gráfico 5.1	Evolución de la canasta de capacidad instalada en el sistema costarricense en el caso de BAU	90
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema costarricense hasta 2050 en el caso de BAU	91
Gráfico 5.3	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema costarricense en el caso de BAU	91
Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema costarricense en 2024	93
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema costarricense en 2024	93
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema costarricense en 2024	94
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema costarricense en el caso de BAU	95
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema costarricense en el caso de BAU	96
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema costarricense para el año 2050 en el caso de BAU	96
Gráfico 5.10	Importaciones y exportaciones anuales en el sistema costarricense	97
Gráfico 5.11	Costos marginales anuales en el sistema costarricense en el caso de BAU	98
Gráfico 5.12	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema costarricense en el caso de BAU	99

Gráfico 5.13	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema costarricense en el caso de TE	101
Gráfico 5.14	Evolución de la capacidad instalada en el sistema costarricense hasta 2050 en el caso de TE	101
Gráfico 5.15	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema costarricense en el caso de TE	102
Gráfico 5.16	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema costarricense en el caso de TE	103
Gráfico 5.17	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema costarricense en el caso de TE	104
Gráfico 5.18	Despacho típico diario en el sistema costarricense para el año 2040 en el caso de TE	105
Gráfico 5.19	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema costarricense en caso de TE	107
Gráfico 5.20	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema costarricense en el caso de TE	107
Gráfico 5.21	Despacho típico diario en el sistema costarricense para el año 2050 en el caso de TE	108
Gráfico 5.22	Costos marginales anuales en el sistema costarricense en el caso de TE	109
Gráfico 5.23	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema costarricense en el caso de TE	110

Gráfico 5.24	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema costarricense	111
Gráfico 5.25	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema costarricense en los casos de BAU	112
Gráfico 5.26	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema costarricense	113
Gráfico 5.27	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema costarricense en los casos de BAU y TE	114
Gráfico 5.28	Comparación de los costos marginales en el sistema costarricense en los casos de BAU y TE	115
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de inversión en generación	116
Gráfico 5.30	Evolución de los costos de operación	116
Gráfico 5.31	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Costa Rica	118
Gráfico 5.32	Inversiones en el sistema de transmisión costarricense por década	120
Gráfico 5.33	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	121
Gráfico 5.34	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	122
Gráfico 5.35	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	123

Gráfico 5.36	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	124
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	125
Gráfico 5.38	Inversiones anuales en la red de distribución	126

Abreviaciones

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BAU	Continuidad
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CONACE	Comisión Nacional de Conservación de Energía
CSP	Solar 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
ICE	Instituto Costarricense de Energía
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MM	Mercado mayorista
MUSD	Millones de dólares estadounidenses

MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
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 Costa Rica, 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 de transición energética en Costa Rica revela brechas y áreas de mejora en varios aspectos. En el ámbito de las energías renovables no convencionales (ERNC), se destaca la falta de un régimen específico para la promoción de estas energías mediante inversión privada, así como la ausencia de objetivos preestablecidos y un marco regulatorio adecuado. En cuanto a la eficiencia energética, se ha identificado la necesidad de actualizar el Programa Nacional de Conservación de Energía y mejorar la implementación y seguimiento de las normas para la eficiencia de los equipos.

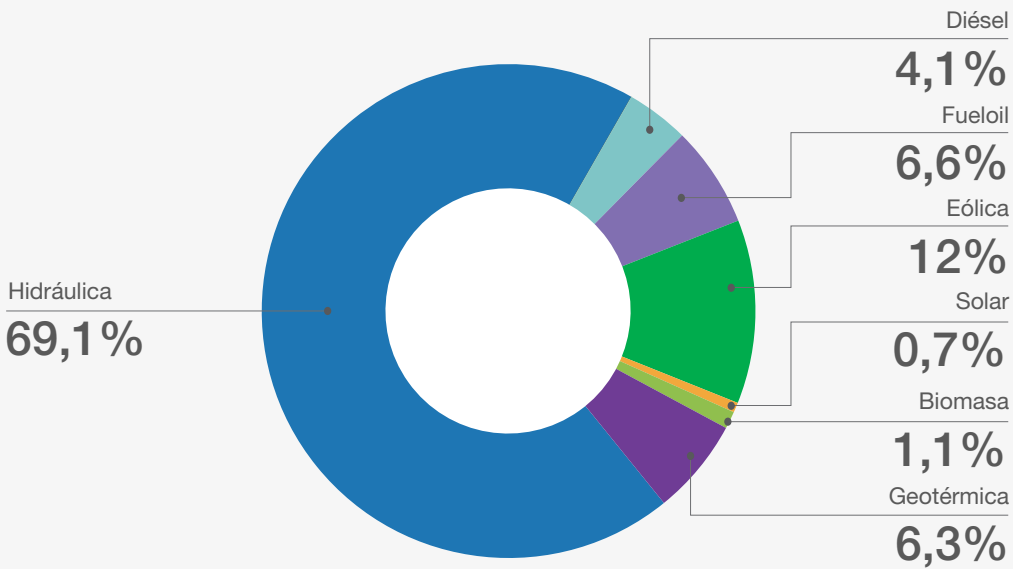
En lo que respecta a la electromovilidad, se requiere la modificación de una ley vigente para la implementación de incentivos temporales para los vehículos eléctricos y la creación de una plataforma de apoyo técnico para los usuarios. A pesar de la publicación de una estrategia nacional de hidrógeno verde, aún se espera la aprobación y reglamentación de una ley que promueva su implementación completa. En cuanto a las redes y la medición inteligentes, se evidencia la falta de estrategias y planes propios por parte de las empresas distribuidoras, así como la escasez de análisis del costo-beneficio en este campo.

La introducción del gas natural como vector de transición enfrenta obstáculos debido a la moratoria vigente sobre la perforación para exploración o explotación de combustibles fósiles. Además, aunque se han definido marcos regulatorios para el almacenamiento con baterías, se necesitan medidas específicas para su implementación y desarrollo.

El sistema eléctrico de Costa Rica se destaca por estar casi en su totalidad compuesto por fuentes renovables, especialmente plantas hidroeléctricas, que representaban casi el 70 % de la matriz de generación del país, con aproximadamente 2,3 GW instalados al cierre de 2023. La segunda fuente con mayor capacidad instalada son las plantas eólicas, con 400 MW, lo que supone el 12 % del total.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada del sistema costarricense en 2023

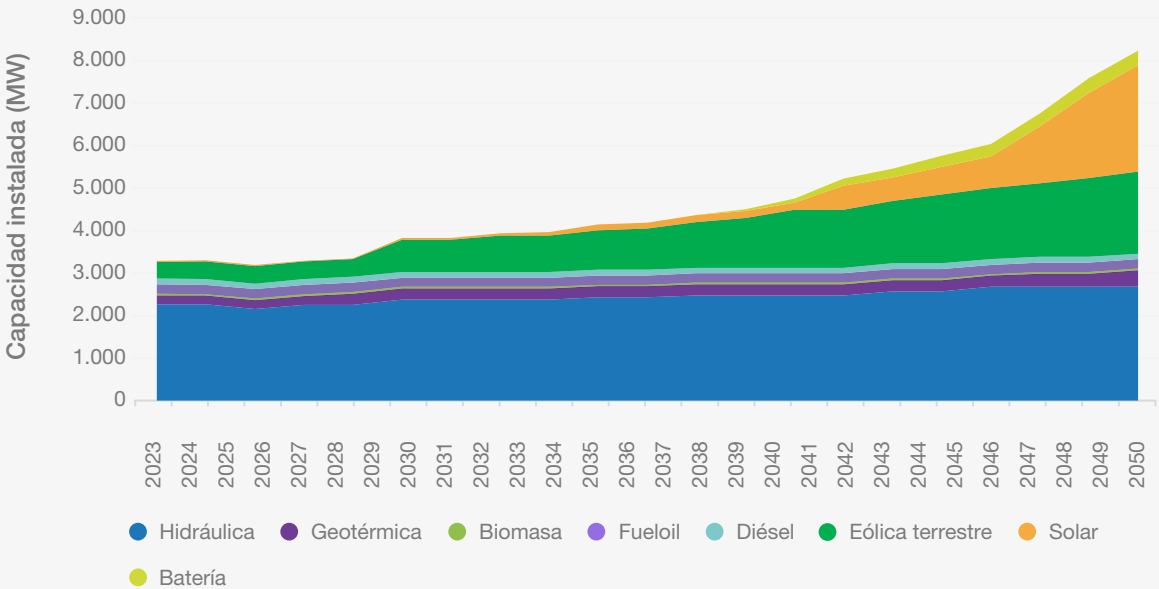


Fuente: ARCENNR (2022a)

Las simulaciones realizadas para el sistema eléctrico muestran que, en el caso de BAU, las principales adiciones durante el periodo de estudio corresponden a fuentes renovables, en especial plantas solares, que agregarían 2,4 GW. Al final del horizonte, hay algunas inversiones en baterías, con 340 MW adicionados. Estos activos complementan los servicios que brindan las centrales hidroeléctricas al compensar la intermitencia de las centrales renovables no convencionales. La mayor parte del potencial para instalar centrales de ERNC se ubica en el noroeste del país. Al final del período analizado, el sistema alcanza aproximadamente 8,4 GW de capacidad instalada, siendo las plantas solares e hidroeléctricas las principales fuentes de generación del país. El gráfico 2 presenta la evolución de la capacidad instalada en el sistema costarricense hasta 2050 en el caso de BAU. En este escenario, las inversiones necesarias estimadas para generación ascienden a un total de USD 5.760 millones.

GRÁFICO 2

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



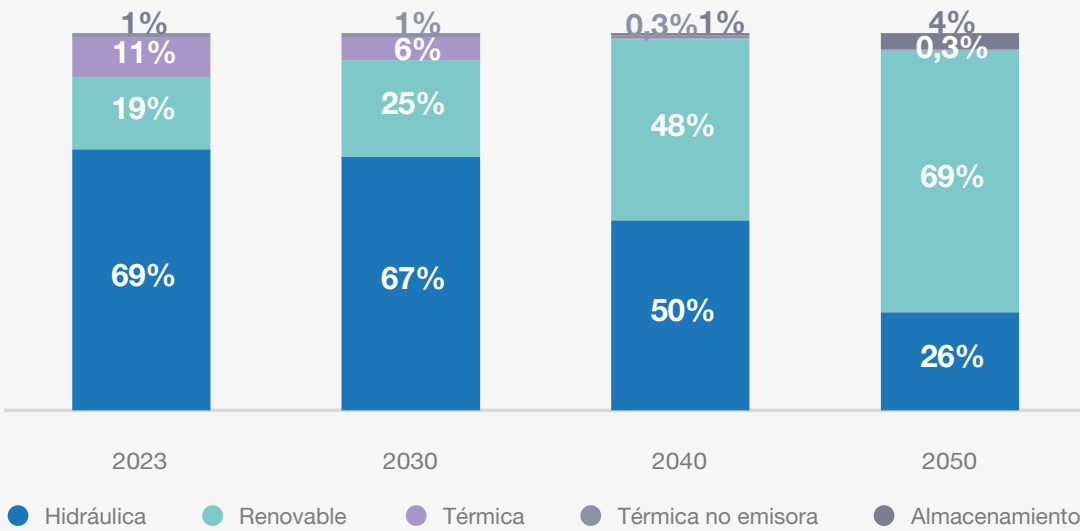
En el caso de TE, se observa un aumento de la demanda de aproximadamente el 15 % hasta el final del período de análisis, debido a una premisa de mayor producción de hidrógeno verde junto con un crecimiento de la flota de vehículos eléctricos. Esto resulta en un incremento de capacidad de todas las fuentes en el país, especialmente las plantas solares, con 4,8 GW añadidos (frente a los 2,4 GW en el caso de BAU).

Además, el sistema de Costa Rica cuenta con un porcentaje poco significativo de centrales termoeléctricas, alrededor del 11 %. El objetivo en el caso de TE es desmantelar estos activos, que se utilizan como respaldo, de manera que las emisiones de gases de efecto invernadero sigan siendo nulas, como ya sucedía a finales de 2023.

Esa meta se alcanza al inicio de la década de 2040, cuando las energías renovables (principalmente la solar) comienzan a tener una participación más significativa en la matriz de capacidad instalada, convirtiéndose en las principales fuentes de generación de energía eléctrica. El aumento en la demanda de electricidad en el escenario de transición en comparación

GRÁFICO 3

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



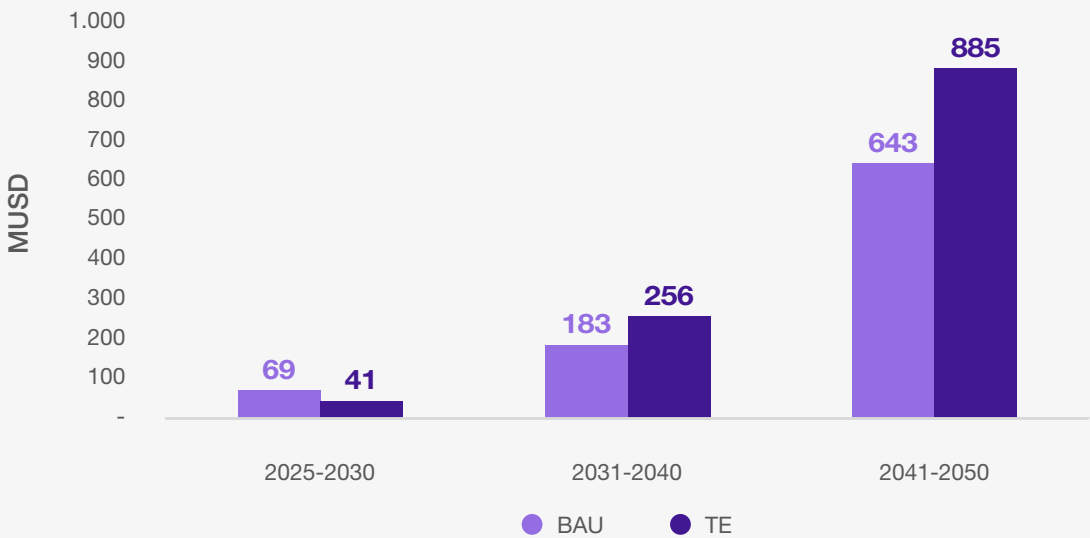
Con casi todo el potencial eólico concentrado en la región norte del país, las inversiones en transmisión también se centran en esta zona. Se estima un total de inversiones igual a USD 896 millones en el caso de BAU y USD 1.182 millones en el caso de TE, lo que significa una diferencia del 32 % entre ambos escenarios.

El gráfico 4 muestra la cantidad de inversión en transmisión en Costa Rica para cada década evaluada en este estudio. La proyección de las inversiones en la red de transmisión del país antes de 2040 es ligeramente menor dado

que la mayor parte de las adiciones de capacidad se concentran en la última década y su objetivo es integrar las plantas eólicas y solares al sistema del país. Además, la mayor expansión de ERNC en el escenario de TE y la necesidad de conectarlas a la red hace que las inversiones en transmisión durante ese último periodo sean un 38 % mayores que en el caso de BAU.

GRÁFICO 4

Inversiones en el sistema de transmisión de Costa Rica por década

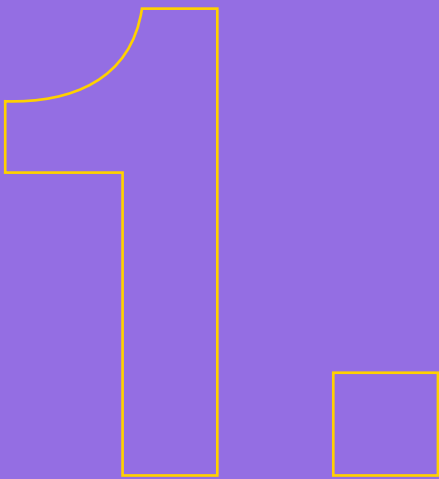


El cuadro 1 resume las inversiones totales en generación, transmisión y distribución para los dos casos de expansión analizados.

CUADRO 1

Resumen de inversiones en el sistema costarricense

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	5.760	896	480	7.135
TE (MUSD)	9.321	1.182	480	10.983



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 Costa Rica 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 costarricense 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 Costa Rica, 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 Costa Rica, 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 Costa Rica.

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

2.

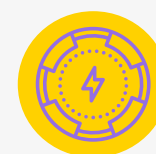
Caracterización del sistema eléctrico de Costa Rica



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

Síntesis del sistema eléctrico de Costa Rica

- Capacidad instalada total de 3,5 gigavatios (GW), con un parque de generación mayoritariamente hidroeléctrico, que representaba el 73 % de la generación total en 2021 y 69 % de la capacidad instalada. El país también tiene capacidad instalada de biomasa, geotérmica, combustibles líquidos y eólica.
- Costa Rica forma parte del Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus intercambios con los países vecinos han ido creciendo en los últimos años, lo que se relaciona principalmente con la disponibilidad de agua en el sistema.
- La red de transmisión de Costa Rica opera en alta tensión, con niveles de 138 kilovoltios (kV) y 230 kV, siendo este último el más importante por su ubicación, ya que permite el transporte desde el norte hasta los centros de consumo.



Caracterización del país y su matriz energética

Costa Rica está ubicada en América Central y tiene una población de 5,14 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c). Con un producto interno bruto de 64.280 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2021 (Banco Mundial, 2022b), su economía ha crecido a una tasa promedio del 3,1 % en los últimos diez años (FMI, 2023), de forma que es una de las principales de Centroamérica. El país tuvo un PIB per cápita de USD 12.509 en 2021¹.

La tasa de electrificación en el país se eleva al 99,9 % (Banco Mundial, 2022a) y el consumo de electricidad a 2.242 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico existente en Costa Rica al final de 2021 presentaba una capacidad instalada de aproximadamente 3,5 GW y estaba compuesto por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. La generación hidroeléctrica tiene una participación predominante, representando el 69 % de la capacidad instalada total y 73 % de la generación total en 2021.

Costa Rica está conectado con Nicaragua y Panamá mediante la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC), que tiene una capacidad de 300 MW y un nivel de tensión de 230 kV.

Además, participa en el Mercado Eléctrico Regional (MER), donde sus intercambios de energía con los países limítrofes han presentado una trayectoria creciente en los últimos años gracias a su riqueza en recursos hídricos. Sus importaciones y exportaciones de electricidad se relacionan principalmente con la disponibilidad de agua en el sistema: Costa Rica es principalmente un exportador en el período húmedo e importador en el período seco. Esta es la razón por la cual generalmente experimenta pequeños intercambios netos anuales, a pesar de las altas importaciones y exportaciones.

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



Marco institucional y agentes

Las principales instituciones del mercado eléctrico costarricense son el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Además, el Ente Operador Regional (EOR)² es responsable de la coordinación y operación del mercado eléctrico regional, que involucra a los seis países de Centroamérica.

El MINAE es responsable de la definición de las políticas energéticas en el país, que sirven de guía para la expansión planificada e implementada por el ICE. El Ministerio es responsable de dirigir, coordinar y articular las actividades de cada sector. También elabora el Plan Nacional de Energía, que refleja las políticas de Costa Rica y su posicionamiento oficial para el desarrollo del sector energético. El plan de expansión del ICE y las acciones de los agentes deben seguir las pautas presentadas en el plan desarrollado por el MINAE.

La ARESEP es responsable de elaborar la regulación del sector, según la Ley N.º 7593 (1996). Sus funciones también incluyen fijar las tarifas, regular y fiscalizar a los prestadores de servicios públicos, procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de servicios; y exigir a los prestadores estudios actualizados sobre la demanda, el crecimiento en el uso de los recursos naturales y planes de inversión actualizados.

La institución a cargo de la planificación de las actividades y operación del sistema eléctrico es el ICE. Este también es propietario de la mayor parte de la red de generación y distribución del país, además de toda la transmisión, con excepción de la línea de la SIEPAC, que pertenece a la Empresa Propietaria de la Red (EPR), de la que el ICE es socio accionista. Además, es el responsable

² Se puede obtener más información institucional de cada entidad en los sitios web respectivos: MINAE (<https://minae.go.cr/>); ARESEP (<https://aresep.go.cr/>); ICE (<https://www.grupoice.com/>), y EOR (<https://www.enteoperador.org/>)

legal de garantizar la confiabilidad del sistema y la seguridad del suministro. Otras tareas son otorgar elegibilidad a proyectos privados, invitarlos a participar en la licitación, seleccionar los proyectos generadores, recibir cartas de compromiso y suscribir el contrato de compra de energía.

El ICE y la EPR son los responsables de la actividad de transmisión en el país. Desde 1996, la totalidad del Sistema Eléctrico Nacional está integrado en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), mientras que los sistemas de distribución aislados han desaparecido.

En la distribución, el ICE posee la mayor parte de la red (más de 70 %). Sin embargo, existen empresas municipales y cooperativas que generan y distribuyen electricidad (representan el 7,2 % y el 4,4 % de la capacidad instalada, respectivamente). Por lo tanto, comprenden el resto de la distribución en el país. Las compañías son CNFL (subsidiaria de Grupo ICE), JASEC, ESPH, Coopelesca, Coopeguanacaste y Coopesantos RL. El ICE y CNFL atienden alrededor del 80 % de la demanda del país.

En el sector de generación, el ICE posee el 68 % de la capacidad instalada total, mientras que generadores privados (productores independientes y plantas bajo el esquema BOT³) actualmente representan un 19 %. El restante de la capacidad instalada del sistema es de propiedad de las cooperativas y empresas de servicios públicos municipales, que prestan servicio de distribución y pueden tener activos de generación para atender a sus consumidores.

³ Este esquema, conocido por el acrónimo de su denominación en inglés (*build, operate, transfer*), es comúnmente utilizado en proyectos de infraestructura, incluida la generación de energía. Bajo este esquema, un inversor privado financia y construye la planta de generación; la opera durante un período determinado para recuperar su inversión y obtener un retorno financiero; finalmente, la planta es transferida al gobierno o a la empresa pública de electricidad (como el ICE, en el caso de Costa Rica).

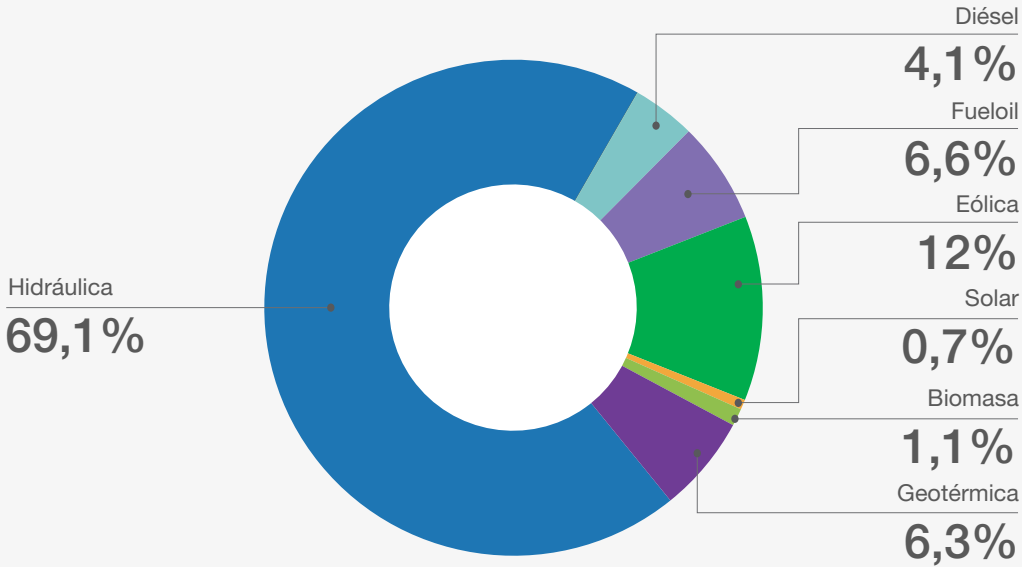


Caracterización del sistema de generación

El sistema costarricense se destaca por la alta participación de las centrales hidroeléctricas en su matriz, con aproximadamente 2,3 GW instalados al cierre de 2023. El gráfico 2.1 presenta la canasta de generación por tecnología. En él se observa que los combustibles líquidos (diésel y fueloil) constituyen menos del 11 % de la capacidad instalada y que casi el 90 % corresponde a energías renovables, principalmente eólica y geotérmica.

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023



Fuente: EMBER (s. f.).



Caracterización del sistema de transmisión

De acuerdo con el Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031, documento elaborado por el ICE, la red de Costa Rica operaba en alta tensión en 2021, con dos niveles, uno de 138 kV y otro de 230 kV, siendo este último el más importante por su ubicación. El transporte de energía desde la zona norte, donde están los generadores, hasta los centros de consumo, se realiza a través de cuatro líneas de 230 kV, incluida la línea del SIEPAC. La tensión de 230 kV se transforma a 138 kV, al llegar al centro de carga, para alimentar las subestaciones.

La red de transmisión está compuesta por 69 subestaciones y 2.986 km de líneas de transmisión, de las cuales el 18 % pertenecen a entidades privadas y

4 El SIEPAC es una interconexión de las redes eléctricas de seis naciones centroamericanas con capacidad de 300 MW. Las líneas de transmisión construidas conectan casi 50 millones de consumidores en Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala. El proyecto está en funcionamiento desde 2014. Este estudio contempla la ampliación de las interconexiones en 2035, duplicando la capacidad actual a 600 MW (Proyecto SIEPAC II).

el 82 %, a la infraestructura del ICE. La figura 2.1 y el cuadro 2.1 presentan el sistema de transmisión de Costa Rica en 2021.

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión en 2021



Fuente: ICE (2021).

CUADRO 2.1

Especificaciones de las líneas de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
230 y 138 kV	2.986
Total	2.986

Fuente: ICE



Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

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

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** No hay un régimen específico y reciente de promoción de esta tecnología mediante inversión privada. Además, se evidencia la falta de objetivos preestablecidos para la incorporación de energías renovables y un marco regulatorio específico para su promoción.
- ▶ **Eficiencia energética (EE).** Se ha identificado la necesidad de actualizar el Programa Nacional de Conservación de Energía para guiar la actuación en este ámbito. Además, aunque se han reglamentado normas para la eficiencia energética de equipos, se requiere una mayor implementación y seguimiento de estas.
- ▶ **Electromovilidad (EV).** La implementación de incentivos temporales para vehículos eléctricos requiere la modificación de una ley vigente, lo que aún estaba en proceso en el momento de cerrar este reporte. Adicionalmente, se necesita una plataforma de apoyo técnico para usuarios de vehículos eléctricos.
- ▶ **Hidrógeno verde (H₂V).** Aunque se ha publicado una estrategia nacional, se espera la aprobación y reglamentación de la ley de promoción para su implementación completa.

- ▶ **Redes y medición inteligentes.** Se evidencia una falta de estrategias y planes propios de las empresas distribuidoras para la puesta en marcha de medidas dirigidas a su adopción. Además, hay poco desarrollo y análisis del costo-beneficio en este campo.
- ▶ **Gas natural (GN) como vector de transición.** La introducción del gas natural enfrenta obstáculos, entre ellos, la moratoria vigente sobre la perforación para exploración o explotación de combustibles fósiles.
- ▶ **Almacenamiento con baterías.** Aunque se han definido marcos regulatorios, se requieren medidas específicas para su implementación y desarrollo.



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 Costa Rica.

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Costa Rica

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Integración vertical con un único comprador mayorista: el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), que forma parte del ICE.	La estructura permite una fuerte regulación en la participación privada, a fin de alinear el desarrollo del sistema con los objetivos de gobierno.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM cerrado. Acceso al sistema de transmisión a través de cupos indicados por el ICE según estudios.	Los cupos permiten discriminar el acceso al sistema y controlar precios de adquisición de energía.
	Competencia en el MM	Restringido al interior del mercado (ICE).	La estructura puede dilatar en el tiempo mejoras en los costos operativos del sistema.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo o cargo por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo, por consumo y 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 (ERNC)	Regulación: Ley 7508. Objetivos definidos por el ICE y plasmados en permisos otorgados. Instrumentos: Contratos de compraventa (PPA) con proyectos elegidos.	Matriz prácticamente renovable. La competencia entre actores privados se da en la etapa de elección de proyectos para cubrir el cupo disponible.
	Eficiencia energética (EE)	Plan Nacional de Energía 2015-2030 define metas. Existencia de un ente encargado de la promoción de la EE. Existencia de normativa de etiquetado. Existencia de incentivos a la aplicación de EE.	El Plan Nacional de Energía distingue objetivos y líneas de acción claras, que se deben cumplir mediante programas específicos de etiquetado e instrumentos.
	Electromovilidad	Existencia de Plan Nacional con objetivos concretos, marco regulatorio e instrumentos de promoción.	Es necesario aprobar exenciones impositivas a los vehículos eléctricos. Se deberá reforzar el servicio técnico especializado para los vehículos eléctricos importados.
	Hidrógeno verde (H ₂ V)	Existencia de la Estrategia Nacional y normativa técnica propicias para el desarrollo de la actividad.	Es necesario aprobar una ley de promoción e implementación de una economía de hidrógeno verde.
	Redes y medición inteligentes	Existencia de una estrategia nacional y normativa para el desarrollo de la actividad, con definición de grados de avance y medidas concretas.	Ausencia de estrategias y planes propios de cada una de las empresas involucradas, adaptadas a sus clientes.
	Gas natural como vector de transición	Análisis realizados sobre su viabilidad como vector.	Aún no es económicamente viable, por lo que su implementación no está prevista.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Planes de generación y transmisión vinculantes, desarrollados por el ICE. La distribución depende de la zona de concesión de cada empresa. Existencia de planificación energética para el año 2030, con consideraciones de movilidad eléctrica, hidrógeno de bajas emisiones y generación distribuida. Objetivos energéticos definidos para 2030, pero no para 2050.	El Plan de Energía se desarrolló en 2015, por lo que algunas de sus premisas se han cumplido y otras se han modificado por el desarrollo de tecnología y regulación asociada.
	Generación distribuida	La GD para comercialización se rige según lo indicado para ER. Existencia de normativa reciente para el desarrollo de recursos distribuidos en general y GD en particular.	El esquema de subastas ha funcionado para el desarrollo de la GD para comercialización. En el corto plazo se verificará la efectividad de la norma recientemente publicada y las exenciones previstas, aunque en principio son limitadas.
	Almacenamiento con baterías	Se ha desarrollado la regulación marco para el almacenamiento en pequeña escala.	Se deberán desarrollar esquemas específicos e instrumentos de promoción de la actividad.

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 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 Resolución RE-0143-JD-2021, de aprobación de los procedimientos para la operación del sistema eléctrico nacional (SEN), define como actores reconocidos del mercado eléctrico a los siguientes:

- ▶ El ICE. Participa en la generación, transmisión, distribución y comercialización y es el responsable de la operación del SEN y de su planificación.
- ▶ La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. Participa en generación, distribución y comercialización en su área de concesión.
- ▶ Generadores privados.
- ▶ Cooperativas.
- ▶ Usuarios conectados en alta tensión.
- ▶ Otros agentes.

La industria se encuentra integrada verticalmente con un único comprador mayorista: el CENCE⁵, instrumento operativo de las políticas del ICE. Adicionalmente, está permitida la autogeneración por parte de las distribuidoras y cooperativas, pero, si estas no consiguen satisfacer la demanda, corresponde al ICE cubrir cualquier déficit.

⁵ El CENCE fue objeto de un cambio de denominación y funciones en 2023, cuando se convirtió en la División de Operaciones y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) por decisión del ICE.

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

Con respecto al SEN, se han emitido dos reglamentaciones que regulan el acceso de terceros a la red nacional. En primer lugar, están el capítulo VI del Reglamento, Planeación, Operación y Acceso al SEN, aprobado por la Junta Directiva de la ARESEP en 2014, y sus modificatorias (ARESEP, 2014). Allí se establece que el acceso al SEN es libre para cualquier persona física o jurídica interesada (generador, empresa de transmisión o distribución, abonado o usuario de alta tensión), siempre que cumpla con la aprobación del CENCE.

En segundo lugar, el Reglamento al capítulo I de la Ley N.º 7200 (1990) y sus modificatorias⁶ regulan el proceso de formalización de contratos de compraventa de energía y la actividad de generación eléctrica autónoma o paralela⁷. Allí se indica que toda empresa privada o cooperativa de electrificación rural interesada en participar en la actividad de generación de electricidad autónoma o paralela debe venderle lo producido al ICE, suscribiendo un contrato de compra de energía por un plazo máximo de 20 años, siguiendo los procedimientos que para tal efecto establezca el Instituto.

El ICE puede convocar un proceso de selección de proyectos, cada vez que determine que existen al menos 50 MW de capacidad disponible. Al realizar el concurso, el ICE es quien establece la fuente primaria de energía de los proyectos y la cantidad de potencia a contratar considerando la oferta vigente y la conveniencia para el SEN. Finalmente, firma una carta de compromiso con los dueños de los proyectos seleccionados, detallando los requisitos para firmar el contrato de compraventa de energía⁸.

Se observa entonces un esquema de características cerradas, con el estricto control del ICE sobre el acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión. De esta manera, el Instituto puede alinear los objetivos de descarbonización a los cupos definidos, abastecidos mediante proyectos seleccionados.

► **Competencia en el mercado mayorista**

⁶ Contenidas en la Ley 7508 (1995).

⁷ Se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al SEN. Actualmente, entre entidades públicas y privadas, existen aproximadamente 37 agentes generadores en el SEN costarricense.

⁸ En este punto, debe considerarse que la energía que compre el ICE será únicamente el excedente que tenga el productor en los puntos de medición, luego de satisfacer sus propias necesidades.

Como se mencionó previamente, el CENCE se encarga de efectuar el despacho de la energía generada para satisfacer la demanda nacional. Sin embargo, en los procedimientos de operación del SEN se detalla que este despacho es limitado, pues actualmente sólo la generación propia del ICE es despachada con criterios económicos. La generación privada (leyes N.º 7200 y N.º 7508) y la de las empresas distribuidoras es del tipo forzada; es decir, no optimizable de acuerdo con las necesidades energéticas del sistema considerando su menor costo operativo y seguridad.

La competencia entre agentes privados se da entonces, no en términos operativos del mercado, sino durante los procesos de elegibilidad establecidos por el ICE. Esta estructura puede retrasar las eficiencias operativas que provienen de la competencia entre distintos generadores de diferentes propietarios.

Finalmente, no se ha visualizado en Costa Rica un mercado de servicios auxiliares. En cambio, se han identificado cuestiones de obligado cumplimiento en el código de red para los generadores que operan en el mercado mayorista, administradas por el CENCE.

► **Mercados locales de energía**

No se ha detectado en Costa Rica la presencia de mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red a los operadores.

► **Transparencia tarifaria**

El cuadro tarifario analizado en Costa Rica corresponde a la empresa CNFL, subsidiaria del ICE, con zona de concesión en San José. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión, y que:

- ▶ A los usuarios residenciales se les cobra un cargo por consumo, aunque si el consumo es menor a un límite, el cargo es fijo.
- ▶ A los usuarios comerciales e industriales se les cobra un cargo fijo, otro por consumo y un tercero por demanda.

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



Políticas de transición energética

► Energías renovables no convencionales

En Costa Rica, aproximadamente el 70 % de la capacidad instalada total (3.300 MW) corresponde a centrales hidroeléctricas, el 12 % de las cuales se construyeron con inversiones privadas.

