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

Ecuador

BANCO DE DESARROLLO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

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 Ecuador

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 Migues, 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 Ecuador

BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE

PÁGINAS 19-26

Resumen ejecutivo

PÁGINAS 27-30

Introducción

PÁGINAS 31-38

Caracterización del sistema eléctrico de Ecuador

Caracterización del país y su matriz energética 33

Marco institucional y agentes del sector 34

Caracterización del sistema de generación 35

Caracterización del sistema de transmisión 37

PÁGINAS 39-60

Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética 40

Estructura y funcionamiento sectorial 45

- 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 47

- Energías renovables no convencionales
- Eficiencia energética
- Electromovilidad
- Hidrógeno verde
- Redes y medición inteligentes
- Gas natural como vector de transición

Planeamiento y regulación sectorial 56

- Planificación energética y eléctrica
- Generación distribuida
- Almacenamiento con baterías

Iniciativas de organismos multilaterales 59

PÁGINAS 61-87

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición 62

Proyección de los precios de los combustibles 64

- Proyección de los precios de combustibles líquidos
- Proyección de los precios del gas natural
- Proyección de los precios del carbón

Tecnologías candidatas para la expansión 69

Supuestos adoptados en la expansión del sistema 74

- Demanda potencial
- Generación distribuida
- Electromovilidad
- Hidrógeno verde
- Eficiencia energética
- Demanda final
- Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

PÁGINAS 89-126

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Ecuador

Caso de BAU 90

- Expansión de la generación
- Perfil de generación
- Costos marginales

Caso de transición energética 99

- Expansión de la generación
- Perfil de generación
- Costos marginales

Comparación de los casos de BAU y TE 108

Inversiones en transmisión 117

Inversiones en distribución 120

- Instalación de medidores inteligentes
- Inversiones en estaciones de recarga pública
- Refuerzo de la red de distribución

PÁGINAS 127-133

Ejes de acción en Ecuador

PÁGINAS 134-138

Conclusiones

PÁGINAS 139-143

Referencias

PÁGINAS 144-147

Apéndice 1:
Adiciones de capacidad

PÁGINAS 148-149

Apéndice 2:
Generación mensual por tecnología

PÁGINAS 150-158

Apéndice 3:
Inversiones en generación

PÁGINAS 159-160

Apéndice 4:
Inversiones en transmisión

PÁGINAS 161-162

Apéndice 5:
Mapas del potencial renovable eólico y solar

PÁGINAS 163-172

Apéndice 6:
Criterios considerados para el análisis sectorial

PÁGINAS 173-186

Apéndice 7:
Propuesta metodológica

PÁGINAS 187-226

Apéndice 8:
Metodología para el cálculo de los supuestos

La transición energética de América Latina y el Caribe

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS

Cuadro 2.1	Especificaciones de las líneas de transmisión	36
Cuadro 3.1	Brechas y posicionamiento en Ecuador	42
Cuadro 3.2	Resultados de proceso público de selección de ERNC en 2020	49
Cuadro 3.3	Resultados de proceso público de selección de proyectos de ERNC en 2023	49
Cuadro 4.1	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	63
Cuadro 4.2	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	70
Cuadro 4.3	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	71
Cuadro 4.4	Lista de proyectos considerados	91
Cuadro 6.1	Ejes de actuación en la transición energética de Ecuador	133
Figura 2.1	Sistema de transmisión de Ecuador	38
Figura 5.1	Distribución de parques eólicos y solares en Ecuador	118
Figura 6.1	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y Caribe	130

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Canasta de capacidad instalada por tecnología en 2022	36
Gráfico 4.1	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	66
Gráfico 4.2	Proyección de los precios de los combustibles adoptado en este estudio	66
Gráfico 4.3	Proyección de los precios Henry Hub	67
Gráfico 4.4	Proyección de los precios del del gas adoptada en este estudio	68
Gráfico 4.5	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	68
Gráfico 4.6	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	73
Gráfico 4.7	Curva de costos para baterías	73
Gráfico 4.8	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	75
Gráfico 4.9	Crecimiento y proyección del PIB	76
Gráfico 4.10	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	77
Gráfico 4.11	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	78

Gráfico 4.12	Datos de proyectos de GD instalados en Ecuador	79
Gráfico 4.13	Curva de adopción de la generación distribuida	80
Gráfico 4.14	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	81
Gráfico 4.15	Proyección de la demanda en el sector del transporte	82
Gráfico 4.16	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	80
Gráfico 4.17	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	84
Gráfico 4.18	Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial	84
Gráfico 4.19	Distribución de la demanda en los sectores de la economía ecuatoriana	85
Gráfico 4.20	Proyección de las ganancias de eficiencia	86
Gráfico 4.21	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	87
Gráfico 5.1	Expansión de la canasta de capacidad en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	91
Gráfico 5.2	Evolución de la capacidad instalada en el sistema ecuatoriano hasta 2050 en el caso de BAU	92
Gráfico 5.3	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	92

Gráfico 5.4	Canasta de generación anual en el sistema ecuatoriano en 2024	93
Gráfico 5.5	Perfil de generación mensual en el sistema ecuatoriano en 2024	94
Gráfico 5.6	Despacho típico diario en el sistema ecuatoriano en 2024	95
Gráfico 5.7	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	96
Gráfico 5.8	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	96
Gráfico 5.9	Despacho típico diario en el sistema ecuatoriano para el año 2050 en el caso de BAU	97
Gráfico 5.10	Costos marginales anuales en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	98
Gráfico 5.11	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU	99
Gráfico 5.12	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	100
Gráfico 5.13	Evolución de la capacidad instalada en el sistema ecuatoriano hasta 2050 en el caso de TE	101
Gráfico 5.14	Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	101
Gráfico 5.15	Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	102

Gráfico 5.16	Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	103
Gráfico 5.17	Despacho típico diario en el sistema ecuatoriano para el año 2040 en el caso de TE	104
Gráfico 5.18	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en caso de TE	105
Gráfico 5.19	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	105
Gráfico 5.20	Despacho típico diario en el sistema ecuatoriano para el año 2050 en el caso de TE	106
Gráfico 5.21	Costos marginales anuales en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	107
Gráfico 5.22	Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema ecuatoriano en el caso de TE	108
Gráfico 5.23	Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema ecuatoriano	109
Gráfico 5.24	Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema ecuatoriano en los casos de BAU y TE	110
Gráfico 5.25	Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema ecuatoriano	111
Gráfico 5.26	Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema ecuatoriano en los casos de BAU y TE	112
Gráfico 5.27	Comparación de los costos marginales en el sistema ecuatoriano en los casos de BAU y TE	113
Gráfico 5.28	Evolución de los costos de inversión en generación	114
Gráfico 5.29	Evolución de los costos de operación	114
Gráfico 5.30	Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Ecuador	116
Gráfico 5.31	Inversiones en el sistema de transmisión ecuatoriano por década	119
Gráfico 5.32	Inversiones en distribución (capacidad acumulada)	121
Gráfico 5.33	Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)	122
Gráfico 5.34	Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo	123
Gráfico 5.35	Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente	124
Gráfico 5.36	Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario	124
Gráfico 5.37	Inversiones anuales en la red de distribución	125

La transición energética de América Latina y el Caribe

Abreviaciones

AMI	Infraestructura de medición avanzada
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
BAU	Continuidad
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
CME	Costo marginal unitario de expansión
CMO	Costo marginal unitario de operación
CNEE	Comité Nacional de Eficiencia Energética
CSP	Termosolar de concentración
EE	Energía renovable
EMIIT	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
ER	Energía renovable
ERNC	Energía renovable no convencional
EV	Electromovilidad
GD	Generación distribuida
GN	Gas natural
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatios por hora
H_2V	Hidrógeno verde

ICE	Impuesto a los consumos especiales
Kt	Kilotón o kilotonelada
kV	Kilovoltios
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MM	Mercado mayorista
MUSD	Millones de dólares estadounidenses
MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
PME	Plan Maestro de Electricidad
PPS	Procesos públicos de selección
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 el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, en las próximas décadas depende del punto de partida y un buen conocimiento de las particularidades y posibilidades de cada país.

Este informe ofrece una visión comprensiva de la transición energética en Ecuador, destacando tanto las oportunidades como los desafíos existentes hasta el año 2050.

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

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

Ambos escenarios proporcionan una hoja de ruta para el desarrollo del sector eléctrico en el país, permitiendo comparar las diferentes trayectorias y sus implicaciones a largo plazo.

Esto 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 Ecuador revela una serie de brechas y áreas de mejora en varios aspectos clave. En primer lugar, en cuanto a las ERNC, aunque se han realizado subastas, aún falta una política nacional más sólida para promover de manera consistente estas energías. Igualmente, en el ámbito de la eficiencia energética, a pesar de contar con leyes y regulaciones, el país enfrenta desafíos en la implementación efectiva de programas y proyectos. La electromovilidad también registra avances en políticas y regulaciones, pero aún hay retos en la instalación de infraestructura y la penetración en el mercado, puesto que actualmente su adopción es casi nula.

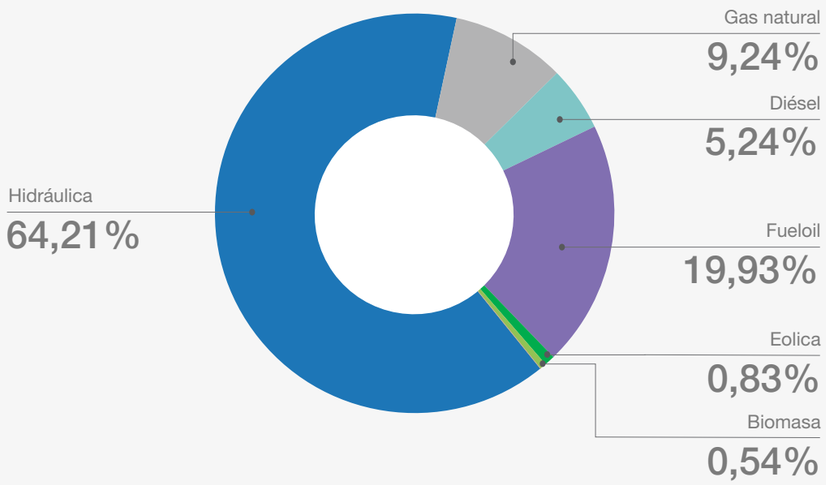
Por otro lado, la implementación del hidrógeno verde en Ecuador ha sido delineada en una hoja de ruta, pero se requieren acciones concretas y proyectos piloto para impulsar su desarrollo y competitividad. En términos de redes y medición inteligentes, si bien ha habido avances, existen retrasos en la implementación debido a problemas de financiamiento. Además, el gas natural se contempla como parte de la transición energética, pero enfrenta desafíos en la concesión de proyectos y su integración efectiva en la matriz energética del país.

En cuanto a la planificación y regulación sectorial, Ecuador cuenta con marcos regulatorios para la generación distribuida y está en proceso de evaluar la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías a gran escala.

El sistema eléctrico ecuatoriano está dominado por las centrales hidroeléctricas, que, al cierre de 2022, representaban más del 64 % de la capacidad instalada en el país, de un total de casi 8.054 MW, como muestra el gráfico 1.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2022



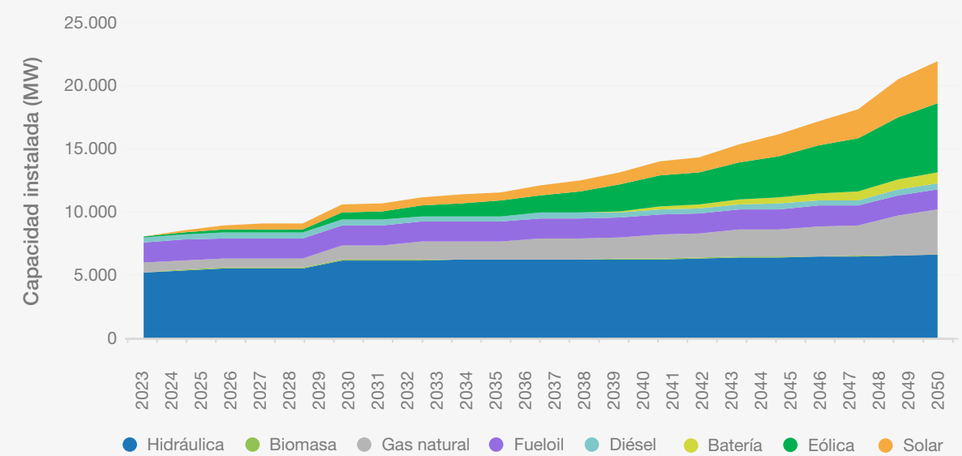
Fuente: ARCENNR (2022a)

A lo largo de los años, se ha observado un cambio significativo en la configuración de la capacidad del país. Las energías renovables han aumentado considerablemente su representación en la matriz de generación y se ha introducido una pequeña cantidad de baterías para almacenamiento, que, junto con las centrales térmicas e hidroeléctricas, ayudan a mantener la flexibilidad y la confiabilidad del sistema, lidiando con la intermitencia de las renovables.

La expansión de la generación en el caso de BAU se caracteriza por la gran inserción, principalmente, de plantas eólicas, junto con las solares y algunas centrales térmicas de gas natural hacia el final del horizonte. Se observa un cambio importante en cuanto a la generación, en el que las ERNC se convierten en la principal fuente de energía eléctrica en el país en 2050, cuando alcanzan un 42 % de participación en la matriz, que para entonces sumaría un total de 21.000 MW. En el caso de BAU, las inversiones totales para el período entre 2024 y 2050 se estiman en USD 13.732 millones.

GRÁFICO 2

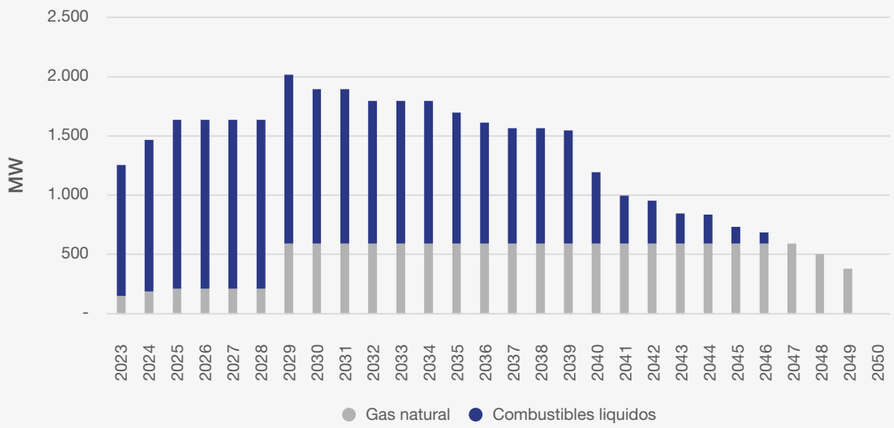
Evolución de la capacidad instalada en el sistema ecuatoriano hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de TE, se considera la retirada total de centrales termoeléctricas emisoras (aproximadamente 2.000 MW) del sistema ecuatoriano para 2050, pero teniendo en cuenta las fechas de entrada en operación de los activos y sus tecnologías. La mayoría de las plantas se desactivan después de 2030 y son, principalmente, de diésel y fueloil (combustóleo). Las centrales de gas natural son las últimas en ser retiradas al final de los años 2040, incluida una cuya entrada en operaciones se prevé en 2029. El gráfico 3 presenta el cronograma de desmantelamiento adoptado.

GRÁFICO 3

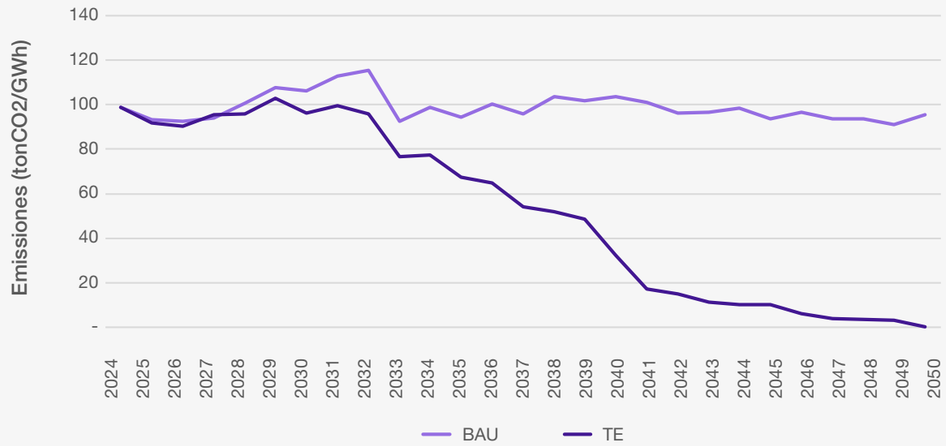
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema ecuatoriano



En este contexto, la expansión en el escenario de transición se caracteriza no solo por la gran adición de plantas eólicas, sino también por la introducción de tecnologías de almacenamiento, como baterías y centrales de bombeo, principalmente hacia la última década del horizonte. Es destacable la transición hacia una generación completamente renovable y con cero emisiones que el país alcanza en 2050, como se observa en el gráfico 4.

GRÁFICO 4

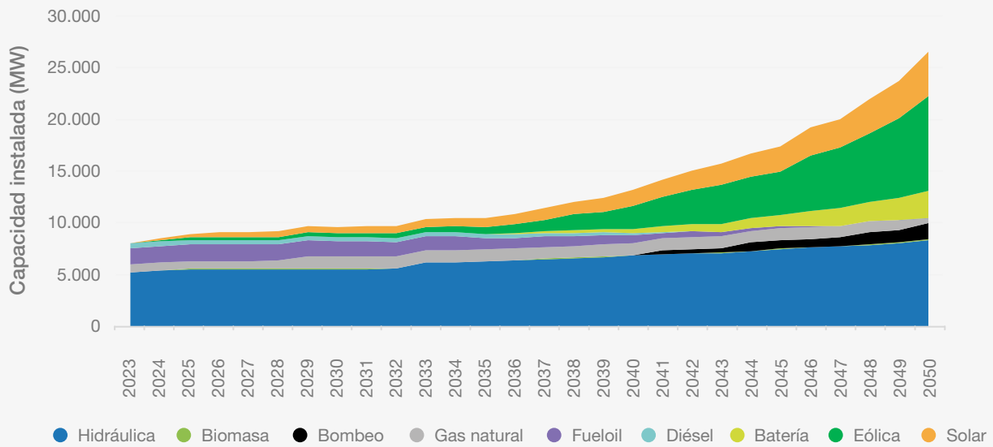
Comparación de la intensidad de las emisiones en el sistema ecuatoriano en los casos de BAU y TE



En el escenario de TE, se proyecta una inversión total en generación de USD 24.821 millones, lo que supone un incremento del 80 % en relación con el caso de BAU. El gráfico 5 ilustra la evolución de la canasta de capacidad instalada para el sistema eléctrico ecuatoriano en este escenario.

GRÁFICO 5

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



La diferencia más destacable entre el caso de BAU y de TE es que en este último hay una fuerte inserción de tecnologías de almacenamiento, como las centrales de bombeo y las baterías, principalmente para lidiar con la intermitencia de la capacidad renovable añadida al sistema.

Al analizar las inversiones en transmisión, se observa que están concentradas en las dos últimas décadas del estudio. Durante todo ese período, el aumento en la inversión está motivado por la necesidad de conectar la nueva oferta renovable al sistema, transportar la energía a todos los centros de carga y fortalecer la red eléctrica existente en el país. Las inversiones totales se estiman en USD 3.380 millones en el caso de BAU y USD 4.291 millones en el caso de TE, lo que supone una diferencia del 27 %.

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

CUADRO 1

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

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	13.732	3.380	1.565	18.677
TE (MUSD)	24.821	4.291	1.565	30.677

1.

Introducción

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

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

En este marco, los desafíos que tiene por delante el sector eléctrico de los países, particularmente los miembros de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—, a fin de alcanzar los objetivos de descarbonización en el año 2050, incluyen una detallada comprensión de la situación actual del sistema como punto de partida y la definición de las acciones de transición que 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 Ecuador 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 ecuatoriano 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 Ecuador, 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 Ecuador, 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 Ecuador.

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

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

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

2.

Caracterización del sistema eléctrico de Ecuador

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

Síntesis del sistema eléctrico de Ecuador

- Capacidad instalada total de 8.054 GW al cierre de 2022, con un parque de generación mayoritariamente hidroeléctrico (64,21% % de la capacidad instalada total) y térmica de gas natural, Fueloil y diésel (34,41 % de la capacidad).
- Ecuador tiene interconexiones activas con Colombia y Perú y realiza intercambios eléctricos frecuentes con los dos países actualmente.
- El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) tiene más de 6.800 km de líneas transmisoras e incluye subestaciones y líneas que operan a voltajes de 500 kilovoltios (kV), 230 kV y 138 kV. Las líneas de 230 kV cubren el 54 % de la extensión del SNT, mientras que las de 138 kV representan el 37 % y las de 500 kV, el 9 % del total.
- El parque termoeléctrico es un importante recurso que se utiliza para complementar la generación hidroeléctrica, especialmente durante el período seco (generalmente en la segunda mitad del año). El costo variable de estas unidades es entre 30 USD/MWh y 100 USD/MWh, dependiendo del tipo de combustible.

Caracterización del país y su matriz energética

Con una población de 17,9 millones de habitantes (Banco Mundial, 2022c) y un producto interno bruto (PIB) de 100.600 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b), Ecuador es la octava economía más grande de América Latina. La tasa de crecimiento promedio es del 0,2 % al año, considerando el periodo 2013-2022 (FMI, 2023). En ese último año, el país tuvo un PIB per cápita de USD 5.591 por habitante[1].

La mayor parte del territorio ecuatoriano está ubicado en la región andina y su sistema eléctrico alcanza a un 99 % de la población (Banco Mundial, 2022a). En 2022, el consumo de electricidad fue igual a 1.804 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

El sistema eléctrico existente en Ecuador presentaba a finales de 2022 una capacidad instalada total en torno a 8.054 megavatios (MW). Su composición es mayoritariamente hídrica (64,21 %) y térmica, abastecida por gas natural, fueloil (combustóleo) y diésel (combinados representan el 34,41 %). En contraste, la participación renovable no convencional no es significativa.

Ecuador es parte del acuerdo para la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA). Su sistema tiene interconexiones activas con Colombia y Perú y realiza intercambios eléctricos frecuentes con los dos países vecinos, sobre todo con el primero. La interconexión con Colombia tiene capacidad de 525 MW y niveles de tensión de 230 kilovoltios (kV), mientras que la existente con Perú tiene capacidad de 110 MW y un nivel de tensión de 220 kV.

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

Marco institucional y agentes

Las principales instituciones del mercado eléctrico ecuatoriano son el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable[2], la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)[3], el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP)[4].

El Viceministerio es la entidad responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos. Entre sus funciones, se destacan aumentar la oferta de generación y transmisión, el uso eficiente de la energía eléctrica, la eficiencia de las distribuidoras, la calidad, la seguridad y la cobertura del servicio.

La ARCONEL es la entidad responsable de regular los aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica. Entre sus labores está emitir las regulaciones a las cuales deberán ajustarse las empresas eléctricas e instituciones del sector eléctrico, controlar a las empresas eléctricas en lo referente al cumplimiento de la normativa y las obligaciones que el Ministerio defina, realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, los pliegos tarifarios y las acciones de control.

El CENACE es un organismo público, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, que se instituye como un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio a cargo del sector. La entidad actúa como operador

2 El Viceministerio depende del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

3 La ARCONEL es la sucesora de la ARCERNNR, que fue escindida en tres agencias (una para el sector de electricidad, otra para minas y la tercera para hidrocarburos).

4 Se puede obtener más información sobre cada una de las instituciones en los sitios web respectivos: Ministerio de Electricidad (https://www.recursosyenergia.gob.ec/); la ARCONEL (https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/); el CENACE (http://www.cenace.gob.ec/) y la CELEC (https://www.celec.gob.ec/).

técnico del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos. También es responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector. En el cumplimiento de sus funciones, debe resguardar las condiciones de seguridad y calidad de la operación del SNI, sujetándose a la normativa que expida la ARCONEL.

Finalmente, la CELEC EP es una empresa pública cuya finalidad es la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica. Esta empresa puede asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objetivo social.

El segmento de generación actualmente cuenta con diversas empresas de los sectores público y privado. Por ejemplo, en el año 2017 se incorporaron 9 centrales de generación, de las cuales 2 son públicas y 7 privadas.

En el segmento de distribución hay 10 empresas, de las cuales, la mayor es la estatal CNEL EP, que posee el 63 % de participación en el mercado considerando el área de prestación de servicio. CNEL cubre la región Costa del Pacífico, donde se encuentra concentrada la mayor cantidad de usuarios industriales y el consumo promedio residencial y comercial es superior al de las otras nueve empresas de distribución. El servicio de transmisión es prestado por la Unidad de Negocio Transelectric, subsidiaria de CELEC EP.

Caracterización del sistema de generación

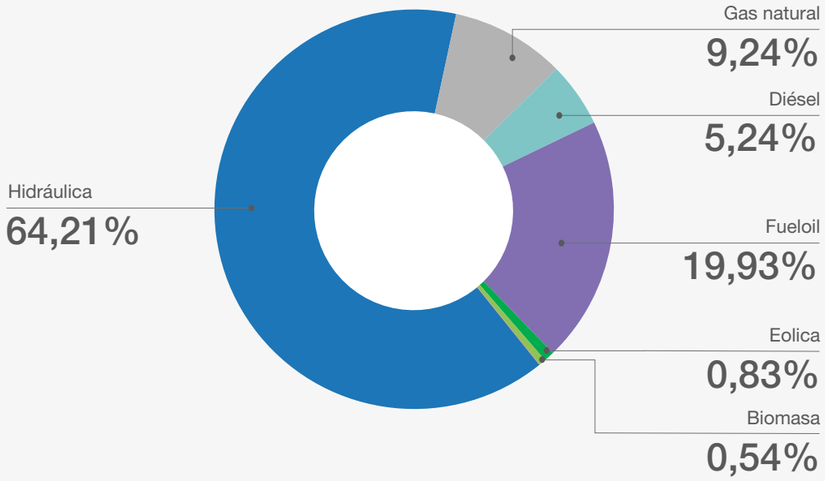
Las plantas hidráulicas representan el 64,21 % de la capacidad de generación del país, con más de 5.172 MW. Las centrales térmicas también tienen una

El sistema eléctrico existente en Ecuador presentaba a finales de 2022 una capacidad instalada total en torno a 8.054 MW. Su composición es mayoritariamente hídrica y térmica, abastecida por gas natural, fueloil y diésel. En contraste, la participación renovable no convencional no es significativa.

participación relevante en el parque generador. Las unidades movidas con combustibles líquidos totalizan casi 2.027 MW instalados (25,17 % del sistema), las unidades alimentadas por gas natural representan 744 MW (9,24 %) y las de diésel, 422 MW (5,24 %). Las tecnologías no convencionales todavía no son muy representativas: los biocombustibles tienen una participación del 0,54 % en el sistema (43 MW), mientras que las plantas solares y eólicas no llegan al 1% del total cada una (2 MW y 66 MW, respectivamente).

GRÁFICO 2.1

Canasta de capacidad instalada por tecnología en 2022



Fuente: ARCENNR (2022a).

Caracterización del sistema de transmisión

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) está conformado por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y los sistemas de distribución. El SNT incluye las subestaciones y líneas que operan a voltajes de 500 kV, 230 kV y 138 kV. Esta infraestructura pertenece a la unidad de negocio Transelectric y a centros de generación que se interconectan directamente con el sistema de transmisión.

El SNT tiene actualmente más de 6.800 km de líneas, que combinan circuitos simples (63 % de la longitud total) y dobles (37 %). El sistema incluye las interconexiones con Perú (110 km de doble circuito con una tensión de 230 kV) y Colombia (dos líneas de doble circuito, a 230 kV, que se extienden 270,7 km y una de simple circuito, a 138 kV, de 15,5 km). La red se compone mayoritariamente de líneas de 230 kV (54 % del total o 3.681 km). Las infraestructuras con 138 kV de tensión también tienen una participación relevante en términos de longitud, puesto que suman 2.554 km (37 % del total). Líneas de muy alto voltaje (500 kV) complementan el sistema troncal, con 610 km (9 %).

FIGURA 2.1

Sistema de transmisión de Ecuador

Fuente: CELEC (s. f.).

CUADRO 2.1

Especificaciones de las líneas de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
500 kV	610
230 kV	3.681
138 kV	2.554
Total	6.845

Fuente: CELEC (s. f.).

3.

Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas del sector eléctrico en Ecuador revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Ecuador carece de una política nacional integral concreta para estimular las ERNC. Por lo tanto, aunque se han realizado subastas para esta tecnología, aún necesita una política más sólida para promover esas energías de manera consistente.
- **Eficiencia energética (EE).** Existe un marco legal e institucional que sienta bases sólidas para el desarrollo de políticas, planes y programas de eficiencia energética. Lo anterior representa una oportunidad para ejecutar proyectos de esta índole en el país.
- **Electromovilidad (EV).** Se han implementado políticas y regulaciones favorables para la electromovilidad, incluyendo tarifas de recarga de vehículos, pero aún existen desafíos en la infraestructura de carga y para la penetración de los vehículos eléctricos en el mercado.
- **Hidrógeno verde (HV).** Se ha delineado una hoja de ruta para el hidrógeno verde en Ecuador, pero todavía se necesitan acciones concretas para incorporar regulación asociada a la cadena de valor de este producto y desarrollar proyectos piloto, impulsando la competitividad en el país.
- **Redes y medición inteligente.** Aunque se han logrado avances en el desarrollo de medidores inteligentes y proyectos de generación fotovoltaica, la implementación va retrasada debido a inconvenientes de financiamiento y a la ausencia de una política integral.

- **Gas natural (GN) como vector de transición.** Se contempla el uso del gas natural como parte de la transición energética, pero existen desafíos en la concesión de proyectos en este ámbito y para su integración efectiva en la matriz energética del país. La utilización de GN podría dar mayor seguridad en el abastecimiento, particularmente en un contexto como el de las sequías sufridas en 2023.
- **Generación distribuida (GD).** Se requiere una revisión y actualización de los marcos regulatorios, que permita un mayor despliegue de la tecnología, y, particularmente, un mejor aprovechamiento del recurso solar del país.
- **Almacenamiento de energía.** Se ha abierto una convocatoria internacional para la contratación de servicios de consultoría, cuyo objetivo sería realizar estudios técnicos y económicos con los que evaluar si es factible implementar sistemas de almacenamiento de energía en baterías de gran escala en el sistema nacional interconectado de Ecuador. Los resultados del estudio servirán como insumo para definir la regulación sobre almacenamiento de energía eléctrica en el país.

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 Ecuador.

CUADRO 3.1

Brechas y posicionamiento en Ecuador

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución) con estructura pública y regulada y oportunidades puntuales para la iniciativa privada en los subsectores de generación y transmisión.	Se están implementando iniciativas para estimular la participación privada en el sector eléctrico, particularmente en generación y transmisión, a través de subastas de energía (procesos públicos de selección) y de generación distribuida para proyectos inferiores a 10 MW.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al sector eléctrico mediante títulos habilitantes emitidos por el Ministerio rector, es decir, a través de contrato de concesión o autorización de operación. Libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución para participantes mayoristas, siempre y cuando se cumplan los requisitos técnicos, legales y económicos establecidos en la normativa aplicable y en los títulos habilitantes.	Las condiciones de libre acceso al sistema de transmisión estimulan la participación y competencia entre mayoristas.
	Competencia en el MM	La competencia en el MM se estimula a través de subastas de proyectos de generación eléctrica.	Se han alcanzado precios de cierre de subastas convenientes para los intereses del país. Han existido divergencias entre participantes adjudicatarios en subastas de energía en cuanto al uso de capacidad y bahías de subestaciones, por omisiones en los términos de referencia.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Cargo fijo y por consumo para usuarios residenciales. Cargo fijo y por consumo, con posibilidad de cargo por demanda para usuarios comerciales e industriales.	No se identificaron brechas.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales	En el marco de los procesos públicos de selección, en marzo de 2023, fueron adjudicados 500 MW de capacidad de generación de ERNC (solar fotovoltaica [FV], minihidráulica, eólica).	No se identificaron políticas específicas en ERNC a mediano y largo plazo.
	Eficiencia energética	Existencia de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética y su reglamento. Existencia de políticas oficiales por parte del Ministerio rector (junio de 2022). Existencia de normativa de etiquetado. Existencia de normativas de EE en edificaciones. Existencia del Plan de Inversión para la Eficiencia Energética en las Islas Galápagos.	El Plan Nacional de Eficiencia Energética distingue objetivos y líneas de acción claras, algunas de las cuales se encuentran en aplicación.
	Electromovilidad	Existencia de la Política Nacional de Movilidad Urbana Sostenible 2023-2050 y la Estrategia Nacional de Electromovilidad.	Existen políticas nacionales de electromovilidad, pero con implementaciones muy escasas hasta 2024. La Estrategia Nacional de Electromovilidad fija como objetivo que en 2025 el 5 % de los buses sean eléctricos.
	Hidrógeno verde (HV)	Existencia de la Hoja de Ruta y la Estrategia para la Producción de Hidrógeno Verde en 2050.	Ausencia de regulación asociada. Ausencia de incentivos para la construcción de proyectos piloto.
	Redes y medición inteligentes	No existen políticas. La Regulación de Códigos de Red contempla sistemas avanzados de comunicación y medición sincrofasorial, que habilitan las redes inteligentes. Regulación de medidores inteligentes.	No existe política nacional y tampoco una implementación concreta de redes inteligentes. Existe regulación con requerimientos mínimos de medición inteligente.
	Gas natural (GN) como vector de transición	No se considera dentro de las políticas energéticas.	Ecuador cuenta con pocas reservas de gas natural.

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	El Plan Maestro de Electricidad (PME) considera las etapas de generación y transmisión e introduce metas de reducción de las pérdidas técnicas en la distribución. La planificación de la distribución está a cargo de las empresas de este subsector. El PME no cuenta con escenarios de transición energética en el mediano y largo plazo. El horizonte de planificación del PME es de 10 años.	La generación eléctrica proviene principalmente de fuentes hidráulicas, por lo que fenómenos naturales pueden afectar la seguridad del abastecimiento en el corto plazo. Se requiere de generación complementaria. Los planes de inversión en los tres segmentos del sector contemplados en el PME no se han venido cumpliendo en tiempo y forma.
	Generación distribuida (GD)	Existen dos regulaciones para GD vigentes: una para autoabastecimiento de clientes regulados y otra para los no regulados. La regulación de la GD para comercialización se encuentra en proceso de reformas o sustitución para implementar mecanismos de competencia en la adjudicación del servicio.	Las regulaciones de la GD para autoconsumo han promovido su implementación. La aprobación de la regulación de la GD para comercialización es indispensable para su implementación en el corto y mediano plazo.
	Almacenamiento con baterías	Se encuentra abierta una convocatoria internacional para desarrollar estudios de factibilidad para la implementación de almacenamiento con baterías de gran escala en el sistema nacional de transmisión.	No se cuenta con un marco normativo para su implementación.

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

Estructura y funcionamiento sectorial

Estructura sectorial

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), promulgada el 16 de enero de 2015, define como participantes del sector eléctrico a las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica, así como a las personas naturales o jurídicas que sean considerados consumidores o usuarios finales. En ese sentido, existen participantes no regulados, como los grandes consumidores, que se abastecen de generadores privados y autogeneradores[5] que producen energía para consumo propio o para completar la oferta[6].

La estructura descrita representa un sistema eléctrico público, con algunos espacios abiertos a la iniciativa privada, a través de subastas de bloques de energía o proyectos de generación y transmisión en el marco de procesos públicos de selección (PPS). En este sentido, si bien el sector eléctrico es eminentemente público, el MEM tiene pleno poder sobre el sector eléctrico para promover la inserción de tecnologías de transición energética a través de los PPS.

5 La Ley define al gran consumidor como la persona natural o jurídica que, por sus características de consumo, está facultada a acordar libremente con un generador o autogenerador privado la compra de energía eléctrica para su abastecimiento. En cuanto al autogenerador es la persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina a su propio abastecimiento, pudiendo, eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda

6 Véanse las referencias para consultar el texto completo de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (2015) y su reglamento (2019).

Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión

La LOSPEE y el artículo 54 de su Reglamento establecen las condiciones para el libre acceso al sistema nacional de transmisión. Los participantes mayoristas que se conecten al SNT deberán reconocer al transmisor los peajes de uso del sistema contenidos en el pliego tarifario.

Por otro lado, las condiciones para el libre acceso al sistema de distribución están definidas en el artículo 59 de esa Ley. En particular, en el caso de la distribución, si el sistema requiere modificaciones y adecuaciones, estas correrán por cuenta del participante.

Competencia en el mercado mayorista

En Ecuador existen tres tipos de transacciones comerciales que pueden establecerse entre consumidores y productores para el abastecimiento de energía eléctrica:

- Contrato regulado. Es suscrito por los generadores o autogeneradores con las empresas de distribución en forma proporcional a la demanda regulada (usuarios finales) de cada una de ellas.
- Mercado ocasional o *spot*. Corresponde a la liquidación de las transacciones de potencia y energía, no incorporadas en contratos regulados.
- Contrato no regulado o bilateral. Es el suscrito entre los generadores o autogeneradores privados con demanda no regulada (grandes consumidores con capacidad instalada mayor o igual a 1 MW y un consumo de energía de al menos 7 GWh/año).

No se ha observado en Ecuador un mercado de servicios auxiliares de red. Lo único que se ha encontrado son ciertas obligaciones relacionadas con dichos servicios, mencionadas en el código de red para los generadores que operan en el mercado mayorista. Estos servicios auxiliares se encuentran definidos y son remunerados en algunos casos por el sistema[7].

7 Véase la Resolución 025/2020 (ARCERNNR, 2020).

Mercados locales de energía

No se han encontrado en Ecuador mercados locales de energía que puedan proveer servicios de red.

Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado para Ecuador es el de la empresa EEQ, cuya zona de concesión corresponde a la capital del país. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por nivel de tensión y que:

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

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

Políticas de transición energética

Energías renovables no convencionales

Ecuador no cuenta con una política nacional concreta para estimular las ERNC en el país. Sin embargo, cabe señalar que, en 2021, el 57 % de la oferta de energía eléctrica del país provino de centrales hidroeléctricas de gran escala.

Ecuador no cuenta con una política nacional concreta para estimular las ERNC en el país. Sin embargo, en 2021, el 57 % de la oferta de energía eléctrica del país provino de centrales hidroeléctricas de gran escala.

No obstante, dentro del marco de los procesos públicos de selección previstos en la LOSPEE y su Reglamento, se han celebrado dos subastas de ERNC en Ecuador. En 2020 tuvo lugar un PPS para delegar a la iniciativa privada el desarrollo y operación de los proyectos El Aromo (solar fotovoltaico) y Villonaco II y III (eólico) (CELEC, 2019). En dicho proceso se obtuvieron los resultados presentados en el cuadro 3.2.

CUADRO 3.2

Resultados de proceso público de selección de ERNC en 2020

Proyecto	Tecnología	Adjudicado [MW]	Precio [USD/MWh]
El Aromo	Solar fotovoltaica	200	69,35
Villonaco II y III	Eólica	110	64,33
Total	-	320	66,86

Fuente: Aquaintel (2020).

Por otro lado, en el primer trimestre de 2023 se elaboró el acta de recomendación de adjudicación para más de 500 MW de cupo de proyectos de ERNC, a un precio promedio de 55,17 USD/MWh. El detalle de los resultados está reflejado en el cuadro 3.3.

CUADRO 3.3

Resultados del proceso público de selección de proyectos de ERNC en 2023

Tecnología	Adjudicado [MW]	Precio promedio [USD/MWh]
Eólica	44,81	60,63
Hidroeléctrica	148,9	48,57
Solar fotovoltaica	317,6	57,55
Total	511,31	55,17

Fuente: MEM (2023).

A través de esas subastas, se han adjudicado 831 MW de ERNC, lo que corresponde casi al 10 % de la capacidad de generación instalada. Un punto notorio es la disminución de los precios promedio en la segunda subasta. En conclusión, los PPS han demostrado ser efectivos para promover las ERNC, aprovechando los recursos naturales renovables con los que cuenta el país.

Eficiencia energética

La Ley Orgánica de Eficiencia Energética (Gobierno de Ecuador, 2019) y su Reglamento (Gobierno de Ecuador, 2021c) promueven la transición energética a través de un cambio tecnológico, en el que el transporte alimentado por combustibles es sustituido por movilidad eléctrica. Ambos textos brindan un marco normativo superior, que dispone la creación de esquemas tarifarios para la movilidad eléctrica y fomenta el despliegue de estaciones de carga. Esta Ley y su Reglamento se resumen en lo siguiente:

- Crean el Sistema Nacional de Eficiencia Energética y el Comité Nacional de Eficiencia Energética (CNEE), conformado por entidades públicas del sector, para el cumplimiento de políticas, planes y programas de inversión.
- Obligan a los gobiernos autónomos descentralizados (p. ej., las municipalidades) a cumplir, con base en sus competencias, las políticas, programas y la normativa de eficiencia energética promovidos por el gobierno central, principalmente la Norma Ecuatoriana de la Construcción. Esta norma promociona la arquitectura bioclimática y dispone que se lleve a cabo un proceso de evaluación y calificación del consumo energético de las nuevas edificaciones.
- Categorizan a los consumidores de energía según su demanda de combustibles y energía eléctrica, obligando a aquellos de la categoría “gran consumidor” a reportar al CNEE sus consumos energéticos anuales e implementar el Sistema de Gestión de Energía ISO 50001 a partir de enero de 2025.

- Disponen la creación del Fondo Nacional para Inversión en Eficiencia Energética y promueven la creación de la Empresa de Servicios Energéticos para el financiamiento y ejecución de proyectos de mejora de la eficiencia energética.

Se cuenta también con el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE) para promover la eficiencia en el uso de la energía en todos los sectores, incluyendo la industria, el transporte y la vivienda (Gobierno de Ecuador, 2016). El plan busca reducir el consumo de energía y las emisiones de GEI.

Finalmente, Ecuador ha implementado un sistema de etiquetado energético para electrodomésticos y equipos eléctricos, lo que permite a los consumidores identificar los productos que menos consumen.

Por lo anterior, se concluye que el país dispone de un marco legal e institucional que sienta bases sólidas para el desarrollo de políticas, planes y programas de eficiencia energética.

Electromovilidad

Ecuador ha implementado políticas y regulaciones favorables para la electromovilidad. En este sentido, los vehículos híbridos no pagan el impuesto a los consumos especiales (ICE) desde 2022. Los vehículos eléctricos tienen aún más incentivos puesto que no están sometidos al impuesto al valor agregado (IVA), el ICE, ni aranceles. Por otro lado, no están sujetos a las restricciones de circulación de “pico y placa” y tampoco pagan estacionamientos públicos. Además, se ha promovido la construcción de estaciones de carga rápida, disipando la inquietud sobre la autonomía de estos vehículos.

Por otra parte, el país dispone de una tarifa específica para carga de vehículos eléctricos en los sectores residencial y comercial, que cuenta con una estructura de “tiempo de uso” y que requiere de un medidor exclusivo para la carga del vehículo.

En cuanto a los proveedores del servicio de carga de vehículos eléctricos, existe una regulación que define el modelo de contrato que deben suscribir estos y las empresas de distribución (Regulación ARCERNNR N.º 003/20) y un pliego

tarifario específico que establece precios máximos por su servicio (Resolución ARCERNNR N.º 027/2022)[8].

La Estrategia Nacional de Electromovilidad de Ecuador prevé objetivos de penetración de los vehículos eléctricos (buses públicos, taxis, camiones ligeros de carga, vehículos ligeros) para 2025, 2030 y 2040 (Hinicio, 2021). Además, contempla 11 líneas de acción y propone líneas de crédito con condiciones blandas para la adquisición de buses, taxis, vehículos ligeros y para la planificación de la red de infraestructura de carga a nivel de ciudades e intermunicipal.

Finalmente, en diciembre de 2023 entró en operación comercial el Metro de Quito, tren completamente eléctrico, que facilita el transporte público a la ciudadanía en el eje norte-sur, a través de una sola línea con 15 estaciones (EPMMQ, 2023).

Hidrógeno verde

La política en este ámbito está planteada en el documento “La Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador” (MEM, 2023). Esta publicación analiza, para los años 2025, 2030 y más allá, lo siguiente:

- Metas de capacidad instalada de hidrógeno verde e inversiones.
- Normativa y regulación.
- Infraestructura.
- Cooperación internacional.

El documento trata sobre la evaluación de la competitividad del hidrógeno verde en Ecuador, la estimación de la demanda interna y el potencial de exportación, así como la identificación y el análisis de riesgos y brechas. Además, establece lineamientos para el desarrollo de proyectos piloto de hidrógeno que promuevan la investigación aplicada para las realidades específicas del país.

Entre las fortalezas identificadas, se encuentra la diversidad de recursos renovables

8 El mapa normativo de Ecuador puede consultarse en la siguiente página web: https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/08/Mapa_Normativo.pdf

disponibles y con potencial de ser explotados, del tipo solar, eólico, hidráulico, de biomasa y geotérmico. La situación de la biomasa destaca porque se ha identificado una gran cantidad de recursos disponibles derivados de la actividad agrícola, con potencial de abastecer el crecimiento de la demanda. Esta fuente tiene capacidad de proveer energía de manera complementaria ante variaciones de las condiciones de generación intrínsecas de las fuentes solar y eólica.

Entre las brechas, se encuentra la ausencia aún de incentivos para desarrolladores de proyectos, en particular pilotos, debido el estado incipiente en el que se encuentra esta industria en Ecuador. Adicionalmente, será necesaria la formulación de regulación para toda la cadena de valor de este combustible, es decir, para la producción de hidrógeno verde, su transporte y el consumo o exportación.

Redes y medición inteligentes

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, citada anteriormente, establece que la modernización de las redes eléctricas debe considerar los aspectos regulatorios y las redes de transporte y distribución de energía. También debe tener en cuenta las redes de comunicación, la generación distribuida, el almacenamiento de energía, la medición inteligente, el control distribuido, la gestión activa de la demanda y las oportunidades para brindar nuevos productos y servicios.

En el marco de esta modernización, distintas distribuidoras se encuentran ejecutando proyectos piloto de instalación de medidores inteligentes (EEQ, 2022). En estas primeras etapas, la instalación se encuentra dirigida hacia zonas conflictivas, de difícil acceso y de mayor consumo, así como al logro de un control total de los clientes de facturación especial[9].

En tal sentido, la ARCERNNR emitió la Resolución N.º 013 (ARCERNNR, 2021b), que contiene la normativa técnica relacionada con la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. Entre los puntos abordados, se encuentran las especificaciones mínimas que deben cumplir los equipos de medición instalados, cabiendo la posibilidad de que, por razones relacionadas con el control y la supervisión del sistema eléctrico, se requiera de medidores inteligentes con distintas funcionalidades.

De acuerdo con cifras de la ARCERNRR (2022c), hasta ese año se habían instalado alrededor de 150.000 medidores inteligentes, correspondientes a 7 empresas de distribución, que permiten realizar mediciones remotas y en tiempo real de energía y potencia. Lo anterior evidencia avances en la instalación de infraestructura de medición remota (AMI, por sus siglas en inglés), pero también indica que el progreso en este sentido depende exclusivamente de los incentivos que posea la distribuidora para su instalación, lo cual a su vez depende, parcialmente, de la cantidad de usuarios que deseen generar energía eléctrica en sus hogares, comercios o industrias.

9 Son considerados clientes de facturación especial los que requieren o tienen una carga instalada mayor o igual a 50 kVA en sistemas trifásicos y bifásicos o, a su vez, consumos mensuales superiores a 4.000 KWh. Entre ellos se encuentran entidades oficiales, hospitales, clínicas, servicios de salud, instituciones educativas, industrias, empresas agrícolas y florícolas, de servicios turísticos, alimentos y sectores comerciales. También pertenecen a este grupo de clientes los que cuentan con un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA), como servicios fotovoltaicos para sectores industriales (EEQ).

Con respecto a las redes inteligentes, en el año 2018 fue publicada, la comunicación sobre el establecimiento del Programa Redes Inteligentes Ecuador (REDIE) (Gobierno de Ecuador, 2018). Este programa es presentado como una política para contar con una red más eficiente y flexible, con alta disponibilidad y calidad en el suministro de energía y sustentada en los beneficios que brindan las tecnologías de la información y la comunicación, a través de la ejecución de las diferentes iniciativas asociadas con él. Para su concreción, se creó un Comité Ejecutivo, conformado por las máximas autoridades del MEM, la ARCERNNR, el CENACE (o sus delegados) y representantes de las distribuidoras. Su ejecución efectiva, sin embargo, no prosperó, por lo que no hay en Ecuador una política que se aplique de manera sistemática para la implementación de redes inteligentes.

Gas natural como vector de transición

Las previsiones del Plan Maestro de Electricidad de Ecuador (MEM, 2022a), que llegan hasta el año 2027, contemplan un crecimiento del parque generador térmico, además de la incorporación de energías renovables. En consecuencia, proyecta un crecimiento de la demanda de gas natural para alimentar las centrales térmicas actuales y futuras. Por ende, si bien no lo dice explícitamente, la utilización del gas natural como combustible, que acompañe al crecimiento de fuentes limpias y no gestionables, como la eólica y la solar fotovoltaica, forma parte de los planes de corto plazo.

En este marco, dentro de los procesos públicos de selección (MEM, 2022b), se abrió una convocatoria para concesionar un bloque de ciclo combinado de gas natural de 400 MW para generación eléctrica. Entre otros objetivos, se busca aprovechar las reservas de este recurso en la región costera de Ecuador. A mediados de 2023, el proceso fue declarado desierto (Orozco, 2023) y hasta el momento no se ven perspectivas para su reapertura.

Además de la utilización del gas natural como reserva operativa ante la variabilidad y las incertezas inherentes a la generación renovable no convencional, se destaca su posible uso como garante de la seguridad en el abastecimiento. Esta posibilidad es particularmente importante en los periodos de sequía, que originaron cortes de servicio durante los meses de octubre y noviembre de 2023. Por tal motivo, este último beneficio se suma a las causas de su posible mayor incorporación a la matriz.

Planeamiento y regulación sectorial

Planificación energética y eléctrica

El artículo 314 de la Constitución de la República indica que el Estado es el responsable de la provisión de los servicios públicos, entre los que se incluye la energía eléctrica. En este sentido, la LOSPEE, en su artículo 7, referente al Deber del Estado, determina:

> Constituye deber y responsabilidad privativa del Estado, a través del Gobierno Central, satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general del país, mediante el aprovechamiento eficiente de sus recursos, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Maestro de Electricidad, y los demás planes sectoriales que fueren aplicables.

En esa línea, el Ministerio rector de la Energía es la entidad responsable de la planificación del sector eléctrico, energía renovable, energía atómica y eficiencia energética. Actualmente está vigente el Plan Maestro de Electricidad (PME), en el cual se establecen los requerimientos de infraestructura de generación, transmisión y distribución en el horizonte 2018-2027.

Este plan cuenta con un escenario de base, que considera un crecimiento tendencial de la demanda eléctrica y un segundo escenario denominado “matriz productiva”, que incorpora cargas singulares, vinculadas con la actividad minera, cementera, siderúrgica, petrolera y del transporte, entre otras. Esas cargas también están asociadas a los proyectos de eficiencia energética, la actividad agrícola y agroindustrial y a la conexión del SNI con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP).

Un aspecto positivo que se resalta es la disponibilidad, dentro del PME, de un inventario de recursos renovables con fines de producción de energía eléctrica, clasificados en:

- Recursos hidráulicos.
- Recursos geotérmicos.
- Recursos solares.
- Recursos eólicos.
- Recursos con biomasa y otras fuentes de energía.

Adicionalmente, se encuentran previsiones de incremento de la demanda por electromovilidad y de mitigación de la demanda por la aplicación de programas de eficiencia energética. Sin embargo, se observa que el PME no cuenta

con un escenario de transición energética que considere las necesidades de infraestructura eléctrica para cubrir el crecimiento de la producción del hidrógeno verde. Por tanto, es necesario actualizar el plan, incluyendo las previsiones indicadas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde.

Finalmente, se han observado desafíos superados con dificultad o que todavía existen y que han demorado la ejecución de las obras previstas en el plan, lo que refuerza la necesidad de actualizar el documento.

Generación distribuida

Ecuador cuenta con un marco regulatorio de GD con capacidad de hasta 1 MW para autoabastecimiento de clientes regulados, a través de la Resolución 01 de la ARCERNNR (2021a) y no regulados, mediante la Resolución 06 (ARCERNNR, 2023). Las tecnologías previstas en los marcos regulatorios son fotovoltaica, eólica, de biomasa, biogás e hidráulica. En ambos casos serán los clientes regulados y no regulados quienes estén a cargo de la construcción, operación y mantenimiento de sus sistemas de autoabastecimiento. No existe remuneración comercial por parte de los participantes del mercado eléctrico, ya que la energía producida por GD no puede ser mayor que la energía autoconsumida.

En la actualidad la Resolución 02 de la ARCERNNR (2021c) sobre generación distribuida para empresas habilitadas a realizar este tipo de actividad, que regula capacidades de hasta 10 MW, se encuentra suspensa y en proceso de sustitución para implementar mecanismos que promuevan la competencia.

El 11 de enero de 2024, se publicó en el Registro Oficial N.º 475 la Ley Orgánica de Competitividad Energética (Gobierno de Ecuador, 2024), que introduce cambios significativos en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. En el contexto de la generación distribuida, esta ley permite a la iniciativa privada identificar, proponer y desarrollar proyectos de generación eléctrica inferiores a 10 MW que no consten en el Plan Maestro de Electricidad, siempre y cuando convenga a los intereses nacionales.

Almacenamiento con baterías

En 2023 hubo una convocatoria internacional para la contratación de servicios de consultoría con el objeto de realizar estudios técnicos y económicos para evaluar la factibilidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía en baterías de gran escala en el SNI de Ecuador. Lo anterior se realiza por la ausencia de regulación asociada a la instalación de este tipo de equipos, incluyendo los servicios que serán capaces de brindar al sistema y su remuneración.

Iniciativas de organismos multilaterales

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

- Apoyo a la Transición Energética y Fortalecimiento de las Empresas del Sector Eléctrico (BID, s. f.b). Esta iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) busca apoyar al país en las estrategias de transición energética justa mediante el fortalecimiento de la gobernanza de las instituciones, la promoción de la eficiencia energética y la diversificación de la matriz energética para que sea baja en carbono, así como fomentando el uso de las ERNC. También intenta modernizar la infraestructura eléctrica y promover el acceso universal a la electricidad.
- Apoyo a la Digitalización de la Operación en la Infraestructura en las Empresas Eléctricas de Distribución (BID, s. f.a). El proyecto, también del BID, apoya a dichas empresas en el levantamiento de catastros de los consumidores, la interconexión entre distribuidores, la automatización de los subcircuitos y el fortalecimiento de los procesos comerciales y operativos de grandes clientes mediante la introducción de la tecnología digital.

- Fortalecimiento Institucional CENACE (PNUD, s.f.). Este es un proyecto del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo que busca el fortalecimiento de las capacidades técnicas, operativas y administrativas, la modernización tecnológica y el desarrollo de un documento de proyecto para posicionar el liderazgo institucional del CENACE en el sector eléctrico ecuatoriano y en el ámbito internacional.
- Estructurar una Estrategia de Electromovilidad para el EEQ 2024-2038 (PNUD, 2024). La iniciativa, también del PNUD, cuenta con participación y consulta de múltiples actores. Su objetivo es realizar un estudio prospectivo del crecimiento de la demanda eléctrica (proyección de potencia y energía) para el período mencionado, impulsado por la adopción y expansión del número de vehículos eléctricos ligeros, taxis y autobuses en el área de concesión de la EEQ.

Con excepción de la última iniciativa mencionada, las demás se enfocan tanto en el fortalecimiento de las instituciones como en la mejora de sus capacidades tecnológicas en el marco de la transición energética. Esto resulta relevante dado que se han evidenciado dificultades para incrementar la participación privada en el sector de la generación, particularmente teniendo en cuenta la necesaria inserción de las ERNC.

Por otro lado, se indicó que las políticas nacionales de electromovilidad poseen escasa aplicación, por lo que la estrategia de electromovilidad para el EEQ es una medida tendiente a solucionar esta brecha.

4.

Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

Metas de la transición

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

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

Para calcularlos, se modelaron explícitamente las emisiones de las centrales termoeléctricas de los sistemas, a partir de los factores de emisión de los combustibles que utilicen. Con eso, se determina la operación de mínimo costo de los sistemas, sujeta a las restricciones de las emisiones (en el caso de transición), 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 $MtCO_2e$ (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_2e (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 $MtCO_2e$ (economía general), o 179 $MtCO_2e$ (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 $MtCO_2e$.	No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Uruguay	Reducción de: (i) 27-31 % CO_2; (ii) 62-63 % CH_2 y (iii) 51-57 % N_2O (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Venezuela	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de emisiones del 20 % respecto al BAU.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 % respecto al BAU.

Nota: La abreviación $MtCO_2e$ significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH_2 representa el metileno; N_2O, el óxido de nitrógeno.

Proyección de los precios de los combustibles

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

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

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

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

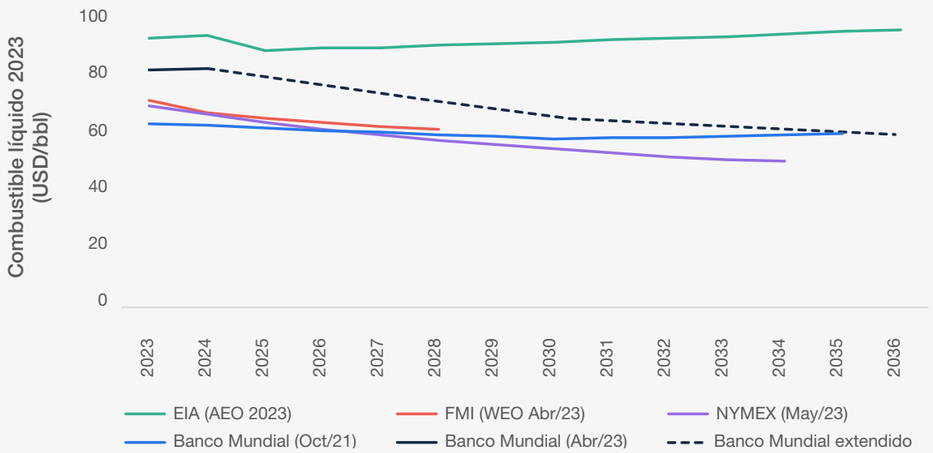
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar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

Proyección de los precios de combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se propone considerar las proyecciones del petróleo Brent y el pronóstico del Banco Mundial de abril de 2023 (último disponible en el momento del análisis). Como el pronóstico del Banco Mundial se centra en el corto plazo (hasta 2024), se considera que, entre 2025 y 2035, los precios del petróleo convergen a la proyección más larga del Banco Mundial a partir de octubre de 2021 y, después de 2036, se mantiene constante en términos reales el último valor de la proyección (2035).