La regulación vigente, aunque contiene en sus considerandos la posibilidad de instalar centrales generadoras de gran porte con energías renovables, no prevé un régimen particular y reciente para promoverlas mediante inversión privada. La Ley 7200 (1990) establece que el ICE podrá declarar un proyecto elegible si la potencia de todas las centrales por este concepto no supera el 15 % de la que tiene el conjunto de centrales que conforman el sistema eléctrico nacional. Cubierta esta cuota, deberá aguardarse al crecimiento del sistema para nuevas declaraciones de elegibilidad.

No obstante, esta ley fue en parte modificada posteriormente con la Ley 7508 (1995). Entre las modificaciones, se destacan las siguientes:

- El ICE declara de interés público la compra de electricidad a cooperativas y empresas privadas que establezcan centrales eléctricas para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y fuentes de energía no convencionales, siempre que no hayan sido parte del SEN.

- Se autoriza al ICE a comprar energía proveniente de centrales eléctricas de propiedad privada, hasta por un 15 % adicional al límite indicado en la Ley 7200, en bloques de no más de 50 MW de potencia instalada (antes el límite era de 20 MW).
- Las compras deberán efectuarse mediante el procedimiento de licitación pública, con competencia de precios de venta.
- Los contratos de compraventa de electricidad no podrán tener una vigencia mayor de 20 años y los activos de la planta eléctrica en operación deberán ser traspasados al ICE, libres de costo y gravámenes, al finalizar el plazo del contrato.

Las centrales renovables que se instalaron en Costa Rica mediante inversiones privadas, sin pertenecer a una distribuidora o a una cooperativa, lo han hecho bajo alguno de esos dos marcos regulatorios.

Un análisis del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (ICE, 2023) permite visualizar dos períodos de inversiones privadas en tecnología eólica, de biomasa y solar fotovoltaica. El primero entre 1991 y 1999, y el segundo entre 2012 y 2017. En estos períodos se declararon elegibles numerosos proyectos de generación renovable, que posteriormente fueron seleccionados para celebrar un contrato de compraventa de energía con el ICE.

Se observa así la inexistencia de objetivos preestablecidos de incorporación de renovables o de un marco regulatorio específico para la promoción de esta tecnología.

► Eficiencia energética

A nivel nacional, según el Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de Costa Rica, elaborado por el MINAE (2018), la política de eficiencia energética del país la determina el Plan Nacional de Energía 2015-2030 (MINAE, 2015). Allí, se establecen metas de corto y mediano plazo en la materia. Los objetivos a corto plazo y su estado de cumplimiento a la fecha de emisión de este informe son los siguientes:

- Entre 2015 y 2018 se reactivó la Comisión Nacional de Conservación



La generación en el sector eléctrico costarricense es predominantemente renovable, con aproximadamente el 70 % de la capacidad instalada de origen hidroeléctrico y un 20 % de fuentes no convencionales, principalmente eólica y geotérmica, configurando un sistema de bajas emisiones.

de Energía (CONACE). Esta se encuentra en proceso de actualizar el Programa Nacional de Conservación de Energía (ARESEP, 2019a), que servirá como guía institucional para esta tarea.

- ▶ Respecto a la eficiencia energética de los equipos consumidores, informes emitidos por el MINAE y la Secretaría de Planificación del Subsector de la Energía (SEPSE) sobre la eficiencia energética de aparatos y equipos en Centroamérica indican que se han reglamentado las siguientes normas:
 - INTE E10-1:2015, para equipos de refrigeración comercial.
 - INTE E17-1:2017, para cocinas, hornillos tradicionales, plantillas de inducción y hornos eléctricos.
 - INTE E14-1:2019, para acondicionadores de aire.
 - INTE E13-1:2017, para motores de corriente alterna.
- ▶ La tarifa opcional para clientes servidos en media tensión excluye de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001, Sistema de Gestión Energética, y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.
- ▶ El ICE ha emitido documentos guía para el ahorro energético en el hogar, que contiene recomendaciones de compra y uso de equipos eléctricos de uso común.

Por otro lado, las metas de mediano plazo son las siguientes:

- ▶ Modernizar el marco legal de la eficiencia energética (PRONACE).
- ▶ Fortalecer la capacidad del MINAE con un mayor número de regulaciones aplicadas.
- ▶ Determinar el impacto de las políticas que se han puesto en marcha.
- ▶ Establecer mecanismos de medición del impacto de las políticas aplicadas.



Electromovilidad

El Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 (MINAE, 2019) establece metas de desarrollo de electromovilidad nacional para 2035 y 2050. Entre ellas:

- ▶ En 2035, el 30 % de la flota de transporte público será cero emisiones. Además, el 30 % de la flota de vehículos ligeros, ya sean privados o institucionales, será eléctrica.
- ▶ En 2050, el 85 % de la flota de transporte público y el 95 % de la flota de vehículos ligeros será carbononeutral.

Para lograr el cumplimiento de estas metas, a principios de 2018 fue aprobada la Ley 9518, de incentivos y promoción para el transporte eléctrico y su decreto reglamentario. Esta ley crea el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en la sociedad costarricense, actividad declarada de interés público. Esta iniciativa concuerda con lo publicado en la contribución nacionalmente determinada del país, la cual, dado que el 44 % de sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) corresponden al sector de transporte, marca la importancia del compromiso de Costa Rica de desarrollar un sistema de movilidad basado en modos activos y un sistema de transporte público seguro, eficiente, impulsado con energía renovable y accesible para todas las personas.

Según ese documento, es potestad del MINAE la formulación de la política, el plan y los reglamentos técnicos asociados. Estos dos primeros componentes deberán tener en cuenta los siguientes incentivos temporales para vehículos eléctricos, equipos de recarga y dispositivos asociados:

- ▶ Exoneración de impuestos, como el de valor agregado (IVA), de propiedad e impuestos aduaneros.
- ▶ Exención a la restricción vehicular de circulación en el área metropolitana.
- ▶ Exoneración del pago de parquímetros.

Esas medidas requieren la modificación de una ley vigente y, por lo tanto, precisa del aval del Parlamento, por lo que están en tratativas.

Además, se prevé que las instituciones de la administración pública, las empresas públicas y municipalidades promuevan la compra y utilización de

vehículos eléctricos. Distintas iniciativas recientes se han encuadrado en esta regulación. Se mencionan a continuación las más relevantes:

- ▶ Iniciativa “¡Es Eléctrico!” (ICE, 2024c). Administrada por el ICE, se refiere a la instalación y puesta en operación de la Red Nacional de Recarga Rápida para Vehículos Eléctricos. Dicha red cuenta con un reglamento de construcción y funcionamiento y con una tarifa única establecida por la ARESEP (2019b)⁹.
- ▶ En 2021 comenzó la implementación de un proyecto piloto de electrificación del transporte público mediante autobuses, administrado por el ICE (2024a).
- ▶ La ARESEP fijó en 2020 una tarifa eléctrica promocional para el suministro de energía eléctrica en los centros de recarga ubicados en plantel para autobuses eléctricos.

Además de los incentivos mencionados anteriormente, Costa Rica, como país importador de vehículos eléctricos, requerirá de una plataforma que sirva de sostén técnico para los inconvenientes que los usuarios pudieran enfrentar, lo que aún constituye una brecha en el país.

Finalmente, el capítulo IV del Reglamento de la Ley 10086 provee un marco para el desarrollo de los vehículos eléctricos (MINAE, 2023). Allí, se establecen los tipos de baterías admitidas, se especifican los modos de recarga previstos y se indican los modos de operación permitidos, esto es, de entrega de energía desde la red al vehículo o viceversa, con consideraciones para redes eléctricas inteligentes, aunque sobre estas últimas no tiene mayores precisiones.



Hidrógeno verde

La Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde de Costa Rica se publicó en 2022 (MINAE y SEPSE, 2022). Allí se indican los objetivos y previsiones para el desarrollo de la industria.

Con respecto al marco regulatorio, en 2021 se presentó un proyecto de Ley para la Promoción e Implementación de una Economía de Hidrógeno Verde,

⁹ Mediante la Resolución 0056.

el cual se encuentra actualmente en discusión en el Congreso Nacional. Dicho proyecto prevé beneficios, como el no pago de tributos ni impuestos sobre las actividades de importación de vehículos, equipos y accesorios que contribuyan al desarrollo de esta tecnología. Adicionalmente, prevé facilidades migratorias y la autorización a todos los prestadores del servicio público que dispongan de concesión vigente, para que puedan destinar su producción parcial o total a la producción del hidrógeno verde.

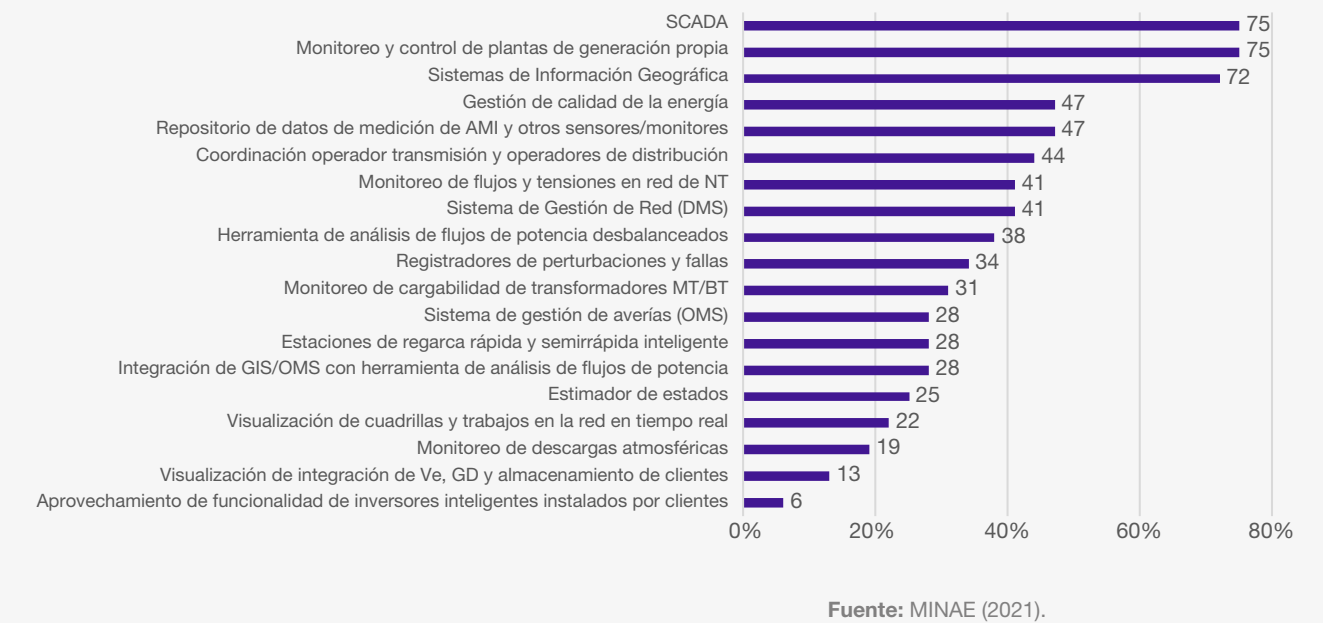
En paralelo a la aprobación y posterior reglamentación de la Ley de promoción, el sector público, a través del MINAE, ha ido adoptando estándares nacionales, como INTE/ISO 14687:2020 e INTE/ISO 22734:2020, los cuales, de acuerdo con lo mencionado en la plataforma H₂LAC Costa Rica, han dado inicio a un entorno propicio para las aplicaciones de hidrógeno.

► **Redes y medición inteligentes**

En 2021 se publicó la Estrategia Nacional de Redes Inteligentes 2021-2031 (MINAE, 2021). En ella se efectuó un diagnóstico de la situación en la materia en 2021. El grado de avance de distintas medidas aplicadas se resume en el gráfico 3.1.

GRÁFICO 3.1

Avances en la aplicación de recursos energéticos inteligentes en Costa Rica hasta 2021.



La integración de los medidores inteligentes tiene un tratamiento separado del resto de los puntos mencionados anteriormente. En Costa Rica el grado de penetración actual es de aproximadamente el 32 % y se espera que llegue al 100 % en 2026. Para lograrlo, los dispositivos (*hardware*) indicados en la figura 3.1 (SCADA, sensores, monitores, registradores) son la base, pero hay que añadir otras actualizaciones, como la modernización de la red de comunicación para la implementación de medidas asociadas a la medición inteligente, que tienen un grado distinto de penetración por la dificultad de llevarlas a cabo, y los recursos de cada distribuidora o cooperativa del sector costarricense.

Cabe aclarar que, dentro del conjunto de recursos de medidores inteligentes, aquellos de aplicación más sencilla, como la lectura remota de datos, tienen, lógicamente, mayor penetración. Por otro lado, aquellos de gestión de la demanda (control de cargas flexibles o interrumpibles, integración de agregadores, etc.) son aún incipientes.

En Costa Rica se observa que este tipo de iniciativas¹⁰ son desarrolladas individualmente por distribuidoras y cooperativas, en un marco general dado por planes nacionales, decretos reglamentarios y políticas de gobierno que definen, a su vez, marcos de aplicación, metas y oportunidades. Se han identificado como brechas al respecto, la falta de estrategias y planes propios de cada una de las empresas involucradas, adaptados a cada universo de consumidores. En línea con lo mencionado, existe escasez de recursos para la investigación, el desarrollo y la realización de análisis costo-beneficio que propicien la toma de decisiones en tal sentido.

► **Gas natural como vector de transición**

En el Plan Nacional de Energía 2015-2030 (MINAE, 2015), se reconoce la posibilidad de que el gas natural represente una opción para la diversificación de la matriz energética. Estudios efectuados han mostrado que la introducción de este combustible en países importadores requiere de volúmenes de consumo importantes, lo cual, en el caso de Costa Rica, se lograría incorporando el gas natural en la matriz eléctrica.

La matriz de generación del país se basa en fuentes limpias y renovables, recurriendo a la generación térmica solo ocasionalmente. Por este motivo, la incorporación de GN para la generación eléctrica implicaría necesariamente la sustitución de la base de la energía firme a partir de fuentes renovables por fuentes fósiles, lo cual provocaría un aumento en la factura petrolera. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que:

- ▶ Desde 2002 en Costa Rica rige una moratoria que prohíbe la perforación para exploración o explotación de combustibles fósiles. Esta se extendió hasta 2050 durante la administración gubernamental anterior (Gobierno de Costa Rica, 2021).
- ▶ Como el GN no pertenece al monopolio de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), se debe establecer la normativa para su calidad y manejo en caso de que iniciativas privadas tengan interés en distribuirlo y comercializarlo en el país.

¹⁰ Además de la estrategia de redes inteligentes, puede citarse la Estrategia de Transformación Digital y la Estrategia Nacional de Ciberseguridad.

La ausencia de proyectos previstos para incorporar el GN a la matriz energética, sumado a la dificultad que presupone eliminar la moratoria y la falta de normativa asociada, indica que el GN no parece que sea considerado como un vector de transición energética, al menos en el corto plazo.



Planeamiento y regulación sectorial

► **Planificación energética y eléctrica**

La planificación de la generación y la transmisión de electricidad es realizada por el ICE. Para ello, elabora periódicamente planes de expansión de carácter vinculante. Recientemente, publicó el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040 (ICE, 2024b) y el Plan de Expansión de la Transmisión Eléctrica 2021-2031 (ICE, 2022).

Con respecto a la distribución, la Ley 8345 (2003) autoriza a las cooperativas y empresas de servicios públicos municipales generar, distribuir y vender energía a los usuarios establecidos en el área geográfica de cobertura definida por su concesión. También les permite suscribir entre ellas y con otras empresas públicas y municipales convenios de cooperación, inversión y operación conjunta.

En las regiones que no están concesionadas a una empresa y generalmente más alejadas y dispersas, la expansión de las redes corresponde al ICE.

En todos los casos se encuentran requerimientos y consideraciones respecto de la transición energética, particularmente la diversificación de la matriz, la penetración de la generación distribuida y la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías.

Respecto de la planificación energética, el Plan Nacional de Energía 2015-2030 contiene consideraciones sobre la necesidad de profundizar en el desarrollo de la generación distribuida, el hidrógeno verde y el almacenamiento con baterías. Se observa que, desde la publicación de este plan, ha habido avances tecnológicos y regulatorios que han modificado sustancialmente el panorama respecto a 2015. Por este motivo, sería conveniente una actualización de la planificación integral, con un horizonte de largo plazo, que permita visualizar las previsiones, metas y objetivos considerados por el país en la materia.

► Generación distribuida

El régimen vigente hasta septiembre de 2023, cuando se reglamentó la Ley 10086 de promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, era el previsto en el Decreto 39220, con medición neta. A partir del nuevo reglamento, el mecanismo pasó a ser de facturación neta.

- Con entrega de excedentes a la red, por lo cual recibirá una compensación económica. La interacción entre la red y el sistema de GD queda definida por un contrato de interconexión suscrito entre la distribuidora y el productor-consumidor.
- Sin entrega de excedentes a la red. En este caso, el generador distribuido posee en su instalación los recursos tecnológicos que impiden la inyección de energía al SEN, cuando estos sistemas operan en paralelo.
- En isla. En esta modalidad, las instalaciones de GD no están conectadas al SEN.

La Ley estipula un mecanismo de promoción de la generación distribuida, eximiendo de la realización de trámites que definirá la ARESEP para aquellos proyectos residenciales con potencia instalada inferior a 2 kW o aquellos proyectos de mipymes o pymes con potencia instalada inferior a 15 kW. Dado lo reciente de la normativa, aún está por evaluar si esta exención resulta suficiente para el desarrollo de la actividad.

Para el marco regulatorio de lo que en este informe se denomina GD para comercialización, se puede ver el subapartado “Energías renovables no convencionales”.

► Almacenamiento con baterías

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040 (ICE, 2022) es el primero que introduce formalmente el concepto de almacenamiento con baterías. En él se afirma que, a mediano plazo, la energía solar fotovoltaica con almacenamiento traerá aportes importantes de energía y otros servicios auxiliares al SEN. Para esto se requiere controlar las variaciones del orden de minutos que presenta la tecnología. El desarrollo y evolución de sistemas de baterías abre nuevas posibilidades de respaldo energético para esta fuente de generación, aunados a los embalses de regulación de las centrales hidroeléctricas.

Adicionalmente, el capítulo III del decreto reglamentario de la Ley 10086, de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, define los sistemas de almacenamiento de energía en dicho contexto. Al igual que para la GD, prevé distintos modos de operación y de utilización del recurso ¹¹, además de definir las responsabilidades que deberán asumir los usuarios que han instalado almacenamiento.

El reglamento publicado representa un avance sustancial en la materia para dotar al sector de un marco que sirva de base para desarrollar las medidas específicas que deberían tomar la distribuidora y el operador del sistema.



Iniciativas de organismos multilaterales

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

¹¹ El modo de operación se refiere a si el recurso trabaja conectado y en modo de espera, hasta la ocurrencia de un evento, o si lo hace con ciclos continuos de carga y descarga. El modo de utilización, por otro lado, se refiere a qué condiciones producirán la carga y descarga.

- ▶ Apoyo al Desarrollo de la Estrategia Nacional del Hidrógeno. Esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) apoya al Gobierno de Costa Rica en el desarrollo del mercado de hidrógeno verde, en línea con el Plan de Descarbonización 2018-2050. Su objetivo es revertir el incremento de emisiones de gases de efecto invernadero, fomentar el desarrollo económico y generar empleo (BID, 2021).
- ▶ Tercera Gestión Fiscal y de Descarbonización. Este programa del Banco Mundial está enfocado en la recuperación pos-COVID-19 para proteger los ingresos y los empleos de las personas del impacto de la pandemia y fomentar la reactivación de las pequeñas y medianas empresas. Además, busca reforzar la sostenibilidad fiscal pospandemia y sentar las bases para una recuperación sólida mediante la promoción del crecimiento verde y el desarrollo bajo en carbono (Banco Mundial, 2023b).
- ▶ Proyecto de eficiencia energética para Costa Rica. El Banco Centroamericano de Integración Económica apoya con esta iniciativa la aceleración significativa de mejoras en los procesos de eficiencia energética aplicados en las instituciones públicas (BCIE, 2023). Las herramientas para lograrlo son la identificación de necesidades, la medición de consumos de energía eléctrica, la capacitación a funcionarios involucrados y la actualización de los equipos eléctricos, con otros no contaminantes, que permitan la reducción de la huella de carbono.

Las iniciativas están en línea con el objetivo de cerrar brechas planteadas en este reporte e impulsar las políticas y medidas ya adoptadas, siguiendo el Plan de Descarbonización 2018-2050, del que la Estrategia Nacional del Hidrógeno forma parte. Por otro lado, a la recuperación pospandemia se agrega el apoyo de un organismo multilateral para la profundización en las acciones de EE, en términos de capacitación de funcionarios y el recambio de los artefactos eléctricos, dado que el país ya cuenta con regulación al respecto.



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 %.
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO ₂ ; (ii) 62-63 % CH ₄ y (iii) 51-57 % N ₂ O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
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 (2023a). 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.

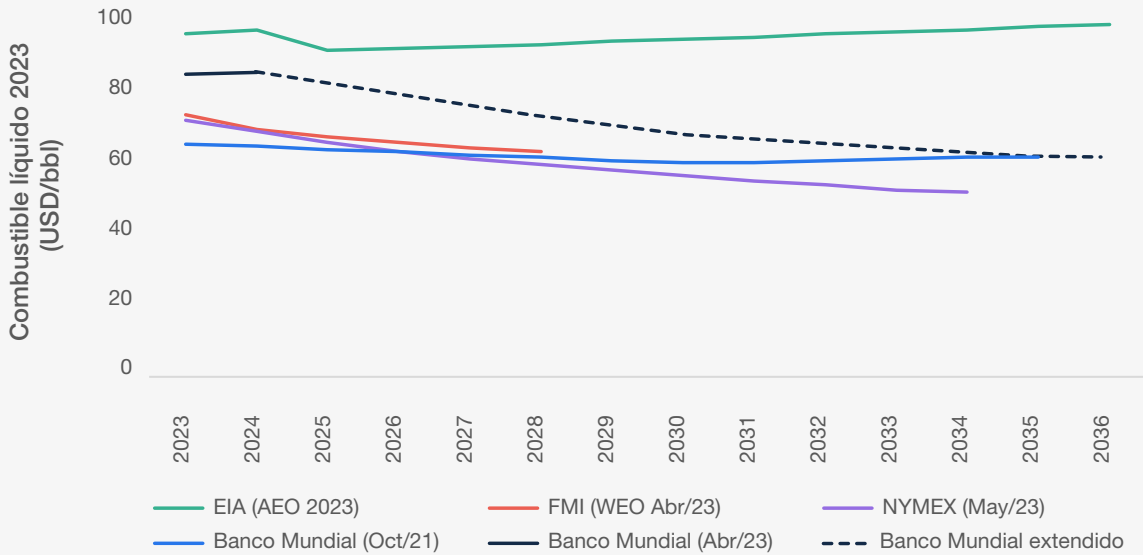
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar 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, por ser las más recientes en el momento de elaborar este estudio y las más moderadas entre todas las analizadas. Como el pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, se mantiene constante en términos reales el último valor de la proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

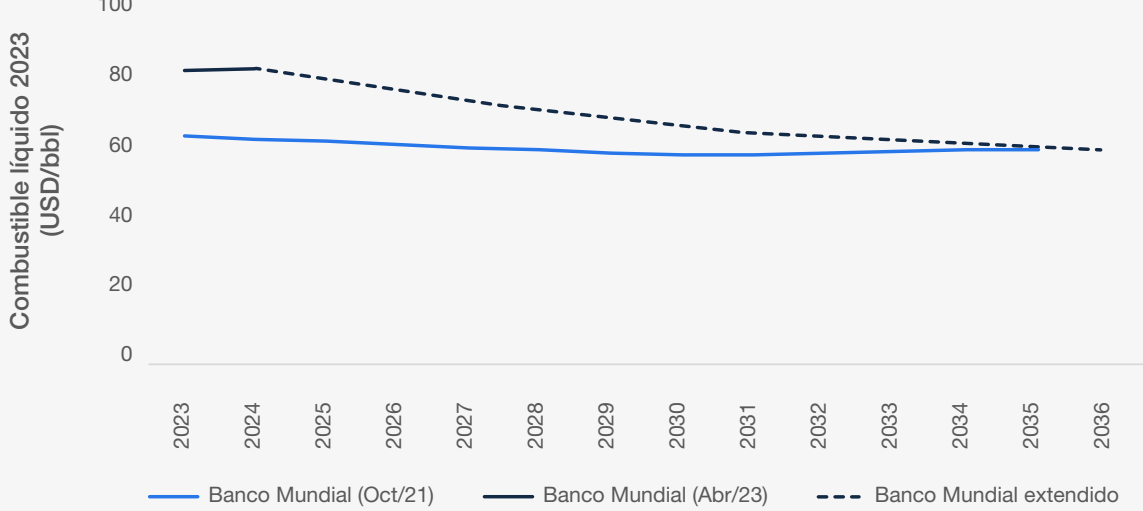
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



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

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

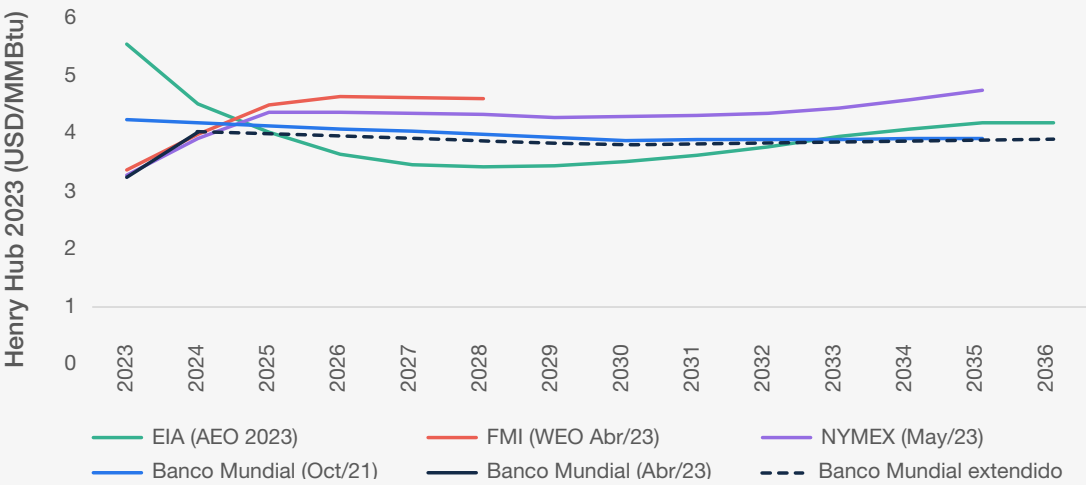
Proyección de los precios del gas natural

Para indexar los precios del gas natural, se utiliza el pronóstico del Banco Mundial debido a su reciente publicación (abril de 2023, último dato disponible al realizar este trabajo) y la consistencia entre sus proyecciones. La curva del precio del gas se amplió siguiendo el mismo enfoque que para la curva de los combustibles líquidos.

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

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

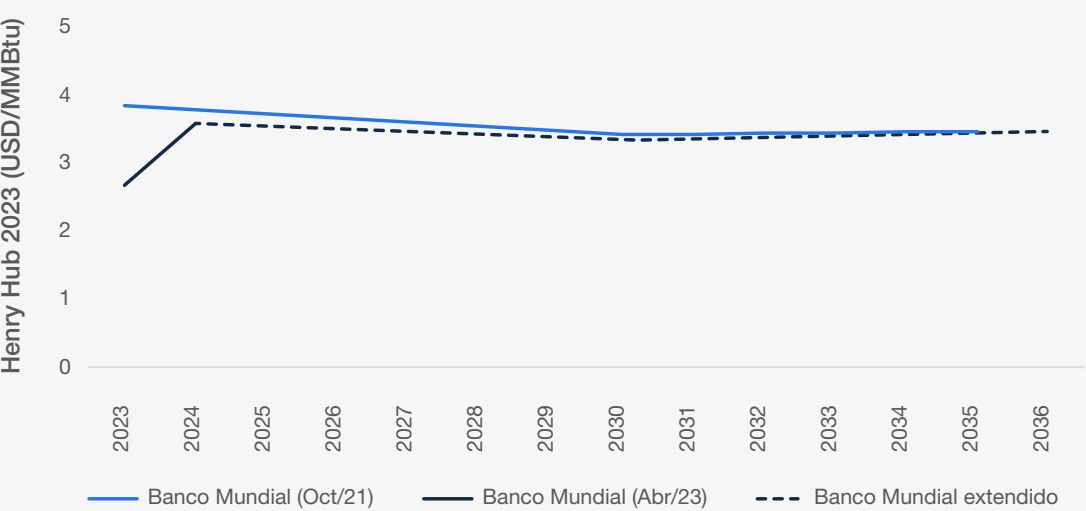


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange

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

GRÁFICO 4.4

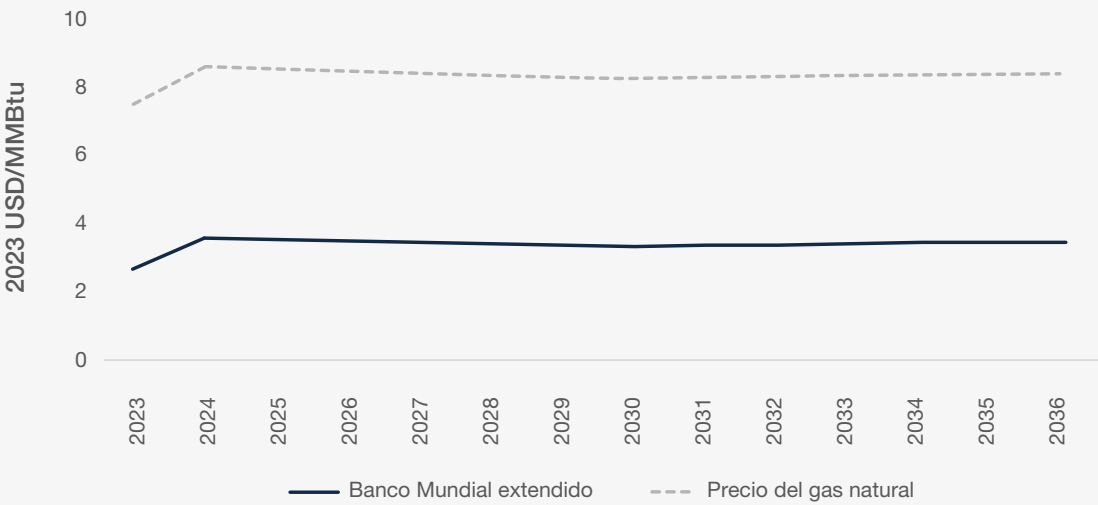
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



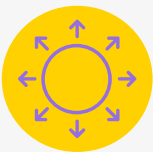
Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2023).

GRÁFICO 4.5

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



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



Tecnologías candidatas para la expansión

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



Costa Rica ha declarado unilateralmente una moratoria a la exploración de hidrocarburos, lo que impide la realización de campañas de prospección petrolera y gasífera. Como resultado, los participantes del sector no impulsan la introducción en la matriz del gas natural como combustible para la transición energética.