GRÁFICO 4.1

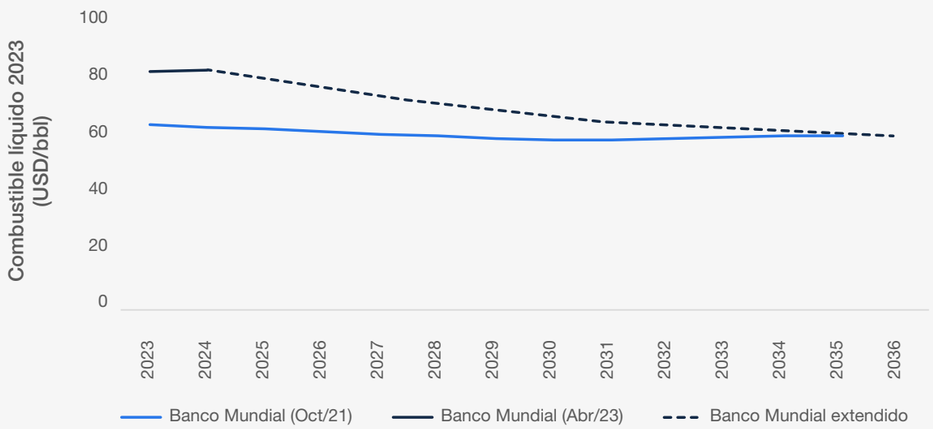
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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

GRÁFICO 4.2

Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio



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

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

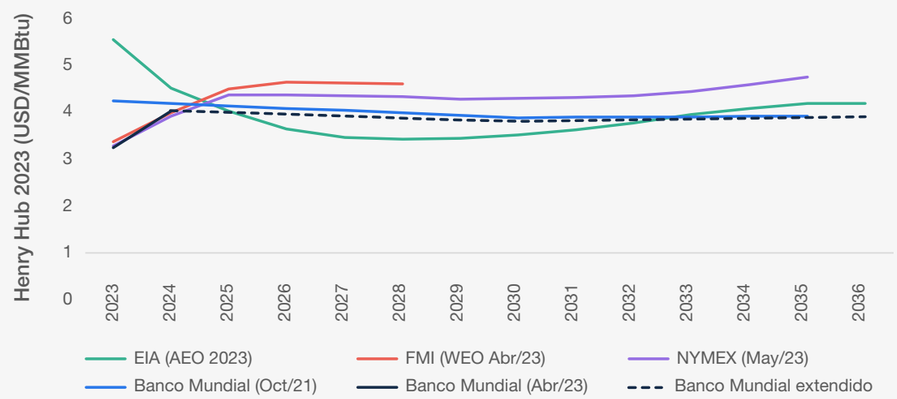
Proyección de los precios del gas natural

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

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

GRÁFICO 4.3

Proyección de los precios Henry Hub

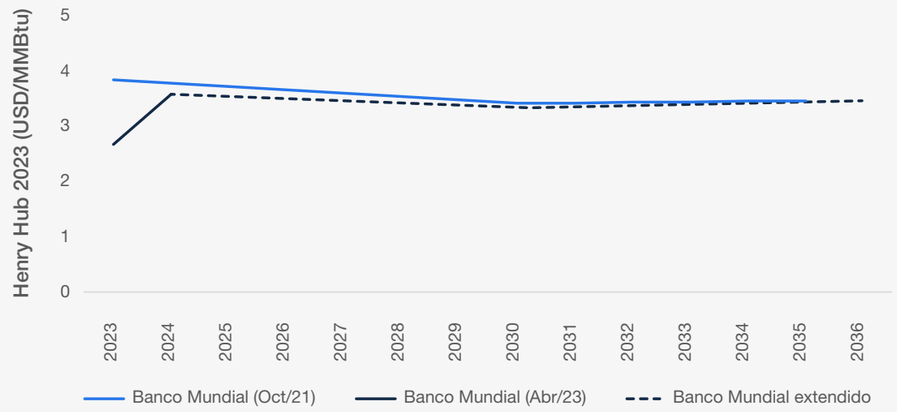


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange

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

GRÁFICO 4.4

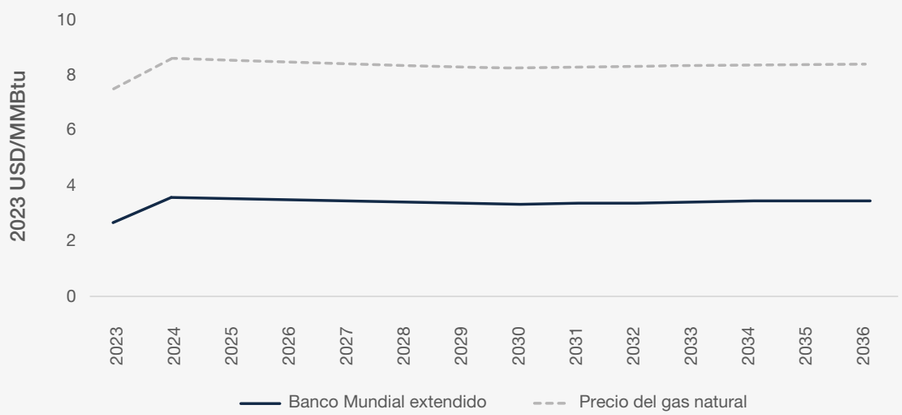
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



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

GRÁFICO 4.5

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



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

Tecnologías candidatas para la expansión

Un supuesto clave para optimizar la expansión del sistema a largo plazo son los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas, las cuales pueden seleccionarse según criterios de mérito económico. Ante esto, es importante definir las características y estructura de costos de estos candidatos —por ejemplo, los gastos de capital (CAPEX) y los costos fijos—, así como la vida útil, ya que determinan la competitividad de los proyectos. El conjunto clave de supuestos formulados para las diferentes tecnologías se presenta en los cuadros 4.2 y 4.3. El coste de inversión de la terminal de regasificación se incluye en el coste fijo del primer candidato a la ampliación del sistema de gas de ciclo combinado. Proyectos adicionales de expansión de gas natural podrían ingresar al sistema sin que el costo de inversión en regasificación esté incluido en sus costos fijos.

CUADRO 4.2

Costos de inversión para centrales termoeléctricas

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

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

CUADRO 4.3

Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías

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

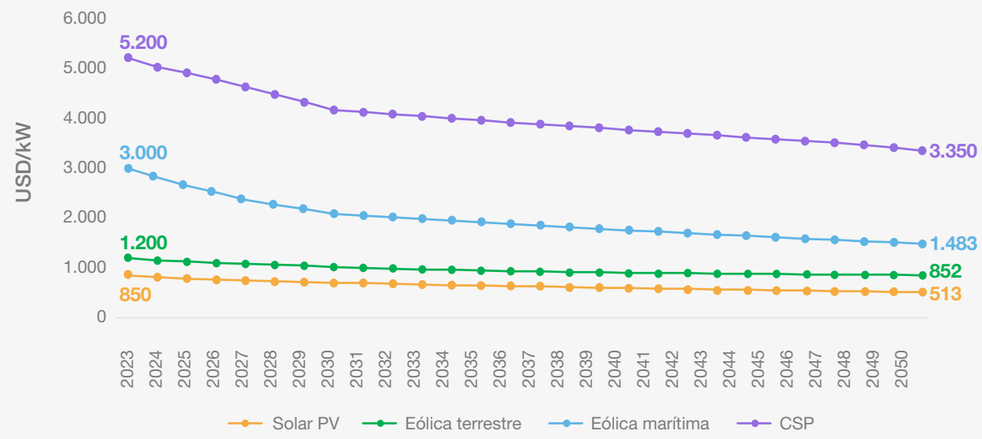
Nota: O&M designa operación y mantenimiento; CSP es el acrónimo inglés de termosolar de concentración.
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

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

En Ecuador se han logrado avances para el despliegue de ERNC, pero falta una política nacional integral para estimular estas tecnologías de manera más consistente.

GRÁFICO 4.6

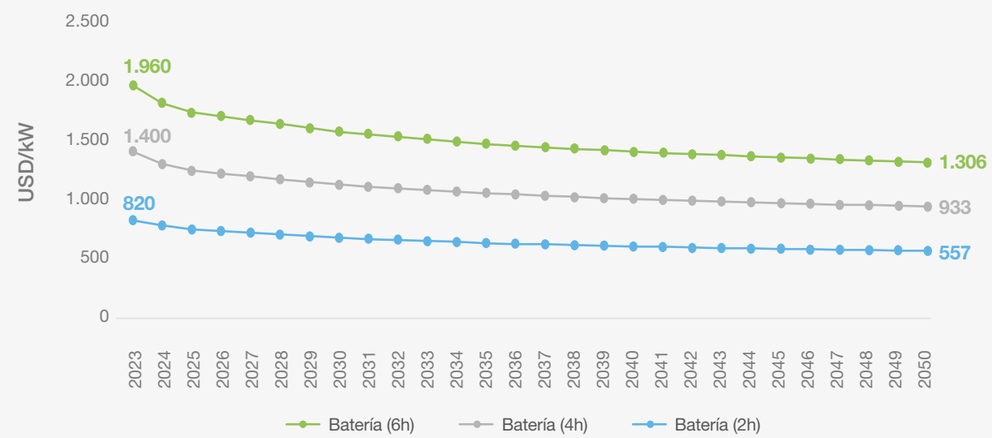
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



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

GRÁFICO 4.7

Curva de costos para baterías



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

Supuestos adoptados en la expansión del sistema

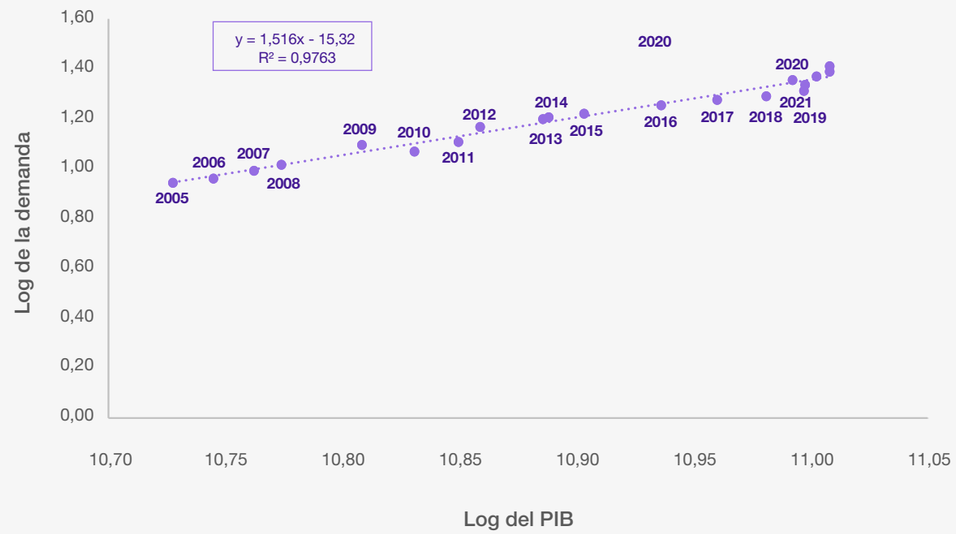
En este apartado se presentan los conjuntos de supuestos adoptados para modelar la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

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 estima a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible obtener la elasticidad entre ambas variables, permitiendo realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. La elasticidad estimada en Ecuador es de 1,516, como se muestra en el gráfico 4.8.

GRÁFICO 4.8

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico

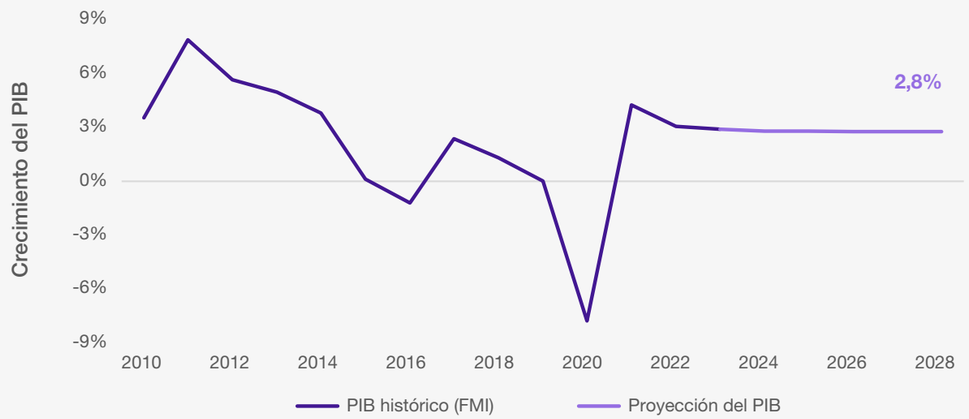


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y Our World in Data (tomados de Ember, 2024).

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial de electricidad es el crecimiento del PIB del país. Para obtener ese dato se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.9 muestra la evolución del PIB del país, el cual se proyecta que crecerá aproximadamente el 2,9 % en 2023 y un valor promedio del 2,8 % a partir del 2024. El pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028. Para los años siguientes, se adoptó el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 2,8 %.

GRÁFICO 4.9

Crecimiento y proyección del PIB

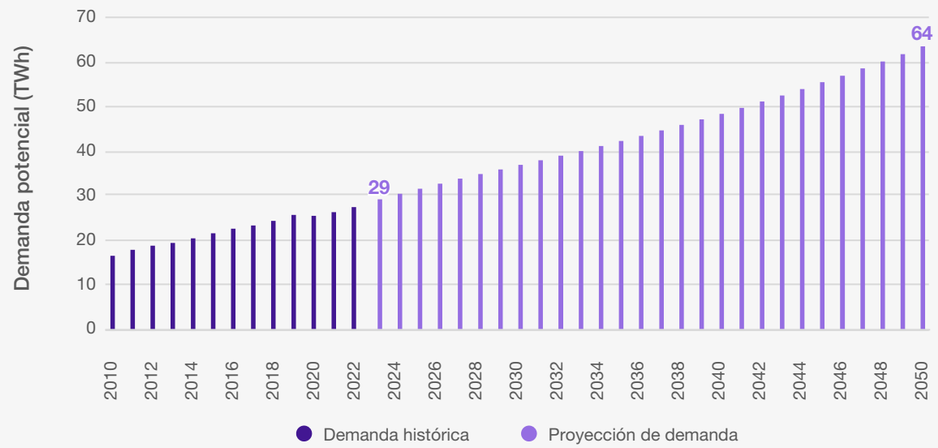


Fuente: Elaboración propia ccon datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte a partir de 2030 es de aproximadamente el 2,8 %, dado que la elasticidad estimada (casi 1,52) no se extenderá en todo el horizonte del estudio. En ese contexto, se considera esa elasticidad en 2023 y, después, va disminuyendo a lo largo de los años, hasta llegar a un valor muy cercano a 1 en 2030. Los cálculos indican un crecimiento acumulado de la demanda del 117 % en el periodo 2023-2050. El gráfico 4.10 presenta la proyección para los años considerados.

GRÁFICO 4.10

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



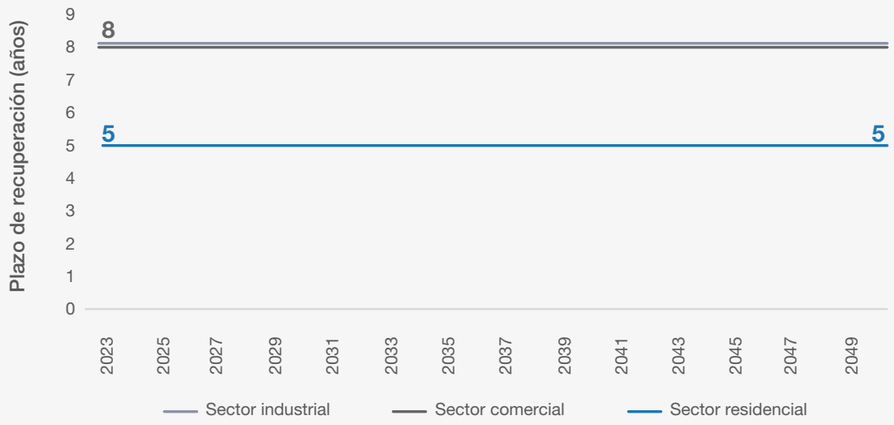
En el horizonte de estudio considerado, el único año que registró un crecimiento negativo fue 2020, debido a la pandemia de COVID-19, aunque es poco relevante (-0,9 %) si compara con los demás años, que presentaron un crecimiento positivo.

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 (*payback*) de los proyectos percibido por los adoptantes que conforman el mercado potencial. Los datos de plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022) y están representados en el gráfico 4.11.

GRÁFICO 4.11

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

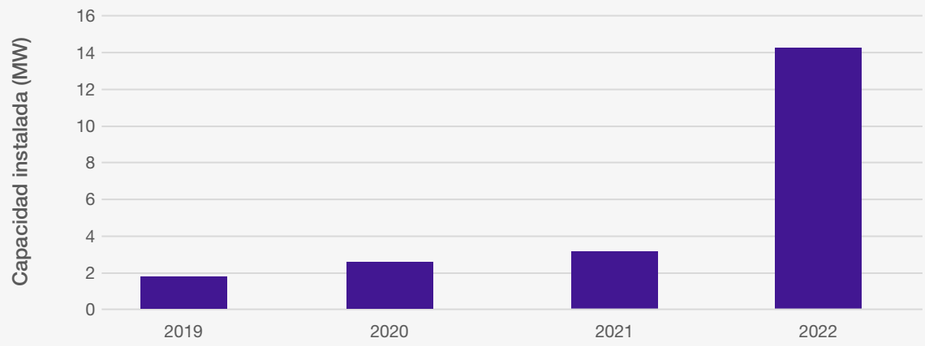


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

Debido al bajo incentivo existente para la adopción de la GD en el país hasta 2021, Ecuador tenía por entonces tan solo unos 3,2 MW instalados con esta tecnología. Sin embargo, en este mismo año, fueron establecidas dos regulaciones, la ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021, las cuales permiten, en términos generales, que usuarios y empresas instalen sistemas de energías renovables interconectados a la red eléctrica local, especificando los requisitos para la instalación y operación de emprendimientos renovables. El aumento de más del 300 % en los valores de capacidad instalada en GD en el país entre 2021 y 2022, que se puede ver en el gráfico 4.12, se explica en ese contexto.

GRÁFICO 4.12

Datos de proyectos de GD instalados en Ecuador

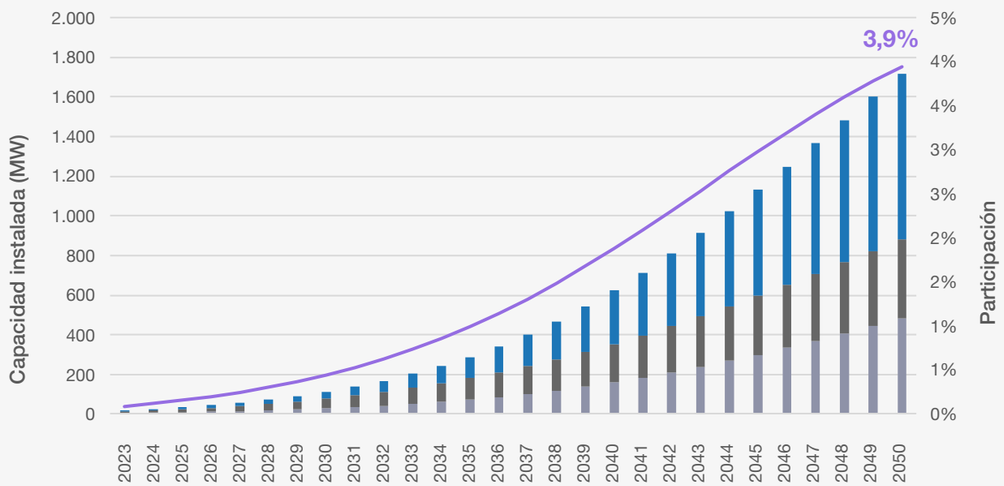


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

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 la GD en el país. El gráfico 4.13 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial. Puesto que el plazo de recuperación se mantiene constante en Ecuador durante todo el horizonte, la adopción de la GD también registra un crecimiento continuo en ese periodo, de manera que alcanza 1.700 MW instalados y representa una participación del 3,9 % en 2050.

GRÁFICO 4.13

Curva de adopción de la generación distribuida



El sector con la mayor participación en la GD del país es el residencial. Esto se puede explicar por el bajo plazo de recuperación considerado para este sector (5 años) en comparación con el industrial y el comercial, que poseen un *payback* de aproximadamente 8 años.

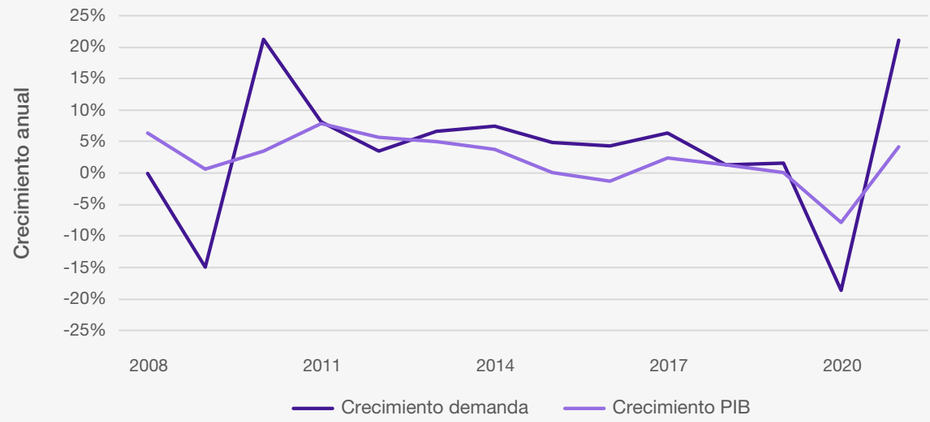
Electromovilidad

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

Como punto de partida se realizó un análisis comparativo entre los datos históricos de la demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB del país entre los años 2008 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

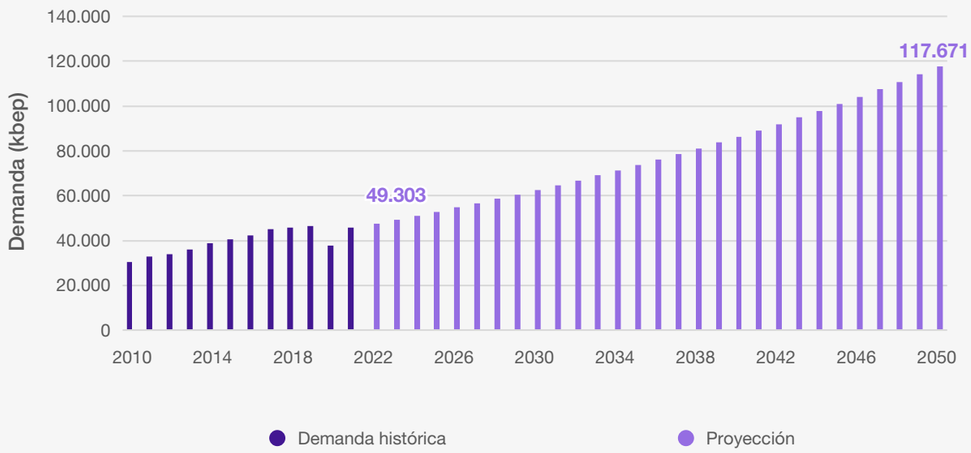


Fuente: Elaboración propia con datos del MEM (s. f.) y Banco Mundial (2022b).

El aumento promedio de la demanda para el sector del transporte en Ecuador en el horizonte bajo estudio se estima en el 3,3 %, con un crecimiento acumulado del 139 % hasta el año 2050, como muestra el gráfico 4,15. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo energético total del sector, incluyendo los combustibles líquidos. Ecuador tiene un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,015 % de su demanda total.

GRÁFICO 4.15

Proyección de la demanda en el sector del transporte

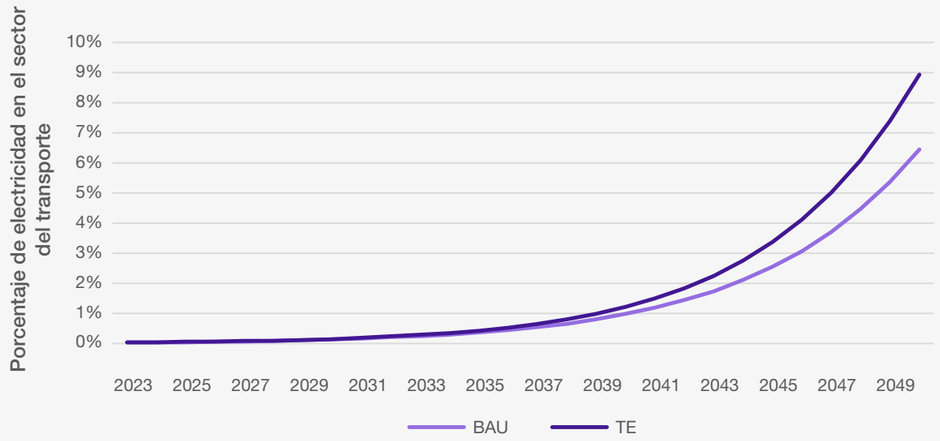


Fuente: Elaboración propia con datos de MEM (s. f.) y Banco Mundial (2022b).

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

GRÁFICO 4.16

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



En términos de demanda de electricidad, esos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.17. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 38,5 % 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 muestran una participación en la demanda por electromovilidad dentro de la demanda potencial igual al 17 % en el escenario de BAU y al 22 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.18).

GRÁFICO 4.17

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

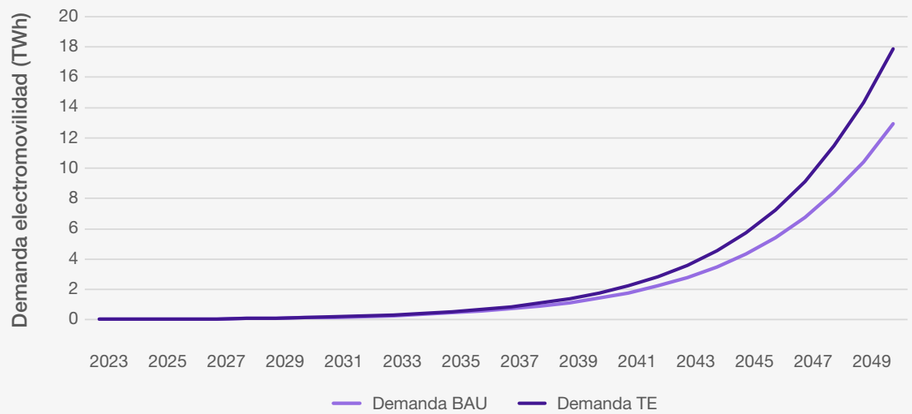
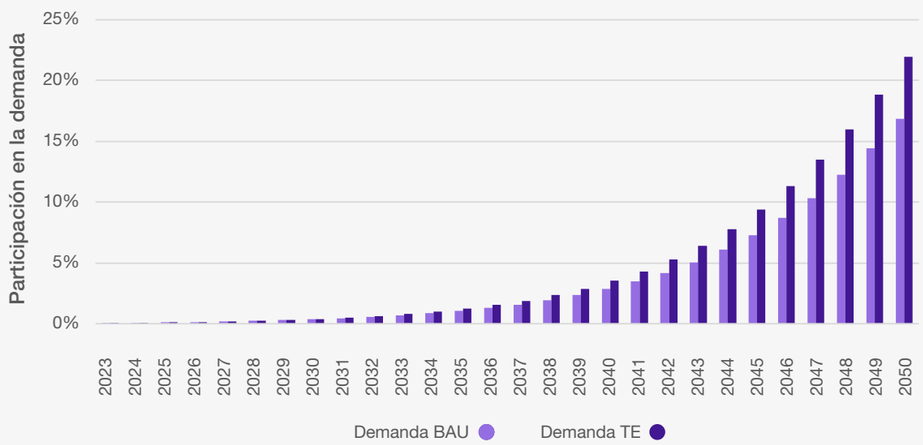


GRÁFICO 4.18

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial



Hidrógeno verde

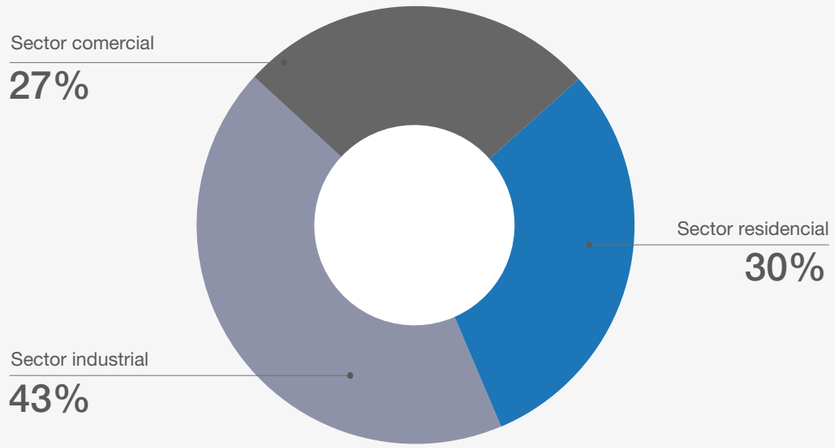
En Ecuador, no se registra ningún dato histórico de producción de hidrógeno verde en el país hasta 2023 y tampoco se proyecta su adopción en los años posteriores. En ese contexto, no se incluye información relacionada con este tema en este apartado.

Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En el caso de Ecuador, el sector más demandante de electricidad es el industrial, que representa el 43 % de la demanda total, seguido por los otros dos sectores, que tienen una participación similar: el residencial un 30 % y el comercial el 27 %, todos ellos representados en el gráfico 4.19.

GRÁFICO 4.19

Distribución de la demanda en los sectores de la economía ecuatoriana

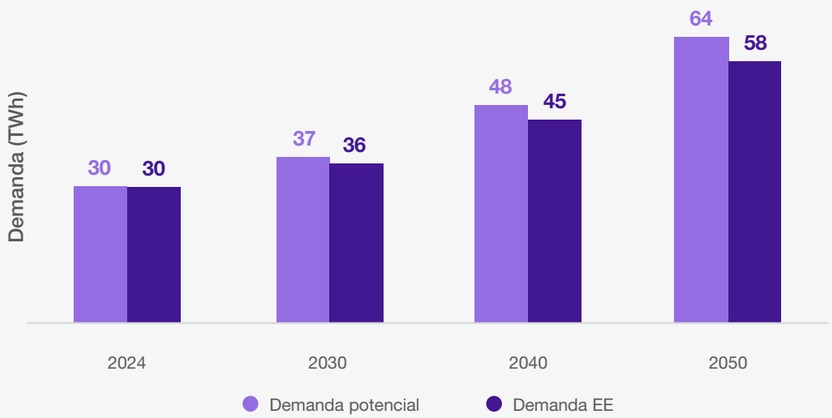


Aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar en el gráfico 4.20 una reducción de hasta el 8,3 % de la demanda

con relación a la demanda potencial de 2050. Esa disminución equivale a aproximadamente 5,3 TWh, cantidad de energía igual a la producción de 1,5 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.

GRÁFICO 4.20

Proyección de las ganancias de eficiencia

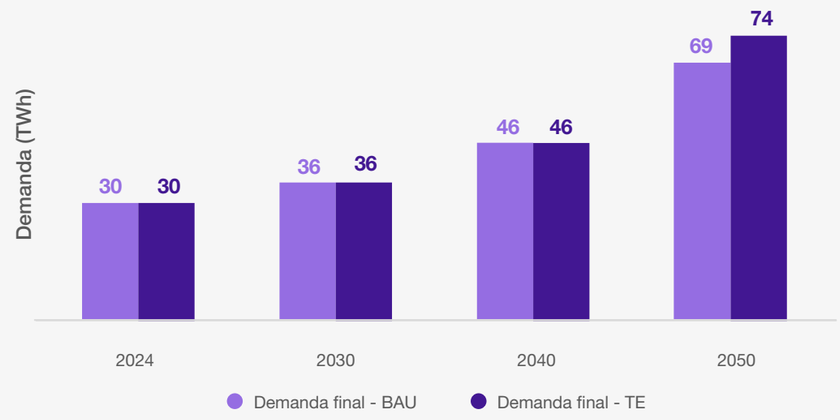


Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Ecuador. Esta será la demanda considerada en el cálculo de la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.21 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los distintos escenarios de electromovilidad (principalmente a partir del año 2040) hacen que la demanda del país en el año 2050 sea el 7,2 % superior en el caso de TE que en el de BAU.

GRÁFICO 4.21

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

En los últimos años, Ecuador ha realizado esfuerzos para incentivar el ingreso de nueva capacidad de generación, con el fin de aumentar la resiliencia del sistema ante escenarios de sequía, atender la creciente demanda y reducir la importación de combustibles fósiles. Entre los mecanismos creados, destaca el proceso competitivo para la contratación de plantas de energías renovables no convencionales (Bloque ERNC I). Según los resultados publicados, se espera que entren en operación más de 500 MW de nueva capacidad de generación en los próximos años, repartidos entre plantas solares, eólicas y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Además de estas instalaciones, se espera la culminación de otros proyectos hidroeléctricos en los próximos años, como la entrada completa en operaciones de la Central Hidroeléctrica Toachi. Igualmente debería terminar el mantenimiento de la central térmica Esmeralda II y la construcción de una central de ciclo combinado, con 400 MW, resultado de una subasta organizada en 2022.

CUADRO 4.4

Lista de proyectos considerados

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Eólica	Minas Huascachaca	50
2023	Combustible líquido	Emeralda II	48
2024	Eólica	Villonaco III	110
2024	Solar	Esco	18
2024	Solar	Ambi	60
2024	Solar	Dominion	60
2024	Hidráulica	Toachi	205
2024	Hidráulica	San Antonio	7
2024	Hidráulica	Dudas	7
2025	Solar	Imbabura	60
2025	Eólica	Yanahurco	45
2025	Solar	Intiyana	60
2025	Solar	Nanapura	60
2025	Hidráulica	San Jacinto	50
2025	Hidráulica	Rosario	50
2025	Hidráulica	Santa Rosa	50
2026	Solar	ERNC MEER	200
2029	Gas Natural	Ciclo combinado subasta	400

5.

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Ecuador

En este capítulo se presenta un análisis del plan de expansión del sistema eléctrico de Ecuador tanto en el caso de BAU como en el de TE.

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

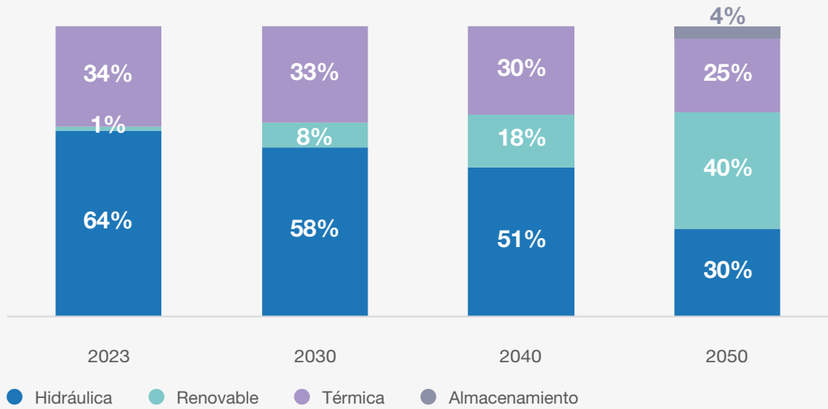
Caso de BAU

Expansión de la generación

El sistema eléctrico ecuatoriano está dominado por centrales hidroeléctricas, que al inicio del horizonte representan más del 70 % de la capacidad instalada del país. Con el paso del tiempo, se observa un cambio importante en esa configuración: las renovables aumentan bastante su representación en la canasta de capacidad instalada y también ingresa una pequeña cantidad de baterías para almacenamiento, que, junto con las térmicas e hidroeléctricas, ayudan a mantener la flexibilidad y la confiabilidad del sistema, lidiando con la intermitencia de las renovables.

GRÁFICO 5.1

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



Nota: La energía renovable incluye solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

Además de la inserción de la hidroeléctricas, al final del horizonte, hay inversiones en energía eólica, solar y centrales térmicas de gas natural. Estas últimas complementan los servicios que brindan las centrales hidroeléctricas, al compensar la intermitencia de las centrales renovables no convencionales. En Ecuador las inversiones se centran en plantas eólicas, además de solares, gas natural e hidroeléctricas. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en este país tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

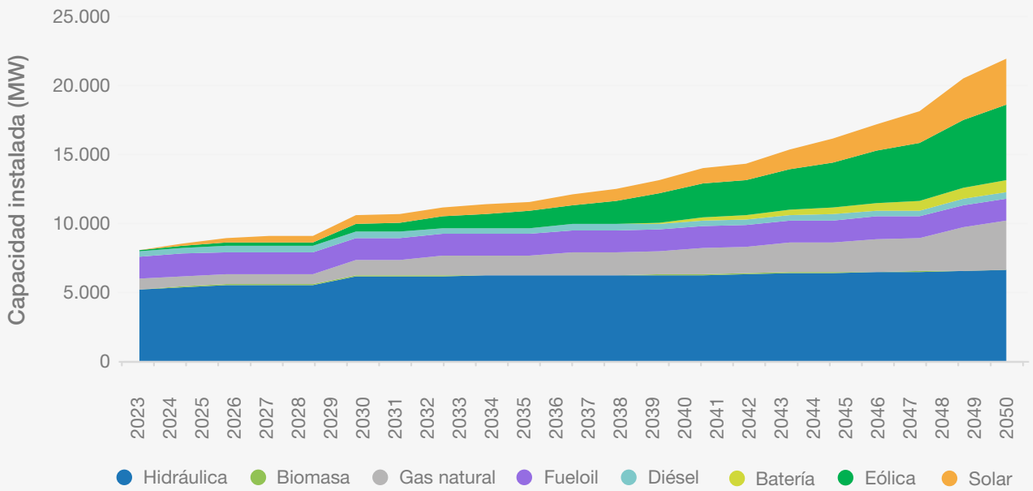
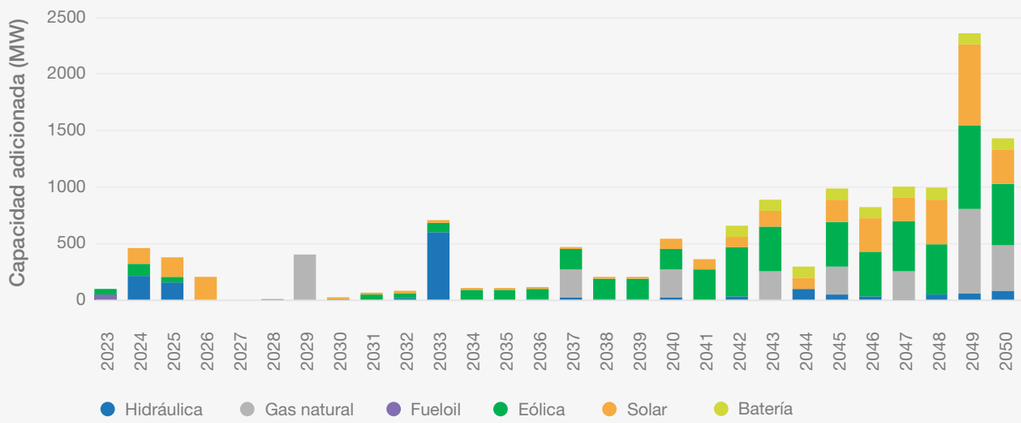


GRÁFICO 5.3

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



Perfil de generación

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

En 2024, se puede observar la gran participación de centrales hidroeléctricas, que representan más de 80 % de la generación total del país (gráfico 5.4), pero es importante destacar también la contribución de las centrales térmicas de carbón (6 % del total). Sobre el perfil horario, representado en el gráfico 5.5, cabe subrayar la gran porción de demanda que es atendida con hidroeléctricas en todo el día, pero resaltando la generación casi constante de las centrales térmicas de carbón, haciendo que el costo marginal de operación (CMO) se mantenga alrededor de los 58 USD/MWh las 24 horas. En sistemas con amplia participación de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, los costos marginales del sistema tienden a no experimentar variaciones horarias significativas.

GRÁFICO 5.4

Canasta de generación anual en el sistema ecuatoriano en 2024

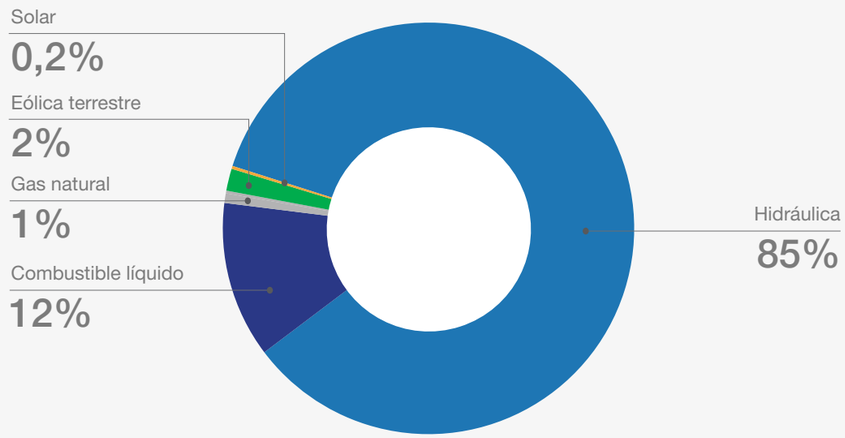
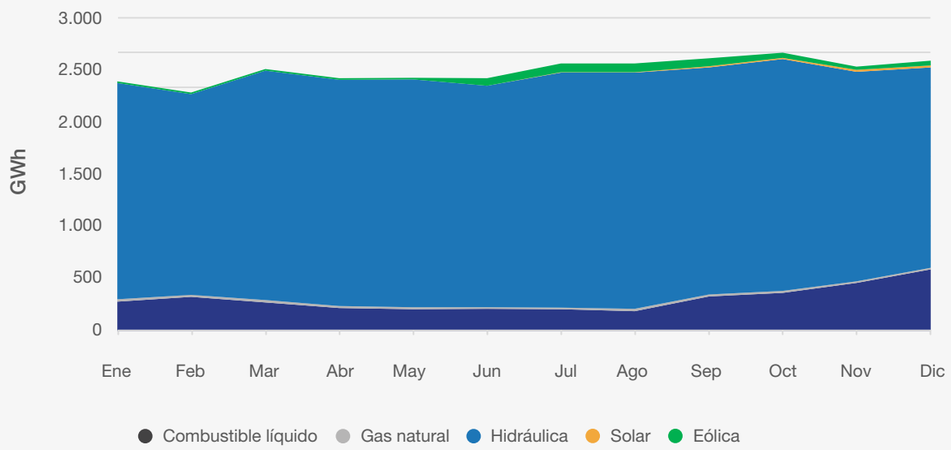


GRÁFICO 5.5

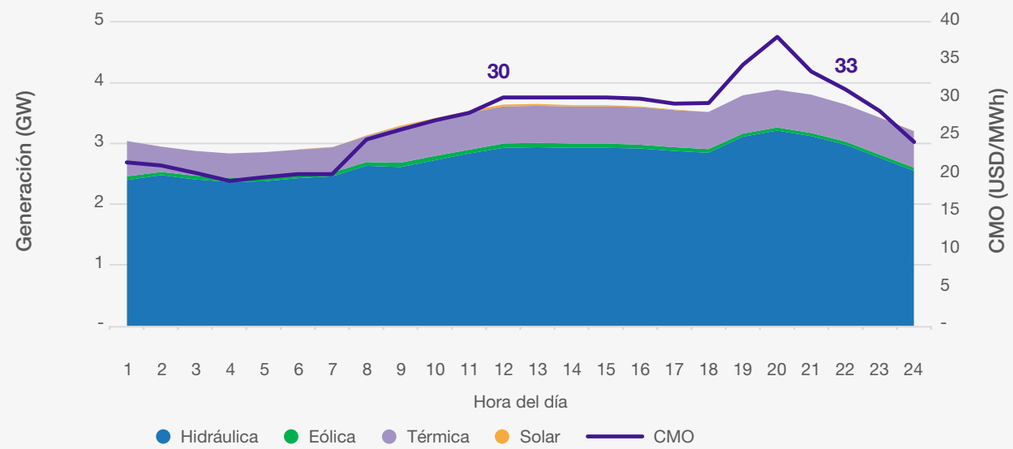
Perfil de generación mensual en el sistema ecuatoriano en 2024



El perfil horario de generación sigue la curva de carga, determinada por la variación del consumo, con valores más altos en la tarde y principalmente en el inicio de la noche, cuando ocurre la demanda de punta del país, a la que responden principalmente las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. A su vez, el costo marginal de operación tiene un perfil bastante semejante al de la propia carga, representando bien el balance oferta-demanda a cada hora.

GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema ecuatoriano en 2024



A largo plazo, la composición del sistema, inicialmente hidroeléctrico, se diversifica más, de manera que la energía con ese origen representa aproximadamente la mitad de la generación del país y es complementada con la eólica, además de la solar y la termoeléctrica. En el año 2050, la participación renovable (incluyendo la hidroeléctrica) en el caso de BAU es del 86 % en promedio, mientras que las termoeléctricas (líquidos y gas natural) representan el 14 %.

GRÁFICO 5.7

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

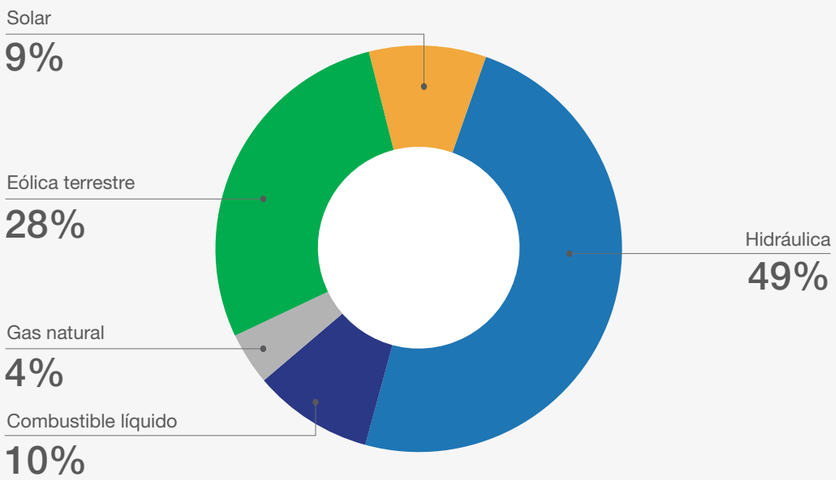
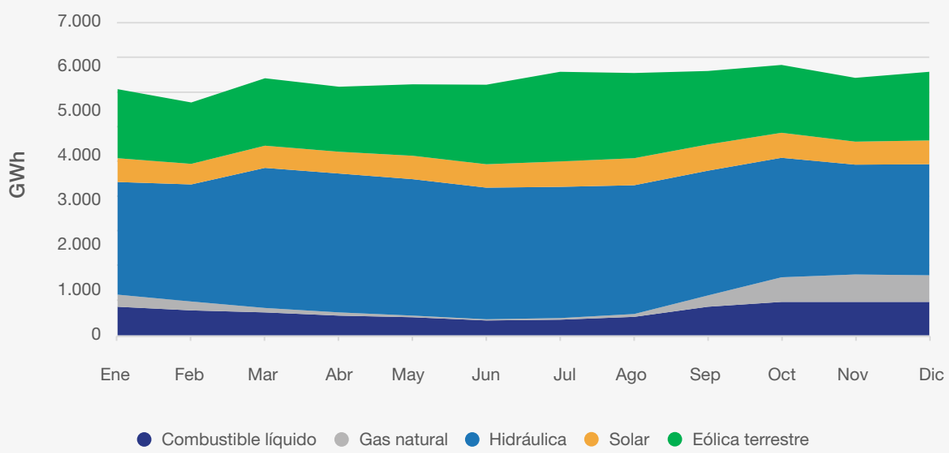


GRÁFICO 5.8

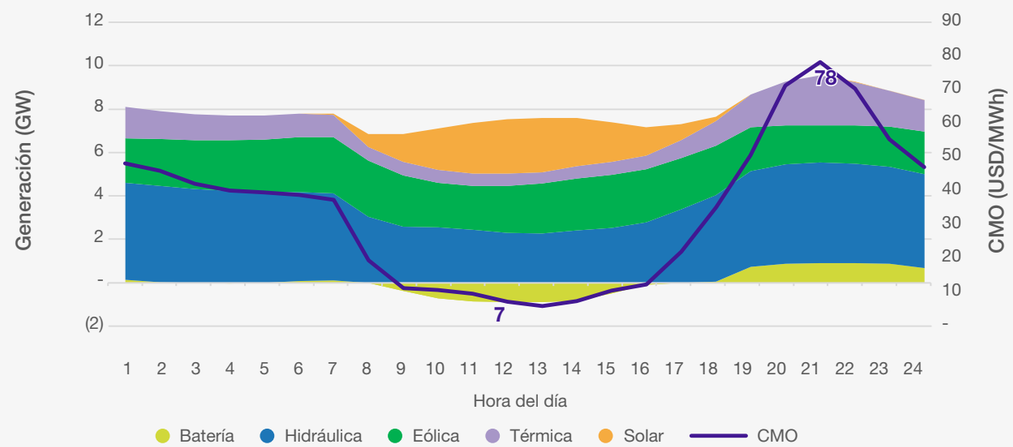
Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU



A su vez, el perfil horario a largo plazo también presenta cambios. El perfil de precios asume la “curva del pato”, con valores más bajos durante el día y mucho más altos durante la noche. Eso ocurre debido a la mayor cantidad de oferta, en particular solar en la tarde, y la disminución de esta oferta, junto a una subida de la demanda, durante la noche. Con la menor participación hidroeléctrica, es necesario mayor despacho de las termoeléctricas, que son más caras en este periodo, aumentando el costo marginal.

GRÁFICO 5.9

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



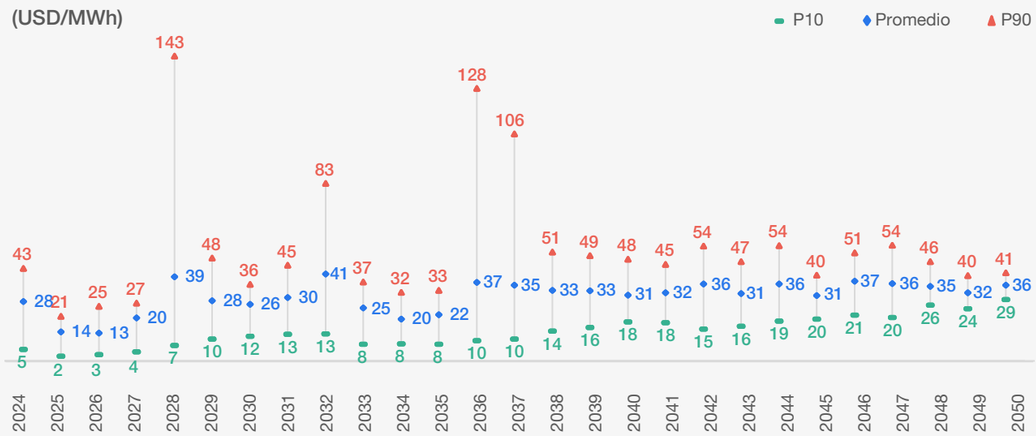
Costos marginales

Al inicio del horizonte, con una matriz ampliamente dominada por las centrales hidroeléctricas, el costo marginal de operación (CMO) empieza en niveles más bajos (en el promedio de los escenarios hidrológicos). El CMO sube gradualmente con el aumento de la demanda. Después de 2028, el CMO vuelve a disminuir por la adición de nueva capacidad (gas natural, hidráulica y renovables). En la segunda mitad del horizonte, la expansión de la oferta acompaña la evolución de la demanda, de manera que el CMO promedio se mantiene entre los 31 USD/MWh y 36 USD/MWh.

Los costos presentados se obtuvieron para distintos escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 5.10 muestra el valor promedio de los escenarios simulados, así como los percentiles para los escenarios con mayor y menor disponibilidad de recursos (P10 y P90, respectivamente[10]).

GRÁFICO 5.10

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

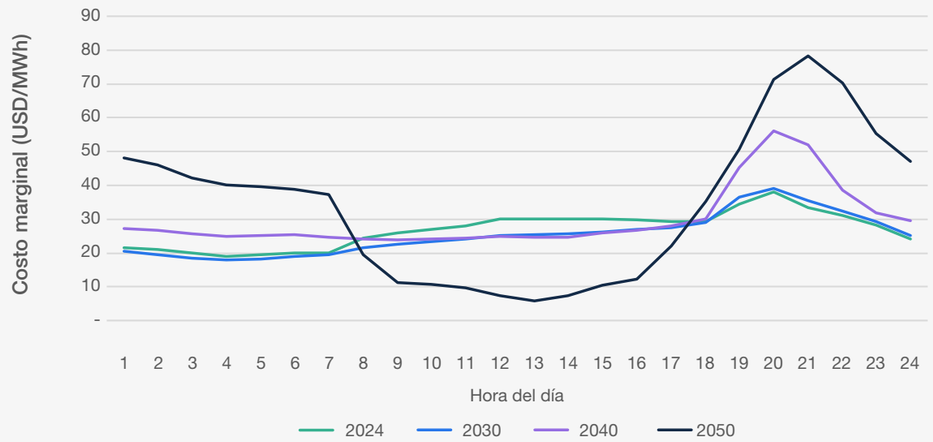


Cuanto más renovables ingresan en el sistema, mayor es la reducción de los costos marginales en torno al mediodía, como se observa en el gráfico 5.11. De esa forma, a lo largo del horizonte bajo estudio, el CMO va disminuyendo cada vez más en estos horarios. Sin embargo, se observa un aumento en los costos marginales al final del día. La razón de este comportamiento es la necesidad de activar un conjunto de termoeléctricas para compensar la reducción en la generación de las centrales solares durante estos períodos.

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

GRÁFICO 5.11

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



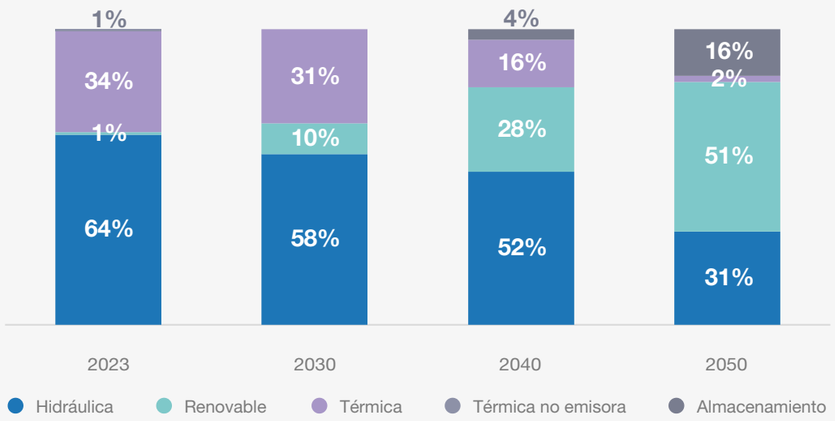
Caso de transición energética

Expansión de la generación

Al inicio del periodo considerado, se observa que Ecuador depende mayoritariamente de la energía hidroeléctrica y cuenta con una presencia mínima de fuentes renovables en el sistema. Con el paso del tiempo, las centrales térmicas son progresivamente reemplazadas por ERNC, complementadas con el uso de baterías para aportar flexibilidad al sistema. De esta manera, en 2050, el sistema eléctrico ecuatoriano se vuelve 100 % renovable, con más de la mitad de la capacidad instalada proveniente de energías renovables no convencionales.

GRÁFICO 5.12

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



Nota: La energía renovable incluye solar, eólica, geotérmica y CSP. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

La evolución de la canasta de generación está fuertemente influenciada, principalmente, por las incorporaciones de centrales eólicas terrestres (*onshore*) al sistema. De manera conjunta, las plantas solares y las baterías experimentan un aumento significativo en su participación hasta el final del periodo considerado. No obstante, las centrales de bombeo ganan igualmente terreno, desempeñando un papel crucial en el almacenamiento y en la flexibilidad del sistema ecuatoriano, ilustrado en el gráfico 5.13.

GRÁFICO 5.13

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

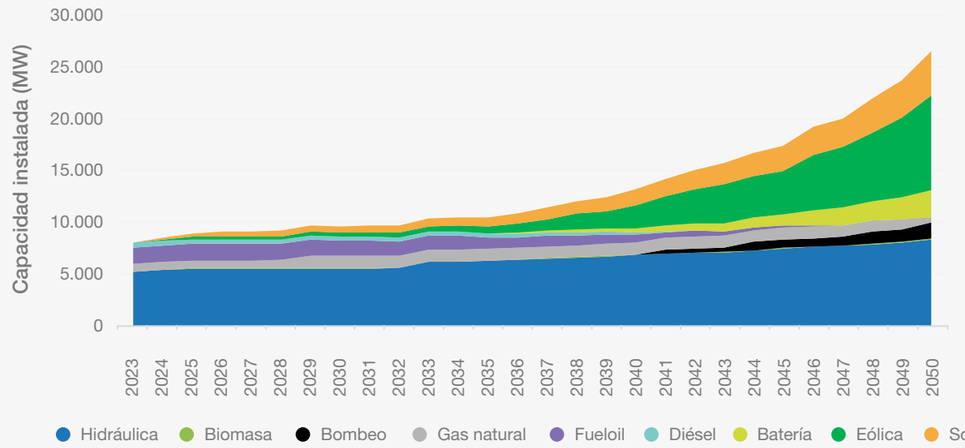
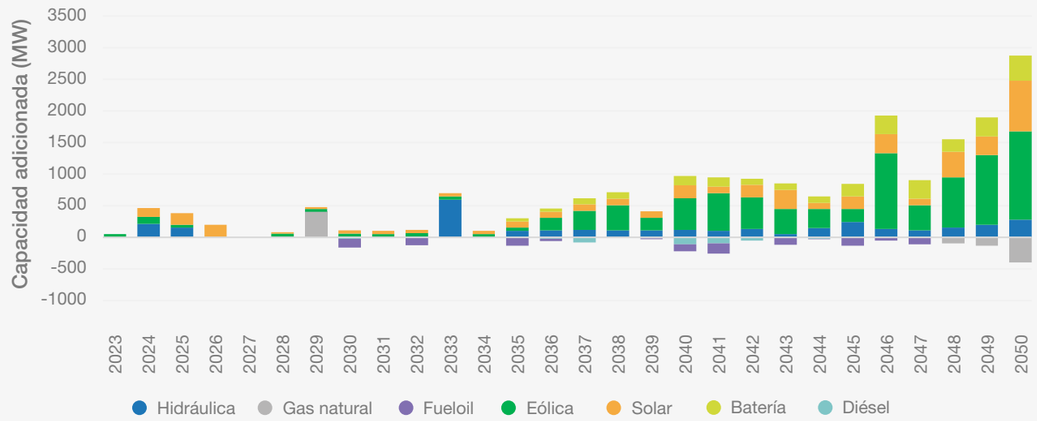


GRÁFICO 5.14

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



Perfil de generación

En este subapartado se detalla la evolución de la canasta de generación en Ecuador en el escenario de TE. Para ello, se han seleccionado los años 2040 y 2050, para los que se presenta la matriz 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 este escenario se encuentran detallados en el **gráfico A.2.2** del apéndice 2.