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

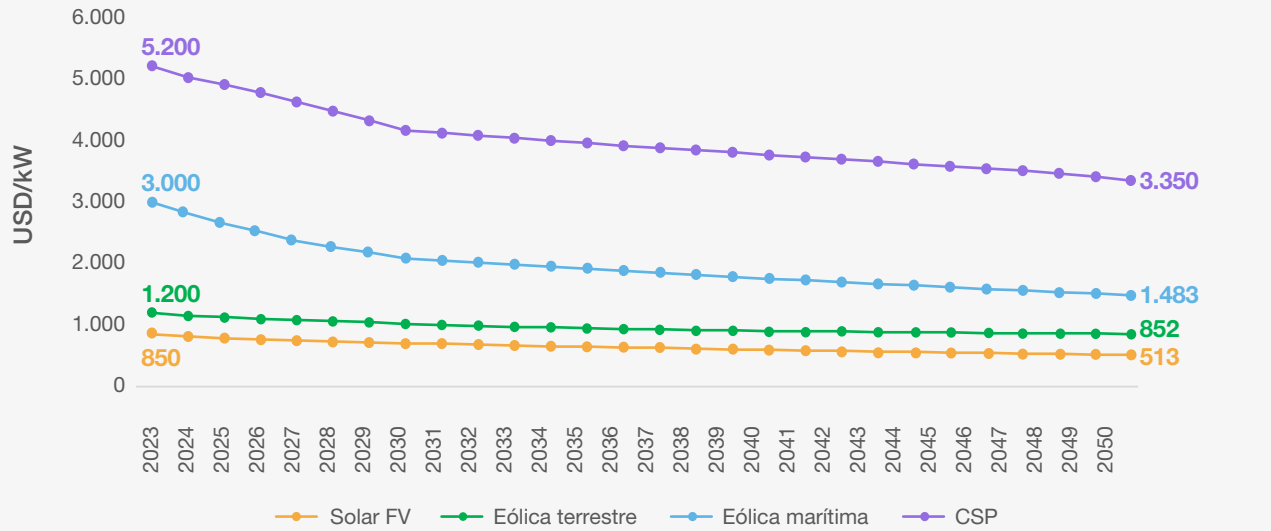
PARÁMETROS TÉCNICOS	Hidráulica (<50MW)	Biomasa/ biogás	Geotermia	Eólica terrestre	Eólica marítima	Solar	CSP	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	2400	1200	4800	1200	3000	850	5200	1960	1400	820
Tiempo de construcción (años)	3	2	5	2	5	1	3	1	1	1
Desembolso CAPEX por año (porcentaje)	30-40-30	50-50	20-20-20-20-20	50-50	20-20-20-20-20	100	30-40-30	100	100	100
Vida útil (años)	30	25	30	25	25	30	30	15	15	15
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	40	25	115	25	65	15	70	30	30	30
Tasa de descuento	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %	12 %

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

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

GRÁFICO 4.6

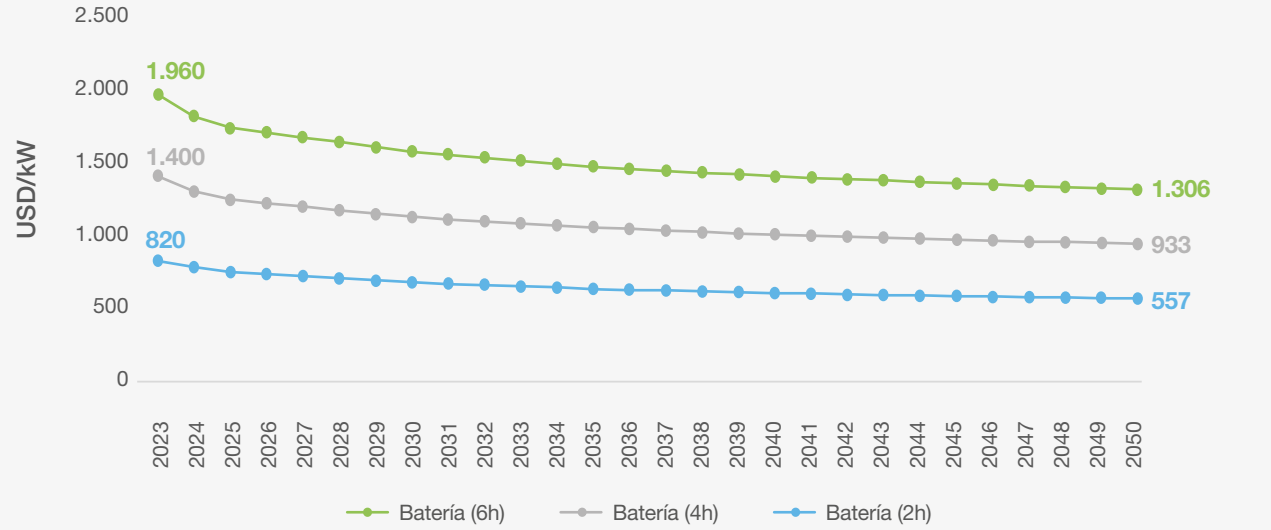
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



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

GRÁFICO 4.7

Curva de costos para baterías



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



Supuestos adoptados en la expansión de Costa Rica

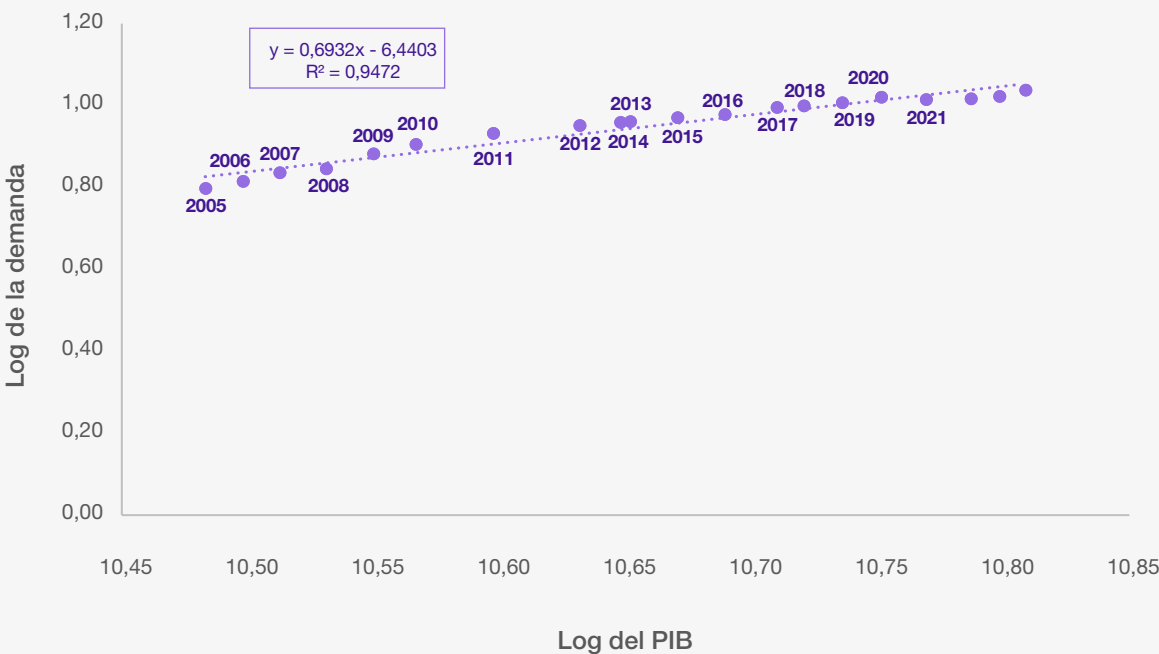
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico costarricense tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

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. En Costa Rica, la elasticidad estimada fue de 0,6932, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

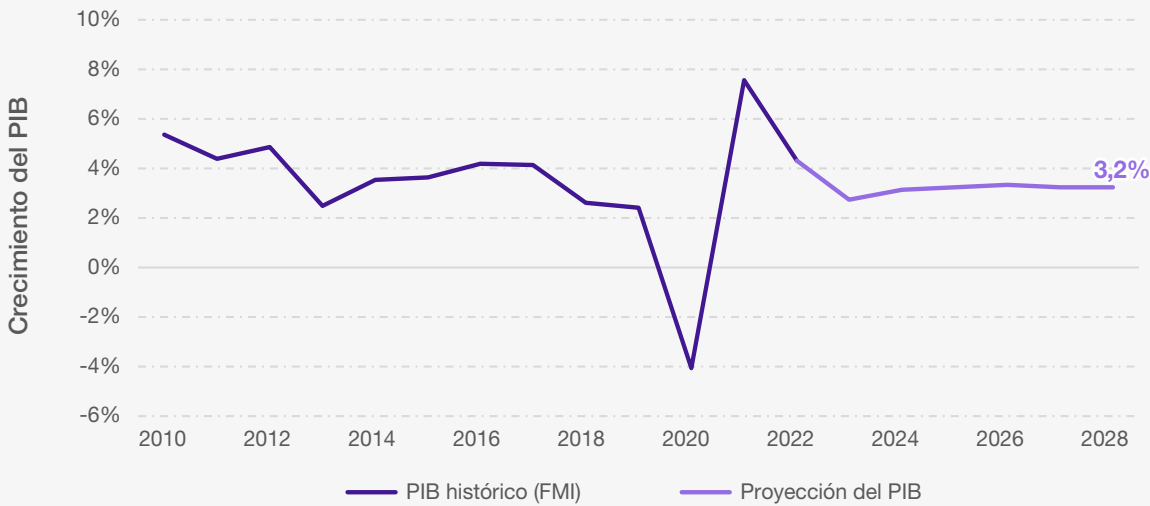


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

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 costarricense, para el que se proyecta un crecimiento del 2,7 % en 2023 y un valor promedio del 3,2 % a partir de 2027. Dado que el horizonte del pronóstico del FMI es 2028, para los años siguientes, se adopta el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque cabe destacar que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 3,2 %.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

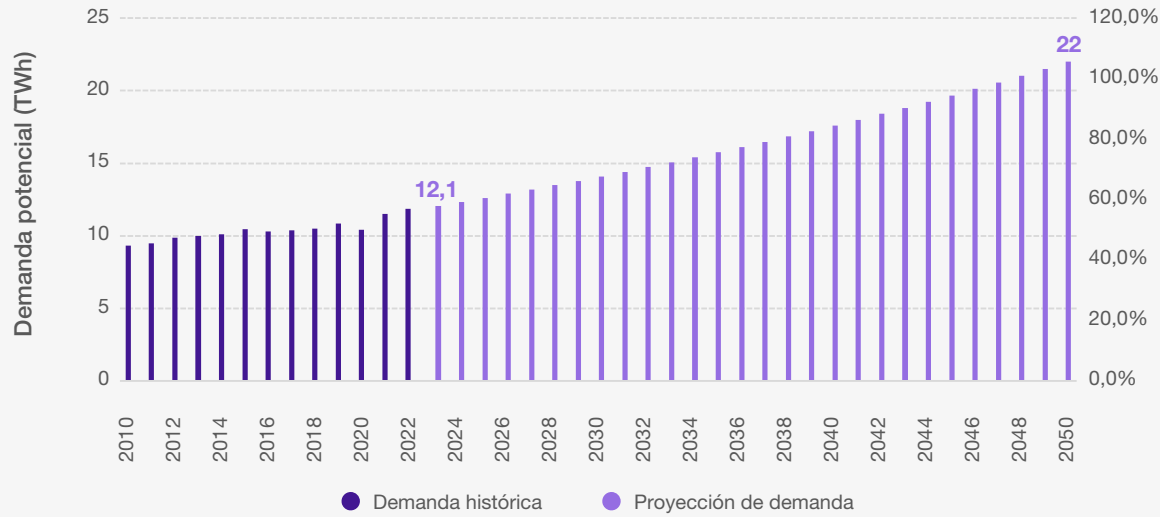


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte es de aproximadamente el 2,2 % dada una elasticidad muy cercana a 0,7, de manera que la demanda crece a una tasa más baja que el PIB. Los cálculos indican un crecimiento acumulado del 82 % entre los años 2023 y 2050, reflejado en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



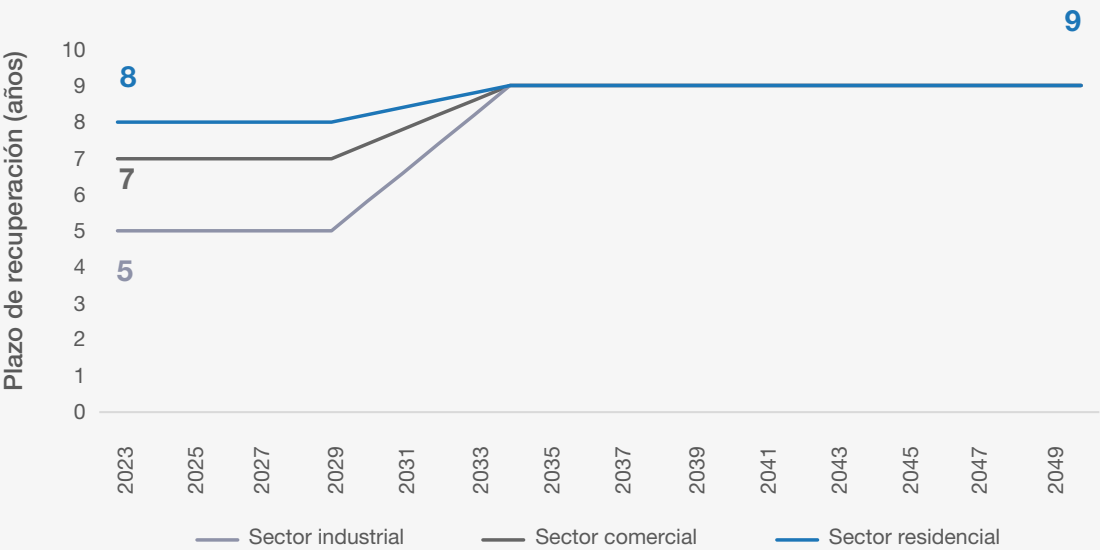
Es importante resaltar la disminución de la demanda potencial entre 2019 y 2020 debido a la pandemia de COVID-19. Al mismo tiempo, hubo un rápido crecimiento entre ese último año y 2021 de aproximadamente el 11 %.

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 su evolución para cada sector de la economía costarricense están representados en el gráfico 4.11.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

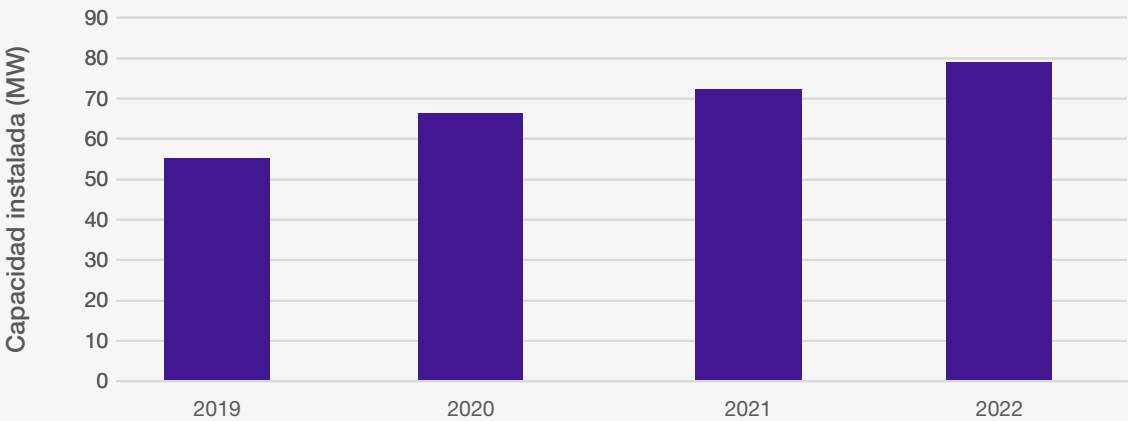


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido a las tarifas que deben pagar los consumidores locales, se observa que los datos históricos no experimentan un cambio muy grande, de manera que la capacidad instalada alcanza un valor de aproximadamente 80 MW al final de 2022, representado en el gráfico 4.12.

GRÁFICO 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Costa Rica



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

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

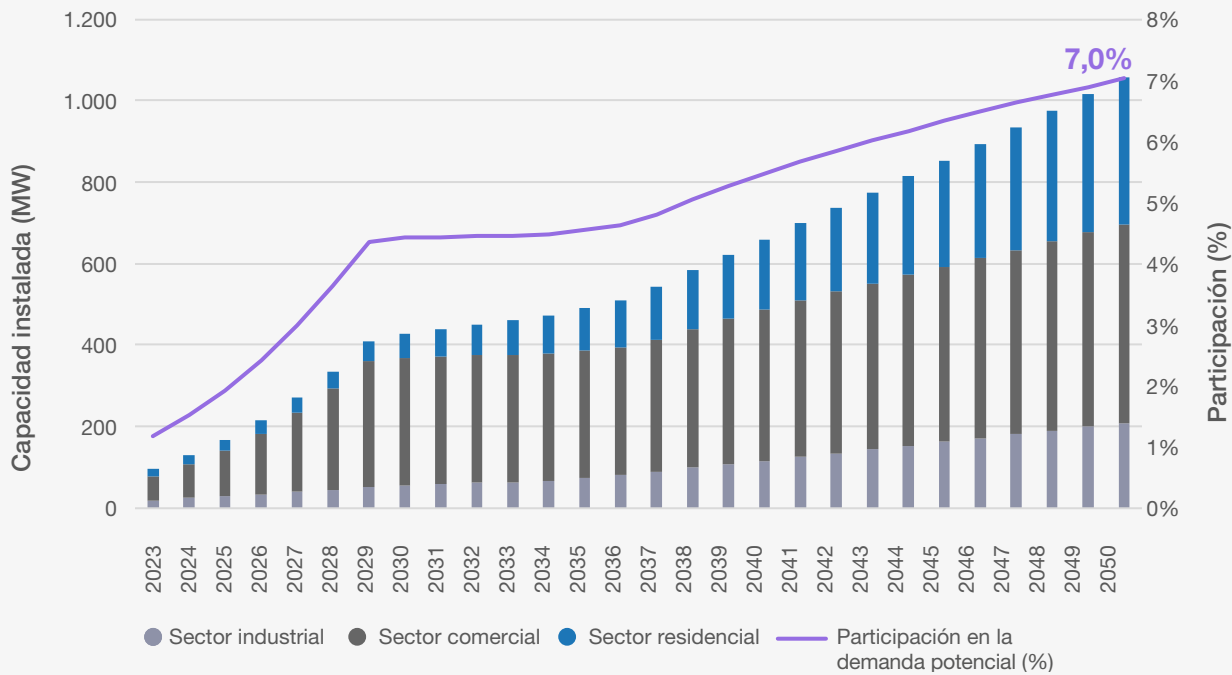
Los plazos de recuperación adoptados desde 2023 hasta 2029 son bajos, lo que tiende a aumentar el mercado potencial y atraer más consumidores en este periodo. Se da así una alta adopción en los primeros años, aunque no resulta en grandes valores absolutos de capacidad instalada.

Sin embargo, a partir de 2030, se asume que los plazos convergen a 9 años, cuando la GD en el país alcanza una participación del 5 % de la demanda total, haciendo menos atractiva esta tecnología, principalmente para el sector comercial, que es el más afectado por ese cambio.

Después del período de convergencia al *payback* de largo plazo (9 años), se observa un crecimiento menos acelerado, posibilitando la instalación de solamente 1.050 MW de GD hasta 2050, pero en valores porcentuales, significa una participación considerable, del 7 %, en la demanda potencial.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida



Un comportamiento observado es el cambio de la contribución de los sectores en la capacidad instalada a lo largo de los años. Hasta 2029, el sector con mayor participación es el comercial al tener un plazo de recuperación inferior. Después de 2029, se produce un mayor equilibrio entre los tres sectores, una vez que el *payback* de todos converge a 9 años.

Electromovilidad

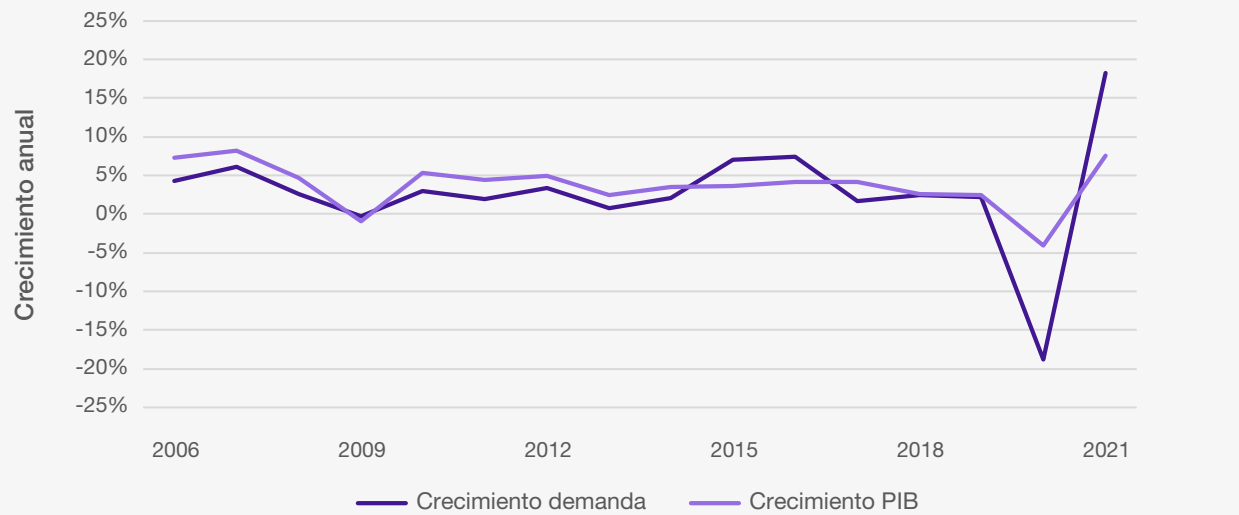
En cuanto a la electrificación de los medios de transporte, se adopta una estrategia descendente (*top-down*) para proyectar la demanda por movilidad en el país y una premisa para el porcentual de consumo de electricidad en este sector, de acuerdo con un estudio publicado por la Agencia Internacional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

Como punto de partida se realiza un análisis entre los datos históricos de la

demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre 2005 y 2021, reflejado en el gráfico 4.14. A partir de estos datos es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector del transporte.

GRÁFICO 4.14

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

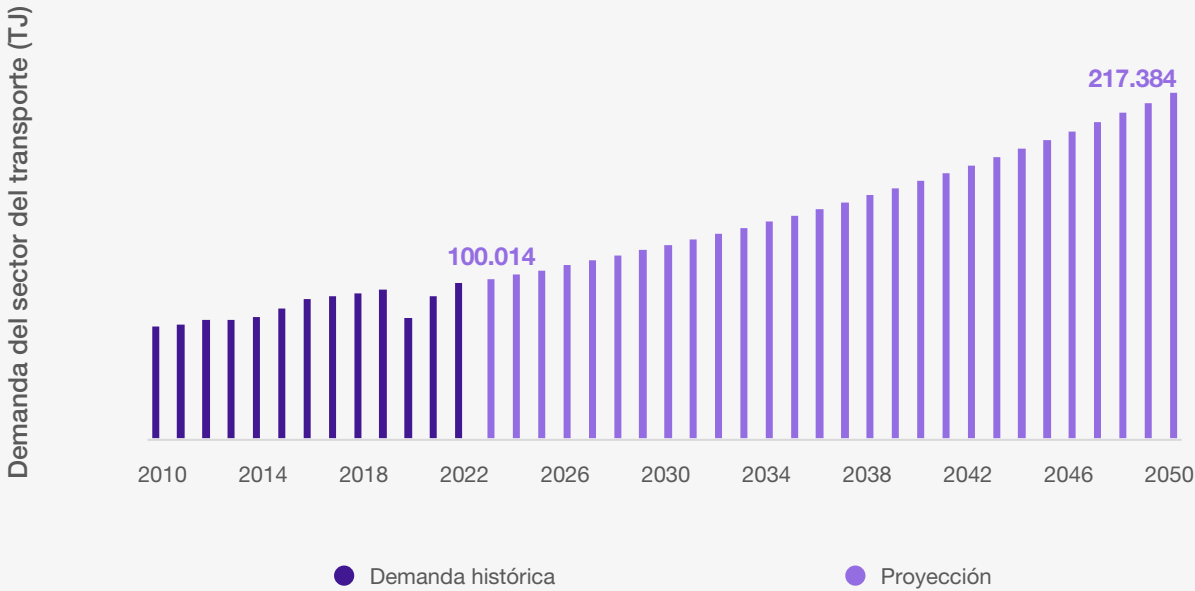


Fuente: Elaboración propia con datos de SEPSE (2022) y Banco Mundial (2022b).

Como muestra el gráfico 4.15, se estima un aumento promedio del 2,9 % durante el horizonte bajo estudio para el sector del transporte en Costa Rica, con un crecimiento acumulado del 117 % hasta el año 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere a su consumo total, incluidos los combustibles líquidos. Según el último balance energético nacional de Costa Rica (2021), el consumo de electricidad en el sector del transporte es nulo.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

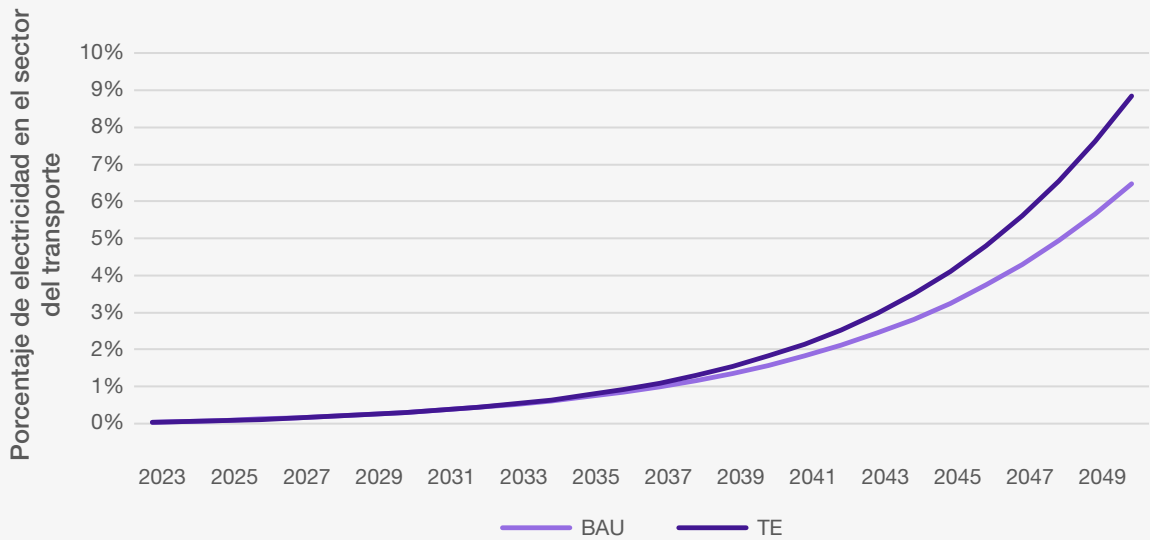


Fuente: Elaboración propia con datos de SEPSE (2022) y Banco Mundial (2022b).

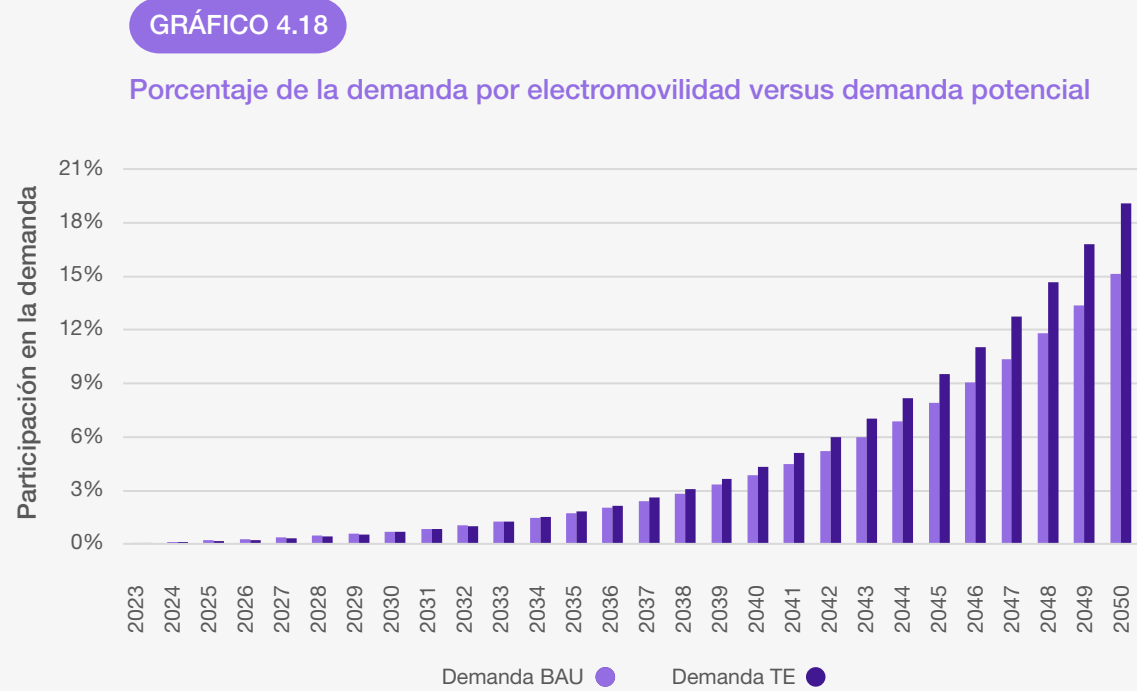
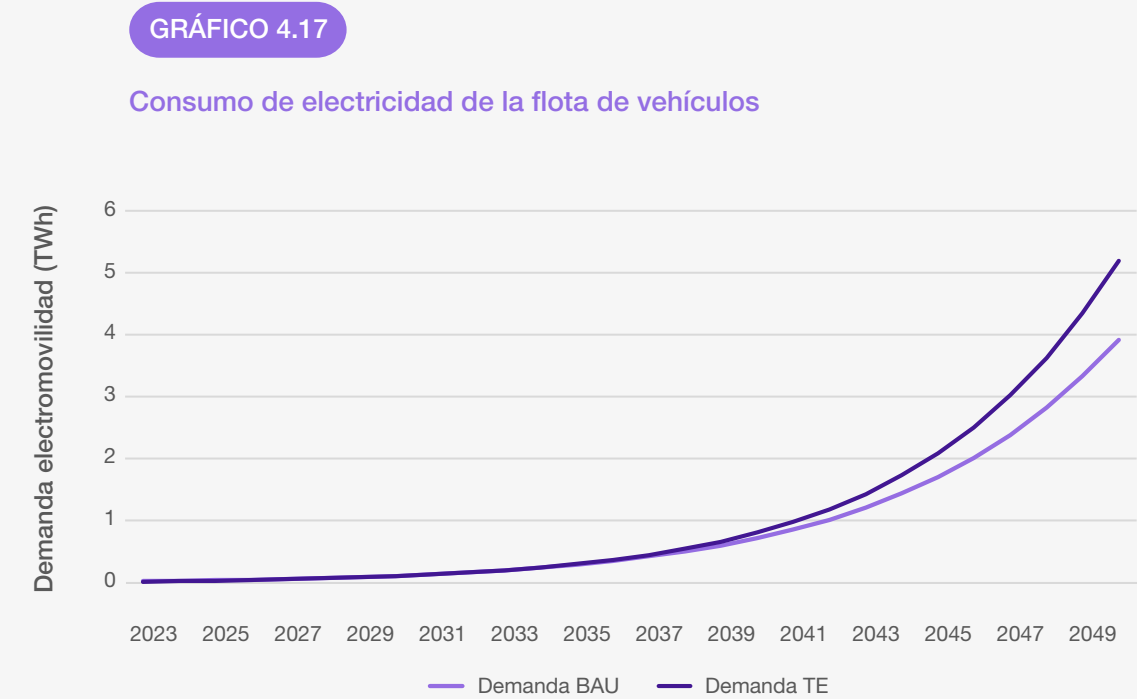
Debido a este inexistente consumo, el país se ubicó en el grupo para el que se considera un retraso de 10 años en relación con las metas de electrificación planteadas por el IRENA (presentadas el apéndice 8) para el caso de transición energética y 15 años para el de BAU. En el gráfico 4.16, se presenta la curva que indica el porcentaje de demanda de electricidad para transporte que se adopta en la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el país alcance un consumo de electricidad equivalente al 6,5 % de toda la demanda del sector en el escenario de BAU y al 8,9 % en el caso de TE para 2050 y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2040.

GRÁFICO 4.16

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



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.17. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 32,6 % superior a la demanda del escenario de BAU en el año 2050, lo que refleja metas más ambiciosas para la descarbonización del sector del transporte en el país. Estos valores reflejan una participación de la demanda potencial igual al 15 % en el escenario de BAU y al 19 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.18).



► **Hidrógeno verde**

Actualmente, Costa Rica tiene una demanda muy pequeña de hidrógeno, proveniente de tres empresas de la industria de los alimentos, los dispositivos médicos y la siderurgia (proceso de galvanizado). Dichas empresas satisfacen su demanda mediante el uso de electrolizadores de mediana capacidad, alimentados con energía de la red eléctrica, acumulando 475 kg/día, equivalentes a unas 170 toneladas (t) de hidrógeno al año, que ya se pueden considerar verdes, pues un porcentaje superior al 98 % proviene de fuentes renovables. El potencial de Costa Rica en cuanto a la demanda futura está en nuevos usos y aplicaciones del hidrógeno, como la movilidad, el calor industrial o los combustibles sintéticos.

Una de las metas de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica es alcanzar entre 200 MW y 1.000 MW de capacidad de electrólisis instalada y en desarrollo para 2030. Este objetivo considera todos los tipos de electrólisis disponibles en el mercado, enfocándose en contribuir a la descarbonización de los sectores del transporte y la industria, incluyendo la posibilidad de poner en marcha proyectos de exportación de hidrógeno.

Los gráficos 4.19 y 4.20 presentan las proyecciones de producción de hidrógeno verde en Costa Rica, tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país, medida en gigavatios por hora (GWh). El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente el doble que el escenario de BAU.

GRÁFICO 4.19

Producción de hidrógeno verde en Costa Rica

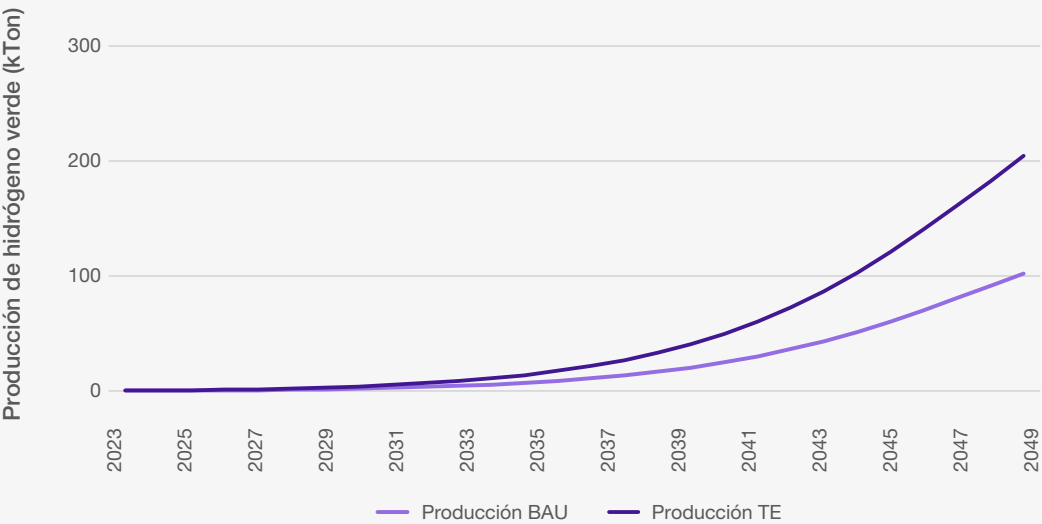
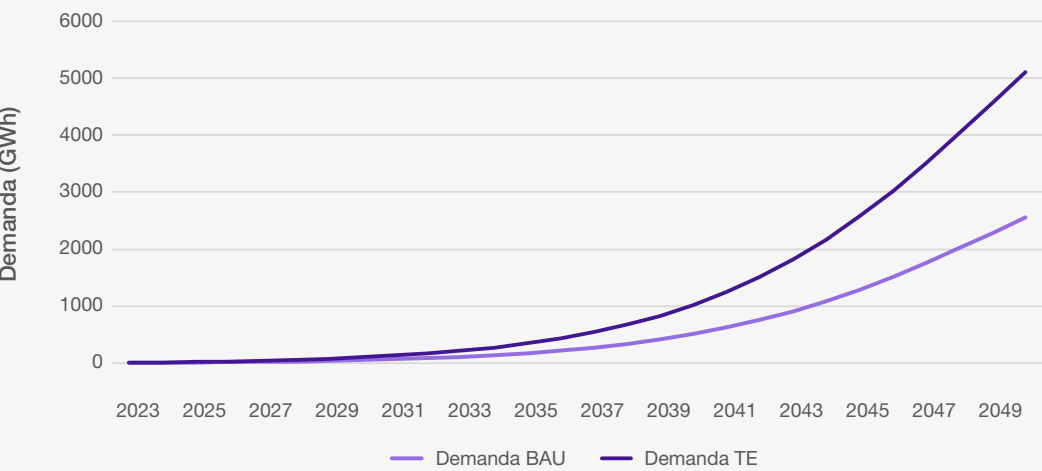


GRÁFICO 4.20

Consumo de electricidad de los electrolizadores en Costa Rica

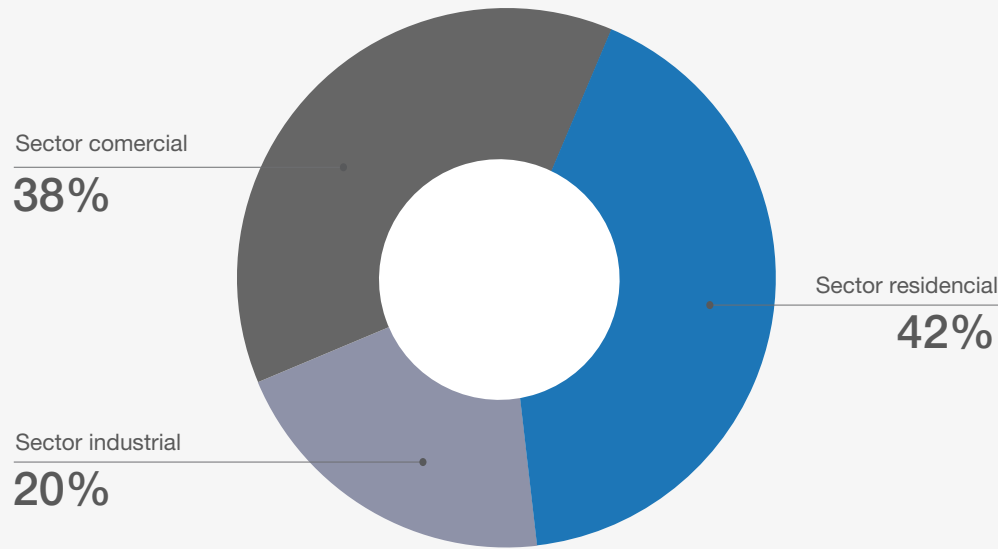


► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En Costa Rica, los dos sectores con mayor demanda de electricidad son el residencial y el comercial, con una participación del 42 % y el 38 % de la demanda total, respectivamente. El sector industrial no tiene tanta importancia si se compara con los otros, representando el 20 % de la demanda.