Las simulaciones muestran que en 2040 la generación eléctrica en Ecuador es mayoritariamente hidroeléctrica, representando casi el 75 % de la producción total de energía del país. Dado que hasta ese año no se realizan adiciones significativas a la oferta de energía, la contribución de las fuentes renovables es relativamente baja, representando el 22 % del total. Además, se destaca la generación térmica remaneciente de combustibles líquidos y gas natural, especialmente en los últimos meses del año, cuando hay una disminución en la generación hidroeléctrica, como ilustra el gráfico 5.16.

GRÁFICO 5.15

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

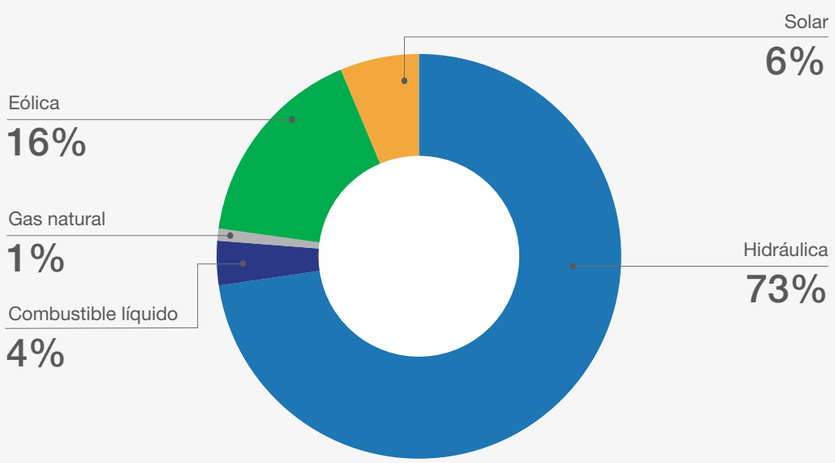
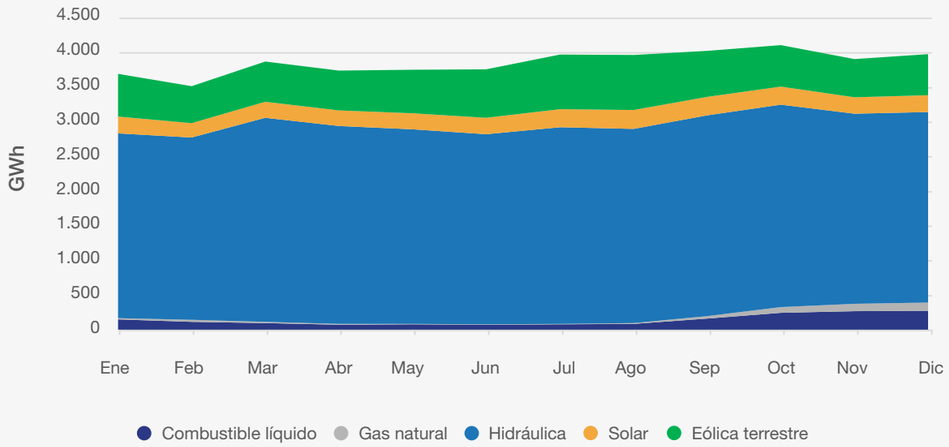


GRÁFICO 5.16

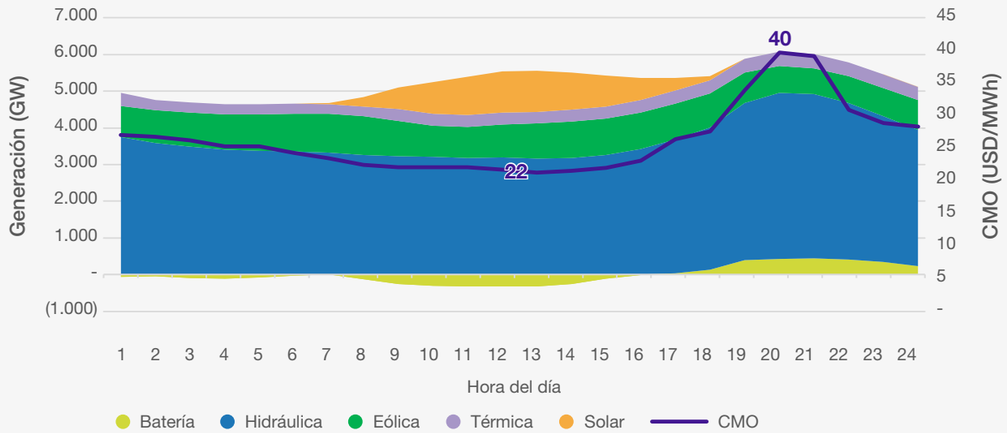
Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema ecuatoriano en el caso de TE



En el año 2040, se observa que los costos marginales tienden a presentar valores alrededor de 20 USD/MWh durante la mayor parte del día, con un aumento que puede alcanzar hasta 40 USD/MWh en los períodos en los que no hay disponibilidad de generación solar. Los sistemas de almacenamiento comienzan a tener relevancia, aunque con una inyección de potencia inferior a 500 MW durante el período nocturno.

GRÁFICO 5.17

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



En 2050, destaca que la matriz de generación del país es 100 % renovable. Como las adiciones de oferta de energía se concentran principalmente en la última década de estudio, las contribuciones de las energías renovables no convencionales prácticamente se duplican en este periodo, haciendo que la centrales eólicas y solares lleguen al 37 % y el 11 % de la generación total, respectivamente.

En relación con el perfil mensual, se observa que la hidroeléctrica es la principal tecnología que aporta flexibilidad al sistema, complementando la generación proveniente de las centrales solares y, principalmente, las eólicas, como se puede ver en el gráfico 5.20.

GRÁFICO 5.18

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

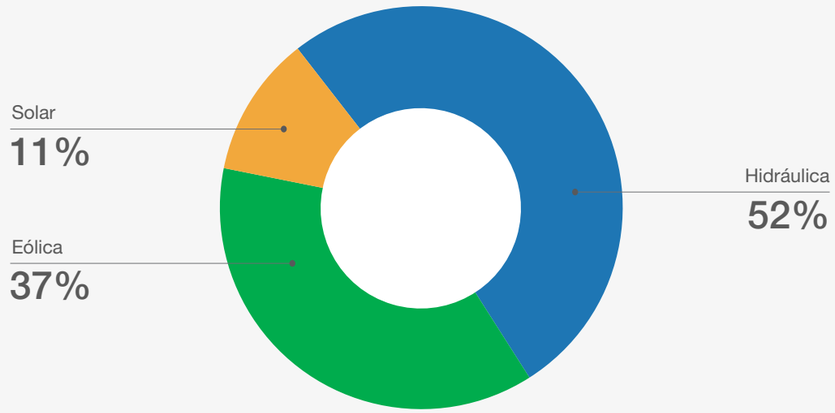
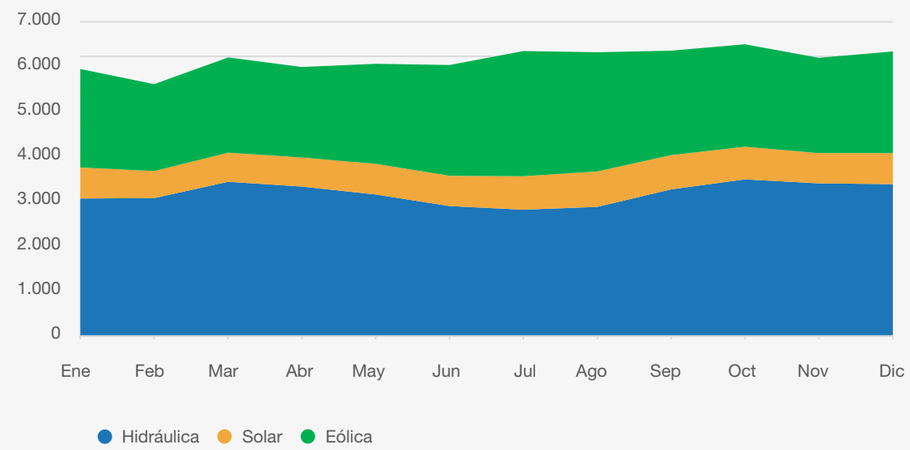


GRÁFICO 5.19

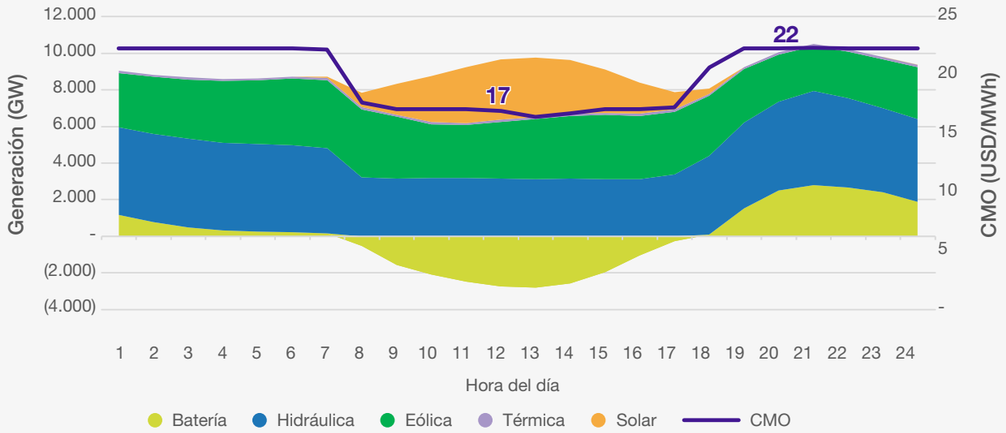
Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema ecuatoriano en el caso de TE



Al analizar el despacho horario típico en el último año del caso de TE, se observa que el aumento en la participación de la energía solar tiende a reducir los costos marginales durante la tarde. Además, se destaca también el incremento en la participación de los sistemas de almacenamiento, que tienen una contribución mucho más significativa en comparación con lo observado en el año 2040. Hay momentos en los que la inyección de potencia a través de los sistemas de almacenamiento puede alcanzar hasta 2.000 MW, siendo estos fundamentales para compensar la reducción en la generación solar y actuar como tecnologías que reemplazan la generación de las centrales térmicas.

GRÁFICO 5.20

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



Costos marginales

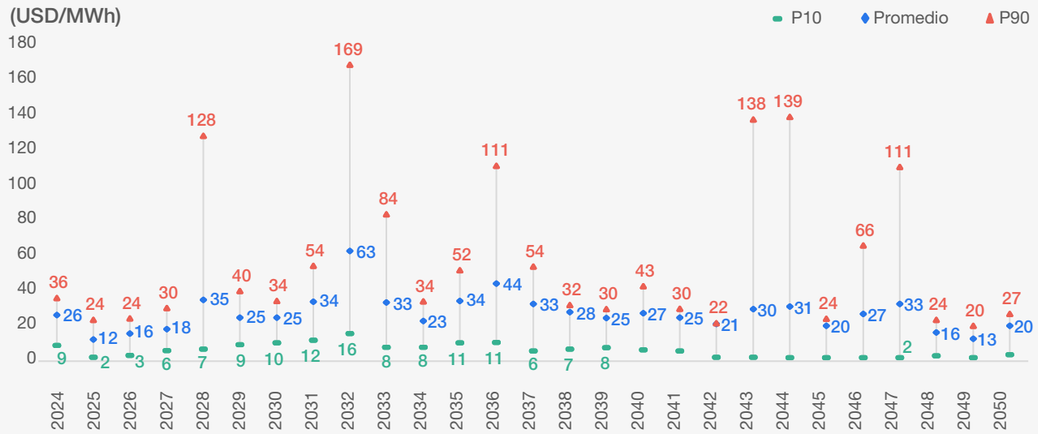
Al inicio del periodo considerado, con una matriz energética dominada en gran medida por las hidroeléctricas, el costo marginal de operación (CMO) comienza en niveles más bajos, según el promedio de los escenarios hidrológicos. El CMO sube gradualmente al aumentar la demanda. Después de 2028, con la adición

de nueva capacidad (gas natural, hidráulica y renovables), el CMO vuelve a disminuir.

De esa forma, en la segunda mitad del horizonte, principalmente en la última década, la expansión de la oferta va acompañando la demanda y así, con la mayor inserción de renovables en el sistema, el CMO promedio se establece entre los 13 USD/MWh y 27 USD/MWh.

GRÁFICO 5.21

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

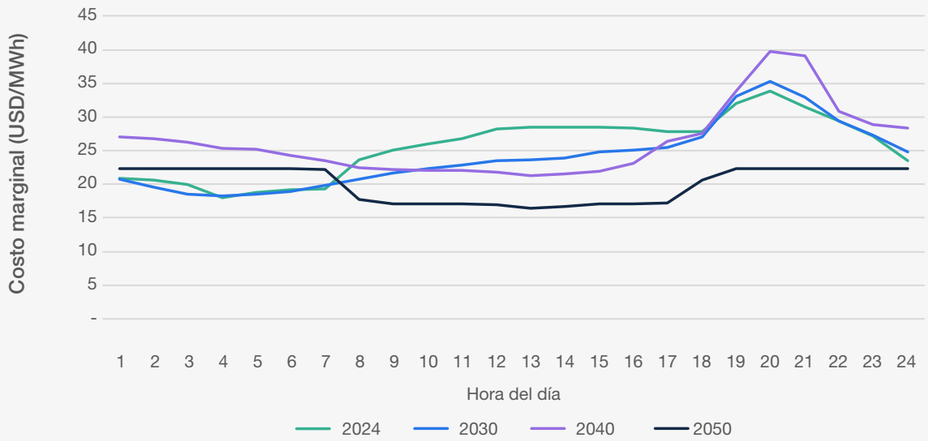


A medida que más energías renovables ingresan en el sistema, se produce una mayor disminución de los costos marginales en torno al mediodía, como muestra el gráfico 5.22. De esta manera, el CMO disminuye cada vez más durante esos horarios al pasar los años.

El crecimiento de la demanda de electricidad hasta 2040, cuando aún no hay una presencia significativa de las ERNC, obliga a activar las centrales térmicas de combustibles con mayor intensidad para satisfacerla, resultando en costos marginales más altos en esos horarios. Sin embargo, después de 2040, hay un crecimiento en las adiciones de las renovables no convencionales en el sistema, lo que resulta en precios más bajos tanto en el medio como en el final del día en 2050.

GRÁFICO 5.22

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



Comparación de los casos de BAU y TE

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

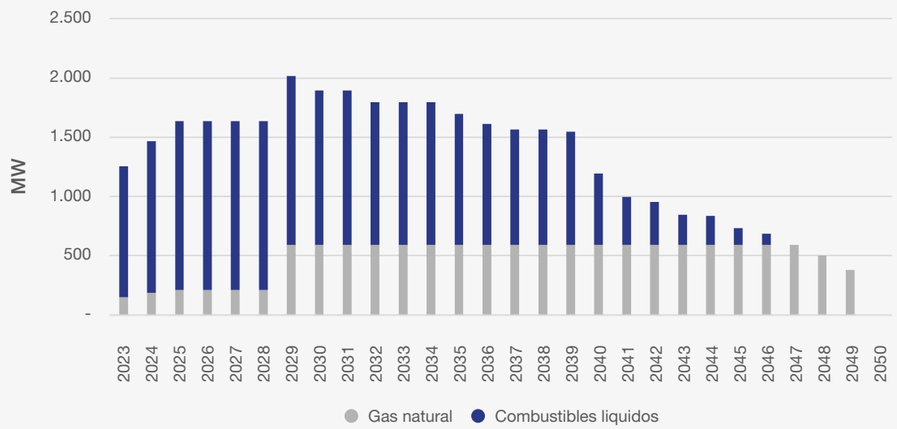
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. En los supuestos adoptados para la expansión del sistema ecuatoriano, se calcularon dos escenarios para la electrificación del parque automotor del país (uno para el de BAU y otro para el de TE). En las

proyecciones de este último caso 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 incremento del 7,2 % (5 TWh) en la demanda del país al final del horizonte de estudio comparado al caso de BAU (véase el **gráfico 4.21**).

Otro punto destacado en el caso de TE es la retirada de centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero. En el estudio del sistema ecuatoriano, se consideró la desactivación total de centrales termoeléctricas emisoras (aproximadamente 2.000 MW) hasta 2050, lo que se realizó considerando las fechas de entrada en operación y la vida útil de los activos, así como sus tecnologías. La mayoría de las plantas se retiran del sistema después de 2030 y son, mayoritariamente, de diésel y fueloil. Las centrales de gas natural son las ultimas en ser desactivadas, hacia el final de los años 2040, incluida la que entraría en operaciones en 2029 y cuya retirada se prevé el último año del horizonte bajo estudio. El **gráfico 5.23** presenta el cronograma de desmantelamiento adoptado en el caso de TE.

GRÁFICO 5.23

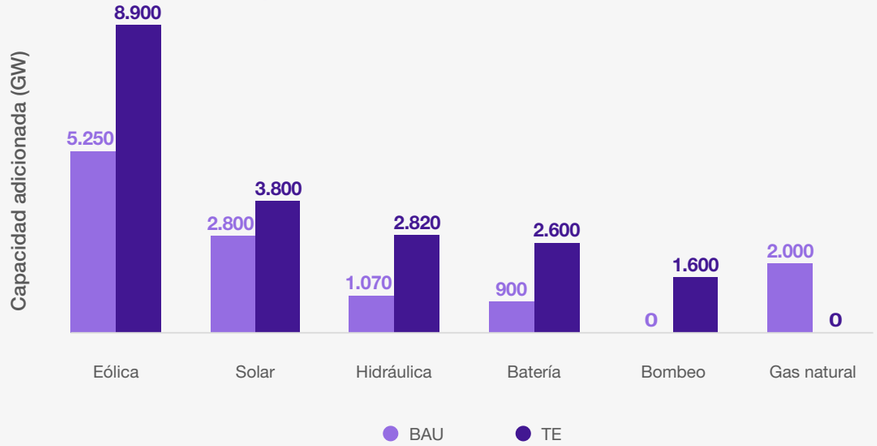
Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema ecuatoriano



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

GRÁFICO 5.24

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

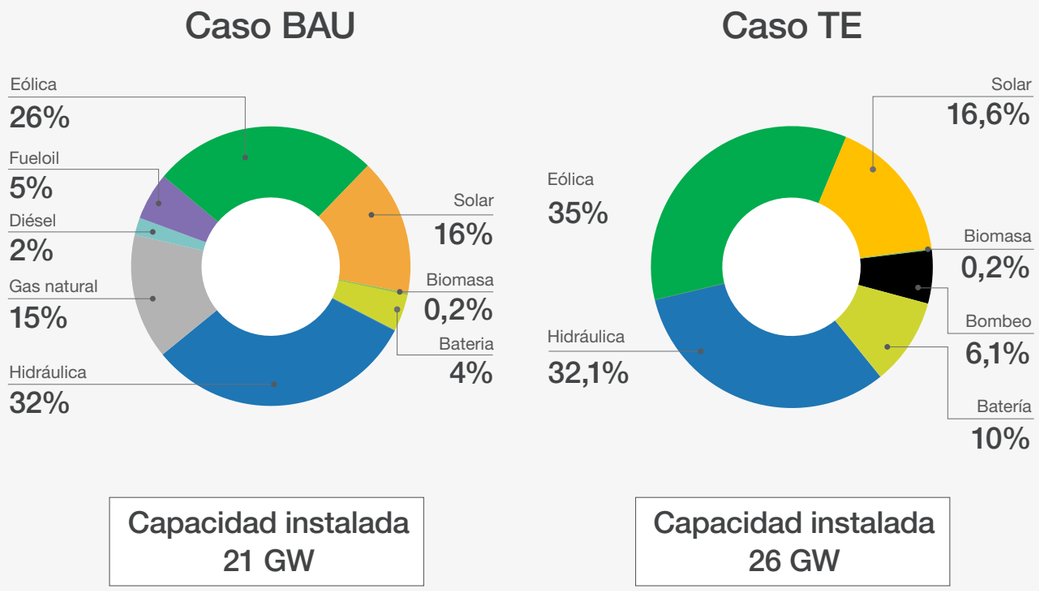


Las adiciones incluyen plantas eólicas, solares, hidroeléctricas, de baterías y centrales de bombeo. Estas dos últimas brindan flexibilidad al sistema en el largo plazo. Se destacan también los mayores montos añadidos en el caso de TE debido a una mayor demanda y, principalmente, a la retirada de las centrales térmicas del sistema.

Comparando las capacidades instaladas en 2050, en el caso de BAU, las hidroeléctricas siguen siendo la principal fuente de energía del país, aunque hay una participación relevante de las centrales eólicas, solares y de gas natural, complementadas con las de combustibles líquidos y baterías. En el caso de TE, la participación de la plantas eólicas y solares aumenta, al igual que la de baterías y centrales de bombeo, que proporcionan flexibilidad al sistema, junto con las hidroeléctricas, las cuales siguen teniendo un importante papel.

GRÁFICO 5.25

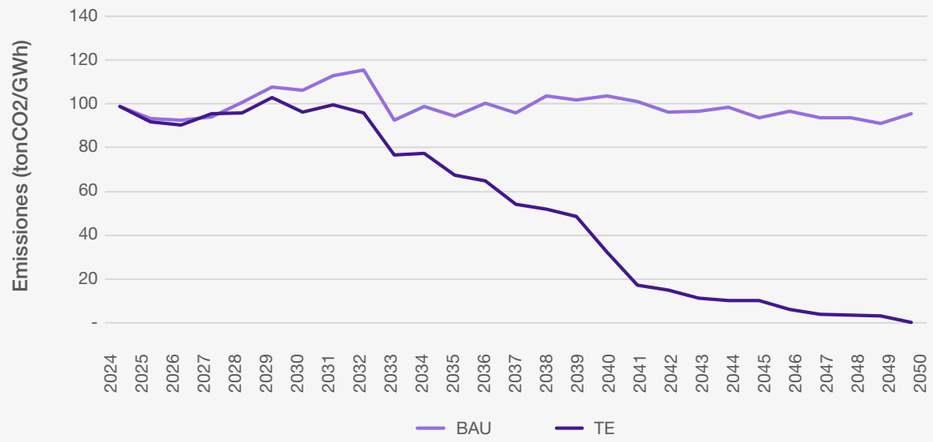
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema ecuatoriano



Las emisiones experimentan una reducción significativa a lo largo del horizonte de estudio en el caso de TE, hecho que ya se puede notar a partir de la década de 2030, con la entrada de más renovables y la supresión de generadores de combustibles líquidos del sistema. La diferencia se intensifica desde inicios de los años 2040, cuando se considera la retirada de más centrales térmicas, hasta que las emisiones llegan a niveles nulos en el año 2050 con el cierre de la última central de gas natural.

GRÁFICO 5.26

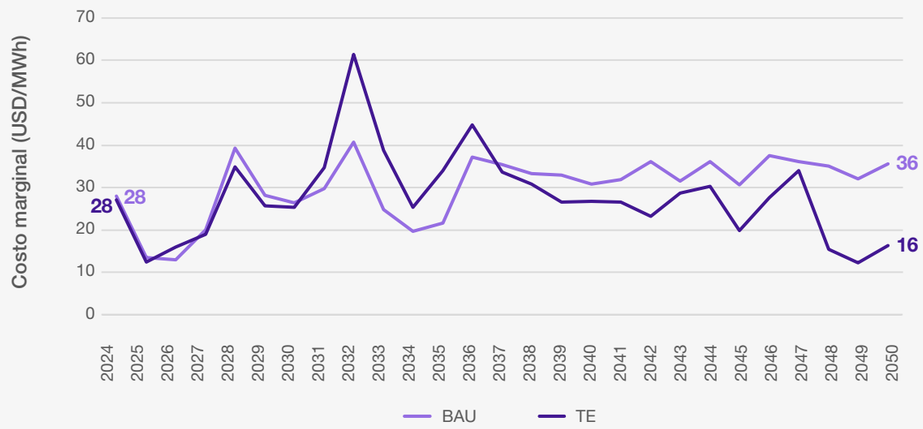
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema ecuatoriano en los casos de BAU y TE



Con relación a los costos marginales de operación, se observa que, en el caso de transición, los costos son temporalmente más altos debido a la retirada de algunas termoeléctricas ya en los años 2030. En el largo plazo, con la entrada de más plantas de energías renovables (con costos de inversión decrecientes y de operación virtualmente nulos) para sustituir a las térmicas en el sistema, el costo marginal se estabiliza en niveles inferiores a los del caso de BAU (usualmente entre 20 USD/MWh y 30 USD/MWh).

GRÁFICO 5.27

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



Además de examinar los costos marginales de operación, es crucial comprender la evolución de los costos asociados con las inversiones y la operación del sistema a lo largo del tiempo. La combinación de estas dos variables arroja el costo necesario para expandir el sistema en el futuro, considerando la evolución de la canasta de generación dimensionada mediante las simulaciones. Los gráficos 5.28 y 5.29 ofrecen una comparación detallada de estos costos, proporcionando una visión integral de su trayectoria con los años.

GRÁFICO 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación

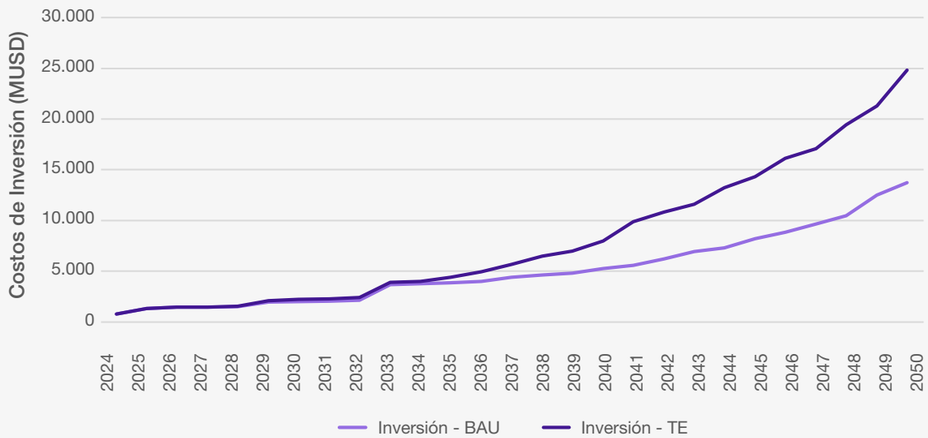
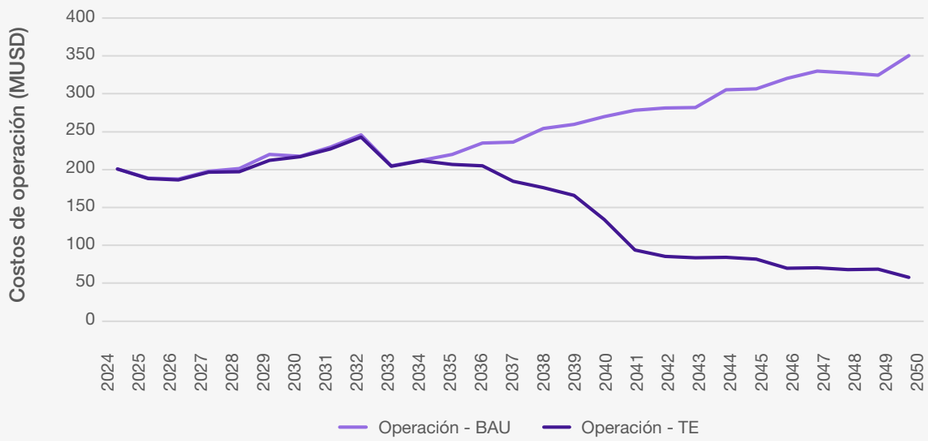


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



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

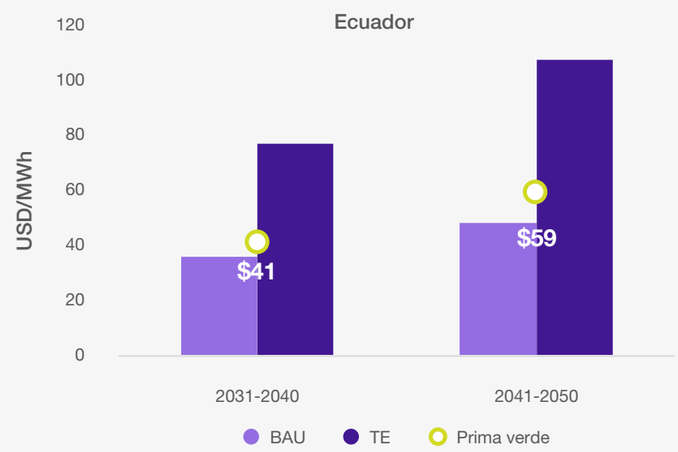
En el contexto ecuatoriano, la retirada de las centrales termoeléctricas genera un impacto relevante al estimular mayores inversiones en generación, en particular en tecnologías capaces de incorporar una mayor capacidad de almacenamiento al sistema, como baterías y algunas hidroeléctricas reversibles, a lo largo de la década de 2040.

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

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

GRÁFICO 5.30

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



En el sistema ecuatoriano, la retirada de centrales térmicas y la necesidad de inversiones en nuevos elementos que proporcionen flexibilidad provocan un aumento significativo del CME, de modo que la prima verde se sitúa alrededor

de los 41 USD/MWh en la década de 2030 y de los 59 USD/MWh en la década de 2040. Las inversiones en centrales de almacenamiento por bombeo y baterías son la principal razón del aumento de los costes totales del sistema en el caso de TE.

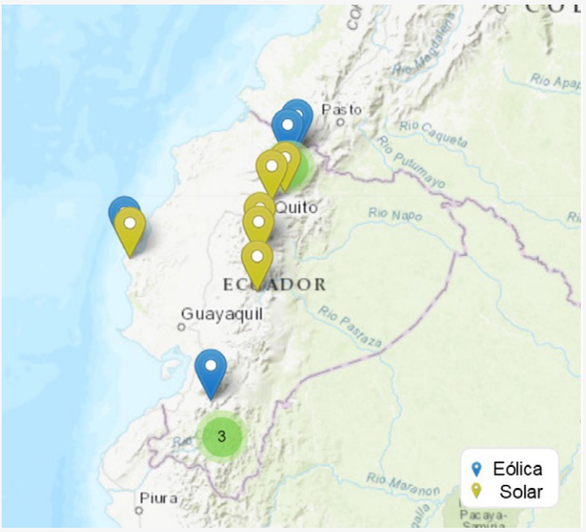
Inversiones en transmisión

Actualmente, el sistema eléctrico ecuatoriano está compuesto mayoritariamente por líneas de 230 kV y 138 kV. Sin embargo, el Plan de Expansión de la Transmisión en Ecuador (MEM, 2022a) ya contempla inversiones significativas en líneas de 500 kV y el fortalecimiento de la red básica existente, todo ello impulsado por la creciente inserción de energías renovables en el sistema. En este contexto, la mayor parte de la expansión de la generación, tanto en el caso de BAU como en el de TE, se ha llevado a cabo a través de plantas solares y eólicas.

En el marco de este estudio, la modelación de las energías renovables se realizó considerando la disponibilidad de recursos regionales. El mapa presentado en la figura 5.1 ilustra la distribución de las ubicaciones con potencial para la instalación de parques eólicos y plantas solares en el país. Además, el apéndice 5 proporciona dos mapas que indican la velocidad media del viento y el potencial solar fotovoltaico en el territorio ecuatoriano.

FIGURA 5.1

Distribución de parques eólicos y solares en Ecuador

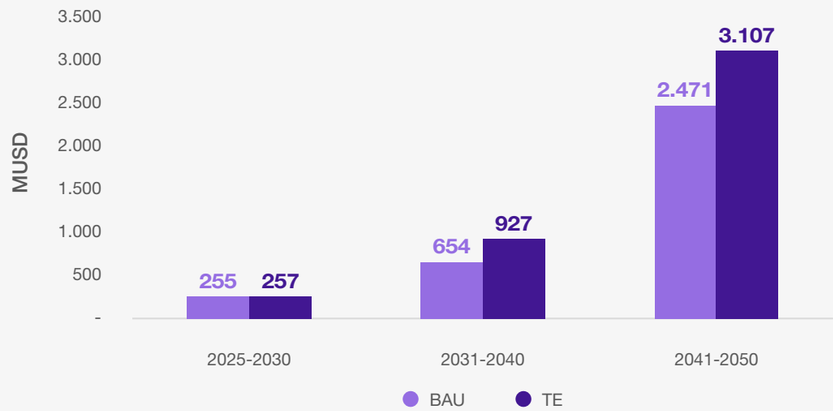


Es fundamental señalar que Ecuador cuenta con tres ciudades donde la demanda eléctrica es más alta: Cuenca, Guayaquil y, sobre todo, Quito. En ambos escenarios, tanto el de BAU como el de TE, la tecnología más añadida a lo largo de todo el horizonte de estudio es la eólica. La región norte concentra la mayor parte de las inversiones en esta tecnología debido a su alto potencial y su cercanía a Quito. No obstante, esta ubicación lejana de otros centros de carga implica una necesidad de mayor inversión en el sistema de transmisión.

En cambio, las instalaciones solares, aunque no experimentan una adición tan significativa en comparación con las eólicas, tienen su potencial más concentrado en la región central de Ecuador. De esta manera, su localización es más equidistante de los centros de carga del país, lo que reduce la necesidad de inversiones significativas en el sistema de transmisión para conectar estas plantas solares a la red eléctrica.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión ecuatoriano por década



En resumen, debido a la menor necesidad de oferta de energía en el sistema durante el primer periodo, los valores de inversión en transmisión son más bajos para ese intervalo. En las dos últimas décadas, se observa un aumento en la inversión en transmisión para conectar la nueva oferta al sistema, transportar la energía a todos los centros de carga y fortalecer la red ya existente en el país. Además, para alcanzar las metas de neutralidad de carbono en el caso de transición energética, se sustituyen las centrales térmicas retiradas del sistema por parques de energías renovables más alejados de los centros de carga, lo que se traduce en inversiones en transmisión un 27 % más altas que en el caso de BAU en el último periodo.

Inversiones en distribución

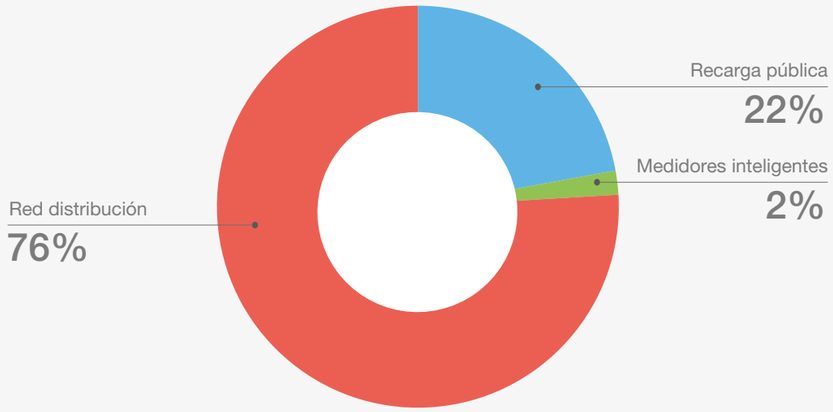
Para el cálculo de las inversiones en el sector de distribución, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en los sistemas eléctricos, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular, el análisis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

Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Ecuador

Las inversiones totales estimadas para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los 1.565 millones de dólares[11], repartidos como muestra el gráfico 5.32. La composición detallada de estas inversiones se desarrolla en los siguientes subapartados.

GRÁFICO 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada)



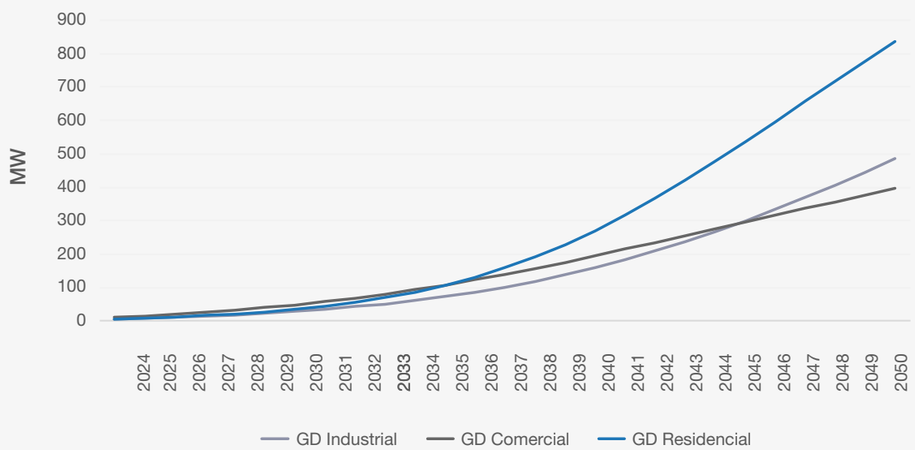
Instalación de medidores inteligentes

Las proyecciones indican que, para los tres sectores, el despliegue de la GD tendrá un perfil exponencial. Hacia el final del periodo, la GD residencial sobrepasará los 800 MW instalados, siendo el sector de mayor desarrollo. Por otro lado, la GD comercial y la industrial tendrán un comportamiento similar, con valores entre 400 MW y 500 MW en 2050. Lo anterior es resultado de la metodología utilizada para proyectar la GD, explicada en el **apéndice 8**.

11 Considerando una red de distribución con densidad alta y una red de recarga con cargadores cuyo factor de utilización es el indicado en el **cuadro A.8.4** del apéndice 8.

GRÁFICO 5.33

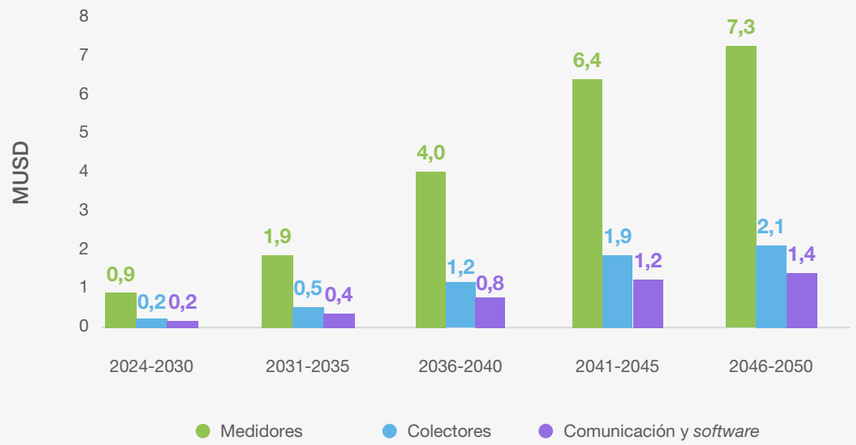
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Como consecuencia del despliegue de la GD en Ecuador, las inversiones en esta tecnología serán crecientes, como se observa en el gráfico 5.34. Los costos estimados para cada periodo analizado se explican principalmente por la penetración de la GD residencial, sobre todo durante los últimos 15 años del análisis. La participación de este sector evoluciona desde el 25 % del total de la potencia instalada en 2024 hasta el 50 % en el año 2050.

GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo



Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.35 se visualizan las proyecciones de inversión obtenidas en la simulación dadas las 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 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

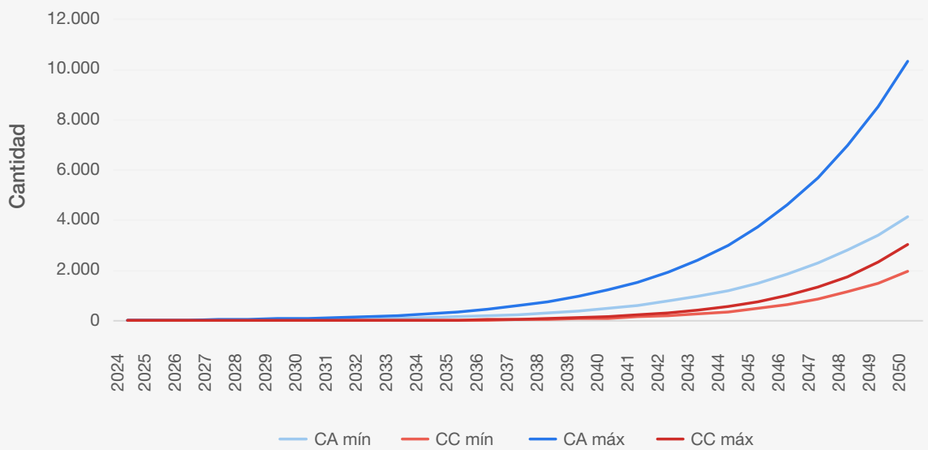
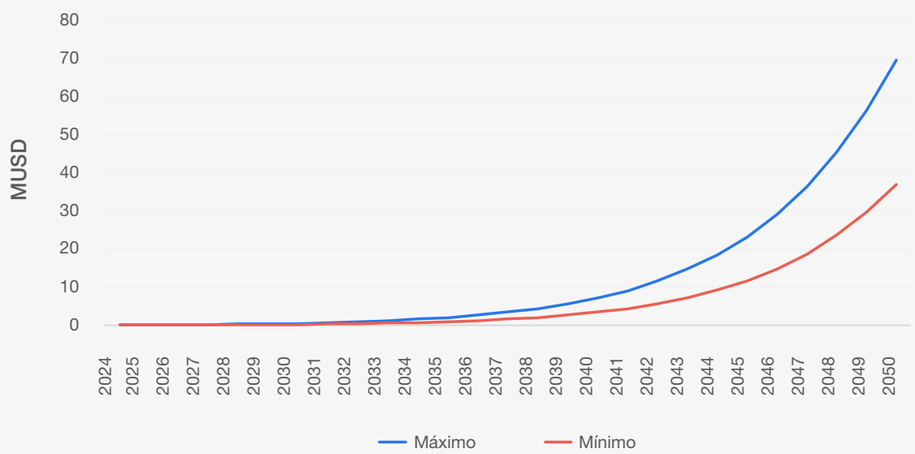


GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



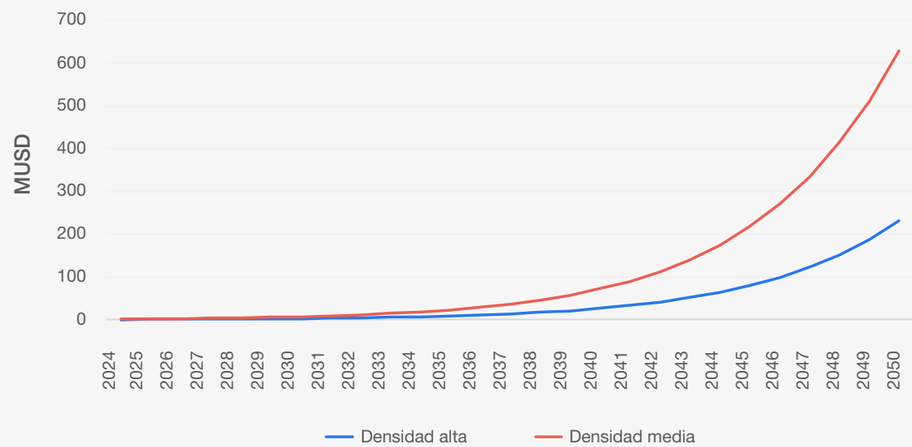
Como puede observarse, las inversiones en estaciones públicas en Ecuador para satisfacer la demanda proyectada en electromovilidad tienen un comportamiento exponencial, alcanzando valores entre los USD 40 millones y USD 70 millones anuales. La pendiente solo aumenta sensiblemente tras el año 2042. Hasta 2038 no se observa un gran despliegue de infraestructura por los motivos citados. En consecuencia, se concluye que Ecuador aún posee un margen de actuación, por el cual puede incorporar nuevos elementos a la regulación ya desarrollada y corregir, en caso de que existan, ciertos desvíos que podrían producirse entre la normativa publicada y los resultados obtenidos.

Refuerzo de la red de distribución

Los cálculos estimados para Ecuador muestran que las inversiones en refuerzos del sistema de distribución, por incremento de la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos en el país, pueden alcanzar los USD 8 millones anuales en 2030, USD 70 millones anuales en 2040 y USD 630 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



El comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento aproximadamente lineal hasta el año 2035, para pasar luego a uno exponencial, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por la electrificación vehicular, como fue indicado en este documento. Los valores de inversión son mínimos a moderados hasta 2040 y se aceleran fuertemente hacia 2050.

6.

Ejes de acción en Ecuador

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 ecuatoriano.

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 principalmente por razones 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 y entradas exitosas de tales infraestructuras en sus sistemas eléctricos, etc.). En otros países, la inversión en estas tecnologías, aunque maduras desde el punto de vista tecnológico, no es un proceso tan inmediato, pues el entorno técnico y regulatorio es más

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

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

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

Finalmente, el último eje propuesto se relaciona propiamente con las nuevas tecnologías, que, en su mayoría, todavía no están maduras técnica y económicamente. Las evaluaciones de largo plazo elaboradas, sobre todo las de transición energética, identificaron la inserción de elementos como la descarbonización del transporte a través de la electromovilidad y de parte de la industria a través del hidrógeno verde. Ya por el lado de la oferta, se identificó de forma contundente la mayor necesidad de elementos que brinden flexibilidad a los sistemas eléctricos, tales como baterías, centrales de bombeo y termoeléctricas con captura de carbono –de los cuales, ninguno tiene una presencia significativa actualmente en los países de América Latina y el Caribe y, además, enfrentan brechas tecnológicas, económicas y regulatorias importantes para alcanzar su madurez.

Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más promisoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones

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

FIGURA 6.1

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

1. Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono en países con políticas solidarias

- Apoyar financieramente el desarrollo de proyectos en países que ya cuentan con una estructura regulatoria para la instalación de tecnologías de bajo carbono.

2. Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono en países que aún no tienen políticas consolidadas

- Apoyar financieramente el desarrollo de tecnologías de bajo carbono en países menos maduros para recibir las inversiones.
- Apoyar en el proceso de madurez del mercado.

3. Fortalecimiento institucional y técnico

- Apoyar a las instituciones en el establecimiento de buenas prácticas en temas técnicos, regulatorios y tecnológicos (cerrar brechas).
- Capacitación del personal en los países.
- Creación de grupos de trabajo especializados.

4. Inversión en tecnologías innovadoras de la transición

- Apoyar financieramente el desarrollo de proyectos de nuevas tecnologías de transición.

El entorno del mercado eléctrico ecuatoriano fue analizado para cada uno de los ejes destacados anteriormente. Ecuador se encuentra en un punto intermedio entre los ejes 1 y 2, al haber adoptado recientemente mecanismos para la contratación competitiva de centrales renovables, aunque no cuente todavía con

un proceso continuo ni con una política energética integral relacionada con el desarrollo de estas tecnologías en el mediano y largo plazo.

Con respecto a las subastas de energía, fueron realizados dos procesos: el primero en 2020, para contratar dos grandes proyectos (uno eólico y otro solar, totalizando 320 MW), y el segundo en 2023, que culminó con la contratación de 511 MW de centrales eólicas, solares e hidroeléctricas a precios competitivos (57 USD/MWh). Esta segunda subasta resultó del Decreto 238 de 2021, promulgado para la promoción de políticas públicas en el sector energético, que incluía, en particular, la convocación de tres procesos públicos de selección: un bloque de 500 MW de renovables, un bloque de ciclo combinado de gas natural y el sistema de transmisión nororiental (Presidencia de la República, 2021).

Aunque el país ha implementado la subasta de 2023 y el Decreto 238, que determina una serie de acciones importantes para el sector energético, no cuenta todavía con una política energética integrada para el desarrollo de las fuentes renovables. Además, las propias subastas, que son en términos prácticos la única ruta de entrada para la inversión privada en el segmento de renovables, aún no constituyen un proceso permanente y tampoco tienen un largo historial de aplicación. Por lo tanto, se considera que es posible avanzar en el desarrollo de las ERNC y en la atracción de inversión privada en el país, no solo a través de la reafirmación de esta ruta, sino también con la creación de nuevas vías, como el mercado libre de energía o el mercado spot, todavía incipientes.

Finalmente, se destaca el momento de crisis energética que enfrenta el país como resultado del fenómeno El Niño y los esfuerzos realizados para superarla, tales como la promulgación de la Ley Orgánica de Competitividad Energética, así como la consecuente necesidad de promover inversiones y diversificar su matriz energética.

Con respecto al eje 3, se considera que es un momento clave para avanzar en políticas para el sector y el fortalecimiento de sus instituciones, de forma que se implementen medidas ya identificadas en el Decreto 238. Esto incluye iniciativas como el plan de restructuración del sector eléctrico para el fortalecimiento de las instituciones y de su talento humano (ítem h del Decreto) y el refuerzo de la capacidad de gestión de las instituciones y empresas públicas (ítem j). También involucra los temas relacionados con el desarrollo de políticas energéticas, leyes y regulaciones en los sectores de generación, transmisión,

distribución, comercialización y almacenamiento e infraestructura de carga para vehículos eléctricos. A esto se suman los esfuerzos resultantes de la crisis energética, como la mencionada Ley Orgánica de Competitividad Energética. Lo anterior demuestra la necesidad y disposición de avanzar en acciones para la modernización y fortalecimiento del sector energético del país y encontrar el momento clave para hacerlo.

Finalmente, con relación al eje 4, se notan avances importantes en medidas relacionadas con la electromovilidad, incluyendo el desarrollo de la Estrategia Nacional de Electromovilidad y regulaciones y medidas concretas, como, por ejemplo, exenciones de impuestos, un pliego tarifario específico y la construcción de estaciones de carga rápida (aunque hay mucho espacio para avanzar). Ya con respecto al hidrógeno verde, el país dispone de una hoja de ruta para el desarrollo de este recurso energético, pero aún se necesitan acciones concretas y proyectos piloto para impulsar su desarrollo y competitividad. Por otra parte, se destacan los avances en el desarrollo de medidores inteligentes y proyectos de generación fotovoltaica, aunque existan retrasos en la implementación debido principalmente a problemas de financiamiento, lo que demuestra una brecha que puede ser cerrada por agentes de este sector. El cuadro 6.1 sintetiza los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Ecuador

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	Resultados de subastas en niveles moderados. Nueva Ley (LOCE) promueve incentivos a la generación.	Matriz energética con pocas emisiones, pero se puede reducir el despacho con combustibles líquidos.	El país necesita inversiones en nueva generación. Hubo subastas recientes, pero no cuenta con largo historial. Otras rutas incipientes.
Fortalecimiento institucional y técnico	La actividad *per se* no genera retornos inmediatos.	Importante rediscutir e implementar elementos que promuevan Inversiones limpias.	Muchos elementos ya identificados. Momento de acción rápida, principalmente en el contexto de crisis energética.
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	Incentivos fiscales y regulatorios a EV. HV puede tener ventajas competitivas conforme el sector avanza en la descarbonización.	Nuevas tecnologías serán cruciales para sustituir térmicas emisoras y descarbonizar el transporte.	GD, HV y almacenamiento son incipientes. EV superior a la media regional.

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 Ecuador revela una serie de brechas y áreas de mejora que requieren atención. Aunque se han realizado avances en varios aspectos, como la implementación de subastas de ERNC y la promulgación de leyes de eficiencia energética, aún falta una política nacional integral para estimular estas tecnologías de manera más consistente. Además, se enfrentan desafíos significativos en áreas clave como la infraestructura para la electromovilidad, el desarrollo del hidrógeno verde y la implementación de redes inteligentes.

La integración efectiva del gas natural como vector de transición y la necesidad de revisar y actualizar los marcos regulatorios para la generación distribuida también son aspectos importantes para considerar. La convocatoria actual para realizar estudios sobre almacenamiento de energía en baterías muestra un paso positivo hacia la definición de regulaciones más sólidas en este campo.

El análisis de expansión de la generación muestra que la matriz ecuatoriana evoluciona hacia una composición más diversificada, con las hidroeléctricas representando cerca de la mitad de la generación en 2050, acompañadas de las eólicas, solares y térmicas. En el escenario de TE, el país se transforma a 100 % renovable para 2050, con más de la mitad de la capacidad proveniente de fuentes renovables no convencionales (véase el **gráfico 5.24**).

En el caso de BAU, se observa que las hidroeléctricas tienen una dominancia inicial, pero con el tiempo se produce una transición hacia una participación significativa de las energías renovables (véase el gráfico 5.25). Esto conlleva una reducción en los costos marginales de operación (CMO) después de 2028, con una participación de las energías renovables del 86 % en la generación total en 2050. En este escenario, se estima un total de inversión en generación de USD 13.732 millones para el período evaluado.

Por otro lado, en el caso de TE, la transición a una matriz 100 % renovable implica inversiones más significativas en eólicas, solares y almacenamiento, como baterías y centrales de bombeo. A pesar de los costos iniciales más altos, la eliminación de las termoeléctricas y el aumento de las renovables llevan a CMO más bajos a largo plazo, estabilizándose entre 20 USD/MWh y 30 USD/MWh después de 2038 (véase el **gráfico 5.27**). Se estima una inversión total en generación igual a USD 24.821 millones en el período de tiempo analizado, un aumento del 80 % con relación al caso de BAU.

La comparación entre los casos de BAU y de TE revela impactos cruciales, como el aumento en la demanda en el segundo escenario a partir de 2040 debido a la electrificación del transporte (para lo cual Ecuador ya comenzó a tomar medidas regulatorias), además de la retirada total de centrales termoeléctricas, resultando en una reducción significativa de las emisiones (véase el **gráfico 5.26**).

Adicionalmente, al examinar el sistema de transmisión, se observa una creciente necesidad de inversiones en esta área, especialmente en el escenario de TE,

debido a la expansión de la generación con fuentes renovables distantes de los centros de carga. Este aumento en las necesidades de transmisión es un reflejo directo de las elecciones estratégicas para cumplir con las metas de descarbonización del país. Se estima una inversión total de USD 3.380 millones en el caso de BAU y USD 4.291 millones en el caso de TE, lo que representa una diferencia del 27 % (véase el **gráfico 5.31**).

Las inversiones en distribución se destinan en un 76 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, lo que supone USD 1.158 millones para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

La prima verde asociada al caso de TE alcanza aproximadamente 41 USD/MWh en la década de 2030 y 59 USD/MWh en la década siguiente (véase el **gráfico 5.30**). Este indicador refleja los costos adicionales asociados a la transición hacia una matriz más limpia, principalmente debido a la necesidad de invertir en almacenamiento para compensar la intermitencia de las renovables.

El análisis del mercado eléctrico ecuatoriano revela una posición intermedia en el espectro de desarrollo de las energías renovables. Aunque se han implementado subastas para proyectos que utilizan esas fuentes y se han promulgado decretos para fomentar políticas energéticas, el país aún carece de una política integral a largo plazo para el desarrollo sostenible de estas tecnologías. La reciente implementación de subastas ha sido un paso positivo; sin embargo, la falta de un proceso establecido y la necesidad de promover otras vías de inversión privada, como el mercado libre de energía, indican áreas clave para avanzar. Además, la crisis energética actual destaca la urgencia de diversificar la matriz generadora y fortalecer las instituciones y políticas del sector.

En cuanto al fortalecimiento institucional, se observa una oportunidad para implementar medidas identificadas en decretos recientes, como la reestructuración del sector eléctrico y el impulso a políticas energéticas integrales. Se ha abierto una ventana importante para modernizar y fortalecer el sector energético ecuatoriano, especialmente en áreas como la electromovilidad y el desarrollo del hidrógeno verde. Aunque existen avances en estos campos, aún se requieren acciones concretas y proyectos piloto para impulsar su competitividad en el país. En resumen, el análisis y sus resultados ponen de relieve la necesidad de una estrategia energética más sólida y la importancia de abordar desafíos como la financiación de proyectos y la implementación de tecnologías emergentes para cerrar las brechas y avanzar hacia un sistema energético más sostenible y diversificado.

Referencias

ANEEL (s. f.). *Simulação de Orçamento.* https://bprsimulador.aneel.gov.br

Aquaintel. (27 de noviembre de 2020). *Informe especial*. Obtenido de https://www.aquaintel.com.ec/public/reports/20201127_Informe_Especial_Ministerio_Energia_aperturo_ofertas_Villonaco_II_y_III_y_El_Aromo.pdf?form=MG0AV3

ARCERNNR (2020). *Resolución 025/2020*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Res-ARCERNNR-025-2020.pdf

ARCERNNR (2021a). *Resolución 01/2021*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/Resolucion-ARCERNNR-002-2021.pdf

ARCERNNR (2021b). *Resolución 013/2021*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/res_nro__arcernnr-013-2021.pdf

ARCERNNR (21 de febrero de 2022a). *Balance Nacional de Energía Eléctrica octubre 2021*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://datosabiertos.gob.ec/dataset/https-www-controlrecursosyenergia-gob-ec-balance-nacional-de-energia-electrica/resource/b18f9fa4-bd96-476c-91f3-d0054cfd33ff

ARCERNNR (2022b). *Estadísticas Anuales*. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/Parte-1-Informe-Anual-2022.pdf

ARCERNRR (2022c). *Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano 2021*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf

ARCERNNR (2023). *Resolución 06/2023*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-006-2023.pdf

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. Congresional 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?view=chart

Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]: https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD

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

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

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

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

BID (s. f.a). *Apoyo a la digitalización de la operación en la infraestructura en las empresas eléctricas de distribución*. https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/EC-T1459

BID (s. f.b). *Apoyo a la transición energética y fortalecimiento de las empresas del sector eléctrico*. https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/EC-T1514

CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.

CELEC (30 de julio de 2019). *USD 400 millones se invertirán en la construcción de los proyectos fotovoltaico El Aromo y Villonaco II y III*. https://www.celec.gob.ec/transelectric/uncategorized/usd-400-millones-se-invertiran-en-la-construccion-de-los-proyectos-fotovoltaico-el-aromo-y-villonaco-ii-y-iii/

CELEC (s. f.). *Sistema de transmisión a 500 kW*. Corporación Eléctrica del Ecuador. https://www.celec.gob.ec/transelectric/sistema-de-transmision-a-500-kv/

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

EEQ (2022). *Empresa eléctrica Quito firma contrato para adquirir medidores inteligentes*. Empresa Eléctrica de Quito. https://www.eeq.com.ec/w/empresa-electrica-quito-firma-contrato-para-adquirir-medidores-inteligentes

EEQ (s.f.). *Clientes de facturación especial*. https://www.eeq.com.ec/web/empresa-electrica-quito/quienes-son-clientes-de-facturacion-especial

EIA (2023a). *Annual Energy Outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf.