GRÁFICO 4.21

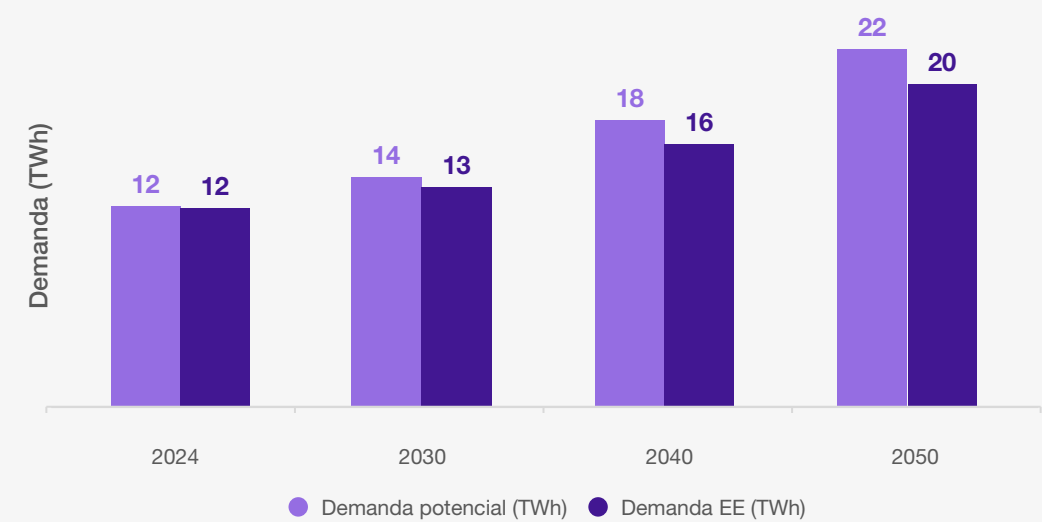
Distribución de demanda en los sectores de la economía costarricense



Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.22 una reducción de la demanda de hasta el 9,6 % con relación a la demanda potencial de 2050, lo que supone aproximadamente 2,1 teravatios por hora (TWh), cantidad de energía equivalente a la producción de 600 MW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.22

Proyección de las ganancias de eficiencia

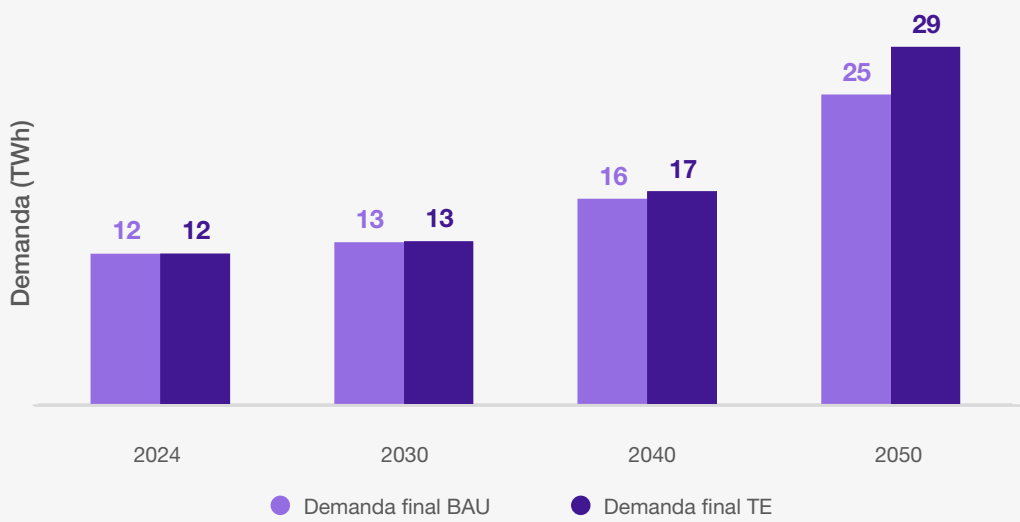


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico costarricense, representada en el gráfico 4.23. Esta es la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) provocan una diferencia entre ambos escenarios de aproximadamente el 15,5 % en la demanda del país en 2050, que es un porcentaje considerable.

GRÁFICO 4.23

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

En este estudio se considera un proyecto para una central geotérmica de 55 MW, cuya entrada en operaciones está prevista en 2027.

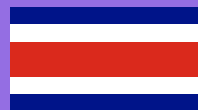
CUADRO 4.4

Proyectos considerados en el plan de expansión de Costa Rica

Tecnología	Proyecto	Fecha	Capacidad instalada (MW)
Geotérmico	Borinquen	2027	55

5

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Costa Rica



» Este capítulo presenta un análisis detallado del plan de expansión del sistema eléctrico de Costa Rica 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.



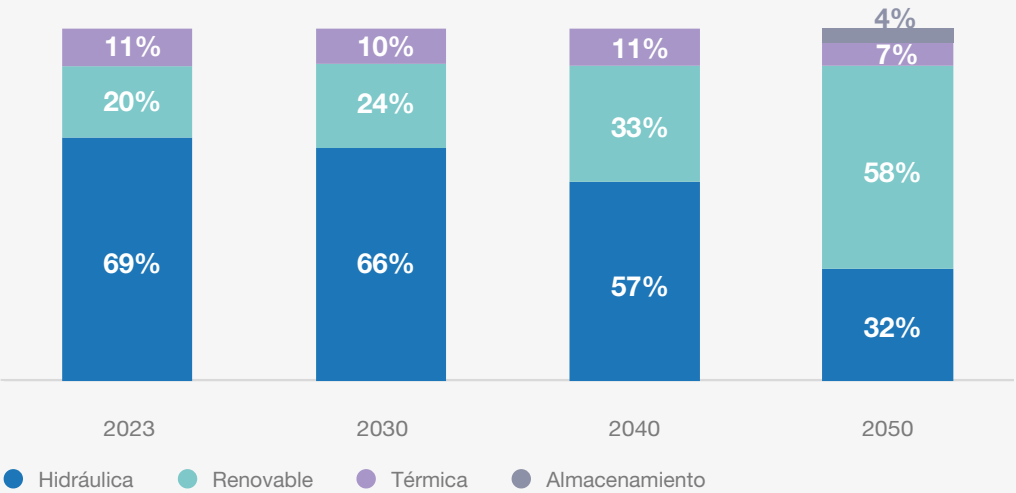
Caso de BAU

► Expansión de la generación

El sistema de Costa Rica tiene pocos activos termoeléctricos en operación. Con el paso de los años, no hay tendencia a que este tipo de centrales aumenten, ni siquiera con el mayor despliegue de ERNC, ya que las centrales hidroeléctricas existentes en el país son capaces de brindar los servicios necesarios para compensar la intermitencia en el suministro de energía eólica y generación solar por unos años más. En la década de 2040, se realizarán algunas inversiones en baterías que ayudarán a aumentar los niveles de flexibilidad del sistema. El gráfico 5.1 muestra la evolución de la matriz generadora en este escenario.

GRÁFICO 5.1

Evolución de la canasta de capacidad instalada en el sistema costarricense en el caso de BAU



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

Las principales adiciones a lo largo del horizonte provienen de fuentes renovables, en especial eólicas. Al final del periodo, hay algunas inversiones en baterías y una central de ciclo combinado. Estos activos complementan los servicios que brindan las centrales hidroeléctricas, al compensar la intermitencia de las centrales renovables no convencionales. La mayor parte del potencial para instalar centrales renovables se ubica en el noroeste del país. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en el sistema costarricense, tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

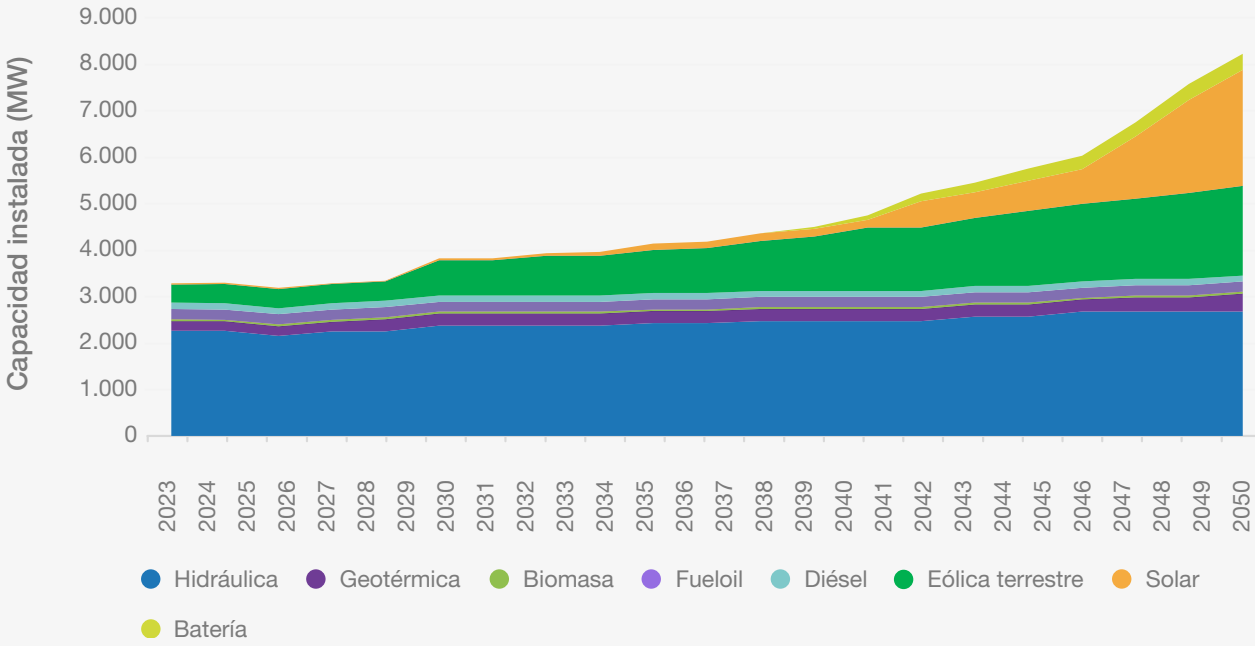
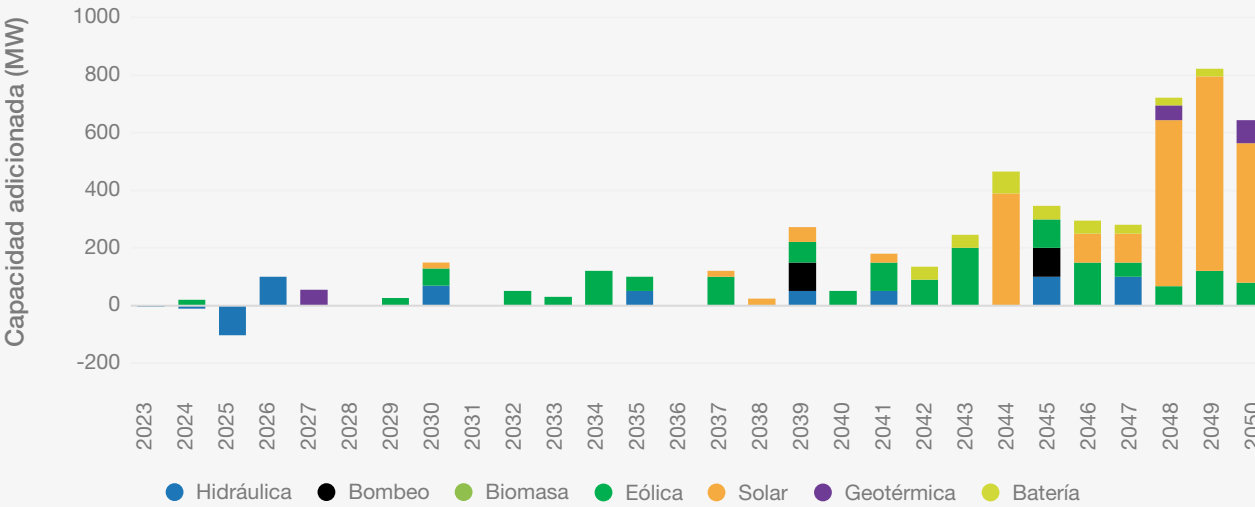


GRÁFICO 5.3

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



► **Perfil de generación**

En este subapartado, se analiza con detalle la evolución de la matriz de generación del sistema costarricense. 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.

En Costa Rica destaca la participación de las centrales hidroeléctricas en 2024, con aproximadamente el 73 % de la generación total, seguida de las plantas eólicas, con el 13 %, y las centrales geotérmicas, a las que corresponde el 12 %, de manera que la totalidad de su demanda es atendida por fuentes renovables.

Además, un punto relevante para los países de América Central son las importaciones y exportaciones a través de los sistemas de interconexión (SIEPAC y SIEPAC II). De esa forma, se percibe un perfil importador de energía al inicio del año y un perfil exportador desde mediados hasta el final del año. En relación con el perfil horario, la generación hidroeléctrica es la única que cambia significativamente en el día, pero no hace que haya grandes variaciones en el costo marginal de operación (CMO), que oscila la mayor parte del día entre 74 USD/MWh y 79 USD/MWh, con un pico de breve duración a las 20.00 horas, cuando sube a 91 USD/MWh.

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

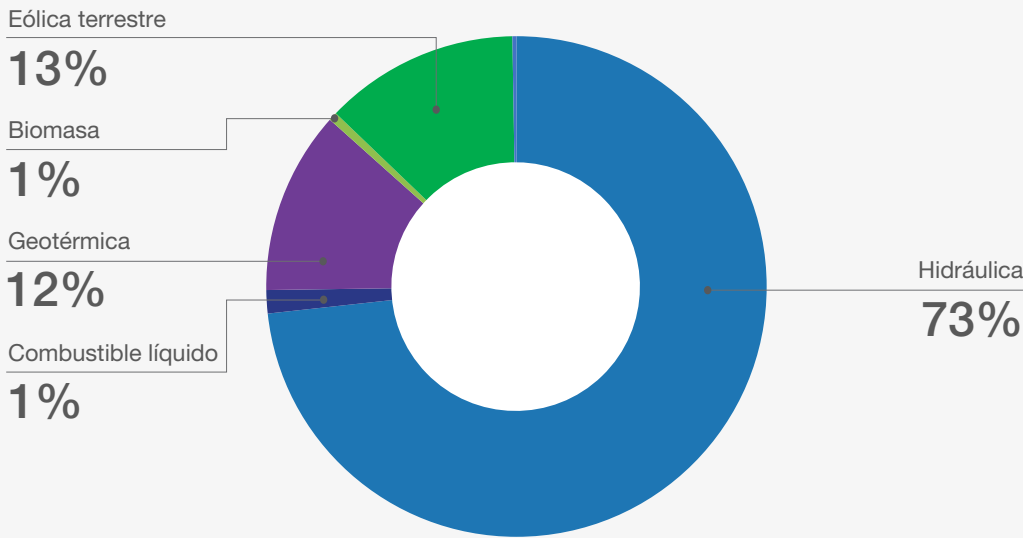
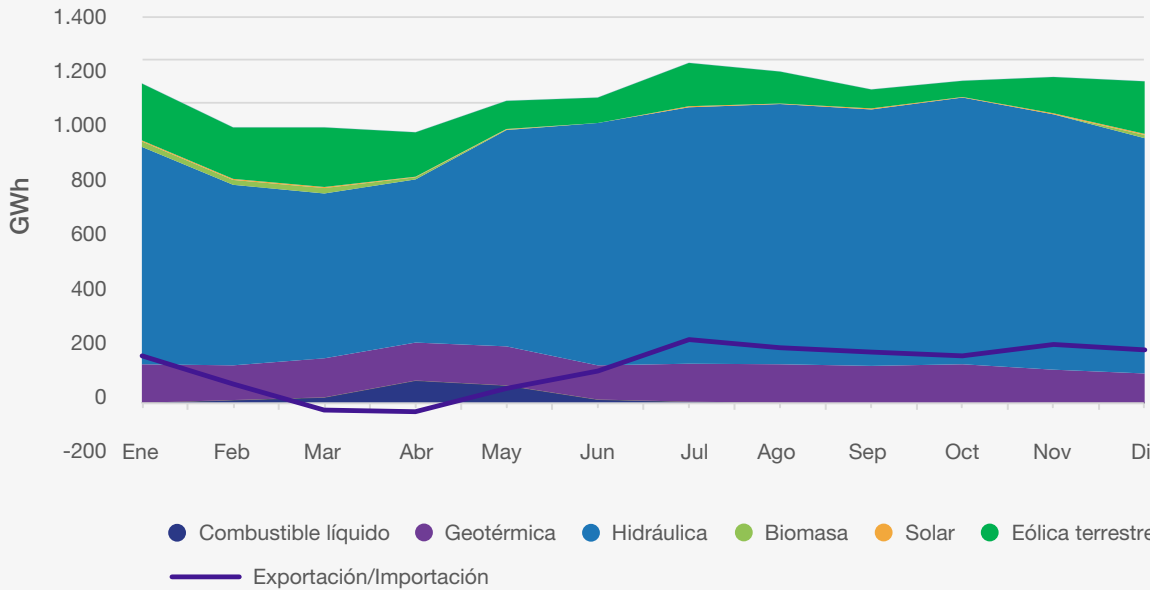
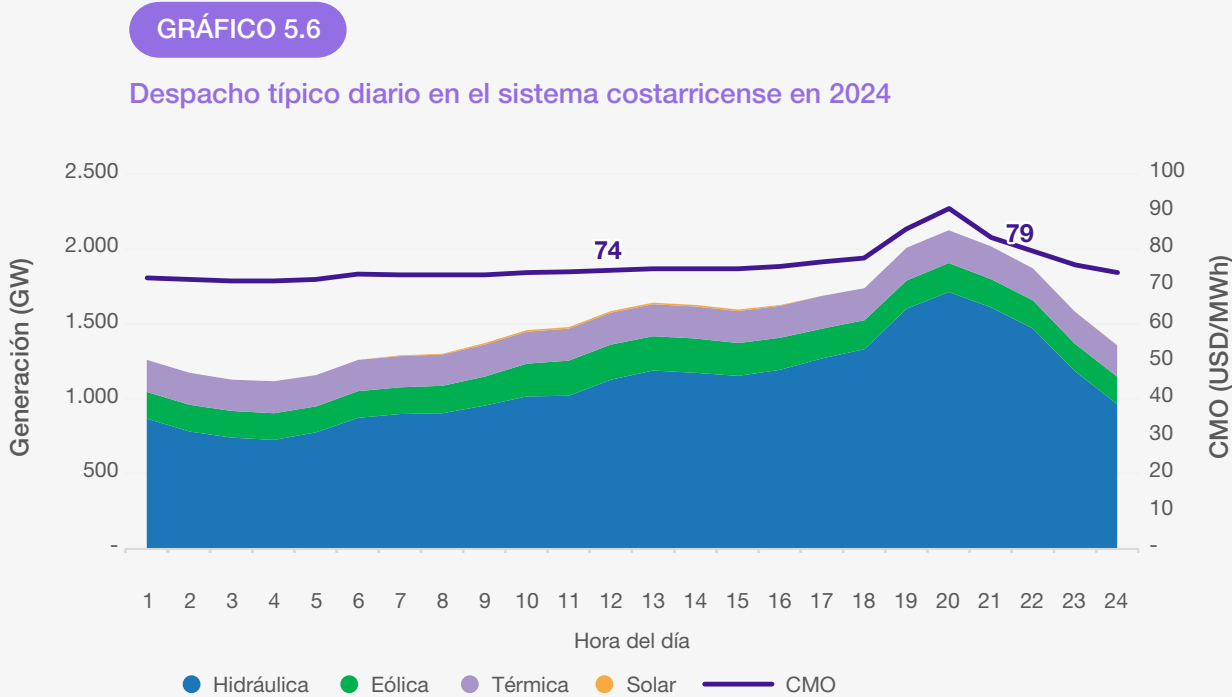


GRÁFICO 5.5
Perfil de generación mensual en el sistema costarricense en 2024





Para 2050, se produce un incremento considerable de las centrales eólicas y aparecen las plantas solares en la generación mensual. Se pueden destacar también las importaciones y exportaciones para este año, confirmando el perfil importador en la primera mitad del año y exportador en la segunda mitad. En relación con el perfil horario, se destaca la gran representación de la generación proveniente de energías renovables al mediodía, lo que permite que el CMO baje a 9 USD/MWh en ese momento, pero se incrementa hasta los 96 USD/MWh a las 21.00 horas. En el caso de Costa Rica, es importante resaltar el papel de las hidroeléctricas y los recursos de almacenamiento para atender la demanda durante la noche, cuando no hay disponibilidad de energía solar.

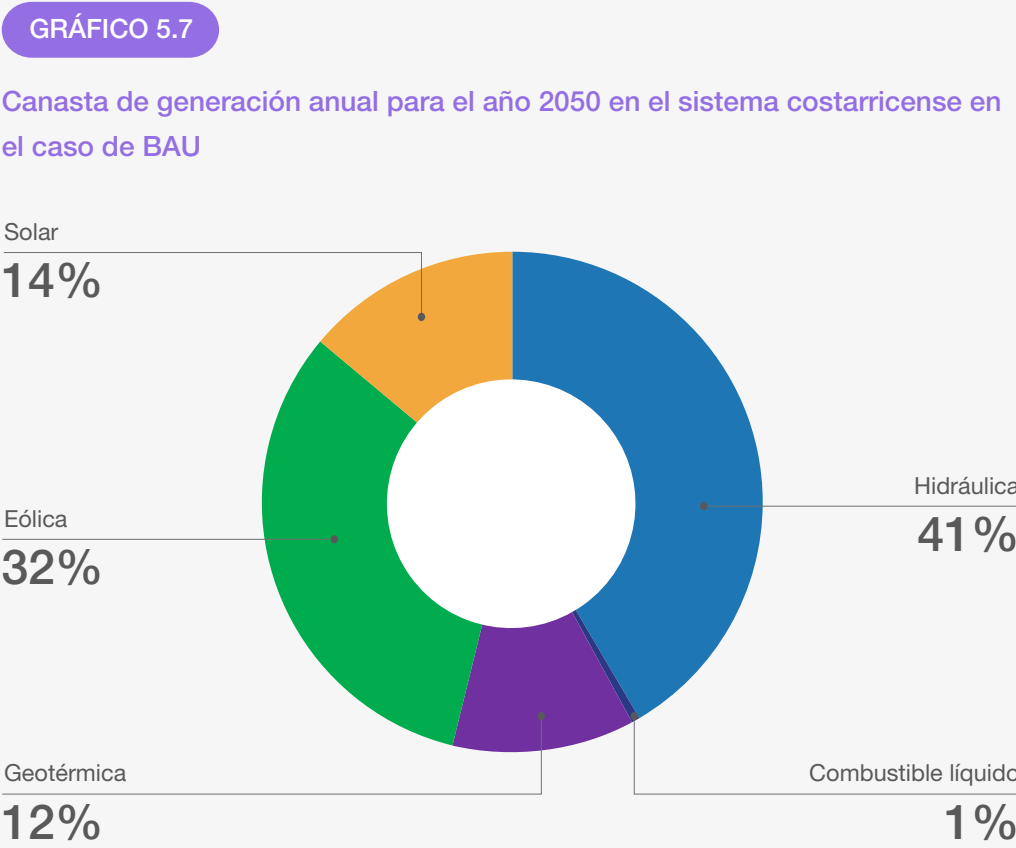


GRÁFICO 5.8

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

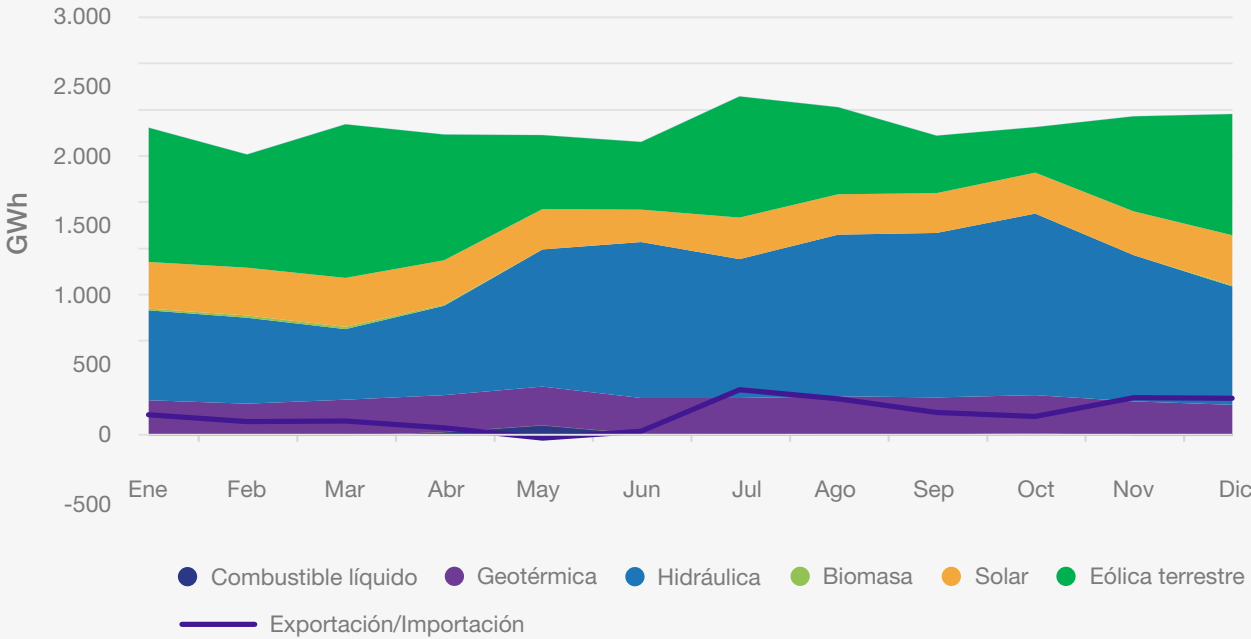
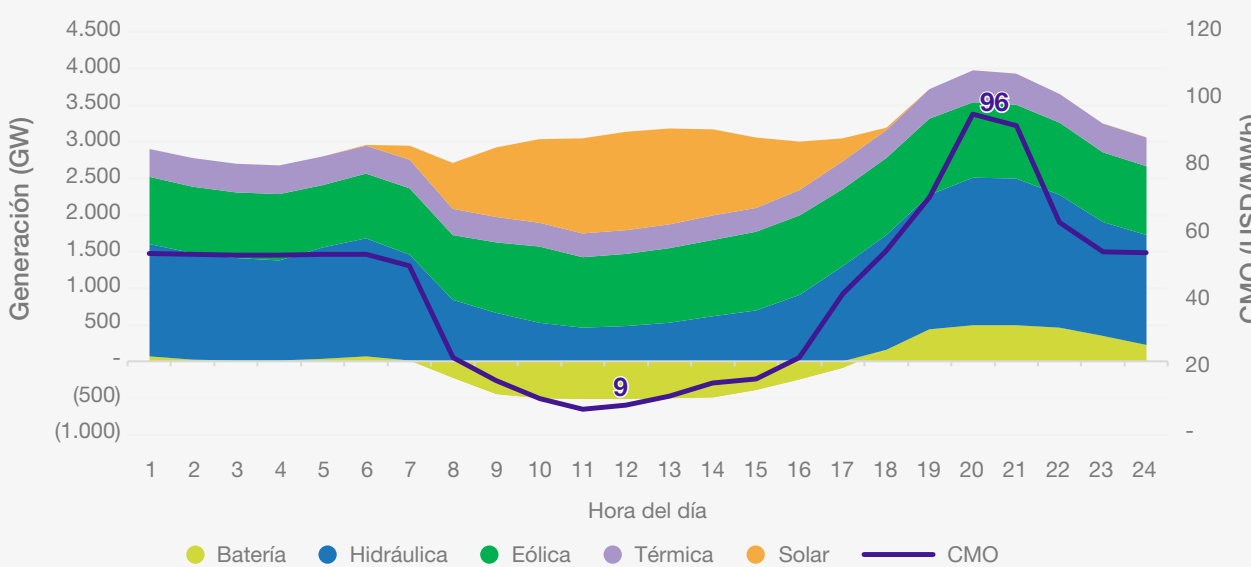


GRÁFICO 5.9

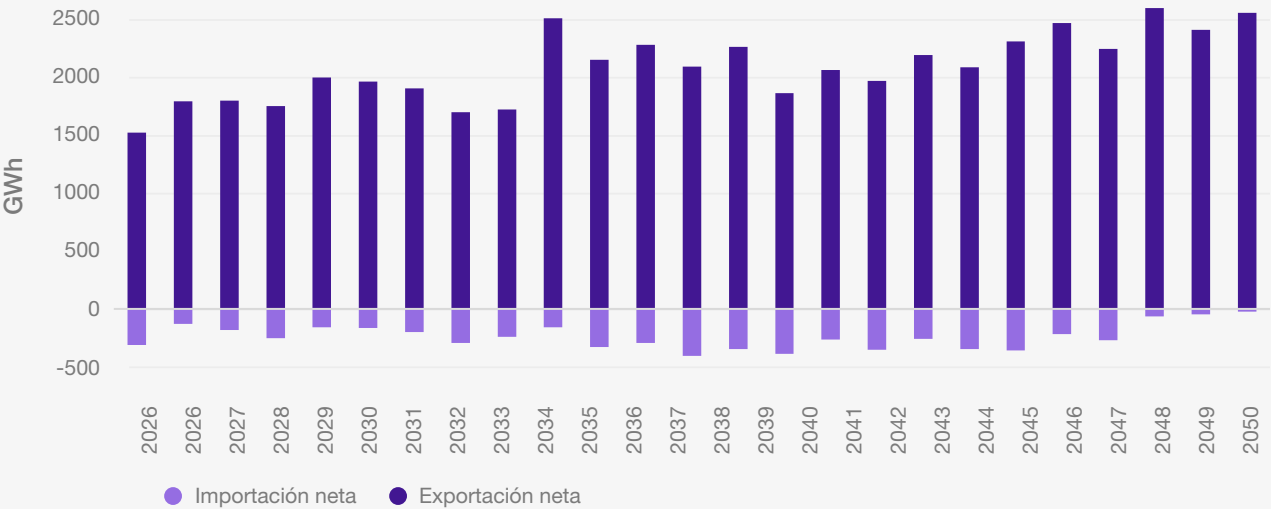
Despacho típico diario en el sistema costarricense para el año 2050 en el caso de BAU



Según lo expuesto, el país se destaca como exportador de energía durante la mayor parte del año. Al analizar el total de exportaciones e importaciones anuales, se aprecia que Costa Rica mantiene un perfil exportador en todos los años evaluados. Gracias a que el 100 % de su sistema energético proviene de fuentes renovables (con solo una planta térmica programada para su instalación al final del horizonte temporal), el país se consolida como un significativo proveedor de energía en la región. Los volúmenes de exportación se ven potenciados con la expansión de las interconexiones del SIEPAC en 2035.

GRÁFICO 5.10

Importaciones y exportaciones anuales en el sistema costarricense



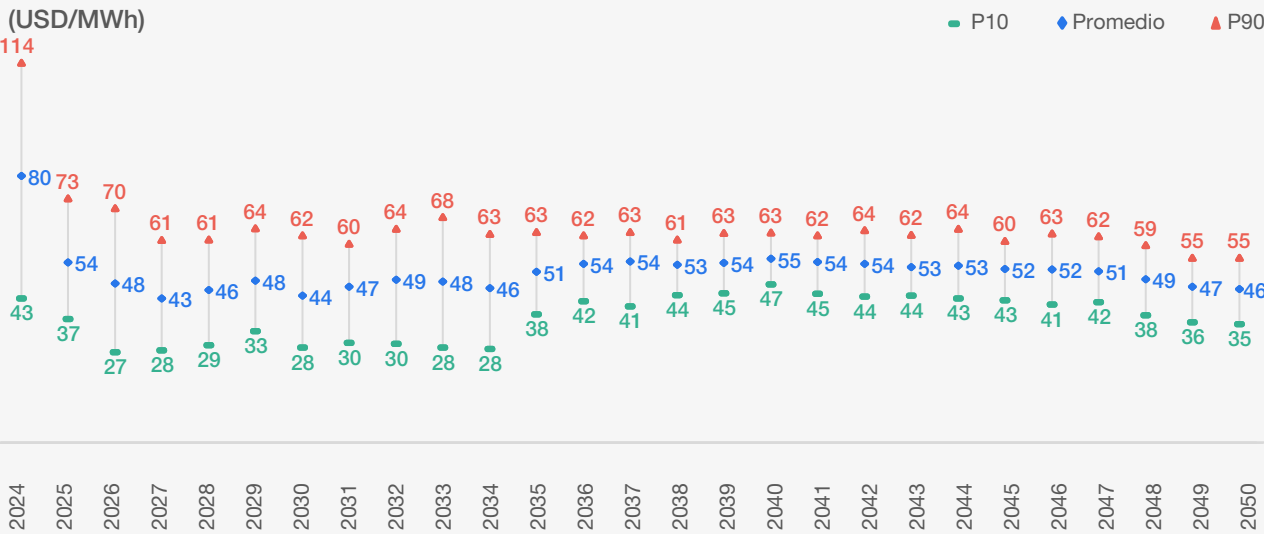
Costos marginales

La tendencia a la exportación de electricidad conlleva un aumento en el costo marginal durante los primeros años del estudio, especialmente en aquellos meses en los que se vende un volumen considerable de energía a Panamá.

El perfil exportador se mantendrá en el largo plazo, especialmente después de que se dupliquen las interconexiones de SIEPAC en 2035. Como resultado, el costo marginal de Costa Rica tiende a estar cerca de los 50 USD/MWh en promedio anual.

Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.11 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente¹²).

GRÁFICO 5.11
Costos marginales anuales en el sistema costarricense en el caso de BAU

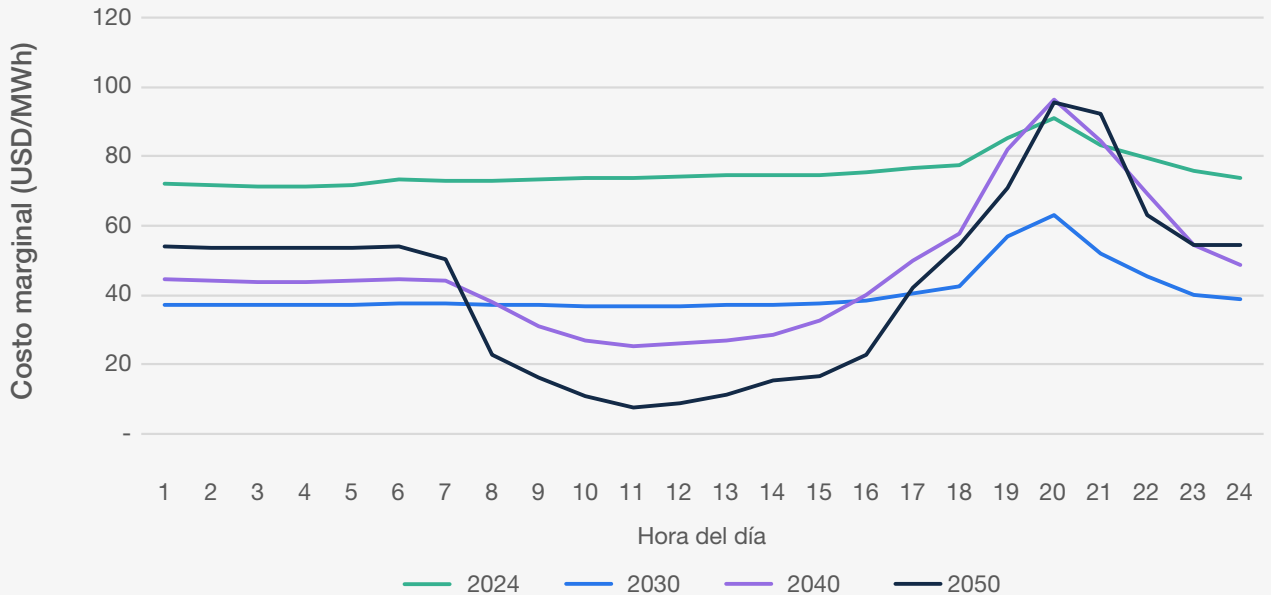


A medida que ingresan más renovables en el sistema de Costa Rica, la disminución de los costos marginales al mediodía es mayor. Así, con los años, el CMO va disminuyendo cada vez más en estos horarios. Esto ocurre porque las centrales eólicas y solares tienen su pico de generación durante la tarde.

¹² 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.

Al comparar la evolución de los costos marginales en el sistema, se ve claramente el efecto que tiene la mayor incorporación de fuentes solares en la matriz de generación. En 2024, la demanda se mantiene prácticamente constante a lo largo del día, con variaciones solo hacia el final de la jornada, cuando se registra un incremento y surge la necesidad de activar recursos con un costo variable más elevado. La mayor participación de la energía solar contribuye a la reducción del precio promedio anual y de los precios observados durante las horas de mayor oferta solar. Asimismo, se observa que, a medida que la oferta solar disminuye al final de la tarde, el incremento de la demanda debe ser atendido con fuentes que tienen un costo variable unitario superior a cero, lo que provoca el aumento de precios reflejado en el gráfico 5.12.

GRÁFICO 5.12
Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema costarricense en el caso de BAU





Caso de transición energética

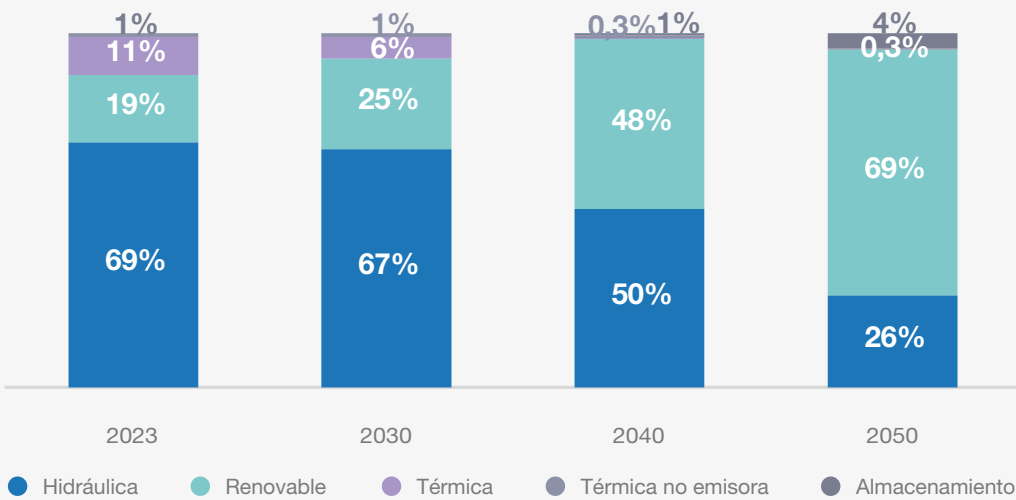
Expansión de la generación

El sistema de Costa Rica cuenta con un porcentaje poco significativo de centrales termoeléctricas (alrededor del 11 %). El objetivo en el caso de TE es dismantelar estos activos, de manera que el país mantenga la meta que ya alcanzó en 2023 de emisiones nulas de gases de efecto invernadero.

Ese objetivo se alcanza al inicio de la década de 2040, momento en el que las energías renovables (principalmente las eólicas) tienen una participación más significativa en la matriz de capacidad instalada del país, convirtiéndose en las principales fuentes de generación de energía eléctrica. El aumento en la demanda de electricidad en comparación con el caso de BAU, junto con el hecho de tener una mayor participación de renovables en el sistema, también motiva una mayor adición de baterías, en este caso, sistemas con capacidad de hasta 6 horas de duración.

GRÁFICO 5.13

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema costarricense 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.

GRÁFICO 5.14

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

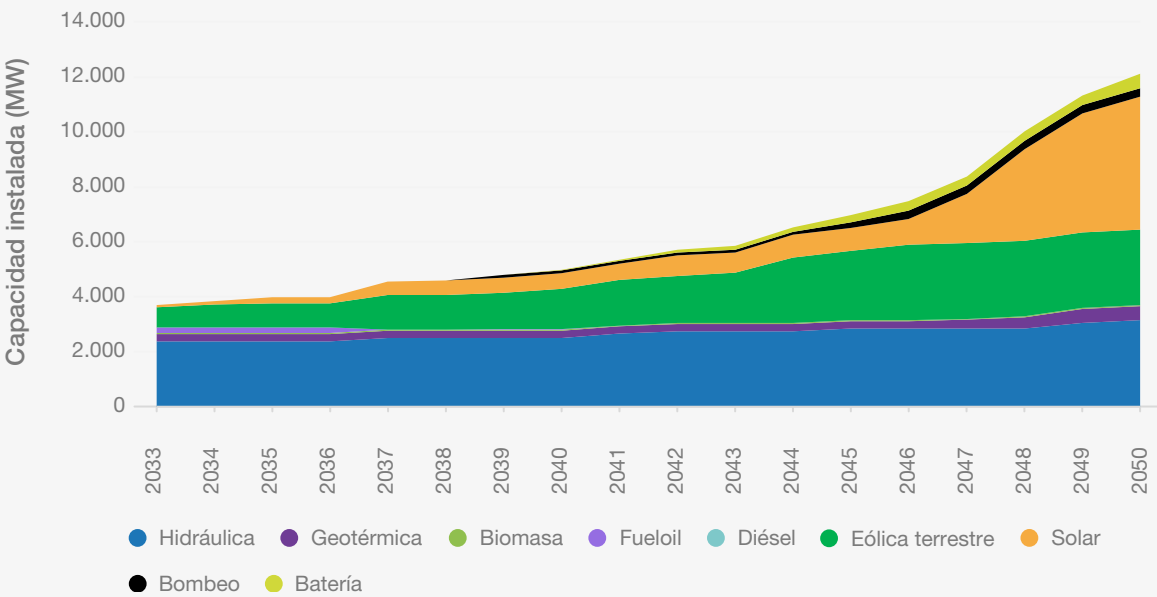
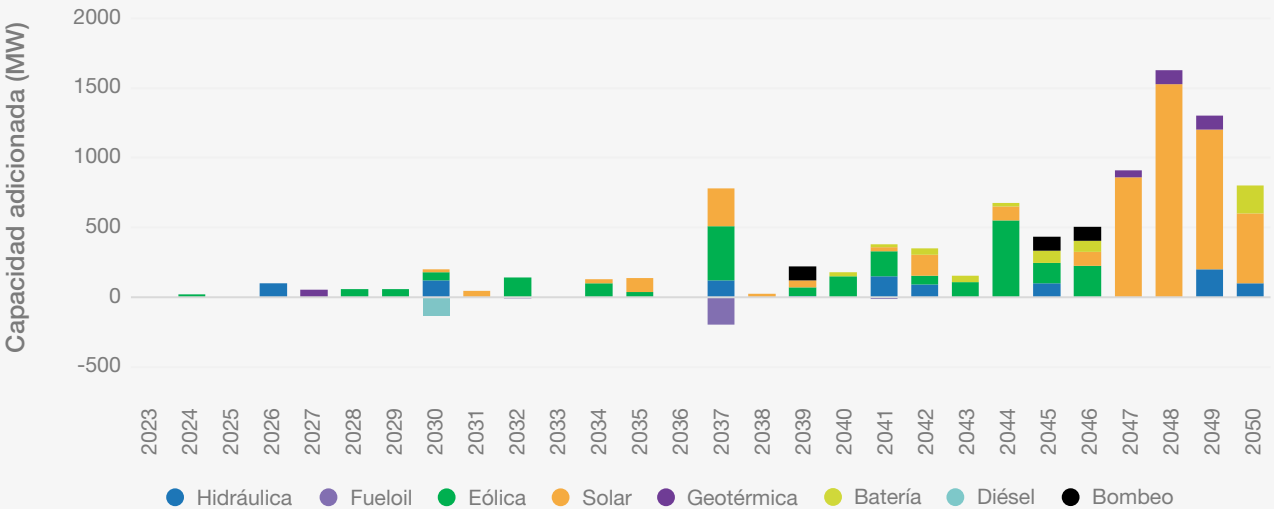


GRÁFICO 5.15

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



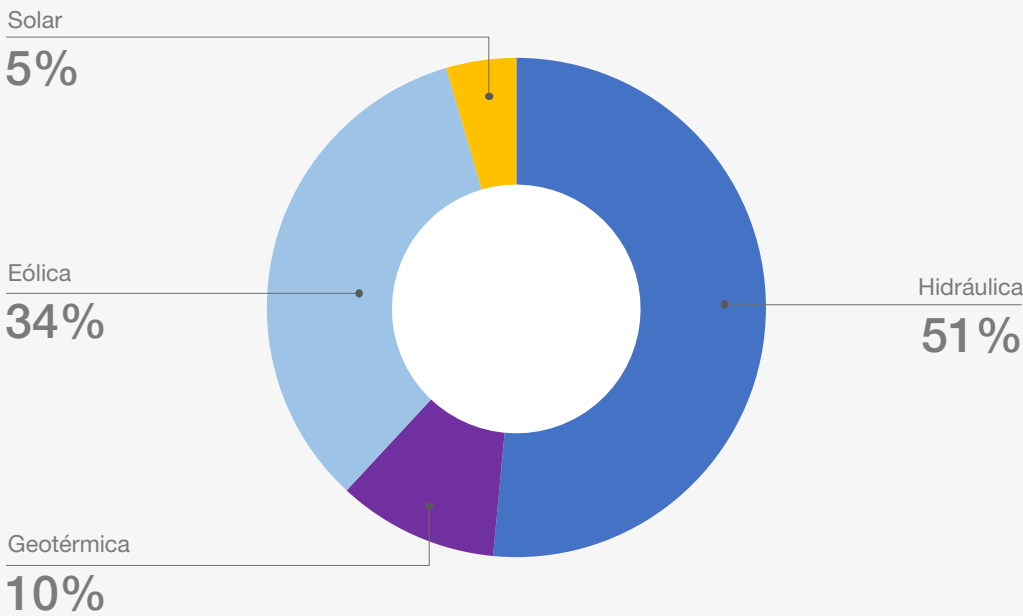
Perfil de generación

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

Durante todos los años evaluados, la demanda de energía eléctrica en Costa Rica es atendida al 100 % por fuentes que no emiten GEI. En 2040, las hidroeléctricas son la principal fuente de generación, con una participación del 51 %, mientras que las eólicas cubren el 34 % de la carga.

GRÁFICO 5.16

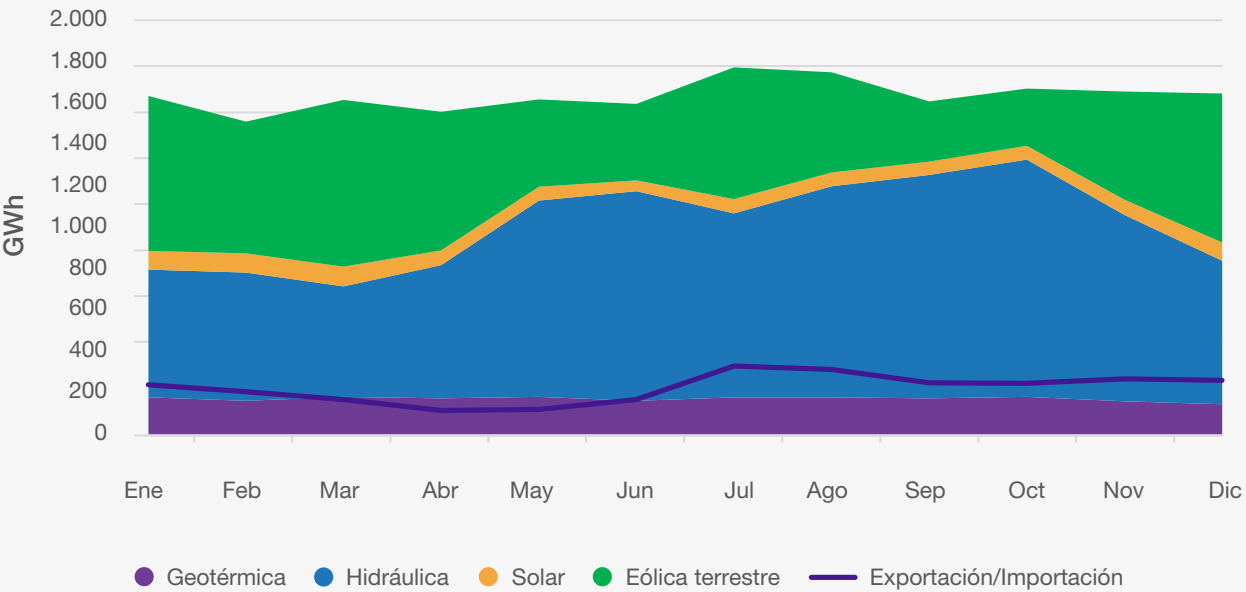
Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema costarricense en el caso de TE



En cuanto al perfil mensual, es importante destacar el mayor volumen de generación hidroeléctrica en el sistema entre mayo y octubre. De hecho, es durante este período cuando se observan los mayores volúmenes de exportación hacia los países vecinos. Entre octubre y finales de abril, las plantas eólicas presentan la mayor disponibilidad y logran generar un volumen más alto de energía.

GRÁFICO 5.17

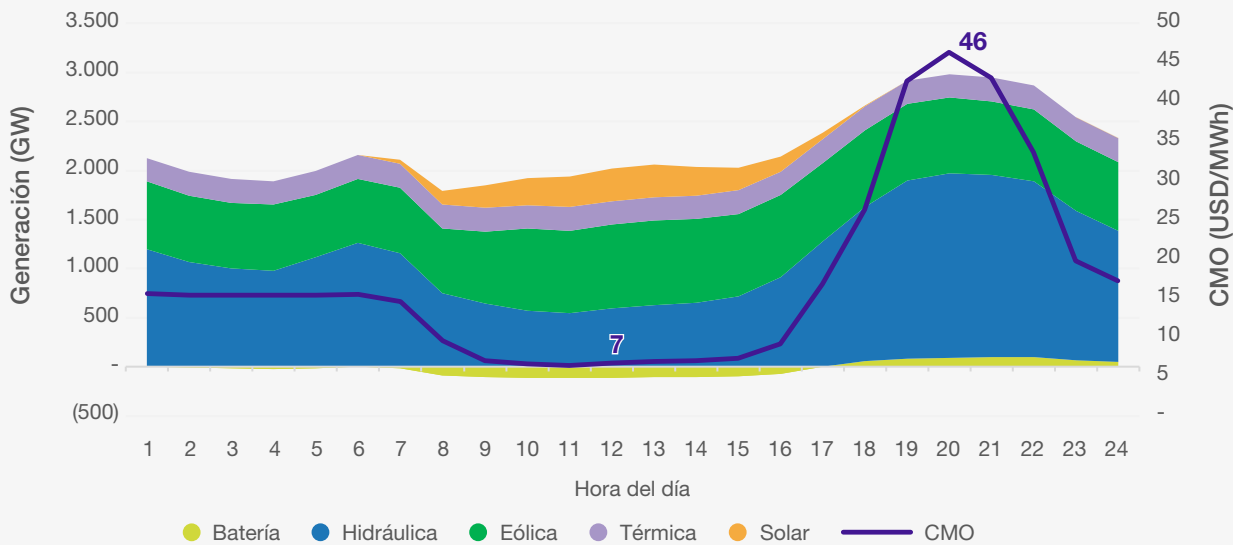
Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema costarricense en el caso de TE



El perfil típico de despacho horario muestra una gran variación en los costos marginales del sistema hacia el final del día. La generación termoeléctrica presentada en el gráfico 5.18 corresponde a la generación total de las plantas geotérmicas. Con el aumento de la participación renovable, se observa una reducción significativa de los costos marginales de energía, impulsada por la oferta solar durante la tarde. A medida que esta oferta disminuye, el precio de la energía aumenta, alcanzando un valor máximo de 46 USD/MWh a las 20.00 horas.

GRÁFICO 5.18

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



Hasta 2050, el punto más destacado es el aumento de la generación eólica. En ese año, esta tecnología cubre el 66 % de la demanda de electricidad, reemplazando a las hidroeléctricas como la principal fuente de energía en el país. También se da un incremento significativo de la generación solar, reflejado en el gráfico 5.19. Durante el año, la generación hidroeléctrica sigue siendo mayor de mayo a octubre que el resto de los meses, pero su participación en el total es inferior.

En cuanto al perfil horario, la generación con fuentes renovables permite que los costos marginales disminuyan a cero hacia el mediodía, mientras que durante la noche y la madrugada suben hasta 26 USD/MWh, un valor bajo si se compara con los periodos anteriores y con otros países de la región.



El impulso de la eficiencia energética, la electromovilidad, el hidrógeno verde, la generación distribuida y las redes inteligentes son vectores de actuación de gran interés en Costa Rica. Sin embargo, se necesita una regulación que permita convertir las políticas y planes en avances concretos.

GRÁFICO 5.19

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

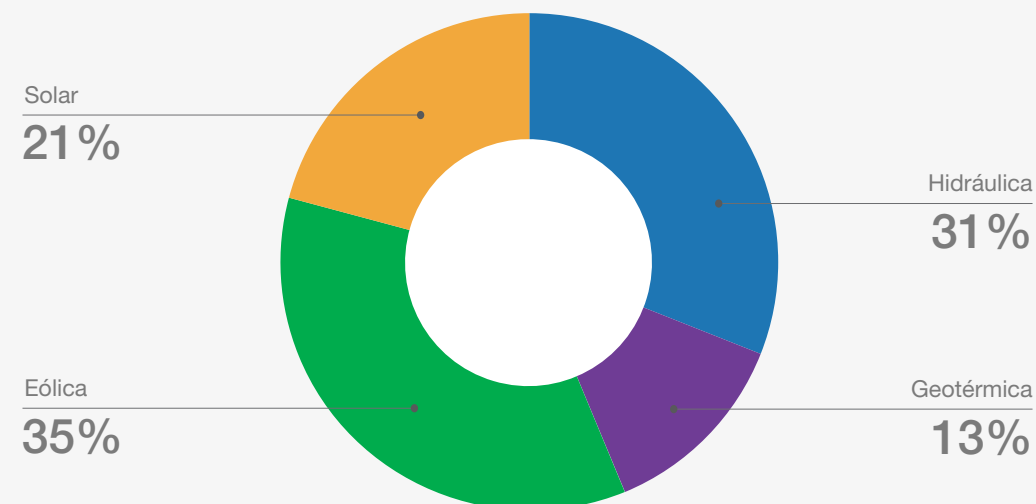
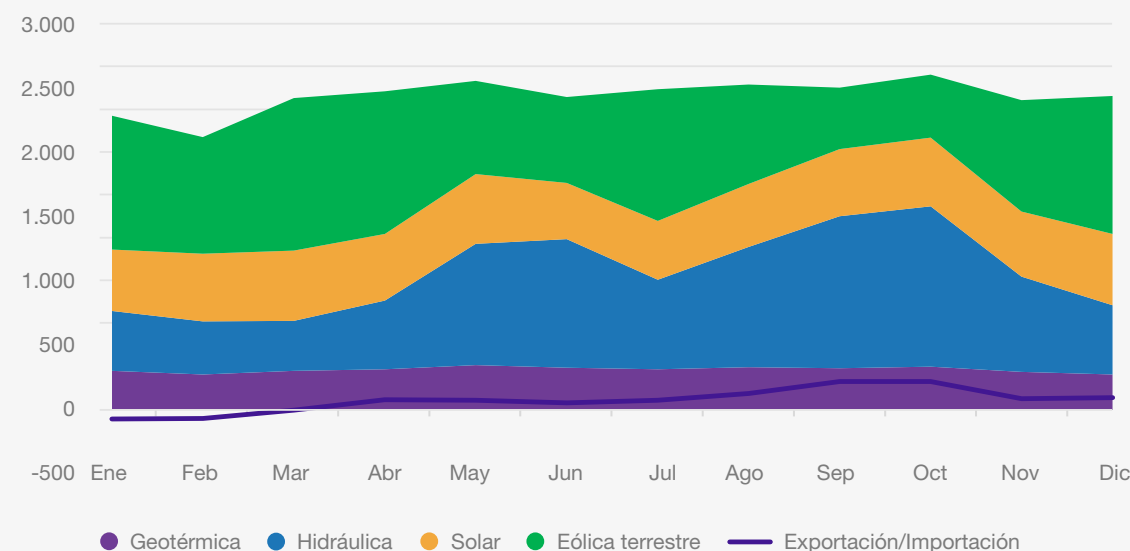
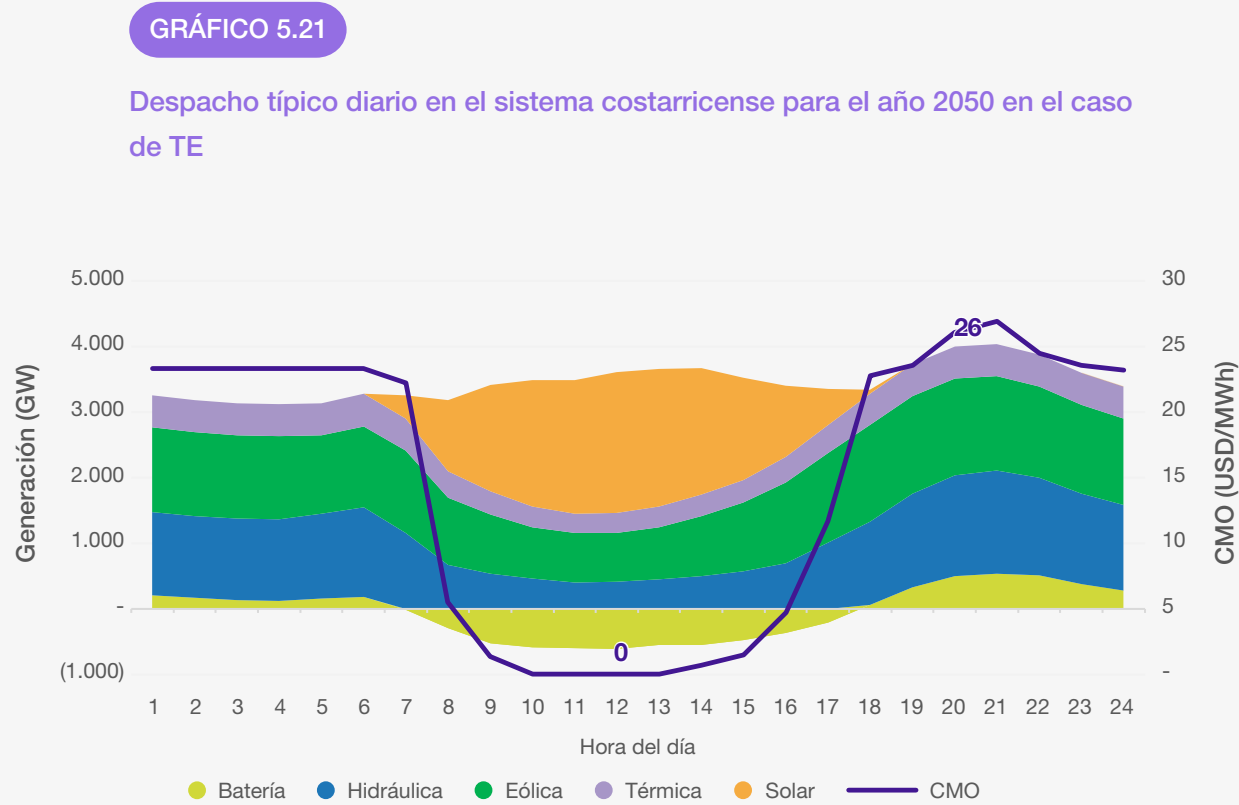


GRÁFICO 5.20

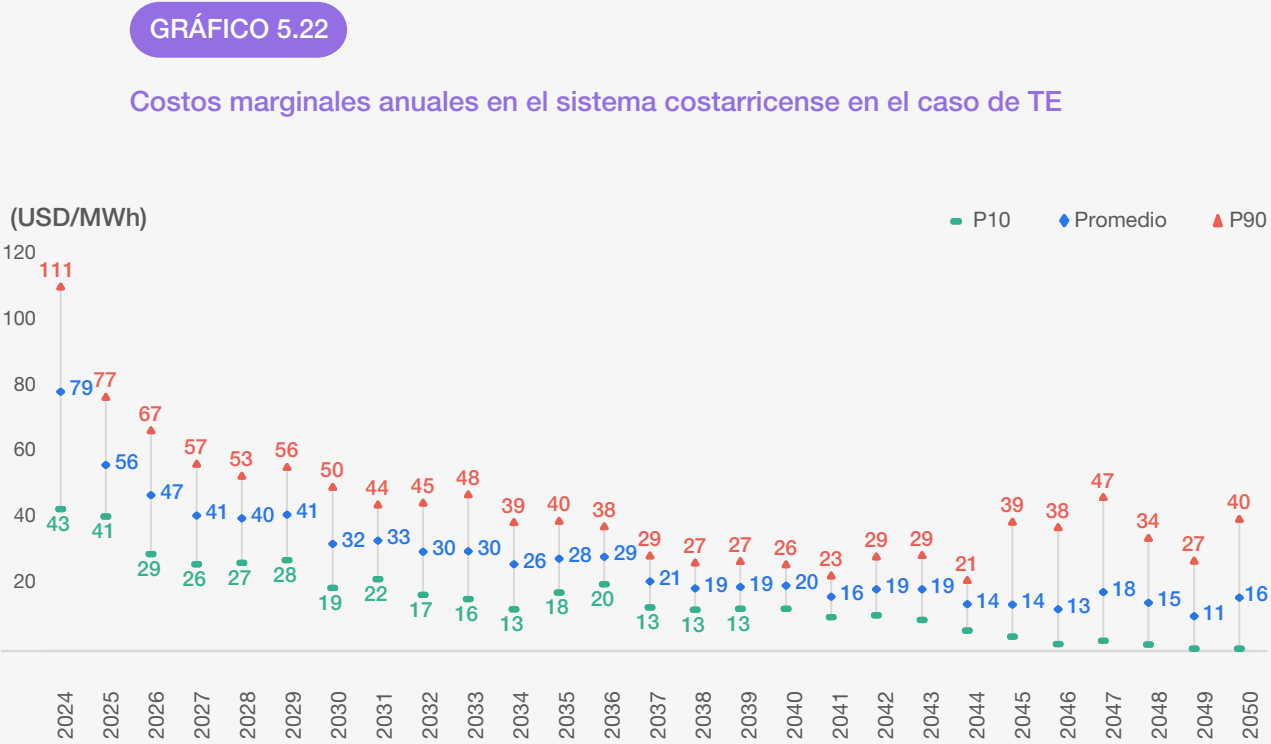
Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema costarricense en el caso de TE





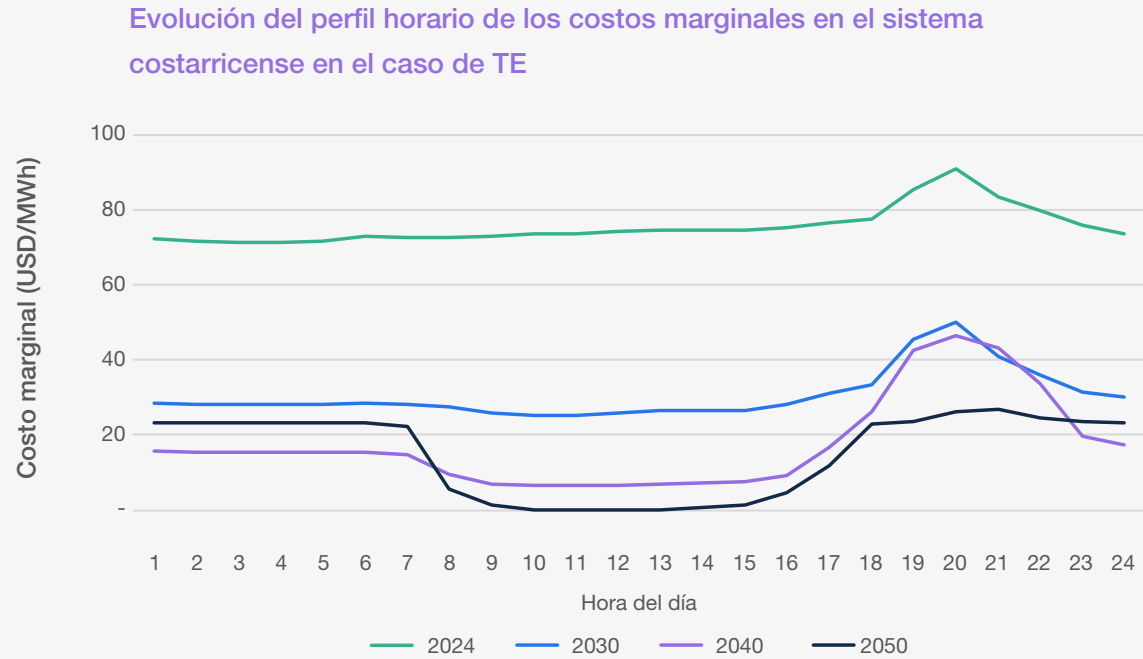
Costos marginales

Al igual que en el caso de BAU, hay una tendencia a la reducción de los precios *spot* en el país. Esta disminución es aún mayor en el caso de TE, debido a la mayor cantidad de plantas de energía renovable en el sistema.



Una consecuencia de la mayor participación de las baterías es una menor variación del costo marginal al comparar los valores durante la tarde con la noche y madrugada. En esto se diferencia del caso de BAU, escenario en el que el aumento en la participación de energías renovables causa amplias variaciones del precio entre las horas al no haber tantas baterías instaladas en el sistema.

GRÁFICO 5.23



Comparación de los casos de BAU y TE

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

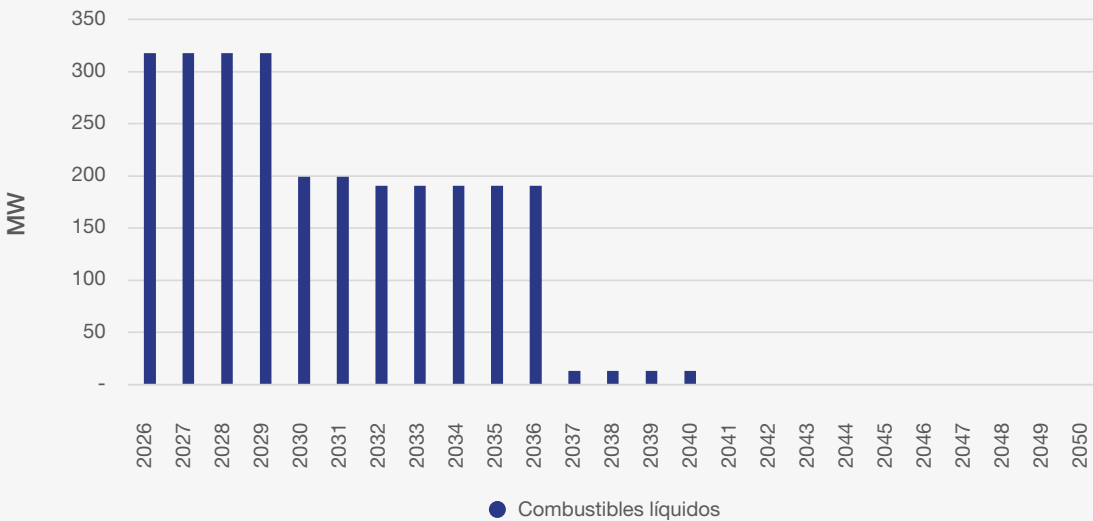
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el **apéndice 8**, que describe la metodología para la estimación de los supuestos, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor costarricense, además de un

supuesto de mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el mayor impacto se produce a partir de 2040, cuando hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando un aumento del 15,5 % (3,8 TWh) en la demanda de electricidad hasta el final del horizonte de estudio (véase el **gráfico 4.23**).

Otro punto destacado en el caso de TE es la desactivación de centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero. En las simulaciones para Costa Rica, se considera la retirada de 320 MW producidos por centrales de ese tipo hasta 2050, aunque el sistema ya tenía casi cero emisiones en el caso base, puesto que estos generadores tenían un factor de despacho anual muy bajo. En el escenario de transición, el objetivo es mantener este perfil, al no invertir en nuevas centrales emisoras de GEI. El gráfico 5.24 presenta el cronograma de retirada adoptado en este escenario.

GRÁFICO 5.24

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema costarricense

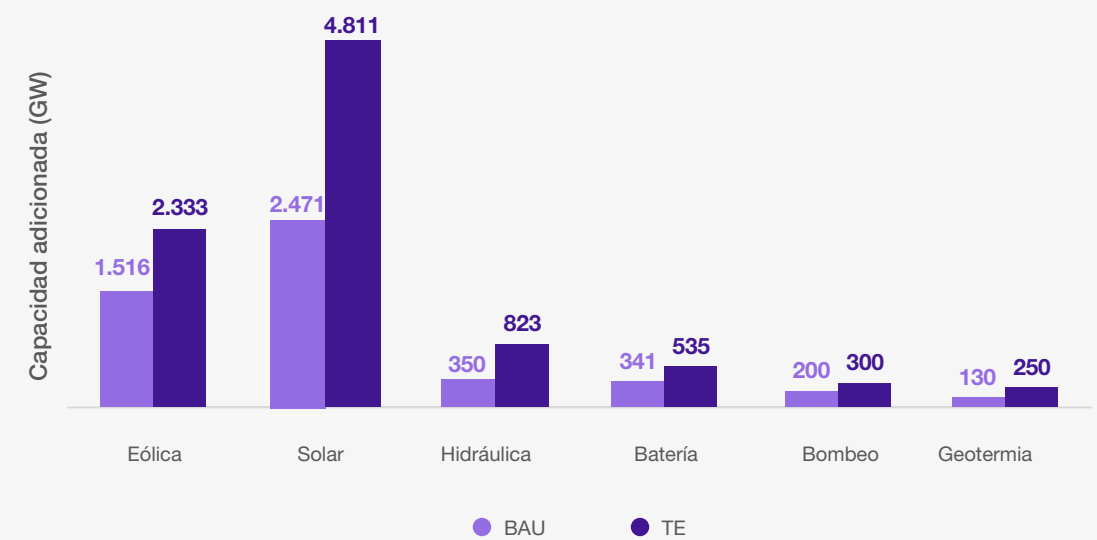


Ese cronograma toma en cuenta la fecha de ingreso de las centrales térmicas y una estimación de la vida útil de los activos. Estas plantas son,

mayoritariamente, de diésel y fueloil (combustóleo) y se desactivan después de 2030. El resto de las centrales térmicas se desmantelan para 2040.

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

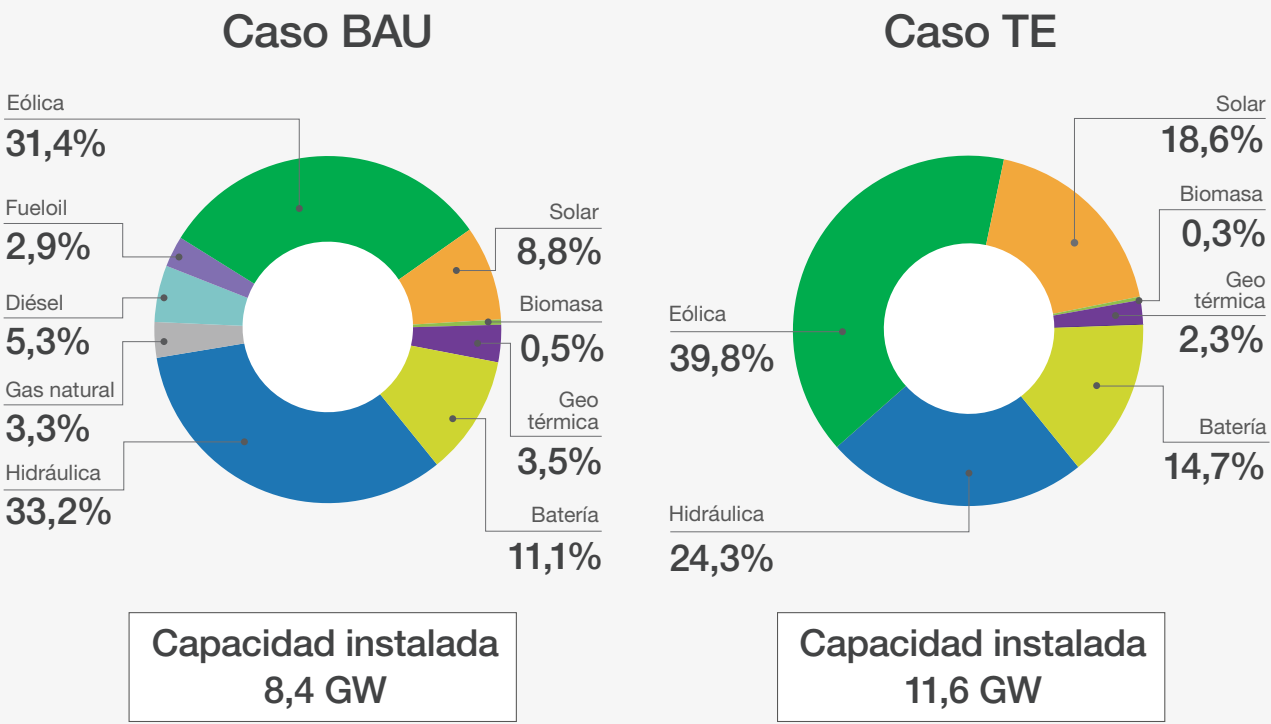
GRÁFICO 5.25
Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema costarricense en los casos de BAU



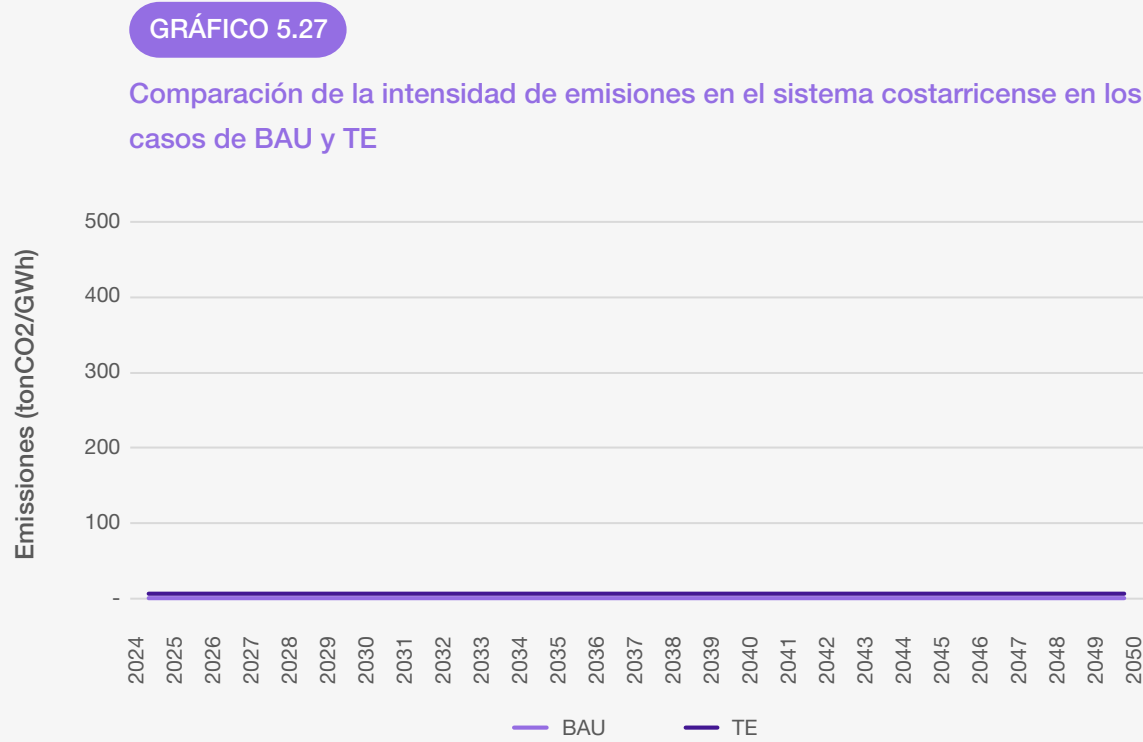
En ambos escenarios, la mayoría de las incorporaciones de capacidad corresponde a plantas eólicas y solares. Las baterías se añaden en la última década del estudio con el objetivo de compensar la intermitencia de las renovables no convencionales. En el caso de TE, la principal motivación para una mayor adición de capacidad es más el aumento de la demanda que la retirada de termoeléctricas, puesto que estas no contribuyen a satisfacerla de manera significativa.

A pesar de la presencia de algunas centrales térmicas en el caso de BAU, estas plantas tienen un factor de despacho muy bajo durante los años evaluados, lo que significa que el sistema costarricense cuenta con un suministro de energía casi 100 % renovable incluso en este escenario. En el caso de TE, se produce una mayor incorporación de energía solar y eólica debido al aumento proyectado de la demanda, lo que incrementa la capacidad total instalada en el sistema hasta el final del horizonte.

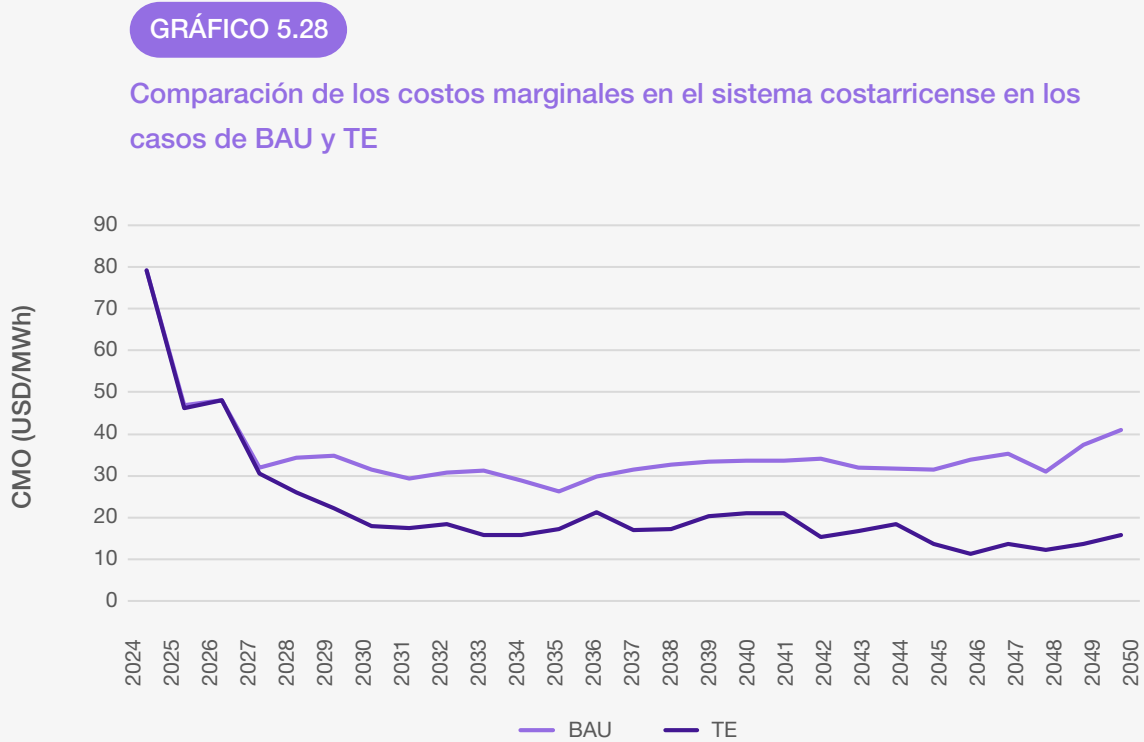
GRÁFICO 5.26
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema costarricense



El sistema eléctrico de Costa Rica tiene cero emisiones de CO₂ en el caso de BAU hasta el ingreso de una central de ciclo combinado en 2047. Pese a ello, las emisiones aún son muy bajas si las comparamos con otros países de la región. En el caso del TE las emisiones son iguales a cero en todos los años evaluados.



En relación con los costos marginales de operación, se observa una tendencia a la baja en el caso de TE debido a la desactivación de plantas térmicas, especialmente plantas de diésel o petróleo.



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en el futuro, considerando la evolución de la matriz 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

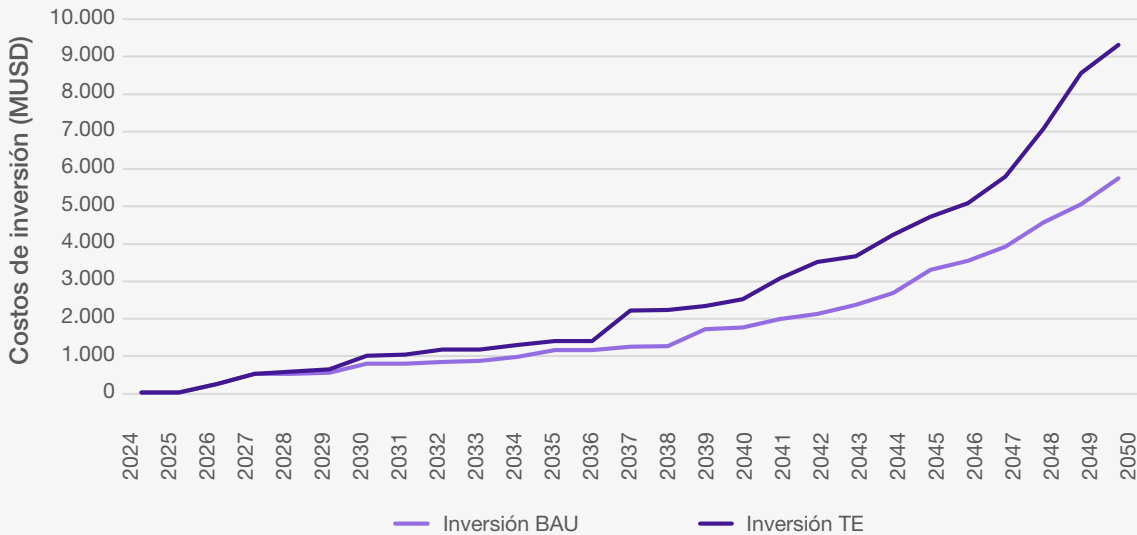
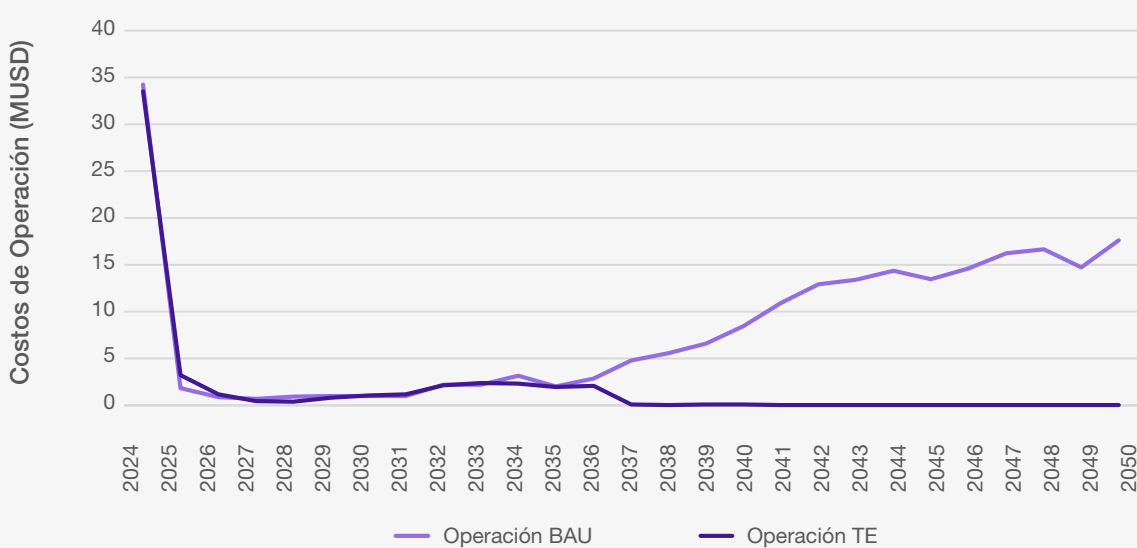


GRÁFICO 5.30

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 (dada una mayor electrificación de la flota y un aumento de la producción de hidrógeno verde). En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

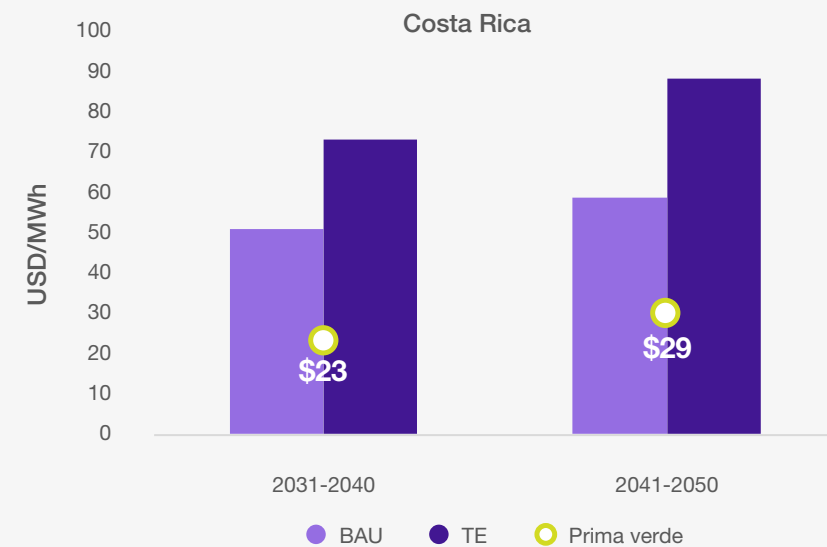
La mayor diferencia entre el caso de BAU y el de transición energética en Costa Rica radica en la demanda de energía eléctrica considerada. En el escenario de TE, se observa un aumento en la electrificación de la flota y en la producción de hidrógeno verde, lo que impulsa mayores inversiones en generación, especialmente después de 2040. La retirada de las centrales de combustibles líquidos tiene un impacto limitado en este caso; no obstante, la decisión de no permitir inversiones en nuevas centrales térmicas previene un aumento en los costos operativos hacia el final del horizonte temporal, que es lo que ocurre en el caso de BAU con la instalación de una central de gas natural al término del horizonte.

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

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

GRÁFICO 5.31

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



En Costa Rica, se observa un incremento en el costo marginal de expansión, que resulta en una prima verde de 23 USD/MWh durante la década de 2030 y 29 USD/MWh en la década de 2040. Esta diferencia se atribuye principalmente al crecimiento de la demanda en el caso de TE, así como a la incorporación de tecnologías de almacenamiento necesarias para hacer frente al aumento de las fuentes renovables intermitentes en el caso de TE.



Inversiones en transmisión

La red de transmisión de Costa Rica opera con dos niveles de voltaje, 138 kV y 230 kV, siendo el más importante el segundo, ya que permite el transporte de

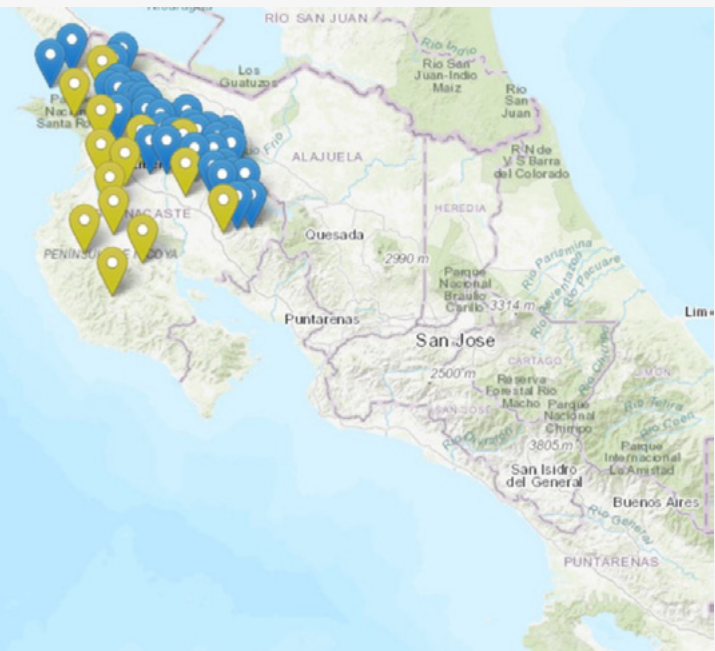
grandes bloques de energía desde la zona norte hasta los centros de consumo. El nivel de 138 kV se encuentra principalmente en la zona central y la península de Nicoya.

En la actualidad, el transporte de la energía generada principalmente en la zona norte del país se lleva a cabo a través de cuatro corredores de líneas de 230 kV, incluida la del SIEPAC, que se dirige hacia el centro de carga. Allí, la energía se transforma a un nivel de tensión de 138 kV, antes de ser distribuida a las principales subestaciones.

El potencial renovable de Costa Rica, especialmente para la instalación de parques eólicos, se concentra en el extremo norte del país, de acuerdo con estudios del Instituto Costarricense de Electricidad. El mapa de la figura 5.1 muestra la ubicación de los puntos donde existe la posibilidad de instalar parques eólicos y solares en el país. En el apéndice 5, se presentan también dos mapas destacando las regiones con mayor potencial eólico y solar.

FIGURA 5.1

Distribución de parques eólicos y solares

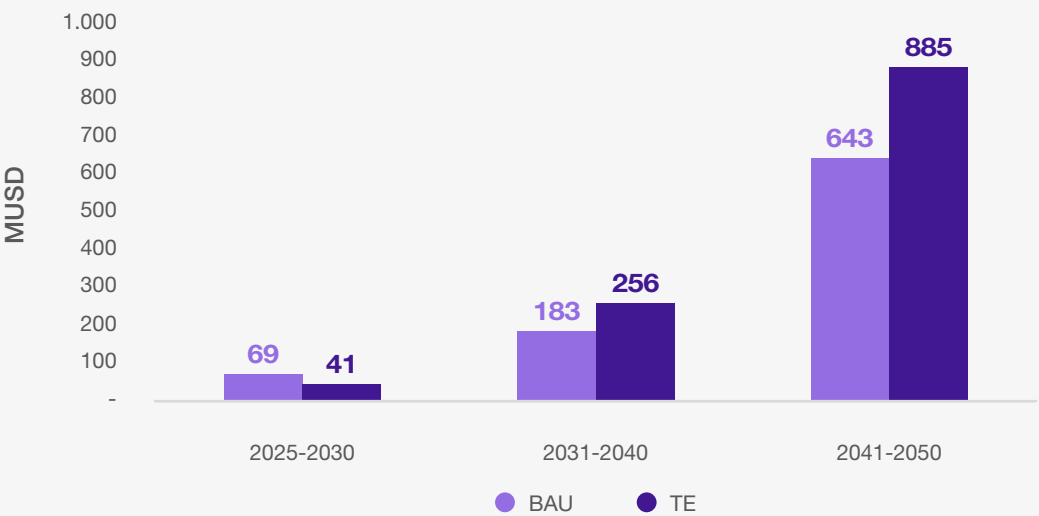


El centro de carga de Costa Rica está ubicado en el centro del país, alrededor de la capital San José. En este estudio, la modelación de las energías renovables se llevó a cabo considerando la disponibilidad de recursos regionales. Dado que la mayoría de las adiciones de capacidad se distribuyen entre centrales eólicas y solares, la mayoría de las inversiones para la expansión de la red de transmisión se realizan con el objetivo de integrar esas plantas al sistema.

El gráfico 5.32 muestra la inversión necesaria en transmisión para cada década evaluada en este estudio. Con la mayor parte de las adiciones de capacidad concentradas en la última década, la proyección de inversiones en la red de transmisión del país antes de 2040 es ligeramente menor que en los últimos 10 años evaluados.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en el sistema de transmisión costarricense por década



Como todo el potencial eólico se concentra en la región norte, las inversiones en transmisión también se centran en esta zona. En el caso de TE, principalmente debido al aumento de la demanda observado, hay una inversión total un 32 % superior a la estimada en el caso de BAU en la última década, cuando se instalan más centrales eólicas en esa región.



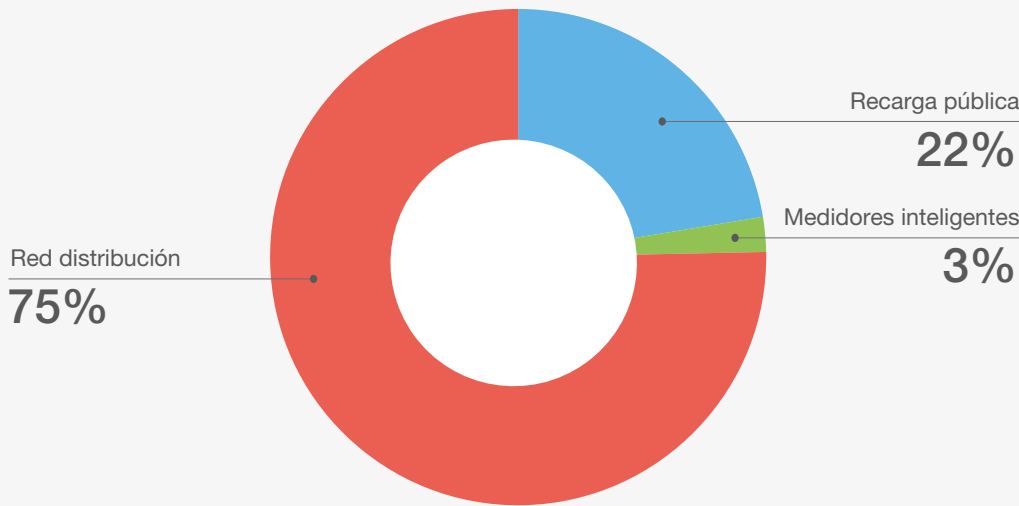
Inversiones en distribución

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

Las inversiones totales estimadas para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los 480 millones de dólares¹³. La composición detallada de estas inversiones puede verse en el gráfico 5.33 y se desarrolla en los siguientes subapartados.

GRÁFICO 5.33

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



¹³ 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.

► Instalación de medidores inteligentes en Costa Rica

Se observan tres etapas en el despliegue de la GD en este país: el periodo 2024-2029, en el que se registra un gran crecimiento de la GD comercial y menores tasas para el resto; el periodo 2030-2037, cuando hay un estancamiento de la GD comercial y despliegue mayor de las otras; el periodo 2038-2050, con un crecimiento paulatino de la GD comercial e industrial y mayor desarrollo de la GD residencial. Lo anterior se debe a la metodología empleada para la proyección de esta tecnología.

GRÁFICO 5.34

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)

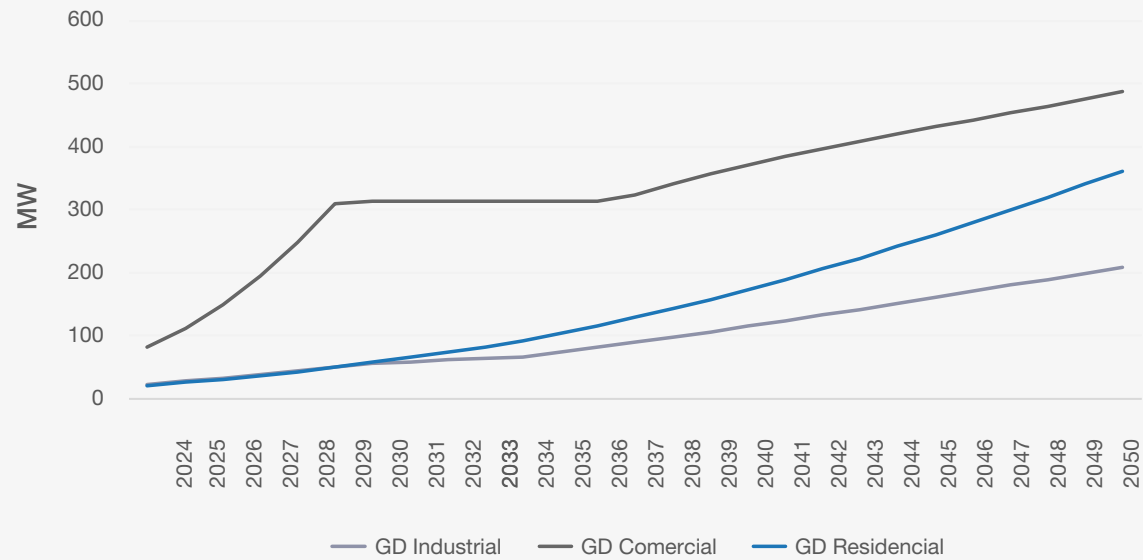
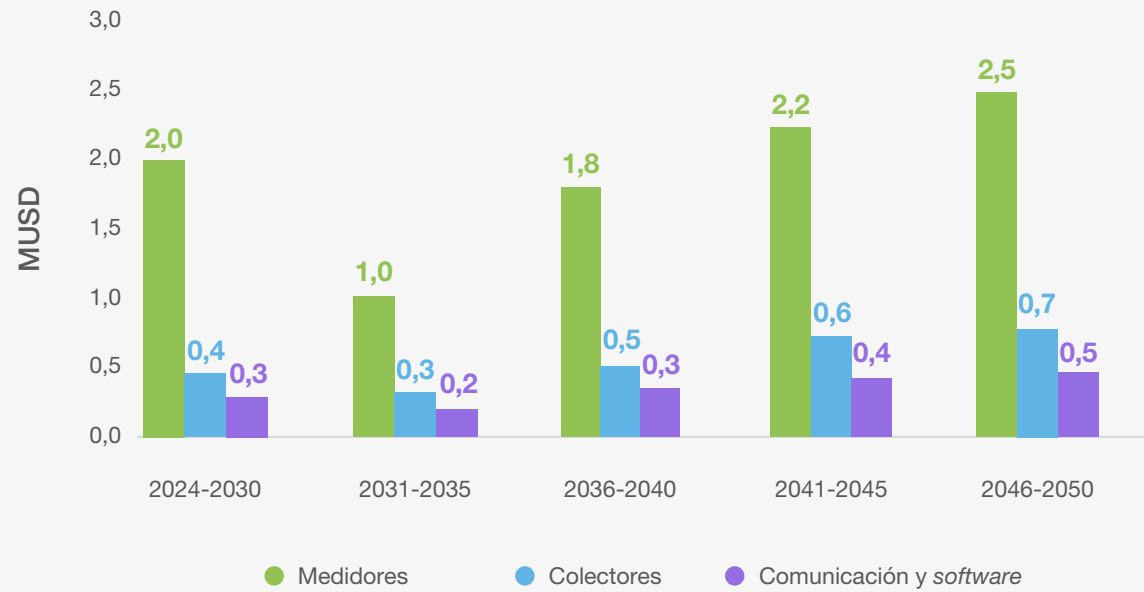


GRÁFICO 5.35

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



Como consecuencia del comportamiento de la GD, las inversiones disminuyen en el periodo 2031-2035 respecto a 2024-2030 por el estancamiento de esta tecnología en el sector comercial. A partir del año 2035, sin embargo, las inversiones crecen, impulsadas principalmente por el incremento de la GD residencial y, en menor medida, por la GD comercial e industrial.



Inversiones en estaciones de recarga pública en Costa Rica

El gráfico 5.36 muestra las proyecciones obtenidas en las simulaciones en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (CA) de 22 kW y cargadores públicos en corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.36

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

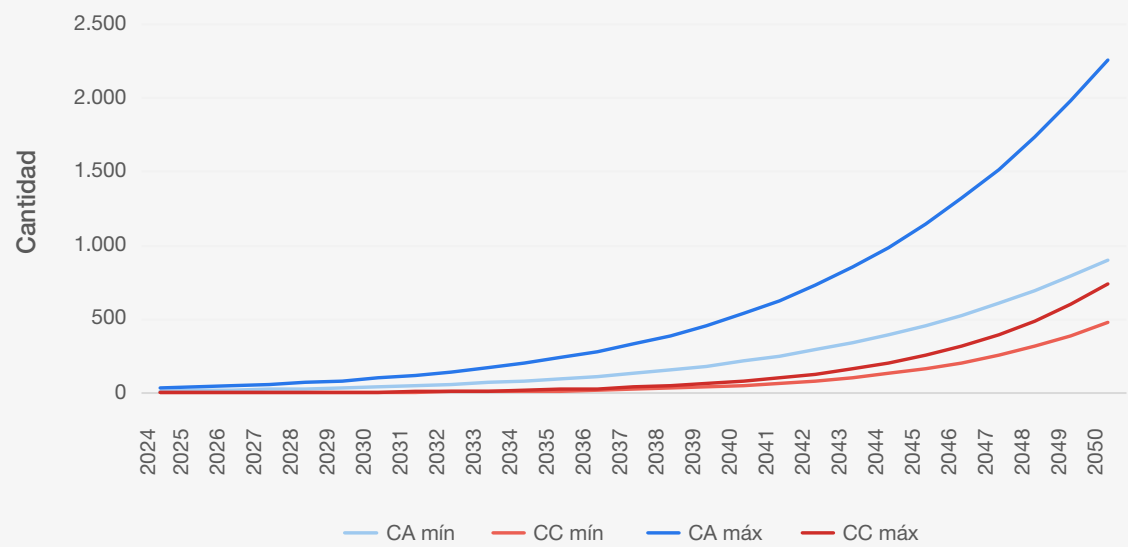
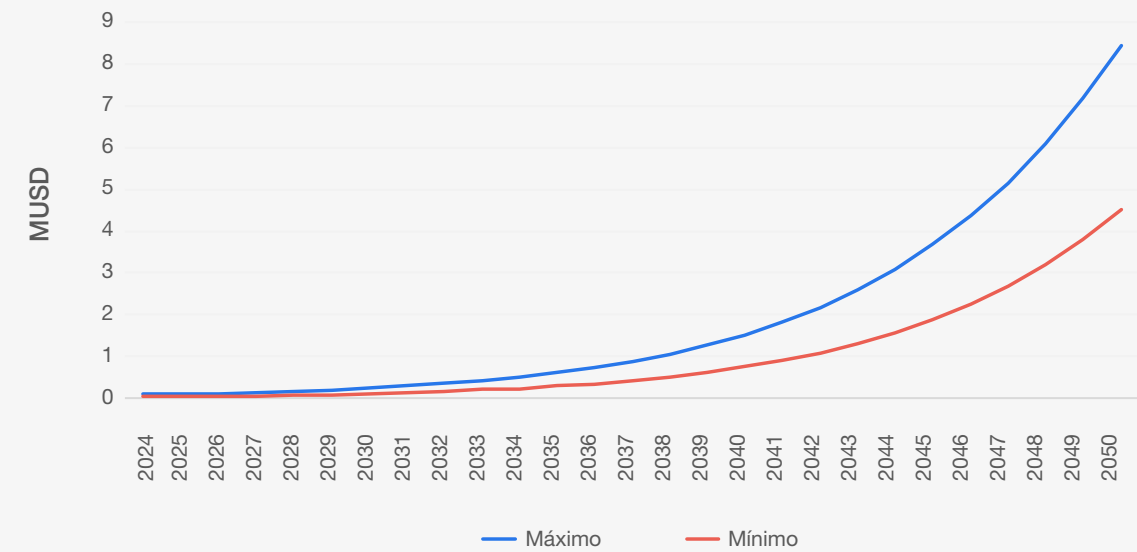


GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



En Costa Rica, las inversiones anuales en estaciones de recarga públicas son inferiores a USD 2 millones al comienzo del periodo bajo estudio (gráfico 5.37). Después de 2037, superan ese valor, hasta alcanzar USD 16 millones en 2050. En cualquier caso, los niveles se mantienen moderados.

A este respecto, el papel de la MINAE adquiere importancia para la formulación de políticas que permitan el despliegue de la red de recarga pública, entre las cuales se encuentra un reglamento técnico que las homogenice en todo el territorio costarricense.

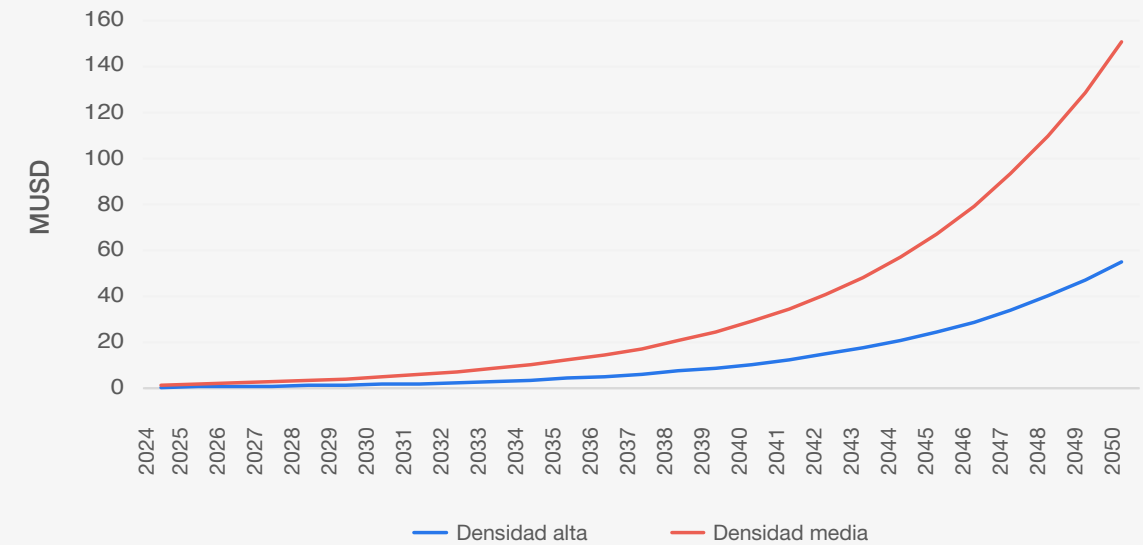


Refuerzo de la red de distribución en Costa Rica

Las estimaciones realizadas indican 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 los USD 5 millones anuales en 2030, USD 30 millones anuales en 2040 y USD 150 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.38

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones es de crecimiento exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por esta causa, como se ha indicado en este documento. Así, se alcanzan valores significativos hacia el final del periodo y de moderados a mínimos durante las dos primeras décadas. La evolución es relevante para instituciones como el ICE y el MINAE, además de las distribuidoras que actúen en distintas áreas de concesión. Estas entidades deberán tener en cuenta el impacto de la electromovilidad en la expansión de las redes, particularmente la de distribución, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

6



Ejes de acción en Costa Rica



» 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 costarricense.

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 representados 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



Las posibilidades de actuación en el sector eléctrico de Costa Rica fueron evaluadas de acuerdo con los ejes de acción mencionados anteriormente. Con respecto a la entrada de renovables (ejes 1 y 2), el país se encuentra en una posición bastante destacada, ya que atiende casi toda su demanda con fuentes de este tipo, principalmente con hidroeléctricas (cerca del 70 %), que son complementadas con otras fuentes, como geotérmica y eólica, además de tener

termoeléctricas de combustibles líquidos para respaldo. No obstante, el sector eléctrico costarricense es altamente regulado, con una integración vertical del ICE en la cadena de producción. Este grupo empresarial ocupa, además, las posiciones de operador y comprador único de la energía generada por agentes privados, que no tienen libre acceso al mercado. Se observa la ausencia de un régimen específico y reciente de promoción de las ERNC mediante inversión privada y de objetivos preestablecidos de incorporación de las renovables. Aun así, los agentes privados pudieron ingresar en el mercado, a través de contratos de largo plazo vendidos al ICE en competencia. Dado lo anterior, el país se adecúa más a la descripción del eje 1 que la del eje 2, pues su entorno ha permitido la entrada de renovables, aunque existen fuertes mecanismos de control por parte del gobierno sobre las inversiones privadas.

Con relación a la incorporación de nuevas tecnologías, el país ha demostrado interés en el desarrollo de temas como la eficiencia energética, la electromovilidad, el hidrógeno verde, la generación distribuida y la implementación de redes inteligentes, con políticas o planes para su desarrollo. Por otra parte, se notaron brechas en materia regulatoria para convertir los objetivos de estas políticas en avances concretos en algunos de estos casos, lo que podría ser un área de actuación relacionada con el eje 3, como se detalla a continuación.

Con respecto a la eficiencia energética, es posible encontrar avances concretos, tales como las metas de corto y mediano plazo en la materia definidas en el Plan Nacional de Energía 2015-203 y, la existencia de un ente encargado de la promoción de la EE (CONACE), así como de normativa de etiquetado y de incentivos para la aplicación de EE. Por otra parte, es posible destacar que las metas del Plan Nacional de Energía 2015-2030 deberían actualizarse a la luz de la situación actual.

En cuanto al hidrógeno, Costa Rica se encuentra en una condición singular para su desarrollo puesto que posee un sistema eléctrico casi totalmente renovable, lo que le permitiría producir hidrógeno verde con energía de la red y cumplir con los requisitos para exportación a mercados internacionales. En materia político-regulatoria, se destaca la publicación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, así como de la normativa técnica propicia para el desarrollo de la actividad. Por otra parte, todavía es necesaria la aprobación de la ley y el reglamento específico para el desarrollo de la actividad.

Con respecto a la electromovilidad, el país cuenta con un Plan Nacional que tiene metas concretas, una ley de incentivos y promoción del transporte eléctrico y su decreto reglamentario, lo que crea el marco normativo para regular la promoción de la electromovilidad en la sociedad costarricense, actividad declarada de interés público. Por otra parte, hay incentivos temporales para los vehículos eléctricos, los cuales, al requerir la modificación de una ley vigente, precisan del aval del Parlamento. Además, para una mayor adopción de los vehículos eléctricos, el país necesitará de infraestructura de carga y del servicio técnico especializado para las unidades eléctricas importadas. No obstante, en términos relativos a la región, el país se encuentra en un grado avanzado en cuanto a política pública y avances regulatorios.

Respecto a las redes y la medición inteligentes, hay una estrategia nacional sobre la materia, lo que ya es un punto bastante meritorio, principalmente si se compara con otros países de la región que todavía carecen de este tipo de política. Además, en términos prácticos, se estima una adopción relevante de equipos de medición inteligente en el país. Por otra parte, se identificó la posibilidad de que cada una de las empresas involucradas avancen en estrategias y planes propios, adaptados a sus clientes. Finalmente, con respecto a la generación distribuida, el país ya cuenta con dos marcos regulatorios, el anterior basado en una remuneración por medición neta y la más nueva, a través de facturación neta. De esta forma, es una actividad que ya tiene las bases para seguir avanzando en el país.

Dado lo anterior, existen temas en los que Costa Rica puede destacarse con relación a la incorporación de nuevas tecnologías (eje 4), en particular el hidrógeno verde, la electromovilidad, la eficiencia energética, las redes inteligentes y la generación distribuida.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Costa Rica

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Retornos moderados (demanda por inversiones privadas es limitada).	 Matriz eléctrica actual ya es poco emisora.	 Hay gran desarrollo renovable, pero los medios para la entrada de nuevos proyectos son limitados.
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Importante rescatar e implementar elementos que promuevan las Inversiones limpias.	 Instituciones activas para el avance de las políticas energéticas.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Oportunidades inicialmente más limitadas, posiblemente con mayores retornos y riesgos.	 Nuevas tecnologías serán importantes para descarbonizar otros sectores (transporte, industria).	 Avances sólidos en políticas energéticas, en algunos casos con marco regulatorio, en otros, todavía no.

Leyenda:

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

7

Conclusiones



» El análisis de las políticas energéticas en Costa Rica destaca varias áreas de mejora y desafíos pendientes. En cuanto a las ERNC, se observa la falta de un régimen específico para la promoción de estas energías mediante inversión privada y la ausencia de objetivos claros y de un marco regulatorio adecuado.

En términos de eficiencia energética, se ha identificado la necesidad de actualizar el Programa Nacional de Conservación de Energía y mejorar la implementación y seguimiento de las normas para la eficiencia de los equipos.

En el ámbito de la electromovilidad, la implementación de incentivos temporales para vehículos eléctricos requiere modificaciones legales y una plataforma de apoyo técnico para los usuarios. A pesar de la estrategia nacional para el hidrógeno verde, se espera la aprobación y reglamentación de una ley específica para su promoción. Además, las empresas distribuidoras necesitan desarrollar estrategias y planes propios para la implementación de redes y medición inteligentes, junto con un análisis costo-beneficio adecuado en este campo.

La introducción de gas natural enfrenta obstáculos debido a la moratoria vigente sobre la perforación para exploración o explotación de combustibles fósiles. Aunque se han definido marcos regulatorios para el almacenamiento con baterías, se requieren medidas específicas para su implementación y desarrollo. El análisis también destaca la falta de proyectos previstos para incorporar el gas natural a la matriz energética y la dificultad de eliminar la moratoria vigente junto con la falta de normativa asociada.

En conclusión, el análisis del sistema eléctrico de Costa Rica revela la necesidad de avanzar en la integración de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y la adopción de tecnologías limpias y de almacenamiento.

El sistema costarricense de generación eléctrica presenta una destacada participación de fuentes renovables, principalmente hidroeléctricas, que

representan aproximadamente el 73 % de la generación total en 2024. Se requiere un enfoque más coordinado y una modernización del marco legal para apoyar la transición energética del país y alcanzar un sistema más sostenible y con bajas emisiones de carbono.

En el caso de BAU, se observa una continua predominancia de las fuentes renovables, especialmente la eólica, con inversiones adicionales en baterías para mejorar la flexibilidad del sistema. A pesar de la presencia de algunas centrales térmicas, estas plantas tienen un factor de despacho muy bajo a lo largo de los años evaluados, lo que significa que el sistema costarricense cuenta con un suministro de energía casi 100 % renovable incluso en este escenario. Costa Rica se mantiene como un exportador neto de energía, gracias a su generación renovable y la expansión de las interconexiones del SIEPAC en 2035. En el caso de BAU se estima un total de inversiones en generación igual a USD 5.760 millones.

En contraste, en el caso de TE, se busca la eliminación progresiva de centrales termoeléctricas, alcanzando emisiones nulas de gases de efecto invernadero. La transición implica un aumento en la participación de las energías renovables, especialmente eólicas, y una mayor incorporación de las baterías para gestionar la intermitencia. En este caso se produce una mayor incorporación de energía solar, además de la eólica, debido al aumento proyectado de la demanda, lo que incrementa la capacidad total instalada en el sistema hasta el final del horizonte (véase el **gráfico 5.26**). En el escenario de TE se estima un total de inversiones en generación igual a USD 9.321 millones.

La principal diferencia entre los dos escenarios radica en la demanda de energía eléctrica considerada. Esta es mayor en el caso de TE que en el de BAU, debido al aumento en la electrificación de la flota y la producción de hidrógeno verde, lo que motiva mayores inversiones en generación, especialmente después de 2040.

La retirada de las centrales de combustibles líquidos tiene un impacto limitado en el caso de TE. No obstante, la decisión de no permitir inversiones en nuevas centrales térmicas previene un aumento en los costos operativos hacia el final del horizonte temporal.

La comparación entre los dos casos revela, por tanto, diferencias en los costos de inversión en generación (véase el **gráfico 5.29**), que son un 60 % mayores en

el caso de TE que en el de BAU, por los motivos mencionados. Esto conlleva a una reducción gradual de los costos marginales de operación a largo plazo.

Las inversiones en transmisión se concentran en la región norte del país, donde se encuentra el mayor potencial eólico. Los costos de inversión en transmisión pasan de USD 896 millones en el caso de BAU a USD 1.182 millones en el caso de TE (véase el **gráfico 5.32**), lo que supone el 32 % de diferencia y refleja la necesidad de expandir la infraestructura para integrar nuevas capacidades renovables.

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 360 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

Se observa una prima verde de 23 USD/MWh en la década de 2030 y 29 USD/MWh en la década de 2040, indicando el costo adicional asociado con la transición hacia un sistema más sostenible (véase el **gráfico 5.31**). Esta alza se atribuye principalmente al aumento en la demanda en el caso de TE, así como a la incorporación de tecnologías de almacenamiento necesarias para hacer frente al aumento de las fuentes de ERNC en el caso de TE.

El sistema eléctrico de Costa Rica se destaca por una matriz casi completamente renovable, con una fuerte presencia de la energía hidroeléctrica (aproximadamente el 70 %), complementada por geotermia y eólica. Sin embargo, el mercado eléctrico está altamente regulado, con el ICE controlando tanto la operación como la compra de energía de agentes privados. Aunque hay mecanismos para la inversión privada, no existen políticas recientes específicas para promover las energías renovables no convencionales.

El país también muestra interés en tecnologías emergentes, como la eficiencia energética, la electromovilidad, el hidrógeno verde, las redes inteligentes y la generación distribuida. Si bien ya se han establecido políticas y planes para promover estas tecnologías, existen brechas regulatorias que deben cerrarse para que estos objetivos se conviertan en avances concretos. Costa Rica ya cuenta con una sólida base en algunos sectores, como el de eficiencia energética, con metas definidas, y el de electromovilidad, que tiene un marco normativo de incentivos para el transporte eléctrico. Además, goza de una

posición favorable para desarrollar el hidrógeno verde, gracias a la composición de su matriz, y para impulsar más la adopción de redes inteligentes y generación distribuida. Estos avances colocan al país en una posición destacada dentro de la región en cuanto a la adopción de nuevas tecnologías en su sector eléctrico.

Referencias

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

ARESEP (2014). *Planeación, operación y acceso al sistema eléctrico nacional*. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=76958&nValor3=101108&strTipM=TC

ARESEP (2019a). *¿Qué es CONACE?*. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. <https://aresep.go.cr/noticias/que-es-conace/>

ARESEP (2019b). *RE-0056-IE-2019, fijación de oficio de la tarifa aplicable en los centros de recarga rápida para vehículos eléctricos*. Sistema Costarricense de Información Jurídica. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=89413&nValor3=117351&strTipM=TC

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

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

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

Banco Mundial (2023b). *Costa Rica Third Fiscal and Decarbonization Management DPL*. <https://projects.bancomundial.org/es/projects-operations/project-detail/P177029>

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>.

BCIE (2023). *Proyecto de eficiencia energética para Costa Rica*. Banco Centroamericano de Integración Económica: https://www.bcie.org/fileadmin/user_upload/BCIE_Articulo_Eficiencia_Energetica.pdf.

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

BID (2021). *Apoyo al desarrollo de la Estrategia Nacional del Hidrógeno para una economía descarbonizada*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/CR-T1239>

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>

EMBER (s. f.). World electricity generation by source. *Electricity Data Explorer* [base de datos]: <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>

EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>

EPE (2023). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf

FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>

Gobierno de Costa Rica. (2021). *Declaración Moratoria a la Explotación Petrolera*. Sistema Costarricense de Información Jurídica. https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=70858

GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>

Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296.

Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

ICE (2021). *Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031*. Instituto Costarricense de Electricidad.

ICE (2022). *Planes de Expansión de Generación y Transmisión*. Instituto Costarricense de Electricidad. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/plan-de-expansion>

ICE (2023). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040*. Instituto Costarricense de Electricidad. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/Plan+de+Expansión+de+la+Generación+2022-2040.pdf?MOD=AJPERES&CVID=osLqnZB>

ICE (2024a). *ICE recibe seis autobuses eléctricos donados por la República Popular China a Costa Rica*. Instituto Costarricense de Electricidad. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/quienessomos/sala-prensa/sala-de-prensa/noticias/ice+recibe+seis+autobuses+electricos+donados+por+la+republica+popular+china+a+costa+rica>

ICE (2024b). *Informe ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2024-2040*. Instituto Costarricense de Electricidad. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/20b300e4-c4df-4994-b1b1-372726fa4f3b/Informe+Ejecutivo+PEG+2024.pdf?MOD=AJPERES&CVID=phLSQV0>

ICE (2024c). *Iniciativa “Es eléctrico”*. Instituto Costarricense de Electricidad. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/servicioss/electromovilidad/suscripcion#:~:text=Las%20tarjetas%20que%20se%20dispusieron,de%20carga%20rápida%20;Es%20Eléctrico!>

IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

Islam, T. (2014). *Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data*. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.

Ley N.º 7200, *Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela*. (28 de septiembre de 1990). http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=7591&nValor3=8139&strTipM=TC

Ley N.º 7593, *Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)*. (1996). http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=26314

Ley N.º 8345, *Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional*. (26 de febrero de 2003). http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=50204&nValor3=73659&strTipM=TC#:~:text=Declaranse%20de%20utilidad%20e%20interés,amparadas%20a%20la%20presente%20Ley

Ley N.º 10086. (2021). *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables*. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064&nValor3=128505¶m2=1&strTipM=TC&IResultado=3&strSim=simp

MINAE y SEPSE (2022). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Ministerio de Ambiente y Energía y Subsecretaría del Subsector Energía. <https://h2lac.org/archivos/estrategia-nacional-de-hidrogeno-verde-de-costa-rica/>

MINAE (2015). *Plan Nacional de Energía 2015-2030*. Ministerio de Ambiente y Energía. https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2018/08/VII_Plan_Nacional_de_Energia_2015-2030.pdf

MINAE (2018). *Informe nacional de monitoreo de eficiencia energética*. Secretaría de Planificación del Subsector de Energía (SEPSE) del Ministerio de Ambiente y Energía. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/44285-informe-nacional-monitoreo-la-eficiencia-energetica-costa-rica>

MINAE (2019). *Plan Nacional de Descarbonización*. Ministerio de Ambiente y Energía. <https://cambioclimatico.go.cr/plan-nacional-de-descarbonizacion/>

MINAE (2021). *Estrategia Nacional de Redes Inteligentes 2021-2031*. Ministerio de Ambiente y Energía. <https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/ENREI-FINAL.pdf>

MINAE (2023). *Reglamento a la ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N.º 10086*. Ministerio de Ambiente y Energía. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=98766&nValor3=134426&strTipM=TC

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

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

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

PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y El Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptgenFolderEng.pdf>

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

Reformas de la Ley 7508, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. (9 de mayo de 1995). http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=21944&nValor3=23286¶m2=1&strTipM=TC&IResultado=2&strSim=simp

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.

SEPSE (2022). *Balance energético nacional*. Secretaría Ejecutiva de Planificación del Subsector de Energía. Ministerio de Ambiente y Energía.

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.

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 costarricense en el caso de BAU (MW)

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotérmica	Batería	Total
2024	-	20	-	-	-	20
2025	-	-	-	-	-	-
2026	100	-	-	-	-	100
2027	-	-	-	55	-	55
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	26	-	-	-	26
2030	69	60	20	-	-	149
2031	-	-	-	-	-	-
2032	-	50	-	-	-	50
2033	-	30	-	-	-	30
2034	-	120	-	-	-	120
2035	50	50	-	-	-	100
2036	-	-	-	-	-	-

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotérmica	Batería	Total
2037	-	100	20	-	-	120
2038	-	-	25	-	-	25
2039	50	72	50	-	-	172
2040	-	50	-	-	-	50
2041	50	100	30	-	-	180
2042	-	90	-	-	45	135
2043	-	200	-	-	45	245
2044	-	-	389	-	75	464
2045	100	100	-	-	45	245
2046	-	150	100	-	46	296
2047	100	50	100	-	32	282
2048	-	68	576	50	27	721
2049	-	120	676	-	27	823
2050	-	80	484	80	-	644
Total	519	1.536	2.471	185	341	5.053

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotérmica	Batería	Total
2024	-	20	-	-	-	20
2025	-	-	-	-	-	-
2026	100	-	-	-	-	100

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotérmica	Batería	Total
2027	-	-	-	55	-	55
2028	-	60	-	-	-	60
2029	-	60	-	-	-	60
2030	119	60	20	-	-	199
2031	-	-	45	-	-	45
2032	-	140	-	-	-	140
2033	-	-	-	-	-	-
2034	-	100	30	-	-	130
2035	-	39	100	-	-	139
2036	-	-	-	-	-	-
2037	120	390	270	-	-	780
2038	-	-	25	-	-	25
2039	10	60	50	-	-	120
2040	-	150	-	-	30	180
2041	150	180	30	-	20	380
2042	93	63	150	-	45	351
2043	-	109	-	-	45	154
2044	-	550	100	-	25	675
2045	100	145	-	-	90	335
2046	-	226	100	-	80	406
2047	-	-	862	50	-	912
2048	-	-	1.529	100	-	1.629

Año	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotérmica	Batería	Total
2049	200	-	1.000	100	-	1.300
2050	100	-	500	-	200	800
Total	992	2.353	4.811	305	535	8.996

Apéndice 2

» Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A 2.1

Generación mensual en el sistema costarricense en el caso de BAU

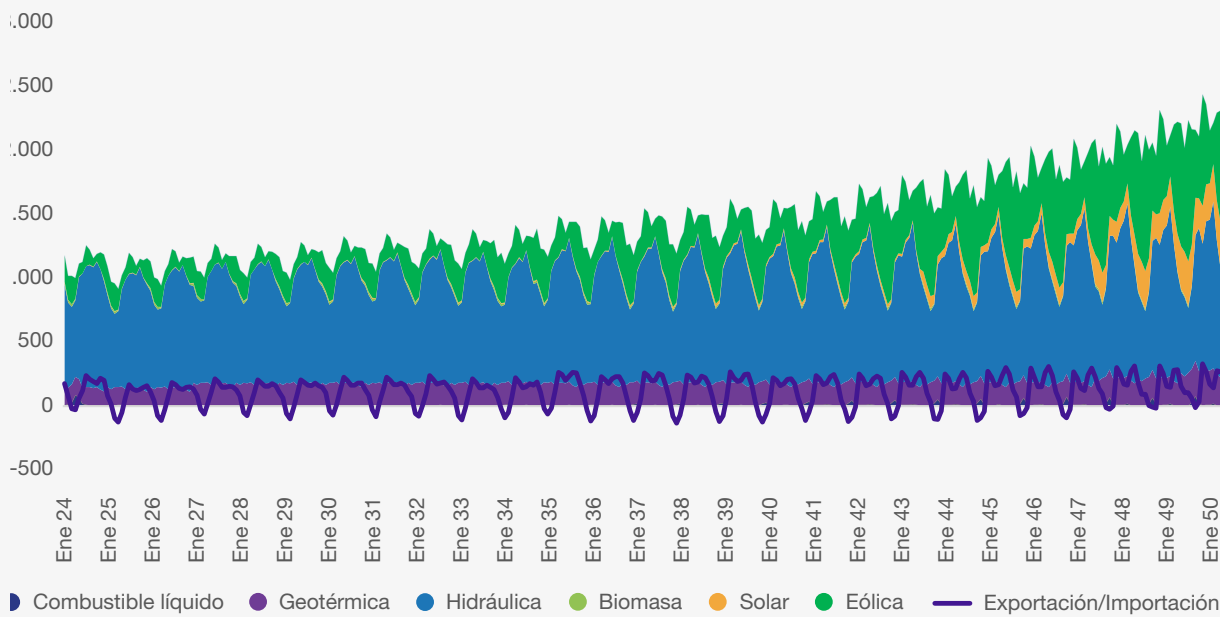
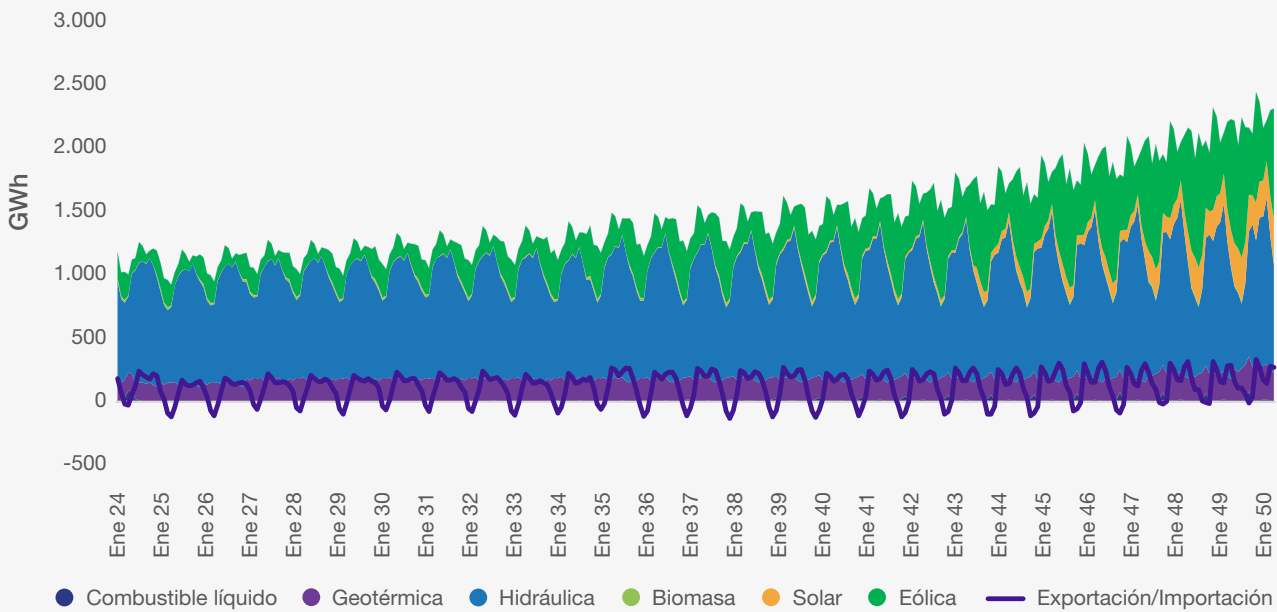


GRÁFICO A 2.2

Generación mensual en el sistema costarricense en el caso de TE



Apéndice 3

» Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

Inversiones anuales en el sistema de generación de Costa Rica (MUSD)

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2024	23	23
2025	-	-
2026	240	240
2027	264	264
2028	-	64
2029	27	62
2030	241	361
2031	-	31
2032	49	138
2033	29	-
2034	115	115
2035	167	101
2036	-	-
2037	105	816

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2038	15	15
2039	441	109
2040	45	177
2041	227	567
2042	142	428
2043	239	158
2044	321	574
2045	614	489
2046	247	359
2047	379	702
2048	639	1.288
2049	490	1.481
2050	701	758

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	20	23
2026	Hidráulica	100	240
2027	Geotérmica	55	264
2029	Eólica	26	27
2030	Eólica	60	61
2030	Hidráulica	69	166

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2030	Solar	20	14
2032	Eólica	50	49
2033	Eólica	30	29
2034	Eólica	120	115
2035	Eólica	50	47
2035	Hidráulica	50	120
2037	Eólica	100	92
2037	Solar	20	12
2038	Solar	25	15
2039	Bombeo	100	225
2039	Eólica	72	65
2039	Hidráulica	50	120
2039	Solar	50	30
2040	Eólica	50	45
2041	Eólica	100	89
2041	Hidráulica	50	120
2041	Solar	30	18
2042	Batería (6h)	45	62
2042	Eólica	90	80
2043	Batería (2h)	45	62
2043	Eólica	200	177
2044	Batería (6h)	75	102
2044	Solar	389	219
2045	Batería (6h)	45	61
2045	Bombeo	100	225

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2045	Eólica	100	88
2045	Hidráulica	100	240
2046	Batería (6h)	46	62
2046	Eólica	150	131
2046	Solar	100	54
2047	Batería (6h)	32	42
2047	Eólica	50	43
2047	Hidráulica	100	240
2047	Solar	100	54
2048	Batería (6h)	27	35
2048	Eólica	68	59
2048	Geotérmica	50	240
2048	Solar	576	305
2049	Batería (6h)	27	35
2049	Eólica	120	103
2049	Solar	676	352
2050	Eólica	80	68
2050	Geotérmica	80	384
2050	Solar	484	249

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	20	23
2026	Hidráulica	100	240

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2027	Geotérmica	55	264
2028	Eólica	60	64
2029	Eólica	60	62
2030	Eólica	60	61
2030	Hidráulica	119	286
2030	Solar	20	14
2031	Solar	45	31
2032	Eólica	140	138
2034	Eólica	100	96
2034	Solar	30	20
2035	Eólica	39	37
2035	Solar	100	64
2037	Eólica	390	360
2037	Hidráulica	120	288
2037	Solar	270	168
2038	Solar	25	15
2039	Eólica	60	55
2039	Hidráulica	10	24
2039	Solar	50	30
2040	Batería (6h)	30	42
2040	Eólica	150	135
2041	Batería (6h)	20	28
2041	Eólica	180	161
2041	Hidráulica	150	360
2041	Solar	30	18

Año	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2042	Batería (6h)	45	62
2042	Eólica	63	56
2042	Hidráulica	93	222
2042	Solar	150	87
2043	Batería (6h)	45	62
2043	Eólica	109	97
2044	Batería (6h)	25	34
2044	Eólica	550	484
2044	Solar	100	56
2045	Batería (6h)	90	121
2045	Eólica	145	127
2045	Hidráulica	100	240
2046	Batería (6h)	80	107
2046	Eólica	226	197
2046	Solar	100	54
2047	Geotérmica	50	240
2047	Solar	862	462
2048	Geotérmica	100	480
2048	Solar	1.529	808
2049	Geotérmica	100	480
2049	Hidráulica	200	480
2049	Solar	1.000	521
2050	Batería (6h)	200	261
2050	Hidráulica	100	240
2050	Solar	500	257

Apéndice 4

» Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones anuales en el sistema de transmisión de Costa Rica (MUSD)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	0	0
2026	21	0
2027	32	7
2028	38	15
2029	44	24
2030	69	41
2031	69	47
2032	79	66
2033	86	66
2034	110	94
2035	131	120
2036	131	120
2037	169	234

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	189	247
2039	233	263
2040	252	297
2041	300	359
2042	322	421
2043	373	442
2044	429	550
2045	489	595
2046	569	652
2047	635	734
2048	744	884
2049	839	1.013
2050	896	1.182

Apéndice 5

» Mapas de potencial renovable eólico y solar

FIGURA A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos

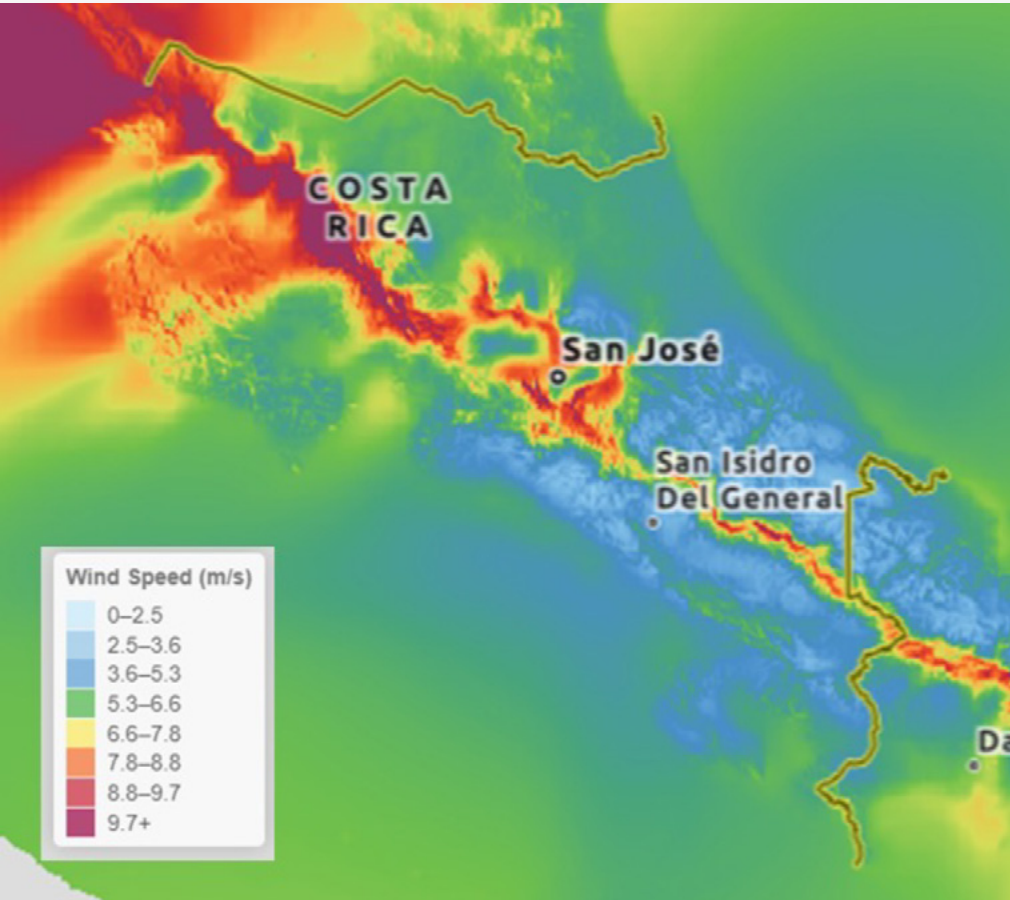
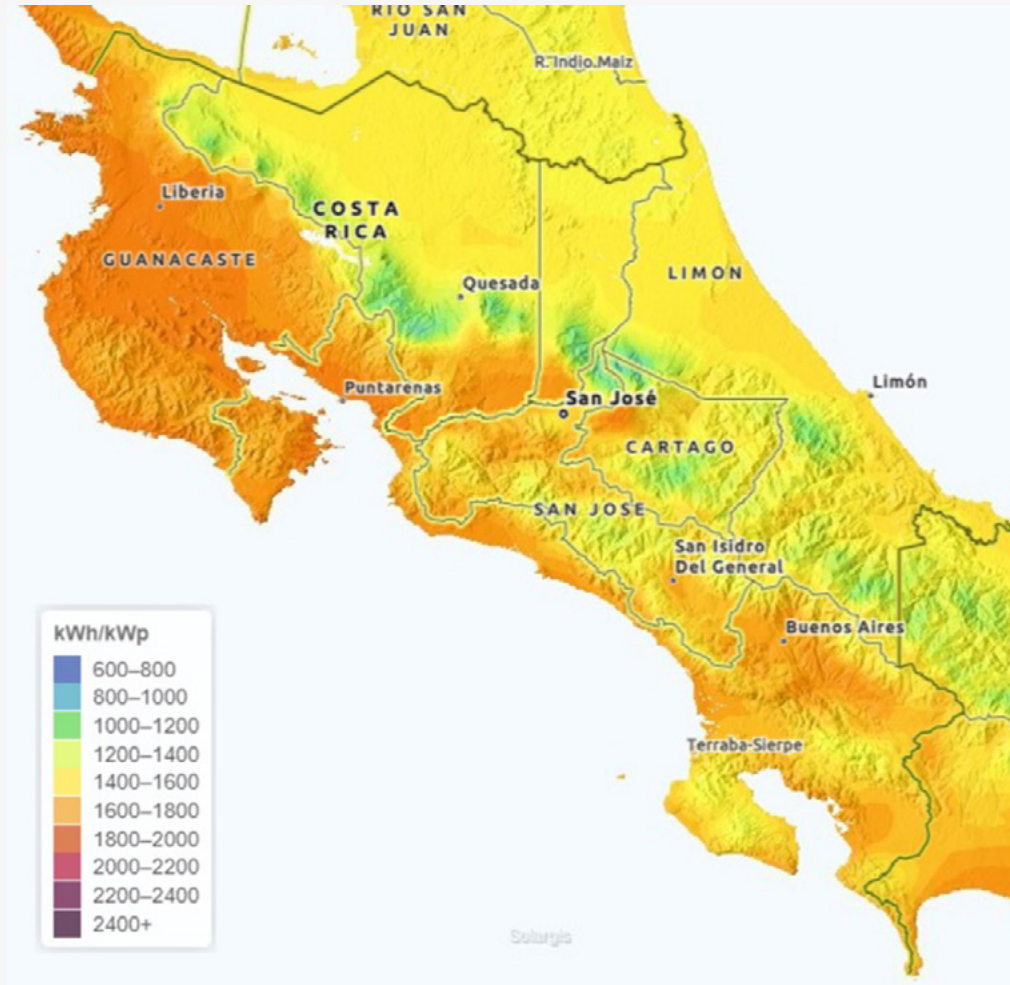


FIGURA A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico



Apéndice 6

» Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático¹⁴. 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

¹⁴ 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

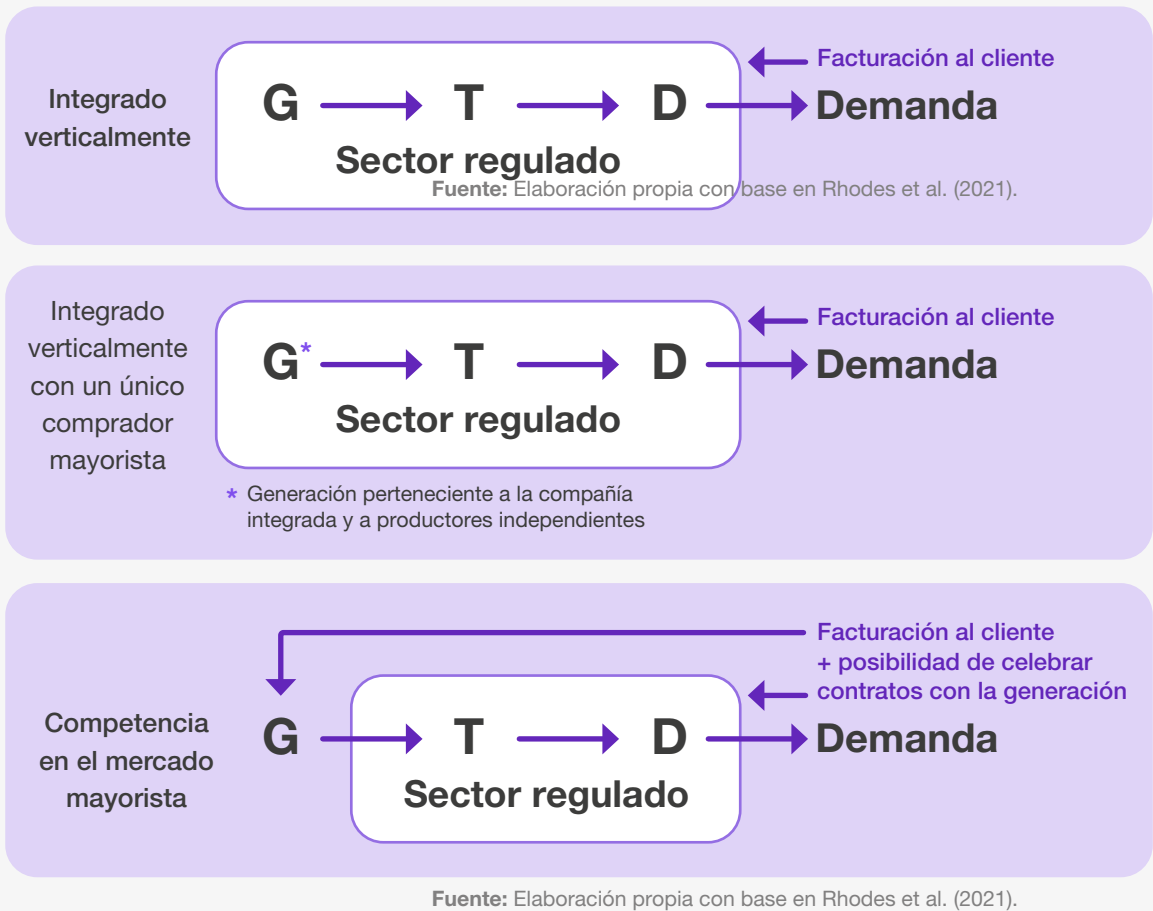
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

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



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:

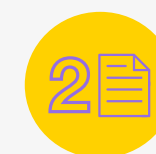
- Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
- Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento 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.