EIA (2023b). Frequently asked questions (FAQ). U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8

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

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

EPE (2023b). *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%20Eficiência%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf

EPMMQ (2023). *Metro de Quito*. https://metrodequito.gob.ec/

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 Ecuador (11 de enero de 2024). *Ley Orgánica de Competitividad Energética*. Registro Oficial, n.º 475. https://www.asambleanacional.gob.ec/es/blogs/ramiro-vela-jimenez/93137-en-vigencia-la-ley-organica-de

Gobierno de Ecuador (11 de noviembre de 2021). *Reglamento General de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética*. Registro Oficial, n.º 575. https://vlex.ec/vid/229-expidese-reglamento-general-878030549

Gobierno de Ecuador (13 de marzo de 2018). Establécese el Programa Redes Inteligentes Ecuador (REDIE), como una política para contar con una red más eficiente y flexible, con alta disponibilidad y calidad en el suministro de energía. En Sumario: Función Ejecutiva Acuerdos. Registro Oficial, n.º 199. http://esacc.corteconstitucional.gob.ec/storage/api/v1/10_DWL_FL/eyJjYXJwZXRhIjoicm8iLCJ1dWlkIjoiODAzZjQxZTMtNzZlOC00ZDhiLWJhOTYtOTRiNDI3MjljOTVjLnBkZiJ9

Gobierno de Ecuador (19 de marzo de 2019). Ley Orgánica de Eficiencia Energética. Registro Oficial, n.o 449. https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2022/12/20190319-S_R_O_449_19_MARZO_LEY-ORGANICA-DE-EFICIENCIA-ENERGETICA.pdf

Gobierno de Ecuador (2 de junio de 2016). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. https://www.ariae.org/servicio-documental/plan-nacional-de-eficiencia-energetica-2016-2035

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.

Hinicio. (2021). *Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador*. https://varusecuador.com/wp-content/uploads/2021/05/Estrategia_Nacional_de_Electromovilidad_Ecuador.pdf

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

IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. 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 las Energías Renovables. https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023.

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

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (16 de enero de 2015). *Registro Oficial N.° 418 Suplemento*. https://vlex.ec/vid/ley-organica-servicio-publico-643461389

MEM (2022a). *Plan Maestro de Electricidad*. Ministerio de Energía y Minas. https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/

MEM (2023). *Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Ecuador*. Gobierno de Ecuador. https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-del-Hidrogeno-Verde-en-Ecuador.pdf

MEM (27 de mayo de 2022b). *Tres empresas precalifican para participar en la concesión del Bloque de Ciclo Combinado a Gas Natural de 400 MW*. Ministerio de Energía y Minas. Boletín de prensa. https://www.recursosyenergia.gob.ec/tres-empresas-precalifican-para-participar-en-la-concesion-del-bloque-de-ciclo-combinado-a-gas-natural-de-400-mw/

MEM. (s. f.). *Balance Energético Nacional - BEN 203*. Obtenido de El Nuevo Ecuador: https://www.recursosyenergia.gob.ec/5900-2/

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

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

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

Orozoco, M. (14 de agosto de 2023). *Riesgo país ahuyenta a interesados en proyecto termoeléctrico*. Primicias. https://www.primicias.ec/noticias/economia/licitacion-termogas-machala-inversionistas/

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

PNUD (15 de abril de 2024). *Proyecto de electromovilidad impulsado por la Empresa Eléctrica Quito contará con apoyo del PNUD*. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo: https://www.undp.org/es/ecuador/comunicados-de-prensa/proyecto-de-electromovilidad-impulsado-por-la-empresa-electrica-quito-contara-con-apoyo-del-pnud

PNUD (s. f.). Fortalecimiento Institucional CENACE. https://open.undp.org/projects/00146913

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

Presidencia de la República (26 de enero de 2021). *Decreto Ejecutivo N.° 238*. Ministerio de energía y Minas. https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/10/Decreto_Ejecutivo_No._238.pdf

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

Reglamento a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (20 de agosto de 2019). *Registro Oficial Suplemento, n.° 856*. https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/02/LEY-ORGANICA-SERVICIOPUBLICO-ENERGIA-ELECTRICA.pdf

Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of Americ*a. The University of Texas at Austin. https://www.conservativetexansforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf

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

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

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

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

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

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

Apéndice 1

Adiciones de capacidad de generación

CUADRO A 1.1

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Total
2024	212,6	0	110	137,6	0	460,2
2025	155,7	0	45	180	0	380,7
2026	0	0	0	200	0	200
2027	0	0	0	0	0	0
2028	4	0	0	0	0	4
2029	0	400	0	0	0	400
2030	7,2	0	0	18	0	25,2
2031	0	0	45	18	0	63
2032	14,6	0	45	18	0	77,6
2033	595,7	0	90	18	0	703,7
2034	0	0	90	18	0	108
2035	0	0	90	18	0	108
2036	6,4	0	90	18	0	114,4

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Batería	Total
2037	18,6	250	180	18	0	466,6
2038	9,3	0	180	18	0	207,3
2039	8,5	0	180	18	0	206,5
2040	20	250	180	90	0	540
2041	0	0	270	90	0	360
2042	30	0	441	90	100	661
2043	0	250	396	144	100	890
2044	94,1	0	0	99	100	293,1
2045	45	250	396	198	100	989
2046	30	0	396	297	100	823
2047	6,5	250	445,5	198	100	1000
2048	50	0	445,5	396	100	991,5
2049	54	750	740	718	100	2362
2050	80	400	550	300	100	1430
Total	**1.442,20**	**2.800**	**5.405**	**3.317,60**	**900**	**13.864,8**

CUADRO A 1.2

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Bombeo	Batería	Total
2024	212,6	0	110	137,6	0	0	460,2
2025	155,7	0	45	180	0	0	380,7

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Bombeo	Batería	Total
2026	0	0	0	200	0	0	200
2027	0	0	0	0	0	0	0
2028	4	0	50	25	0	0	79
2029	0	400	50	25	0	0	475
2030	7,2	0	50	50	0	0	107,2
2031	0	0	50	50	0	0	100
2032	14,6	0	50	50	0	0	114,6
2033	595,7	0	50	50	0	0	695,7
2034	0	0	50	50	0	0	100
2035	100	0	50	100	0	50	300
2036	106,4	0	200	100	0	50	456,4
2037	118,6	0	300	100	0	100	618,6
2038	109,3	0	400	100	0	100	709,3
2039	108,5	0	200	100	0	0	408,5
2040	120	0	500	200	0	150	970
2041	100	0	600	100	400	150	1350
2042	130	0	500	200	0	100	930
2043	50	0	400	300	0	100	850
2044	144,1	0	300	100	400	100	1044,1
2045	245	0	200	200	0	200	845
2046	130	0	1.200	300	0	300	1930
2047	106,5	0	400	100	0	300	906,5
2048	150	0	800	400	400	200	1950

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica	Solar	Bombeo	Batería	Total
2049	200	0	1.100	300	0	300	1900
2050	280	0	1.400	800	400	400	3280
Total	**3.188,20**	**400**	**9.055**	**4.317,60**	**1.600,00**	**2.600,00**	**21.160,8**

Apéndice 2

Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A 2.1

Generación mensual en el sistema ecuatoriano en el caso de BAU

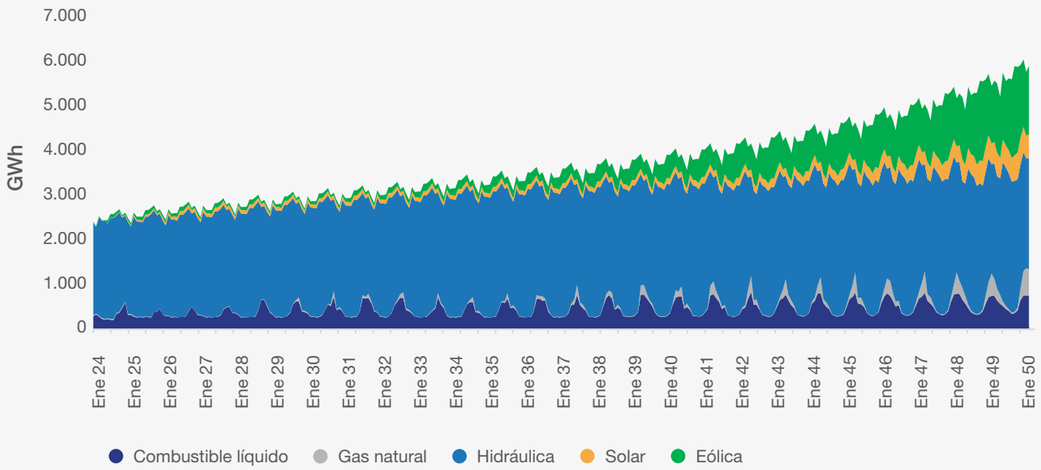
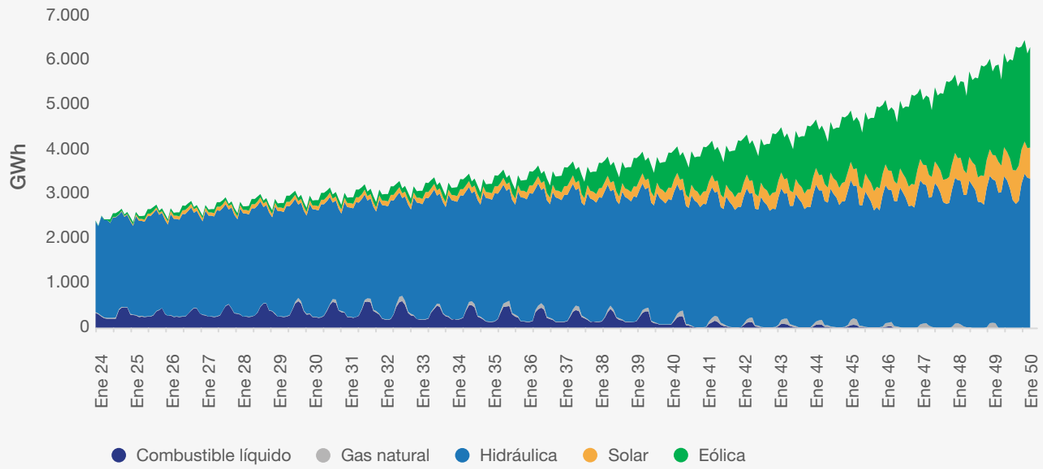


GRÁFICO A 2.2

Generación mensual en el sistema ecuatoriano en el caso de TE



Apéndice 3

Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

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

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2024	748	748
2025	566	566
2026	153	153
2027	-	-
2028	10	81
2029	480	550
2030	30	103
2031	58	85
2032	92	118
2033	1.529	1.511
2034	98	81
2035	96	404
2036	111	557
2037	435	727

Año	Casos (MUSD)	
	BAU	TE
2038	198	791
2039	195	503
2040	477	1.008
2041	295	1.885
2042	615	972
2043	743	743
2044	379	1.663
2045	873	1.067
2046	674	1.807
2047	815	941
2048	807	2.349
2049	2.009	1.860
2050	1.248	3.548

CUADRO A 3.2

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	110	127
2024	Hidráulica	213	510
2024	Solar	138	111
2025	Eólica	45	51
2025	Hidráulica	156	374
2025	Solar	180	141
2026	Solar	200	153

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2028	Hidráulica	4	10
2029	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2030	Hidráulica	7	17
2030	Solar	18	13
2031	Eólica	45	45
2031	Solar	18	12
2032	Eólica	45	44
2032	Hidráulica	15	35
2032	Solar	18	12
2033	Eólica	90	87
2033	Hidráulica	596	1.430
2033	Solar	18	12
2034	Eólica	90	86
2034	Solar	18	12
2035	Eólica	90	85
2035	Solar	18	12
2036	Eólica	90	84
2036	Hidráulica	6	15
2036	Solar	18	11
2037	Eólica	180	166
2037	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2037	Hidráulica	19	45
2037	Solar	18	11
2038	Eólica	180	164
2038	Hidráulica	9	22

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2038	Solar	18	11
2039	Eólica	180	164
2039	Hidráulica	9	20
2039	Solar	18	11
2040	Eólica	180	162
2040	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2040	Hidráulica	20	48
2040	Solar	90	54
2041	Eólica	270	242
2041	Solar	90	53
2042	Batería (4h)	100	98
2042	Eólica	441	393
2042	Hidráulica	30	72
2042	Solar	90	52
2043	Batería (4h)	100	98
2043	Eólica	396	351
2043	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2043	Solar	144	82
2044	Batería (4h)	100	97
2044	Hidráulica	94	226
2044	Solar	99	56
2045	Batería (4h)	100	96
2045	Eólica	396	347
2045	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2045	Hidráulica	45	108

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2045	Solar	198	110
2046	Batería (4h)	100	96
2046	Eólica	396	345
2046	Hidráulica	30	72
2046	Solar	297	162
2047	Batería (4h)	100	95
2047	Eólica	446	386
2047	Gas natural (ciclo abierto)	250	213
2047	Hidráulica	7	16
2047	Solar	198	106
2048	Batería (4h)	100	95
2048	Eólica	446	383
2048	Hidráulica	50	120
2048	Solar	396	209
2049	Batería (4h)	100	94
2049	Eólica	740	634
2049	Gas natural (ciclo abierto)	350	298
2049	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2049	Hidráulica	54	130
2049	Solar	718	374
2050	Batería (4h)	100	93
2050	Eólica	550	469
2050	Gas natural (ciclo abierto)	400	340
2050	Hidráulica	80	192
2050	Solar	300	154

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	110	127
2024	Hidráulica	213	510
2024	Solar	138	111
2025	Eólica	45	51
2025	Hidráulica	156	374
2025	Solar	180	141
2026	Solar	200	153
2028	Eólica	50	53
2028	Hidráulica	4	10
2028	Solar	25	18
2029	Eólica	50	52
2029	Gas natural (ciclo combinado)	400	480
2029	Solar	25	18
2030	Eólica	50	51
2030	Hidráulica	7	17
2030	Solar	50	35
2031	Eólica	50	50
2031	Solar	50	35
2032	Eólica	50	49
2032	Hidráulica	15	35
2032	Solar	50	34
2033	Eólica	50	49
2033	Hidráulica	596	1.430

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2033	Solar	50	33
2034	Eólica	50	48
2034	Solar	50	33
2035	Batería (4h)	50	52
2035	Eólica	50	47
2035	Hidráulica	100	240
2035	Solar	100	64
2036	Batería (4h)	50	52
2036	Eólica	200	187
2036	Hidráulica	106	255
2036	Solar	100	63
2037	Batería (4h)	100	103
2037	Eólica	300	277
2037	Hidráulica	119	285
2037	Solar	100	62
2038	Batería (4h)	100	102
2038	Eólica	400	365
2038	Hidráulica	109	262
2038	Solar	100	61
2039	Eólica	200	182
2039	Hidráulica	109	260
2039	Solar	100	61
2040	Batería (4h)	150	150
2040	Eólica	500	451
2040	Hidráulica	120	288
2040	Solar	200	119

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2041	Batería (4h)	150	149
2041	Bombeo	400	900
2041	Eólica	600	538
2041	Hidráulica	100	240
2041	Solar	100	59
2042	Batería (4h)	100	98
2042	Eólica	500	445
2042	Hidráulica	130	312
2042	Solar	200	116
2043	Batería (4h)	100	98
2043	Eólica	400	354
2043	Hidráulica	50	120
2043	Solar	300	171
2044	Batería (4h)	100	97
2044	Bombeo	400	900
2044	Eólica	300	264
2044	Hidráulica	144	346
2044	Solar	100	56
2045	Batería (4h)	200	193
2045	Eólica	200	175
2045	Hidráulica	245	588
2045	Solar	200	111
2046	Batería (4h)	300	287
2046	Eólica	1.200	1.044
2046	Hidráulica	130	312

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Solar	300	163
2047	Batería (4h)	300	285
2047	Eólica	400	346
2047	Hidráulica	107	256
2047	Solar	100	54
2048	Batería (4h)	200	189
2048	Bombeo	400	900
2048	Eólica	800	689
2048	Hidráulica	150	360
2048	Solar	400	211
2049	Batería (4h)	300	282
2049	Eólica	1.100	942
2049	Hidráulica	200	480
2049	Solar	300	156
2050	Batería (4h)	400	373
2050	Bombeo	400	900
2050	Eólica	1.400	1.193
2050	Hidráulica	280	672
2050	Solar	800	411

Apéndice 4

Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

Inversiones en el sistema de transmisión de Ecuador (valores acumulados)

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	89	73
2026	135	111
2027	135	111
2028	136	126
2029	230	218
2030	236	238
2031	250	257
2032	268	279
2033	432	413
2034	458	432
2035	483	489
2036	510	577
2037	618	695

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	667	831
2039	715	910
2040	841	1.096
2041	925	1.355
2042	1.079	1.533
2043	1.287	1.696
2044	1.355	1.896
2045	1.586	2.058
2046	1.778	2.428
2047	2.011	2.602
2048	2.242	2.976
2049	2.793	3.340
2050	3.126	3.969

Apéndice 5

Mapas del potencial renovable eólico y solar en Ecuador

FIGURA A 5.1

Mapa de velocidad promedia de los vientos en Ecuador

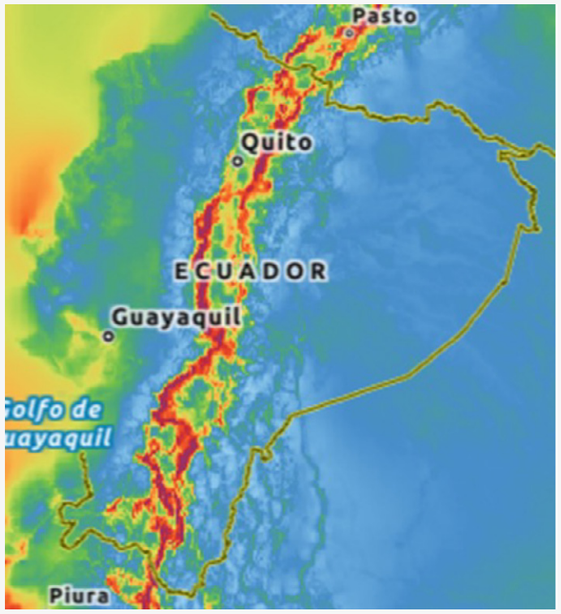
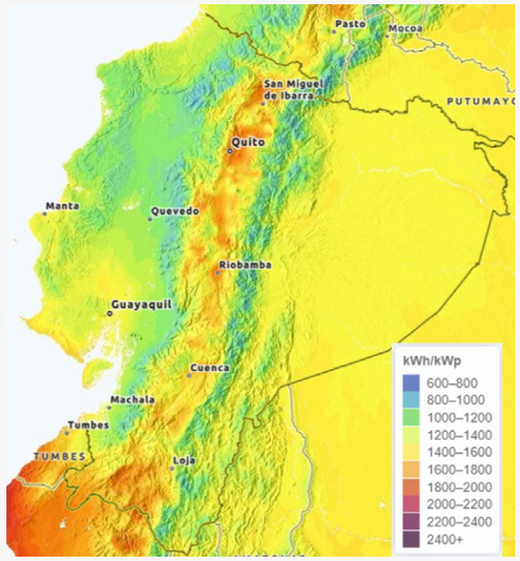


FIGURA A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico de Ecuador



Apéndice 6

Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático[12]. 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

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

al informe de un marco que permita ordenar y clarificar el estado en el que se encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

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

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

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

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

Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

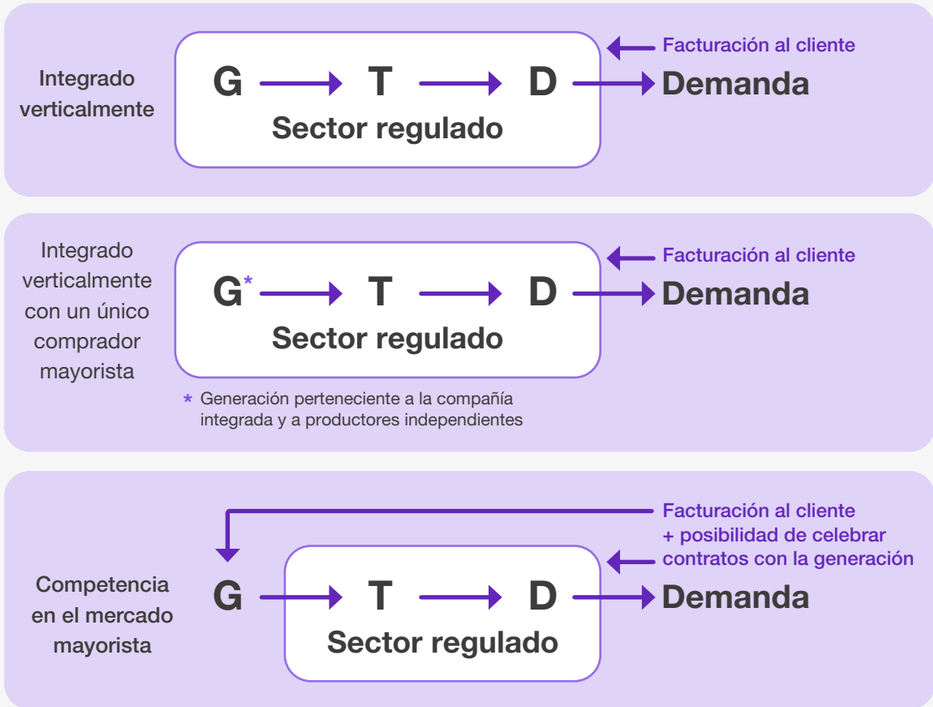
El primer criterio se refiere al análisis del grado de adaptación de cada país a una trayectoria de transición que deberá conciliar la eficiencia en costos y

el alineamiento con los objetivos de descarbonización. Para este análisis, se consideran cinco variables relevantes:

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

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

En particular, en el último modelo de estructura sectorial considerado, los clientes residenciales, comerciales o industriales cuya demanda supera un valor determinado se encuentran habilitados (u obligados) a celebrar contratos de abastecimiento de energía con los generadores o a través de la figura del comercializador. La disminución del mencionado límite en un sistema eléctrico permite la participación de mayor cantidad de agentes en el mercado, pero dificulta los procesos de cálculo y modelización del despacho.

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

- El **acceso al mercado mayorista (MM) y a la red de transmisión.** Este es un factor determinante de las políticas y estrategias posibles para incrementar la participación de las fuentes renovables en el sistema central de producción y para la existencia de mercados mayoristas competitivos. Se distinguen dentro de este grupo tres tipos de acceso al mercado mayorista:
  - Exclusivo para el operador monopólico de la cadena, en estructuras integradas verticalmente.
  - A través de subastas competitivas para cualquier tipo de generación, normalmente en estructuras con comprador único.
  - A través de licencias o autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables.

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

- La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:
  - Competencia restringida al interior del mercado, con mercados de entrega inmediata (*spot*) y un despacho por mérito de costos.
  - Competencia en el mercado de contratos para abastecer de energía eléctrica a distribuidoras y clientes no regulados y, adicionalmente, subastas para contratos de abastecimiento mediante energías renovables.
  - Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.
- **Mercados locales de energía.** Basados en el rol coordinador de los controladores locales, tienen como principales elementos distintivos las transacciones de energía entre pares (*peer to peer*), demandas flexibles y agregadas a través de comunidades energéticas.
- **Transparencia tarifaria.** La definición de categorías tarifarias responde a una lógica adecuada si:
  - Tiene racionalidad económica, en el sentido de que se asocian a la responsabilidad sobre los costos del sistema, en particular los costos de la red.
  - Están agrupadas por tensión de suministro, como una de las variables determinantes de los costos asociados a la categoría.

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

Segundo criterio: políticas de transición energética

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- **Gas natural.** Las reservas de gas natural existentes en la región representan aproximadamente un 4 % de las reservas mundiales (EIA, 2023b). Se estima que el gas natural, especialmente en países como Argentina, Chile o Venezuela, puede ser fundamental como vector en la transición energética, por lo que se ha incluido este análisis en el presente estudio.

Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

Finalmente, un adecuado planeamiento y regulación sectorial contribuye a generar un escenario de transición con calidad institucional y reglas transparentes, que alienten la participación de los diferentes agentes (públicos y privados) con incentivos adecuados para la descarbonización de los sistemas, la mejora permanente de su eficiencia y la sustentabilidad financiera.

- **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.

- **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
  - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.
  - Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear las expectativas de los agentes y señalizar 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 autoproductores.

- **Inclusión del almacenamiento con baterías en la planificación y regulación sectorial.** La incorporación sustancial de energía renovable no gestionable a la matriz de generación de cada país, sumada a la variabilidad propia de la demanda, traerá aparejada la necesidad de contar con elementos capaces de absorber estas variaciones en el sistema eléctrico. Entre ellos tendrán particular importancia las baterías como complemento de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, motivo por el cual es relevante contar con normativa específica que incentive la inversión en estos sistemas.

Apéndice 7

Propuesta metodológica

Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

En este estudio, se crean escenarios que exploran la evolución de los sistemas eléctricos de los países miembros de CAF en función de la adopción de diferentes supuestos. Para ello, se emplea una metodología fundamentalista que pueda determinar las condiciones de la demanda eléctrica a largo plazo y de la oferta necesaria para satisfacerla de manera eficiente, teniendo en cuenta las circunstancias de cada caso. Para ello, se utilizan herramientas computacionales avanzadas para la planificación de sistemas eléctricos (el conjunto de herramientas utilizadas es desarrollado por la consultora PSR).

El objetivo principal del plan de expansión a largo plazo es garantizar el balance entre el suministro de electricidad y la demanda, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que se deben construir para cubrir las necesidades de la demanda de manera óptima en un horizonte de tiempo de mediano a largo plazo. Para optimizar el plan de expansión, se debe minimizar una función de costos que considere los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales de generación, así como las penalizaciones por energía no suministrada.

Para planificar la expansión, se utiliza una herramienta computacional que determina el plan de expansión más económico para un sistema eléctrico, considerando proyectos potenciales de diferentes tecnologías (modelo OPTGEN (PSR, 2024)) y una herramienta de simulación de despacho que representa los detalles de la producción de todas las plantas del sistema (modelo *SDDP* (PSR, 2024)). El plan de expansión más económico se logra mediante la optimización de las contrapartidas (*trade-off*) entre los costos de inversión para la construcción de nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico.

La primera etapa en la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica a largo plazo es prever la demanda de energía, la cual depende de datos socioeconómicos. Para determinar el crecimiento de la demanda a largo plazo, se construye un escenario macroeconómico. Además, se consideran demandas adicionales resultantes de acciones de electrificación de la economía que se esperan a largo plazo.

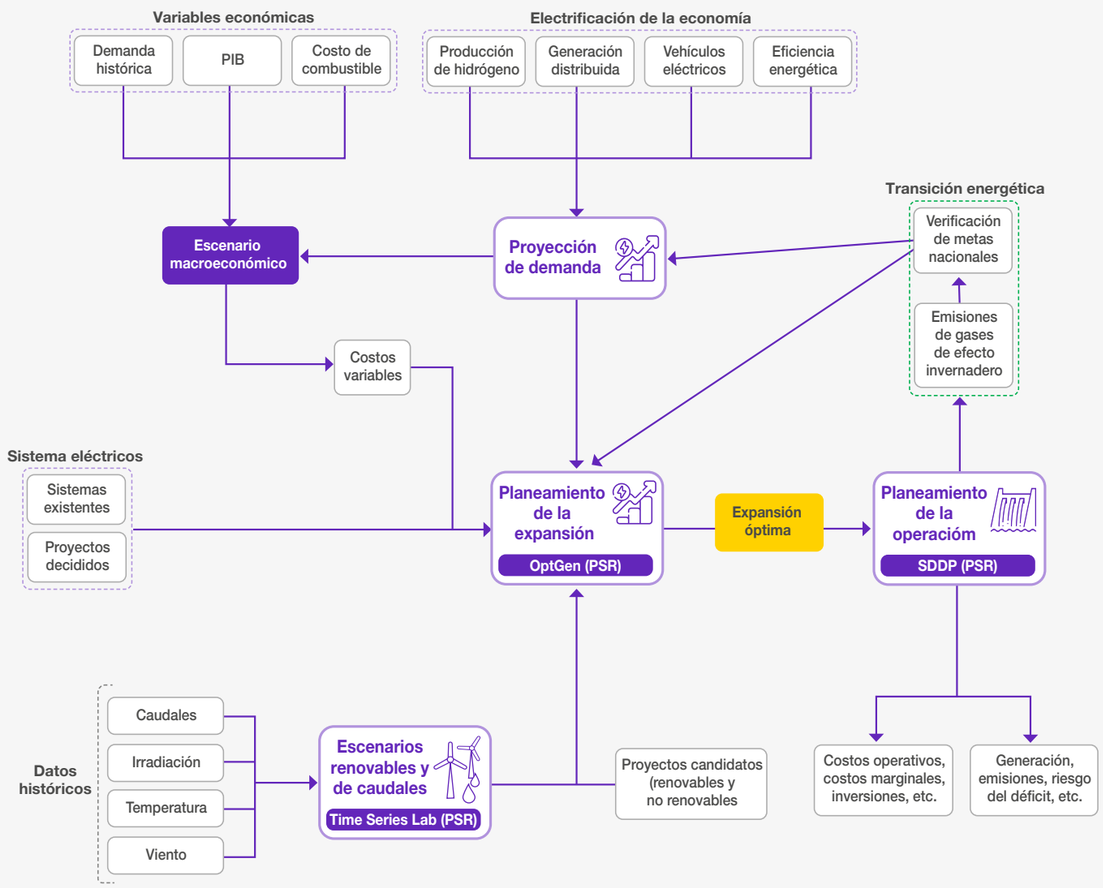
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros técnicos y económicos, incluyendo la disponibilidad de recursos primarios, como caudales hidrológicos, vientos, irradiación solar, biomasa y geotermia. Para ello, se utiliza la herramienta Time Series Lab. Además, para las centrales de combustibles fósiles, se debe considerar la disponibilidad y el costo de los combustibles. De esta manera, se pueden seleccionar los activos de manera eficiente en términos económicos, de acuerdo con la realidad de cada país.

Con el pronóstico de la demanda y los parámetros técnicos y económicos de los posibles proyectos de expansión, es posible obtener un plan de expansión óptimo de generación y transmisión que atienda la demanda de manera eficiente y con el menor costo total posible.

La figura A.7.1 muestra un esquema que ilustra de forma gráfica los pasos que deben seguirse para aplicar la metodología descrita en este informe.