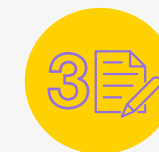
▶ **Electromovilidad.** Se determina el panorama actual de cada país teniendo en cuenta indicadores como la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor total y la cantidad de estaciones de recarga públicas. Estos indicadores, combinados con la demanda de energía eléctrica del sector del 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.

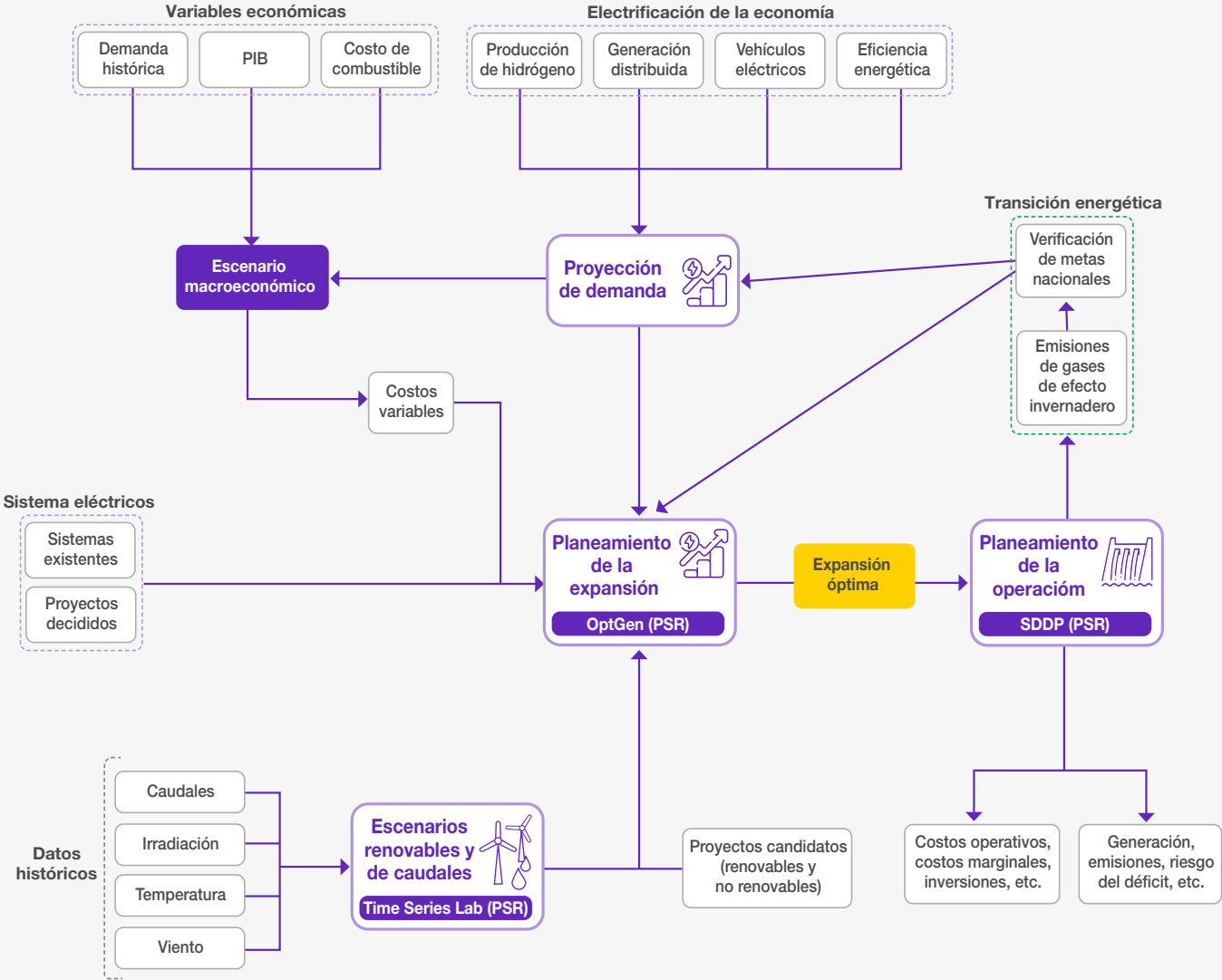
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

► **Etapla 4. Expansión óptima de la oferta en cada país**

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

Función objetivo

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

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

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

Criterios de confiabilidad

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

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

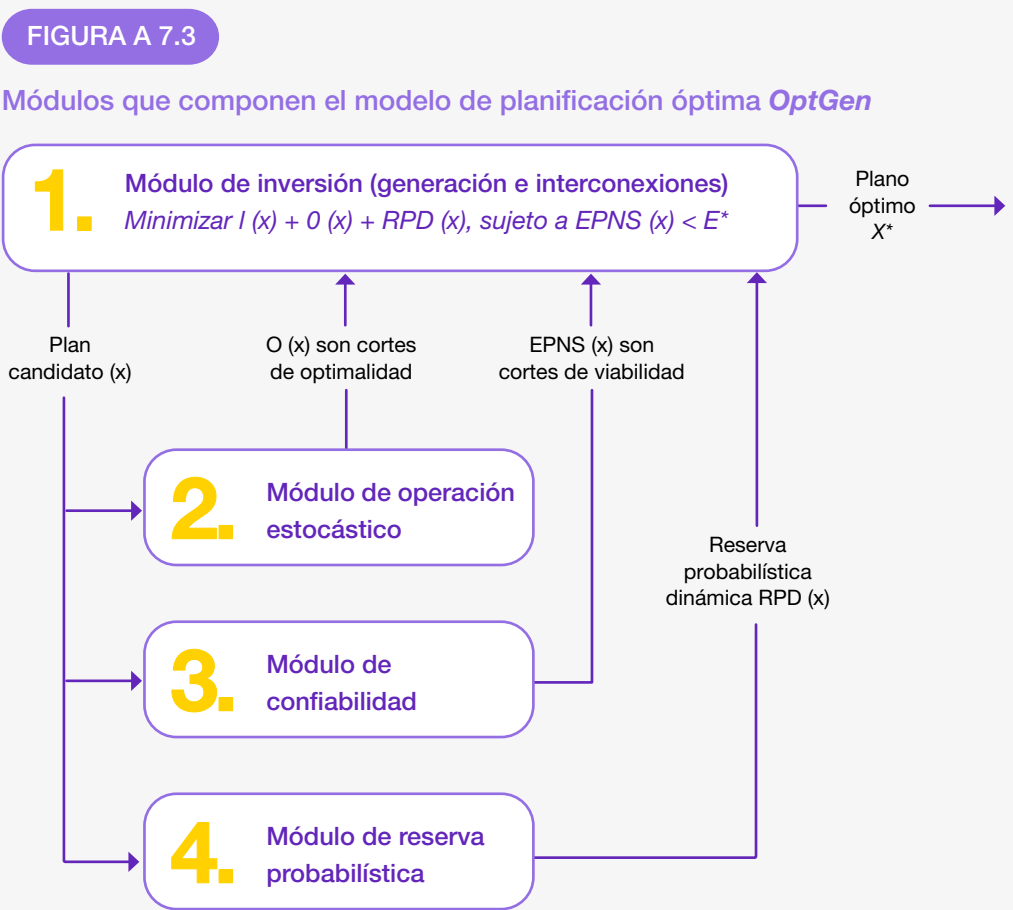
Esto significa que la reserva probabilística dinámica (RPD) no se puede definir *a priori* y tiene que hacer parte del proceso de optimización. En la literatura científica, esto se conoce como cooptimización de los costos y la flexibilidad. En términos prácticos, se hace un proceso iterativo, donde se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

Procedimiento de solución del problema de expansión

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

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

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



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.

► **Eta** **p** **a** **5**. **C** **á** **l** **c** **u** **l** **o** **d** **e** **l** **a** **p** **r** **i** **m** **a** **v** **e** **r** **d** **e**

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:

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

► **Eta** **p** **a** **6**. **C** **u** **a** **n** **t** **i** **f** **i** **c** **a** **c** **i** **ó** **n** **d** **e** **l** **a** **s** **i** **n** **v** **e** **r** **s** **i** **o** **n** **e** **s** **e** **n** **t** **r** **a** **n** **s** **m** **i** **s** **i** **ó** **n**

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

Apéndice 8

» Metodología para el cálculo de los supuestos

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



Pronóstico de la demanda

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

► Modelos de proyección de la demanda energética

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

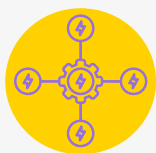
La literatura indica una variedad de métodos para proyectar la demanda de energía: (i) métodos estadísticos tradicionales (*top-down*), que incluyen modelos univariados, modelos econométricos y otros; (ii) métodos de inteligencia artificial, como redes neuronales, lógica difusa (*fuzzy*) y algoritmos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

► Modelo de proyección seleccionado

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

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

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



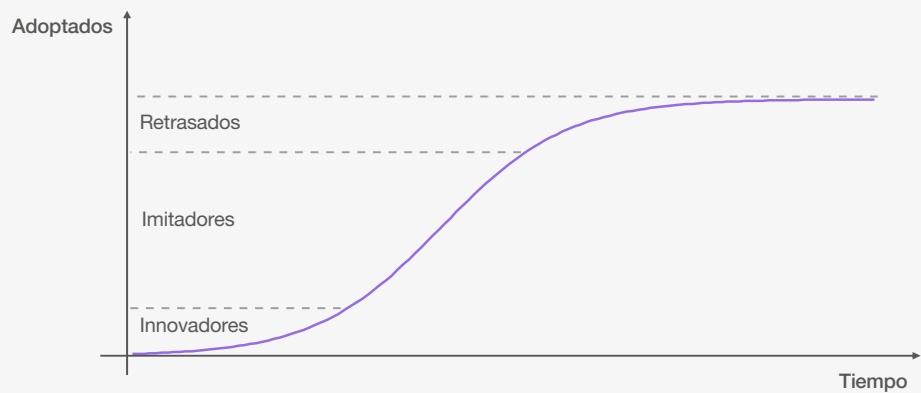
Generación distribuida

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

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

FIGURA A 8.1

Curva S de adopción



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

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

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

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

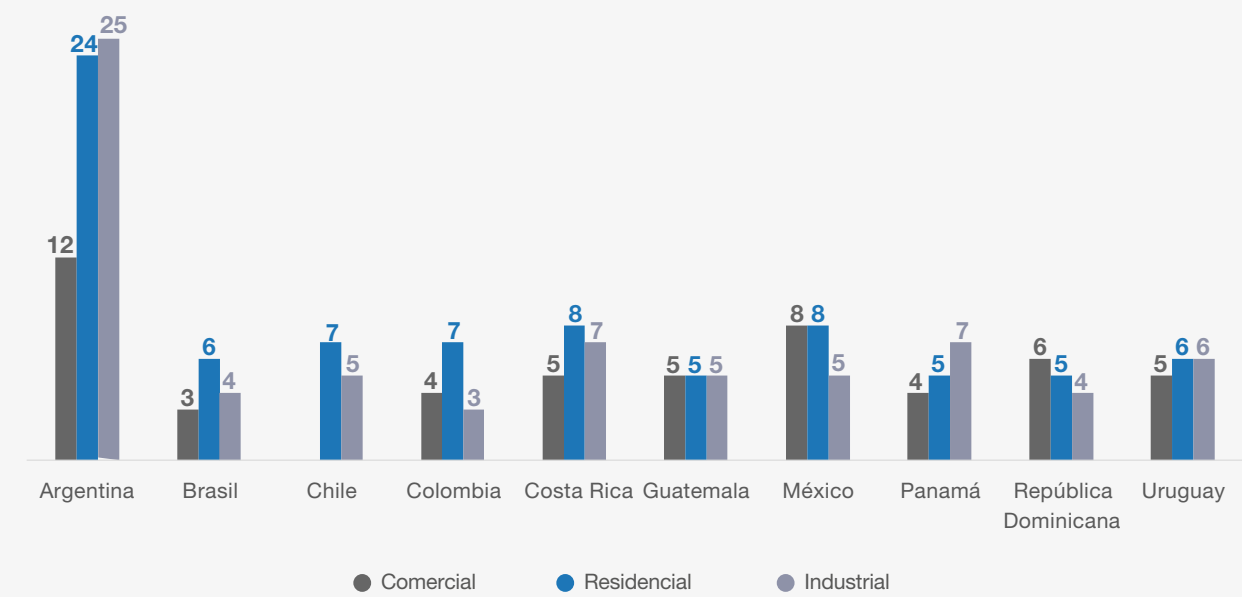
TMP: tiempo de *payback*, calculado en años.

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 CAISO¹⁵ en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del *payback* de largo plazo se produce a partir del año en que la generación distribuida alcanza una participación del 5 % de la demanda potencial del país. Los plazos de retorno de Costa Rica, así como la evolución

¹⁵ 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.

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:

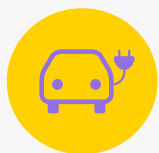
F(t): la función de distribución acumulada;

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.

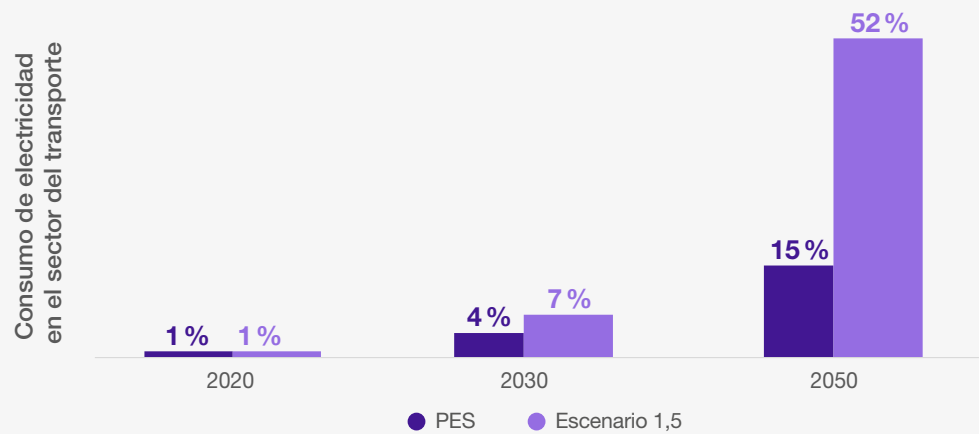
En junio de 2023, IRENA publicó un informe titulado *World energy transitions outlook 2023*, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- 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

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



Hidrógeno verde

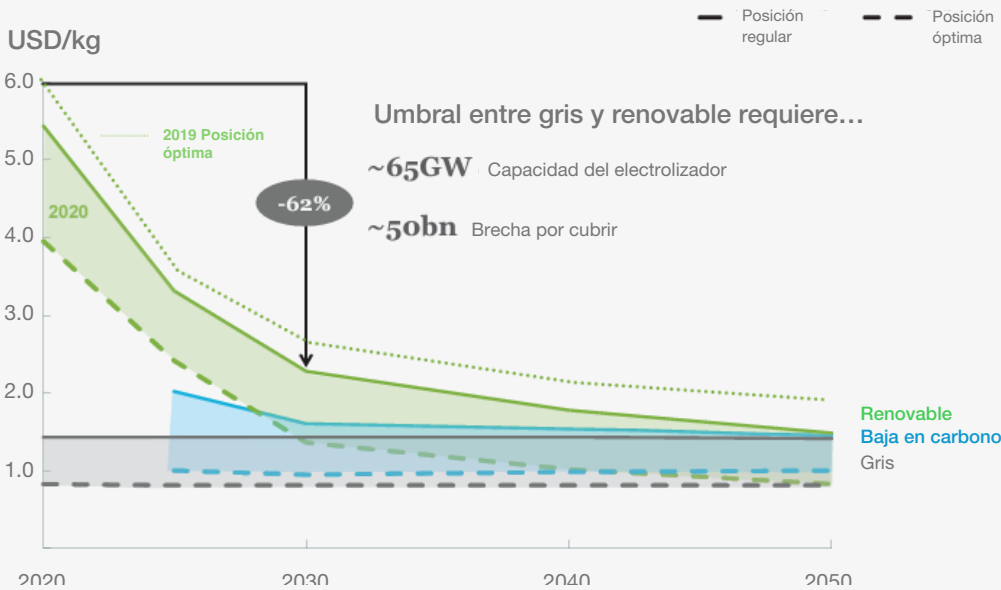
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados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

Entre los diversos métodos disponibles para la producción de esta fuente de energía, se está prestando gran atención a la electrólisis del agua con electricidad renovable (hidrógeno verde [H₂V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su

principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg¹⁶. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H₂V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

GRÁFICO A 8.3

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



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

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

¹⁶ El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

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

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

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

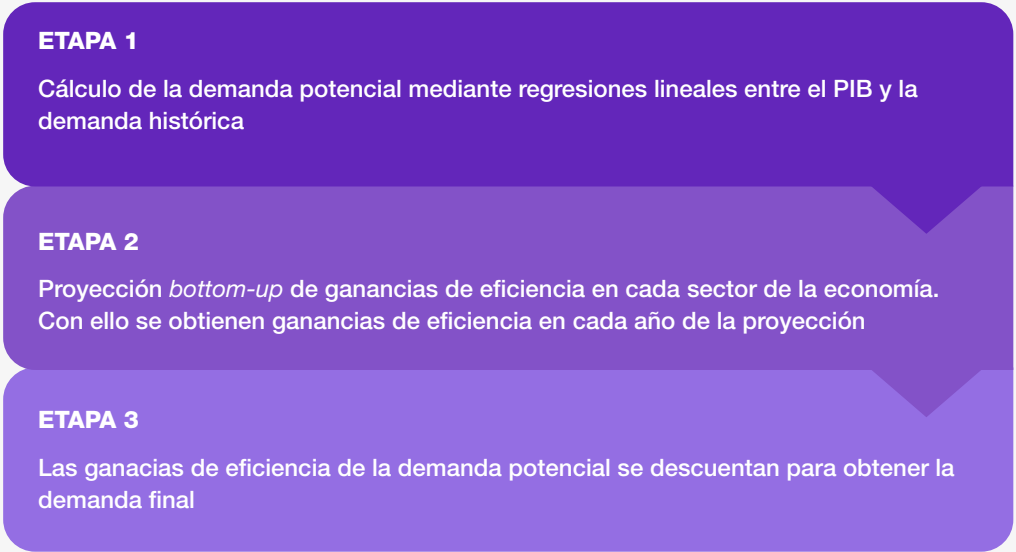


Eficiencia energética

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

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia



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

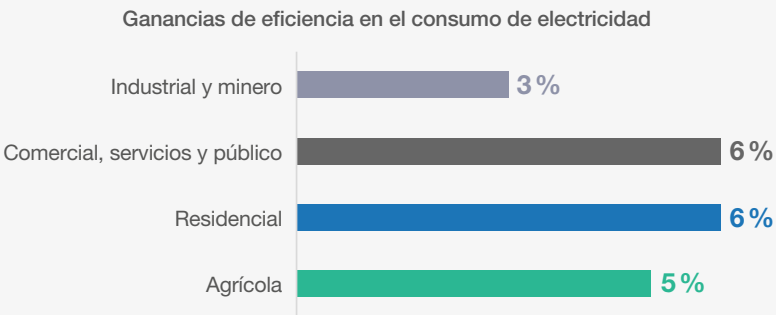
rendimientos potenciales disponibles en los balances energéticos. Para los grandes consumidores industriales se realiza una evaluación de la eficiencia energética de cada rama industrial, basada tanto en la penetración tecnológica de las plantas industriales como en las ganancias de rendimiento esperadas existentes en los balances energéticos de cada segmento de la industria.

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

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

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

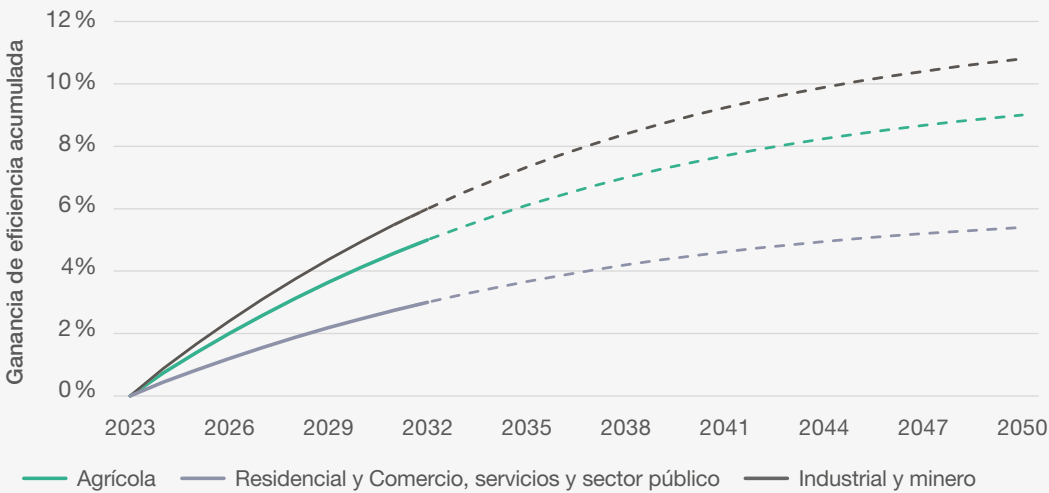


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



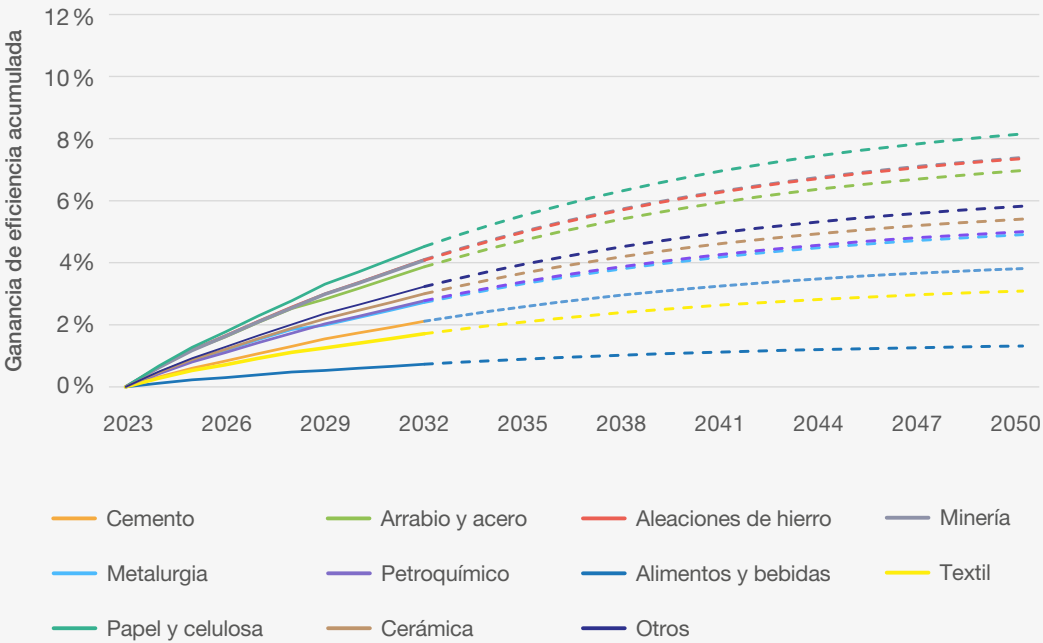
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

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

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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



Pronóstico de precios de los combustibles

Uno de los insumos relevantes con respecto a la formación de precios de energía en el modelo de despacho son los precios de los combustibles utilizados en las centrales termoeléctricas. Hay muchos países integrantes de CAF cuyo parque generador de energía eléctrica es altamente dependiente de

los combustibles fósiles, como el carbón, el GN o los derivados del petróleo (por ejemplo, el combustóleo o fueloil y el diésel).

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

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

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



Supuestos de oferta

Este apartado presenta los supuestos de oferta considerados en los casos de largo plazo. Un supuesto clave para optimizar la expansión de los sistemas

es la caracterización y construcción de los proyectos candidatos, que pueden seleccionarse para componer la expansión de los sistemas siguiendo criterios de mérito económico. Para eso, es importante definir las características y estructura de costos de cada tecnología candidata a la expansión, tales como los CAPEX, OPEX, los costos fijos y la vida útil, que son cruciales para determinar la competitividad de cada proyecto y tecnología.

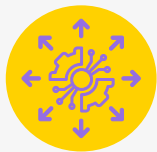
Uno de los insumos más importantes para la creación de los proyectos candidatos es el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) según la tecnología. Para obtenerlo, es necesario estimar los costos de inversión, las características técnicas de los proyectos y la participación en el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

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

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

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

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



Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

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

► Infraestructuras de transmisión

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

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

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

► **Coste de la infraestructura de transmisión**

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

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

CUADRO A 8.1

Definición de los parámetros para estimar los costos de las líneas de transmisión

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2¹⁷.

¹⁷ 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.

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.

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:

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

(1)

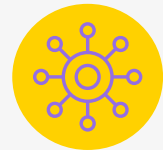
Siendo:

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.

Etapla 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.

Etapla 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 SCADA¹⁸. 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.

¹⁸ 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 Costa Rica 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	1.119	10.430	19.523
2040	2.302	12.382	57.594
2050	4.184	16.221	120.633



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

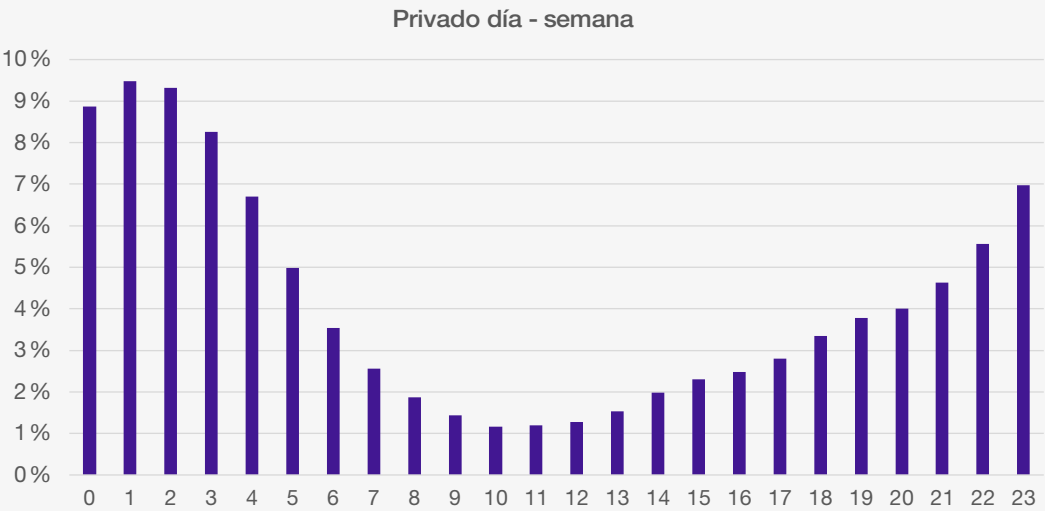
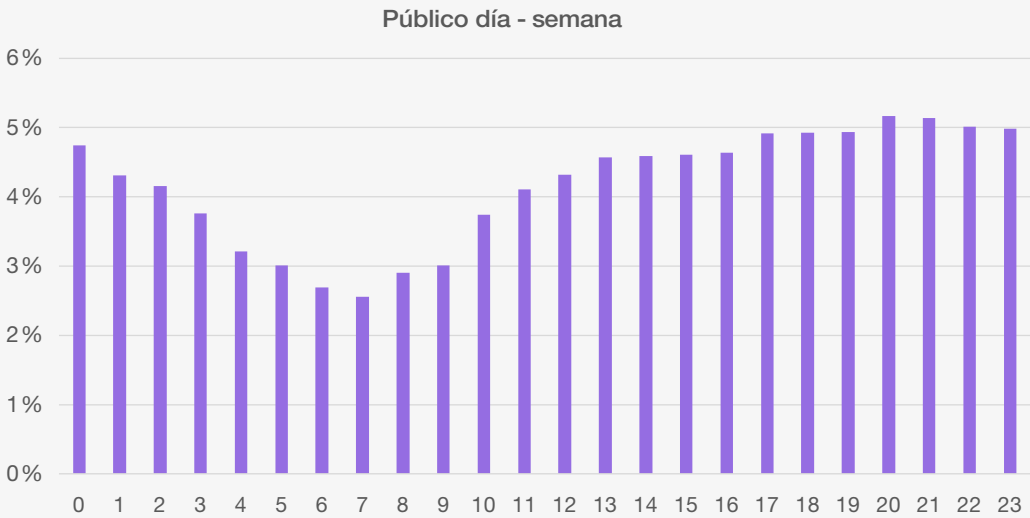


GRÁFICO A 8.8

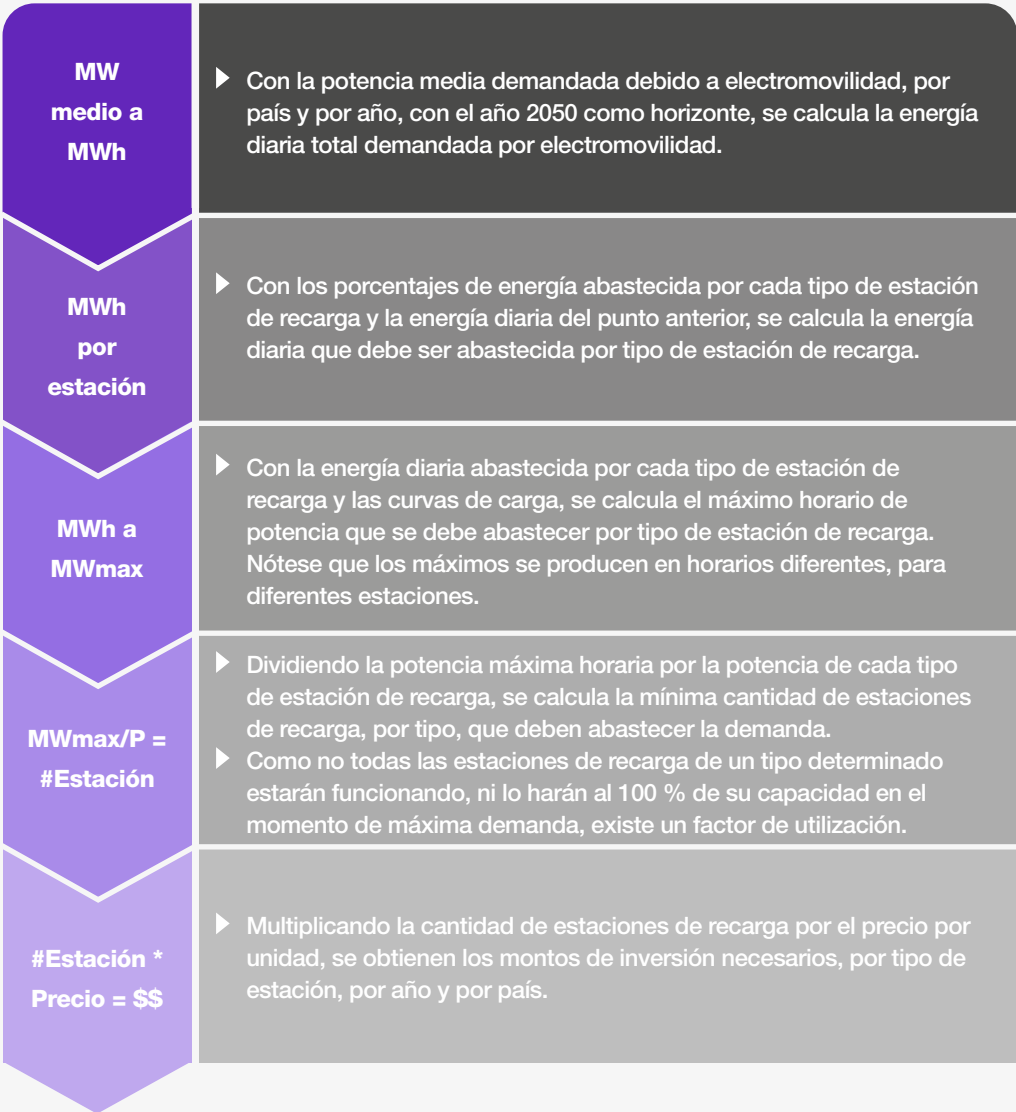
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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



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.

► **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

CUADRO A 8.8

Datos de distribuidoras de Chile

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

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