FIGURA A 7.1

Diagrama de la metodología utilizada en la confección de escenarios del estudio



La figura presenta algunas de las diversas variables de salida del modelo de despacho Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), incluyendo costos operativos, costos marginales, generación y emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones pueden ser consideradas como restricciones en el modelo de expansión, lo que significa que se establece una solución

óptima sujeta a limitaciones en las emisiones y se retroalimenta el modelo de expansión OPTGEN.

Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos durante el período de estudio; y el caso de transición energética (TE), que considera una expansión económica con restricciones de las emisiones en los sectores eléctricos, junto con la adopción de políticas energéticas contundentes para la electrificación y la neutralidad de carbono en los sectores eléctricos, de acuerdo con los compromisos de los países y otros supuestos presentados en este informe.

La metodología para establecer las suposiciones de cada escenario se describe en detalle en el capítulo 4, “Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones”. Con ella es posible determinar las inversiones necesarias para satisfacer la demanda en cada escenario, así como identificar las diferencias de supuestos y los resultados al buscar sistemas eléctricos con bajas emisiones de GEI para 2050.

La figura A.7.2 presenta de manera esquemática los escenarios considerados en el estudio, algunos de los supuestos y los resultados obtenidos.

FIGURA A 7.2

Escenarios simulados, insumos y resultados del ejercicio de planificación

Visión general de la metodología

Este apartado define los principales pasos de la metodología para la construcción de los escenarios de largo plazo. Estos abarcan desde la construcción de los escenarios de demanda hasta la determinación de la oferta que la atenderá de acuerdo con los supuestos adoptados. Esta metodología se aplica a cada país.

Etapa 1. Escenarios de demanda

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

A. Demanda “tradicional” de electricidad

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

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

B. Demandas suplementarias

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

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

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

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

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

C. Emisiones de referencia

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

Etapa 2. Equipos candidatos para la expansión de la generación

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

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

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

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

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

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

Etapa 4. Expansión óptima de la oferta en cada país

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

Función objetivo

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

- Costos de inversión en los equipos de generación, transmisión y almacenamiento.
- Valor esperado de los costos operativos, dados por la suma de los costos de producción de energía de las plantas, en su mayoría relacionados con los costos del combustible; costos de arranque de las plantas termoeléctricas; y costos variables de O&M de todas las plantas. El valor esperado se calcula para el conjunto de simulaciones operativas con los escenarios producidos en la etapa 3.
- Valor esperado de los costos de emisión de dióxido de carbono (CO_2).

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

Criterios de confiabilidad

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

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

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

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

Criterios de flexibilidad

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

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

Procedimiento de solución del problema de expansión

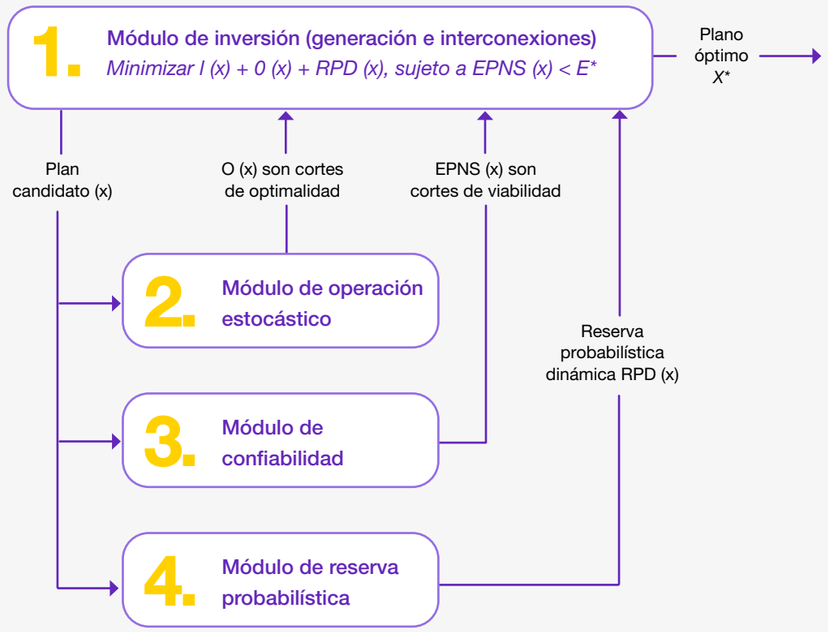
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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

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

FIGURA A 7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima ***OptGen***



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

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

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

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

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

Etapa 5. Cálculo de la prima verde

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

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

$$\text{CME}_t = \frac{\sum_{i=1)}^{\min(t,\,T-1)} (TC_{t+i} - TC_{t+i}\ \text{-1}) \,/\, (tx_a^i)}{\sum_{i=1)}^{\min(t,\,T-1)} (TD_{t+i} - TD_{t+i}\ \text{-1}) \,/\, (tx_a^i)}, \; t = 1, \ldots, T - 1$$

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:

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

Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

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

Apéndice 8

Metodología para el cálculo de los supuestos

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

Pronóstico de la demanda

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

Modelos de proyección de la demanda energética

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

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

Modelo de proyección seleccionado

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

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

La elasticidad extraída del análisis econométrico se aplica a la previsión de crecimiento del PIB del FMI en el periodo 2023-2027 y una extensión

dependiente del último valor del FMI y del PIB potencial estimado por el Banco Mundial para cada país.

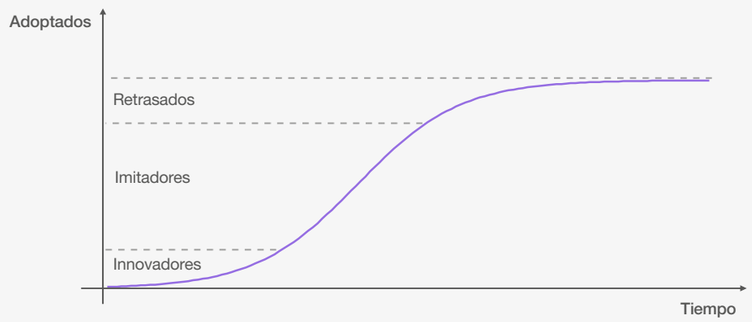
Generación distribuida

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

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

FIGURA A 8.1

Curva S de adopción



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

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

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

partir de la definición de plazo de recuperación (*payback*), se puede determinar el mercado final como (Beck, 2009):

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

Siendo:

fmm: la fracción de mercado máxima;

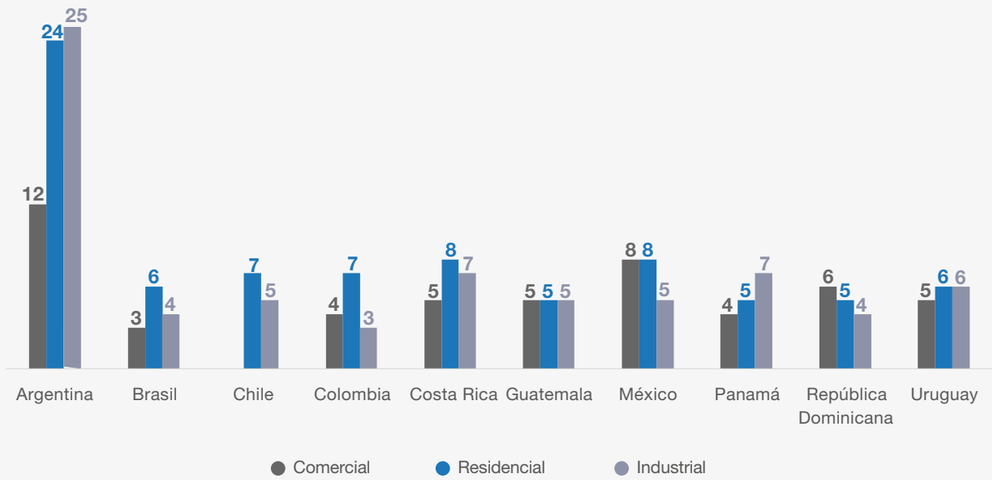
SPB: la sensibilidad al plazo de recuperación;

TPM: tiempo de *payback*, calculado en años

Los plazos de recuperación de los proyectos dependen de las condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas en cada país. En este estudio se utilizan los valores de PRI calculados por el PNUMA (2022). En este informe se realizó un estudio sobre la inserción de la generación distribuida en varios países de América Latina y el Caribe, evaluando el plazo de recuperación de proyectos para cada sector de la economía, así como el estado actual de los marcos regulatorios y posibles avances que inciden en la evolución del sector de generación distribuida en los países. El gráfico A.8.1 presenta los valores de plazo de recuperación calculados por el PNUMA.

GRÁFICO A 8.1

Plazo de recuperación en proyectos de generación distribuida



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

A largo plazo, se ha adoptado un *payback* de 9 años para todos los sectores y países, según un estudio publicado por el CAISO[13] 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 plazo de recuperación 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 Ecuador, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

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

Mercado potencial final = fmm x 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:

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

13 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.

Siendo:

F(t): la función de distribución acumulada;

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

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

Electromovilidad

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

La electrificación vehicular también representa un desafío adicional para el sector eléctrico debido a la creciente demanda de energía necesaria para abastecer a los nuevos vehículos. Además, dadas las características de esta tecnología, se requieren inversiones para reforzar las redes de transmisión y distribución a fin de evitar posibles sobrecargas en el sistema.

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

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

Siendo:

F(t): la función de distribución acumulada;

p: el coeficiente de innovación;

q: el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A 8.2

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

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:

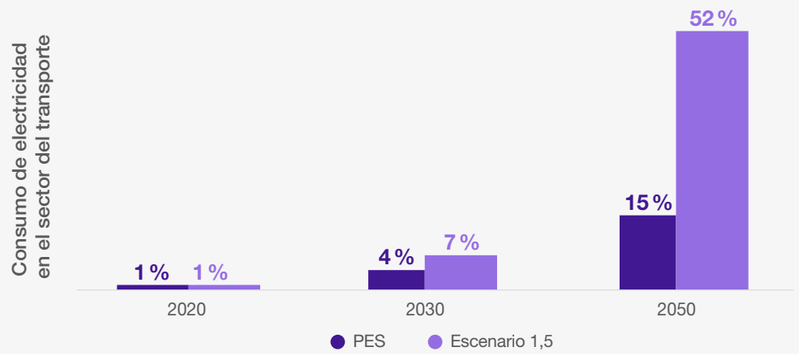
A. Escenario energético previsto (PES, por sus siglas en inglés). Es el caso base del estudio y presenta una perspectiva del desarrollo de los sistemas de energía globales de acuerdo con las visiones de los gobiernos y otros objetivos establecidos por la comunidad internacional.

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

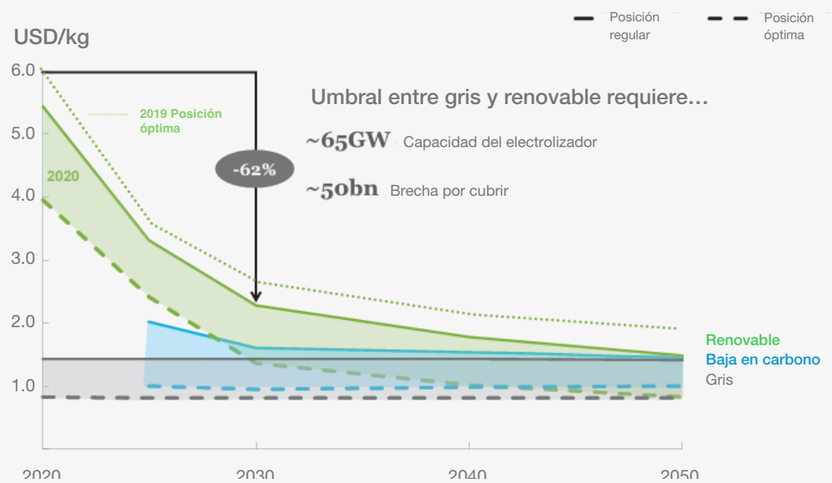
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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 [H_2V]). Con este proceso, se puede producir hidrógeno con una intensidad de carbono prácticamente nula. Su principal barrera, sin embargo, sería su costo. Actualmente, el costo de producción del hidrógeno verde es cercano a los 5 USD/kg, mientras que el hidrógeno producido a partir de GN (hidrógeno gris) costaría alrededor de 1 USD/kg[14]. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H_2V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

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

GRÁFICO A 8.3

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



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

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

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

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

La inserción de H_2 puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

A. Minería. Usado como fuente de combustible para vehículos y equipos pesados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

B. Refinería. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde.

C. Siderurgia. Comparando el costo de producir hierro usando hidrógeno verde y el costo del proceso tradicional de alto horno de reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) con gas natural.

D. Fertilizantes. Sustituyendo el hidrógeno gris por el hidrógeno verde para la producción de fertilizantes.

E. Transporte de carga. Existe la posibilidad de utilizar hidrógeno como combustible para proveer mayor autonomía y reducir el tiempo de repostaje.

F. Red de gas. Inserción del hidrógeno verde en las redes de gasoductos existentes, formando parte de una mezcla con el gas natural.

Eficiencia energética

Para proyectar las mejoras en eficiencia, se emplea como fuente las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil en su “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032” (PDE 2032) (EPE, 2021). En estas proyecciones, la EPE utiliza una metodología *bottom-up* para estimar las mejoras en eficiencia en cada sector de la economía. Al estimar estas mejoras y

calcular la demanda potencial, es posible obtener una estimación de la demanda total del país al descontar el impacto de dichas mejoras en eficiencia.

FIGURA A 8.4

Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

ETAPA 1

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

ETAPA 2

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

ETAPA 3

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

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

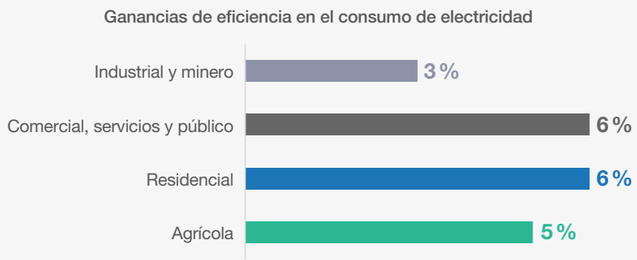
Por fin, para la clase de consumo residencial se utiliza el modelo de proyección energética del sector residencial (MSR) de la EPE, donde se realiza un análisis desagregado de los principales equipamientos residenciales hasta llegar a un valor de eficiencia para la propia clase. El MSR es un modelo técnico-paramétrico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

datos e información desagregada de equipamiento residencial para obtener proyecciones de consumo de energía para la clase residencial.

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

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

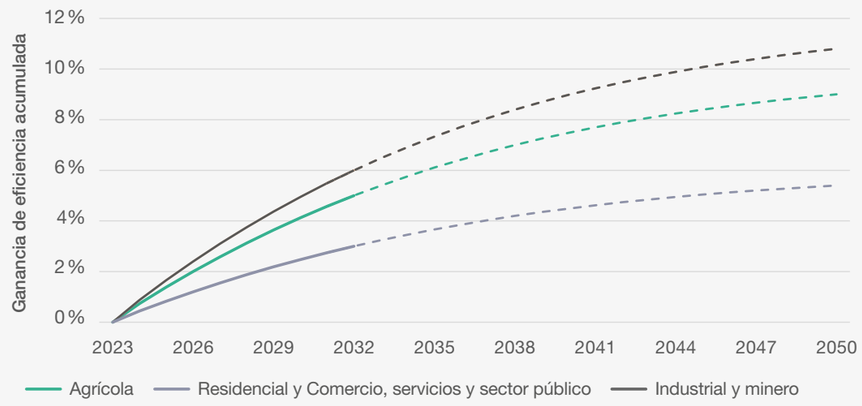


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



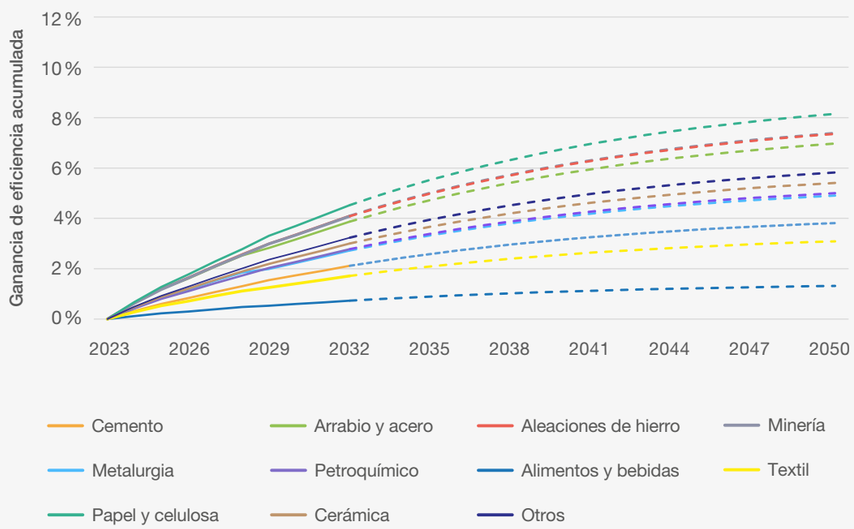
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

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

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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

Pronóstico de precios de los combustibles

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

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

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

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

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

Supuestos de oferta

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

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

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

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

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

Para las renovables, es importante mapear el potencial de cada tecnología para estimar las cantidades máximas, además de identificar los mejores sitios para el desarrollo de nuevos proyectos, respetando las restricciones ambientales y sociales. Para la estimación de la generación es importante crear escenarios

estocásticos compatibles con los recursos naturales locales. Esto se realiza utilizando el modelo desarrollado por PSR, conocido como Time Series Lab (TSL)

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

Supuestos de la expansión del sistema de transmisión

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

Infraestructuras de transmisión

Las inversiones en transmisión resultan de los incrementos de demanda, de las nuevas adiciones de capacidad de generación en los sistemas eléctricos y de la consecuente necesidad de evacuar esta cantidad incremental de energía.

Tales inversiones varían por país, de acuerdo con lo que se pronostique sobre la evolución de sus sistemas y de sus características físicas, topográficas, así como de los tipos de activos de transmisión disponibles en cada uno de ellos.

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

Las características más presentes en el sistema eléctrico del país fueron utilizadas como guía para la determinación de los niveles de tensión más comunes de dicho sistema y fueron contrastadas, siempre que fue posible, con los datos relativos a proyectos candidatos de acuerdo con informaciones locales, 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 estándares que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

CUADRO A 8.1

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

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2[15].

15 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:

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

Siendo:

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

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

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

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

Identificación de las necesidades de inversión en infraestructura de distribución

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

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

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

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

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

Metodología para estimar los elementos de medición inteligente

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

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

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

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

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

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

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

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

FIGURA A 8.5

Esquema típico de AMI

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

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

Etapa 1. Medidores Inteligentes para la inserción de GD.

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

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

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

Etapa 2. Desarrollo de componentes de una AMI típica.

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

- Se consideran inversiones en los enlaces de comunicaciones, necesarios para conectar los colectores con la base de datos y el *software* para la gestión de los datos.
- No fue posible estimar, debido a restricciones en el acceso a información y el ingente universo de distribuidoras abarcadas, las inversiones en los enlaces de comunicaciones necesarios para conectar los medidores inteligentes a los colectores. Dichos enlaces pueden ser instalados o actualizados dependiendo del estado actual de la red de comunicaciones que posee cada distribuidora en cada país. Las redes además pueden poseer características públicas o privadas y utilizar distintos tipos de medios físicos para transmitir la información (inalámbrico, onda portadora), hecho que genera una diversidad de posibilidades que dificulta aún más el proceso de estimación.
- Por el mismo motivo que el punto anterior, pero respecto de los sistemas de supervisión y adquisición de datos, no fue posible estimar inversiones en actualizaciones o instalación de nuevos sistemas SCADA[16]. 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 reconectadores 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.

16 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 Ecuador 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 Ecuador, 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	580	1.618	11.722
2040	3.186	6.503	89.925
2050	9.699	13.218	278.890

Metodología para estimar una red de cargadores públicos

Para la estimación de los costos que demandará el desarrollo de una red de recarga pública en cada país, se tienen los siguientes puntos de partida.

- Las características (capacidad instalada, pérdidas y factor de utilización) de cada tipo de estación de recarga modelo considerada. Al respecto, nótese que:
  - las capacidades se encuentran dentro de los límites previstos tanto por la IEA (2022) como por el Alternative Fuels Data Center (AFDC) de Estados Unidos (U.S Department of Energy, s. f.);
  - las pérdidas y el factor de utilización fueron tomados de trabajos previos realizados por MRC;
  - se ha asumido que esas dos variables decrecerán un 2 % por año (Austin, 2023).

  Cabe aclarar que es necesario modelar las estaciones de recarga privadas (residenciales) para poder obtener la energía que se debe abastecer con las estaciones públicas.

CUADRO A 8.6

Parámetros de las estaciones de recarga

Tipo de estación	Potencia (kW)	Pérdidas (porcentaje)	Factor de utilización	Costo por unidad (USD)
Residencial	7	5 %	40 %	2.000
Pública CA	22	5 %	40 %	5.600
Pública CC	60	5 %	65 %	20.500

- La potencia media demandada por el país debido a la electromovilidad por año. Estos valores fueron tomados del pronóstico de adopción de vehículos eléctricos, presentado en el subapartado “Electromovilidad”.
- El porcentaje de la energía total consumida por electromovilidad, que será abastecido por cada tipo de estación de recarga.

CUADRO A 8.7

Evolución del porcentaje de energía abastecida por cada tipo de estación

Año	Residencial	Pública CA	Pública CC
2023	95 %	5 %	0 %
2050	50 %	25 %	25 %

Debido al estado incipiente en el que se encuentran los países miembros de CAF en términos de desarrollos de infraestructura pública en este ámbito, se asumió que en 2023 las estaciones de recarga residenciales abastecían el 95 % del total de la energía consumida por los vehículos eléctricos. El 5 % restante era abastecido por las estaciones de corriente alterna (CA), dado que la tecnología de corriente continua (CC) no se encuentra, en términos generales, desplegada en la región.

Para el año 2050, el avance en infraestructura pública hará que el 50 % de la energía sea abastecida por estos medios.

Para los años intermedios, se ha asumido una proyección lineal desde 2023 hasta 2050.

- Una curva de carga típica por estación, tomada a partir de la experiencia internacional. En este punto, cabe aclarar que los horarios de recarga son sensibles a las tarifas existentes y al comportamiento de los individuos, con lo cual existen divergencias entre los países que no fueron considerados en este análisis a fin de homogeneizarlo.

GRÁFICO A 8.7

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada

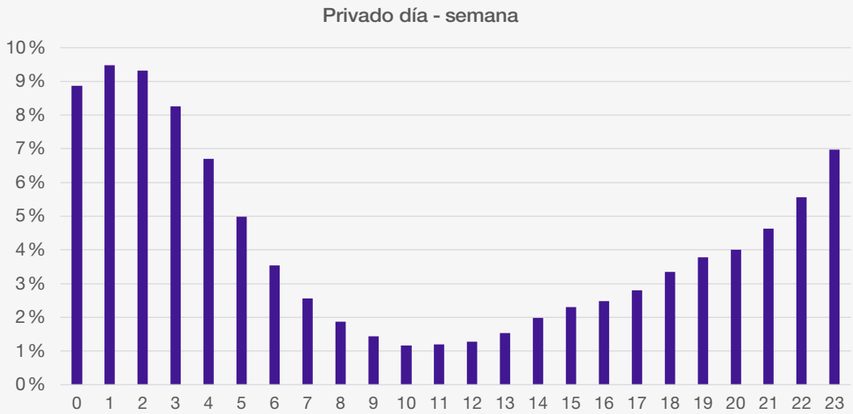
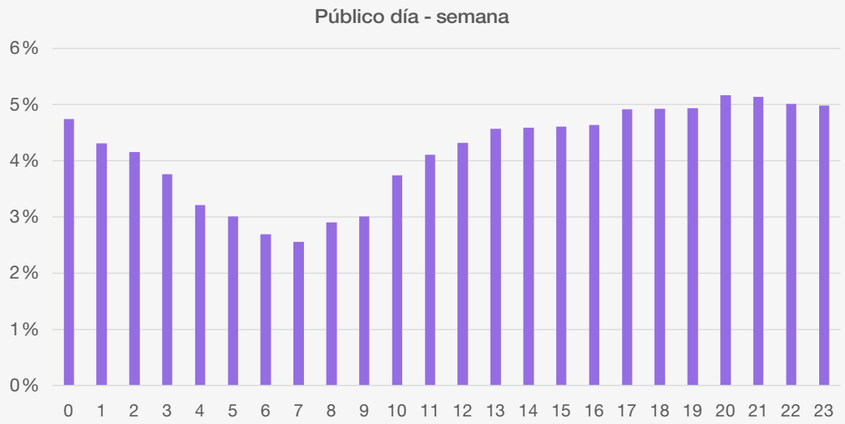


GRÁFICO A 8.8

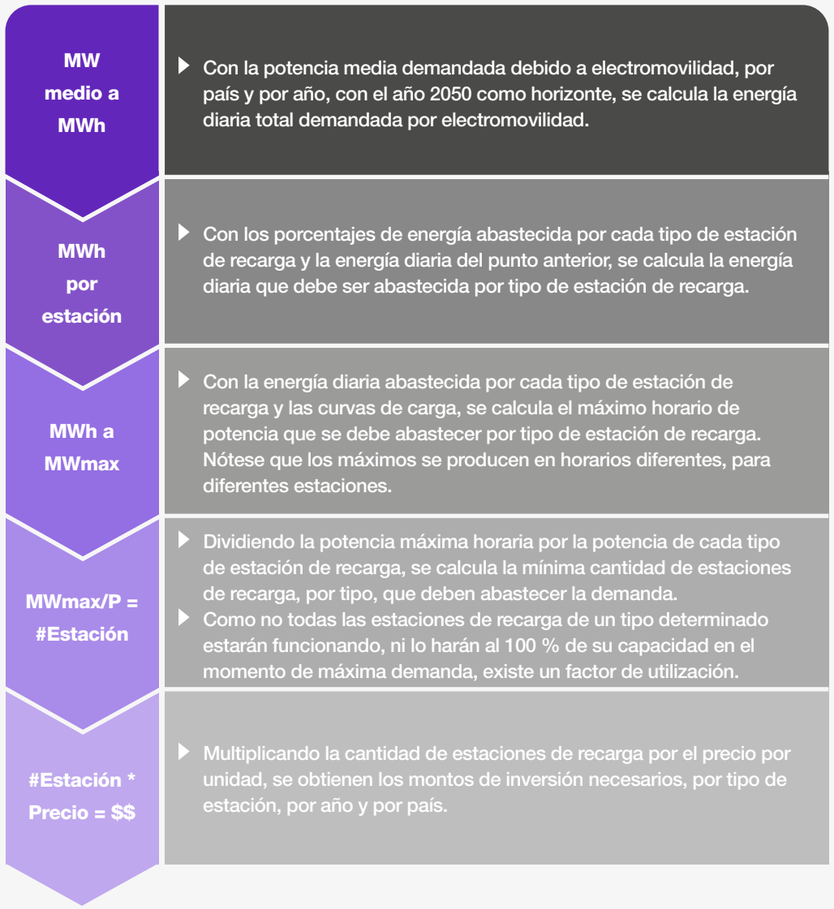
Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública



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

FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución

Las estimaciones de los costos que deberán afrontar las distribuidoras de los países miembros de CAF debido al incremento de la demanda por la creciente penetración de la electromovilidad se basan en la estimación de un valor

unitario medio de activos de red por potencia demandada (en USD/kW). Este se multiplica por el mencionado incremento anual, tomado de las proyecciones presentadas en el capítulo 5.

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

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

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

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

CUADRO A 8.8

Datos de distribuidoras de Chile

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

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

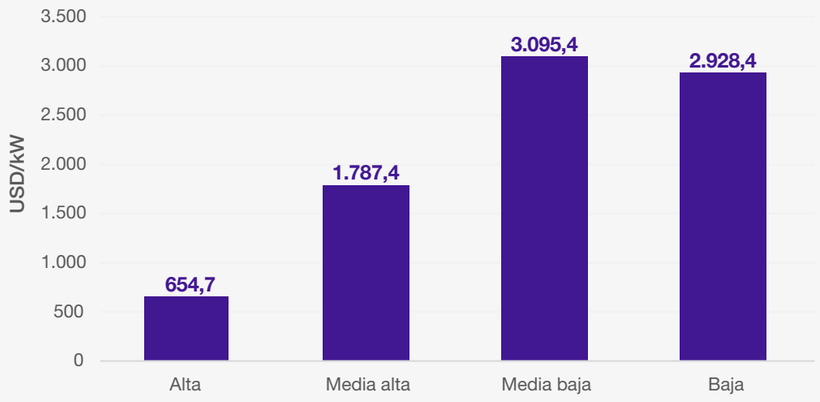
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- 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.

GRÁFICO A 8.9

VNR/kW instalado según la densidad de clientes por km de red



Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución Exenta N°40 de la CNE.

En promedio, el coeficiente seleccionado indica que es más oneroso hacer inversiones para abastecer el próximo kilovatio en distribuidoras con menos densidad de clientes por kilómetro de red, o sea, aquellas que se asemejan más a las redes rurales de distribución; por el contrario, en aquellas con alta densidad de clientes, que se asemejan a redes urbanas, el costo de abastecer el próximo kW es inferior, dado que pueden apoyarse en infraestructura existente y una red más mallada.

Posteriormente, para cada país se calcula el costo de alimentar a la nueva demanda por electromovilidad, asumiendo que se tiene un mismo valor de USD/kW en todo el territorio y que este valor corresponde a densidades alta y media-alta, estimando así los límites inferior y superior de las inversiones, respectivamente. En este último cálculo se considera que las estaciones de recarga se instalarán en zonas con mayor densidad de clientes y que las distribuidoras evolucionarán hacia valores mayores de clientes/km de red con el paso de los años.

BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE