

# 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

Colombia

**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 Colombia**

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

**Gerencia de Infraestructura y Transformación Digital**

Antonio Silveira  
Sandra Conde  
Frank Vanoy  
Ernesto Rimari

**Coordinador de la publicación**

Juan Ríos

**Autores**

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

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

**Gestión editorial**

Dirección de Comunicación Estratégica de CAF

**Revisión editorial y corrección de estilo**

Ana Gerez

**Diseño gráfico**

<https://cleiman.com>

**Fotografías**

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

**© CAF 2024**

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



# La transición energética de América Latina y el Caribe

## Una visión de sus oportunidades y desafíos hasta 2050

---

## Contexto actual y caminos para el futuro Colombia

## Resumen ejecutivo



## Introducción



## Caracterización del sistema eléctrico de Colombia

Caracterización del país y su matriz energética	31
Marco institucional y agentes del sector	32
Caracterización del sistema de generación	34
Caracterización del sistema de transmisión	36



## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo

<b>Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética</b>	<b>40</b>
<b>Estructura y funcionamiento sectorial</b>	<b>43</b>
Estructura sectorial	
Acceso al mercado mayorista y al sistema de transmisión	
Competencia en el mercado mayorista	
Mercados locales de energía	
Transparencia tarifaria	
<b>Políticas de transición energética</b>	<b>45</b>
Energías renovables no convencionales	
Eficiencia energética	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Redes y medición inteligentes	
Gas natural como vector de transición	

<b>Planeamiento y regulación sectorial</b>	<b>54</b>
Planificación energética y eléctrica	
Generación distribuida	
Almacenamiento con baterías	
<b>Iniciativas de organismos multilaterales</b>	<b>58</b>



## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones

<b>Metas de la transición</b>	<b>61</b>
<b>Proyección de los precios de los combustibles</b>	<b>63</b>
Proyección de los precios de los combustibles líquidos	
Proyección de los precios del gas natural	
Proyección de los precios del carbón	
<b>Tecnologías candidatas para la expansión</b>	<b>69</b>
<b>Supuestos adoptados en la expansión del sistema</b>	<b>74</b>
Demanda potencial	
Generación distribuida	
Electromovilidad	
Hidrógeno verde	
Eficiencia energética	
Demanda final	
Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo	



## Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Colombia

<b>Caso de BAU</b>	<b>93</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Caso de transición energética</b>	<b>103</b>
Expansión de la generación	
Perfil de generación	
Costos marginales	
<b>Comparación de los casos de BAU y TE</b>	<b>112</b>
<b>Inversiones en transmisión</b>	<b>121</b>
<b>Inversiones en distribución</b>	<b>125</b>
Instalación de medidores inteligentes	
Inversiones en estaciones de recarga pública	
Refuerzo de la red de distribución	





## Ejes de acción en Colombia

## Referencias

## Apéndice 2: Generación mensual por tecnología

## Apéndice 4: Inversiones en transmisión



## Conclusiones

## Apéndice 1: Adiciones de capacidad

## Apéndice 3: Inversiones en generación

## Apéndice 5: Mapas del potencial renovable eólico y solar

## Apéndice 6: Criterios considerados para el análisis sectorial

## Apéndice 8: Metodología para el cálculo de los supuestos

## Apéndice 7: Propuesta metodológica

## ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS



<b>Cuadro 2.1</b>	Especificaciones de la línea de transmisión	38
<b>Cuadro 3.1</b>	Brechas y posicionamiento en Colombia	41
<b>Cuadro 4.1</b>	Objetivos adoptados en el escenario de transición energética	62
<b>Cuadro 4.2</b>	Costos de inversión para centrales termoeléctricas	70
<b>Cuadro 4.3</b>	Costos de inversión para tecnologías renovables y baterías	71
<b>Cuadro 4.4</b>	Proyectos considerados en el plan de expansión de Colombia	90
<b>Cuadro 6.1</b>	Ejes de actuación en la transición energética de Colombia	139
<b>Figura 2.1</b>	Representación del sistema de transmisión colombiano	37
<b>Figura 5.1</b>	Principales regiones de Colombia y sus líneas de transmisión	122
<b>Figura 5.2</b>	Distribución de parques eólicos y solares en Colombia	123
<b>Figura 6.1</b>	Ejes de actuación para en la transición energética de América Latina y el Caribe	136

## ÍNDICE DE GRÁFICOS



<b>Gráfico 2.1</b>	Evolución de la capacidad instalada por tecnología	35
<b>Gráfico 2.2</b>	Canasta de capacidad instalada en Colombia a finales de 2023	36
<b>Gráfico 4.1</b>	Proyección de los precios de los combustibles líquidos	65
<b>Gráfico 4.2</b>	Proyección del precio de los combustibles líquidos adoptado en este estudio	65
<b>Gráfico 4.3</b>	Proyección de precios Henry Hub	66
<b>Gráfico 4.4</b>	Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio	67
<b>Gráfico 4.5</b>	Precio final del GN considerando costos de transporte y pérdidas por licuefacción	67
<b>Gráfico 4.6</b>	Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias	68
<b>Gráfico 4.7</b>	Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base	69
<b>Gráfico 4.8</b>	Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración	73
<b>Gráfico 4.9</b>	Curva de costos para baterías	73
<b>Gráfico 4.10</b>	Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico	75

<b>Gráfico 4.11</b>	Crecimiento y proyección del PIB	<b>76</b>
<b>Gráfico 4.12</b>	Proyección del crecimiento de la demanda potencial	<b>77</b>
<b>Gráfico 4.13</b>	Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida	<b>78</b>
<b>Gráfico 4.14</b>	Datos de proyectos de GD instalados en Colombia	<b>79</b>
<b>Gráfico 4.15</b>	Curva de adopción de la generación distribuida	<b>80</b>
<b>Gráfico 4.16</b>	Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB	<b>81</b>
<b>Gráfico 4.17</b>	Proyección de la demanda en el sector del transporte	<b>82</b>
<b>Gráfico 4.18</b>	Porcentaje de consumo de energía eléctrica en relación con la demanda del sector del transporte	<b>83</b>
<b>Gráfico 4.19</b>	Consumo de electricidad de la flota de vehículos	<b>84</b>
<b>Gráfico 4.20</b>	Porcentaje de demanda de electromovilidad versus demanda potencial	<b>84</b>
<b>Gráfico 4.21</b>	Producción de hidrógeno verde en Colombia	<b>86</b>
<b>Gráfico 4.22</b>	Consumo de electricidad de los electrolizadores	<b>86</b>
<b>Gráfico 4.23</b>	Distribución de la demanda en los sectores de la economía colombiana	<b>87</b>

<b>Gráfico 4.24</b>	Proyección de las ganancias de eficiencia	<b>88</b>
<b>Gráfico 4.25</b>	Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios	<b>89</b>
<b>Gráfico 5.1</b>	Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema colombiano en el caso de BAU	<b>94</b>
<b>Gráfico 5.2</b>	Evolución de la capacidad instalada en el sistema colombiano hasta 2050 en el escenario de BAU	<b>95</b>
<b>Gráfico 5.3</b>	Adiciones y retiros de capacidad en el sistema colombiano en el caso de BAU	<b>95</b>
<b>Gráfico 5.4</b>	Canasta de generación anual en el sistema colombiano en 2024	<b>97</b>
<b>Gráfico 5.5</b>	Perfil de generación mensual en el sistema colombiano en 2024	<b>97</b>
<b>Gráfico 5.6</b>	Despacho típico diario en el sistema colombiano en 2024	<b>98</b>
<b>Gráfico 5.7</b>	Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema colombiano en el caso de BAU	<b>99</b>
<b>Gráfico 5.8</b>	Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema colombiano en el caso de BAU	<b>99</b>
<b>Gráfico 5.9</b>	Despacho típico diario en el sistema colombiano para el año 2050 en caso de BAU	<b>100</b>
<b>Gráfico 5.10</b>	Costos marginales anuales en el sistema colombiano en el caso de BAU	<b>101</b>

## Gráfico 5.11

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema colombiano en el caso de BAU 103

## Gráfico 5.12

Expansión de la canasta de capacidad instalada en el sistema colombiano en el caso de TE 104

## Gráfico 5.13

Evolución de la capacidad instalada en el sistema colombiano hasta 2050 en el caso de TE 105

## Gráfico 5.14

Adiciones de capacidad en el sistema colombiano en el caso de TE 105

## Gráfico 5.15

Canasta de generación anual para el año 2040 en el sistema colombiano en el caso de TE 107

## Gráfico 5.16

Perfil de generación mensual para el año 2040 en el sistema colombiano en el caso de TE 107

## Gráfico 5.17

Despacho típico diario en el sistema colombiano para el año 2040 en el caso de TE 108

## Gráfico 5.18

Canasta de generación anual para el año 2050 en el sistema colombiano en el caso de TE 109

## Gráfico 5.19

Perfil de generación mensual para el año 2050 en el sistema colombiano en el caso de TE 109

## Gráfico 5.20

Despacho típico diario en el sistema colombiano para el año 2050 en el caso de TE 110

## Gráfico 5.21

Costos marginales anuales en el sistema colombiano en el caso de TE 111

## Gráfico 5.22

Evolución del perfil horario de costos marginales en el sistema colombiano en el caso de TE 112

## Gráfico 5.23

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema colombiano 113

## Gráfico 5.24

Comparación de las incorporaciones de capacidad en el sistema colombiano en los casos de BAU y TE 114

## Gráfico 5.25

Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados para el sistema colombiano 115

## Gráfico 5.26

Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema colombiano en los casos de BAU y TE 116

## Gráfico 5.27

Comparación de los costos marginales en el sistema colombiano en los casos de BAU y TE 117

## Gráfico 5.28

Evolución de los costos de inversión en generación 118

## Gráfico 5.29

Evolución de los costos de operación 118

## Gráfico 5.30

Comparación del costo marginal de expansión y cálculo de la prima verde en Colombia 120

## Gráfico 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión colombiano por década 124

## Gráfico 5.32

Inversiones en distribución (capacidad acumulada) 126

## Gráfico 5.33

Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada) 127



**Gráfico 5.34**

Estimación de los costos de medición  
inteligente acumulados por periodo **128**

**Gráfico 5.35**

Cantidad de estaciones de recarga  
pública por instalar anualmente **129**

**Gráfico 5.36**

Inversiones anuales en estaciones  
de recarga pública por escenario **130**

**Gráfico 5.37**

Inversiones anuales en la red e distribución **131**

# Abreviaciones

<b>AGGE</b>	Autogenerador de gran escala
<b>AGPE</b>	Autogenerador de pequeña escala
<b>BAU</b>	Continuidad ( <i>business as usual</i> )
<b>CLPE</b>	Contratación a largo plazo de energía eléctrica
<b>CME</b>	Costo marginal unitario de expansión
<b>CMO</b>	Costo marginal unitario de operación
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>CSP</b>	Termosolar de concentración ( <i>concentrated solar power</i> )
<b>EE</b>	Eficiencia energética
<b>EMIIT</b>	Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas
<b>ER</b>	Energía renovable
<b>ERNC</b>	Energía renovable no convencional
<b>FENOGE</b>	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
<b>GD</b>	Generación distribuida
<b>GN</b>	Gas natural
<b>GNL</b>	Gas natural licuado
<b>GW</b>	Gigavatio
<b>GWh</b>	Gigavatios por hora
<b>H2</b>	Hidrógeno
<b>Kt</b>	Kilotón o kilotonelada

<b>kV</b>	Kilovoltios
<b>MM</b>	Mercado mayorista
<b>MME</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>MUSD</b>	Millones de dólares estadounidenses
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>OEF</b>	Obligación de energía firme
<b>PROURE</b>	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
<b>SIN</b>	Sistema interconectado nacional
<b>t</b>	Toneladas
<b>TE</b>	Transición energética
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero Energética
<b>USD</b>	Dólares estadounidenses
<b>XM</b>	Expertos en Mercados

# Resumen ejecutivo

» América Latina y el Caribe posee un gran potencial para impulsar el desarrollo de las energías renovables y avanzar en el camino hacia la descarbonización.

Sin embargo, una adecuada articulación y ejecución de políticas que favorezcan la transición energética y permitan lograr en las próximas décadas el objetivo de un desarrollo sostenible, con mayor equidad social, depende del punto de partida y un buen conocimiento de las particularidades y posibilidades de cada país.

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

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

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

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

expansión de la generación (tecnología, cantidad, ubicación y temporalidad); los requerimientos asociados a la transmisión como resultado 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 Colombia revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos. Por un lado, se han aprobado leyes políticas específicas con el objetivo de impulsar el proceso de transición en el país, como la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021. Estas leyes establecen un marco legal para la promoción de las energías no convencionales (ERNC) y el desarrollo de tecnologías renovables. Sin embargo, en este último ámbito, aún se carece de objetivos directos de implantación para 2030 y en lo que respecta a las ERNC, las subastas han aumentado, pero su penetración es todavía incipiente.

En cuanto a la eficiencia energética, a pesar de la existencia de incentivos tributarios, los costos para la modernización tecnológica son altos, lo que requiere medidas adicionales para incentivarla. La implementación de medidores y redes inteligentes es también incipiente en el país y encuentra obstáculos para su financiamiento y la aplicación de tarifas horarias o mecanismos de respuesta a la demanda.

Además, se ha adoptado la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y una reducción arancelaria para vehículos eléctricos para impulsar la electromovilidad en el país. Al mismo tiempo, la falta de una red de carga pública es una traba para la adopción de esta tecnología, especialmente fuera de la capital.

Por otro lado, se ha presentado la Hoja de Ruta del Hidrógeno y se han establecido marcos regulatorios para proyectos piloto de hidrógeno verde. No obstante, Colombia todavía enfrenta desafíos para el desarrollo normativo en esta área y barreras financieras que podrían superarse con financiamiento internacional.

El uso del gas natural presenta un gran potencial como combustible de transición en el país, siendo una alternativa viable para reemplazar al carbón en los sectores industrial y eléctrico, así como para su expansión en el transporte y en el ámbito residencial. A pesar de eso, se vislumbran desafíos en el aprovisionamiento a medio plazo, que exigen una mejora en la infraestructura actual. Según el plan de suministro de gas natural publicado por el Gobierno, Colombia requería una inversión de más de USD 2.084 millones en infraestructura de gas natural en un periodo de 15 años para atender la creciente demanda de este recurso fósil. De

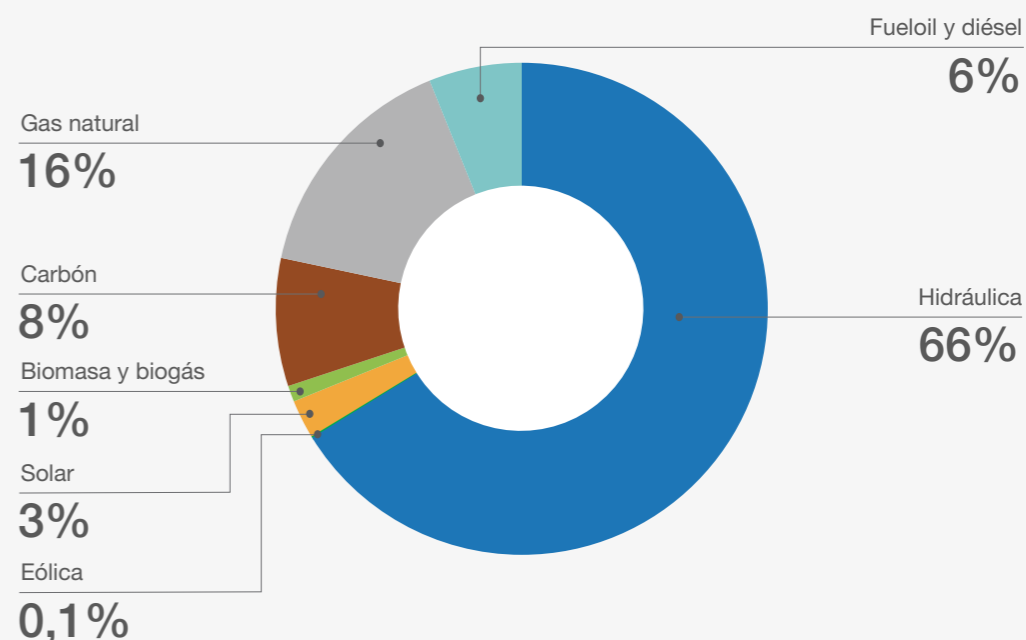
esa cantidad, más de USD 1.223 millones estarían destinados a proyectos de gasoductos y USD 861 millones a instalaciones de regasificación.

En materia de planeamiento y regulación del sector eléctrico, se han establecido marcos legales para la planificación energética, la generación distribuida y el almacenamiento con baterías, según lo establecido en el informe “Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa” de 2023. Estas acciones reflejan los esfuerzos realizados en el país para establecer directrices y prácticas que faciliten el proceso de transición.

Al cierre de 2023, el sistema eléctrico colombiano se caracterizaba principalmente por la presencia de centrales hidroeléctricas, las cuales representaban aproximadamente el 66 % de la matriz de generación. Le seguían las centrales de gas natural, contribuyendo con alrededor del 16 % de la capacidad instalada. Las energías renovables, como la eólica y la solar, aún estaban en etapas iniciales de desarrollo en el país, ocupando menos del 5 % del total.

GRÁFICO 1

Canasta de capacidad instalada por tecnología a finales de 2023

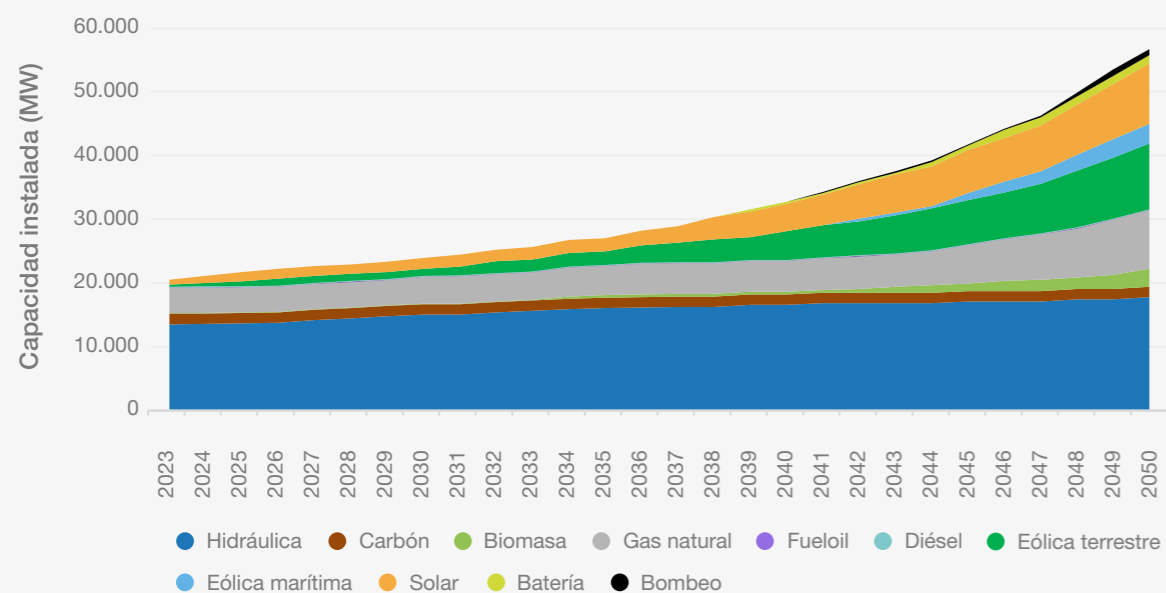


Fuente: XM (2024)

En el caso de BAU, se prevé un aumento significativo de las energías renovables intermitentes en la matriz de generación, convirtiéndose en la principal fuente de producción de electricidad en Colombia al final del período de estudio (2050). Las simulaciones muestran, en particular, una adición de 9,1 GW con plantas solares y 13 GW con eólicas (terrestres y marítimas). En este escenario, se estimó una inversión total en generación igual a USD 42.449 millones.

GRÁFICO 2

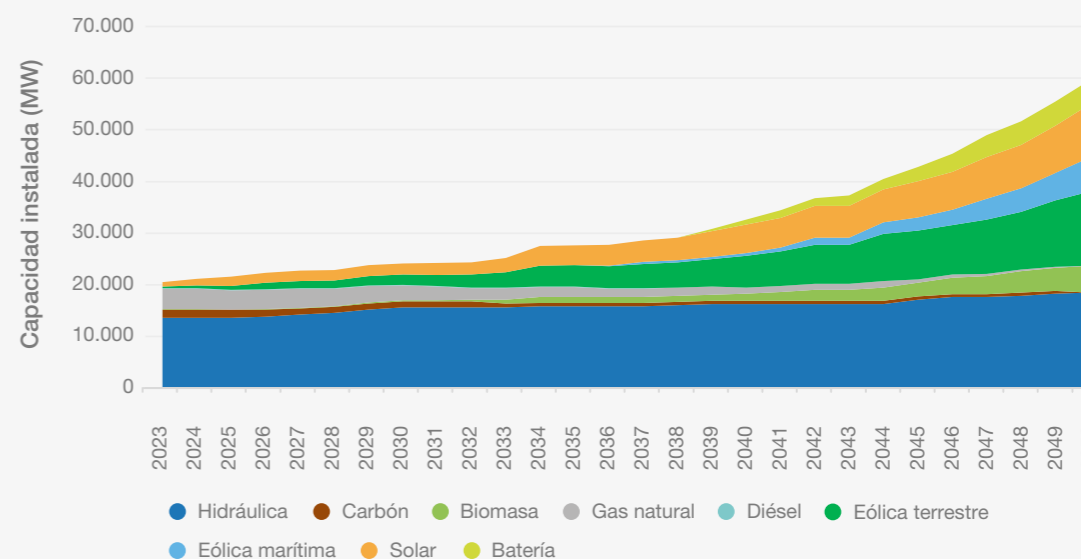
Evolución de la capacidad instalada en el sistema colombiano hasta 2050 en el caso de BAU



En el caso de TE, la participación de fuentes intermitentes aumenta aún más debido a la meta de dismantelar todas las centrales emisoras de GEI. Tecnologías como las eólicas marítimas ganan más espacio, con una adición de 6,5 GW (frente a los 3,2 GW en el caso de BAU). Además, se prevé un aumento en las adiciones de baterías y centrales hidroeléctricas reversibles. En este escenario se estima un total de inversiones en generación igual a USD 59.542 millones, lo que significa un aumento del 40 % en comparación con las previstas en el caso de BAU.

GRÁFICO 3

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

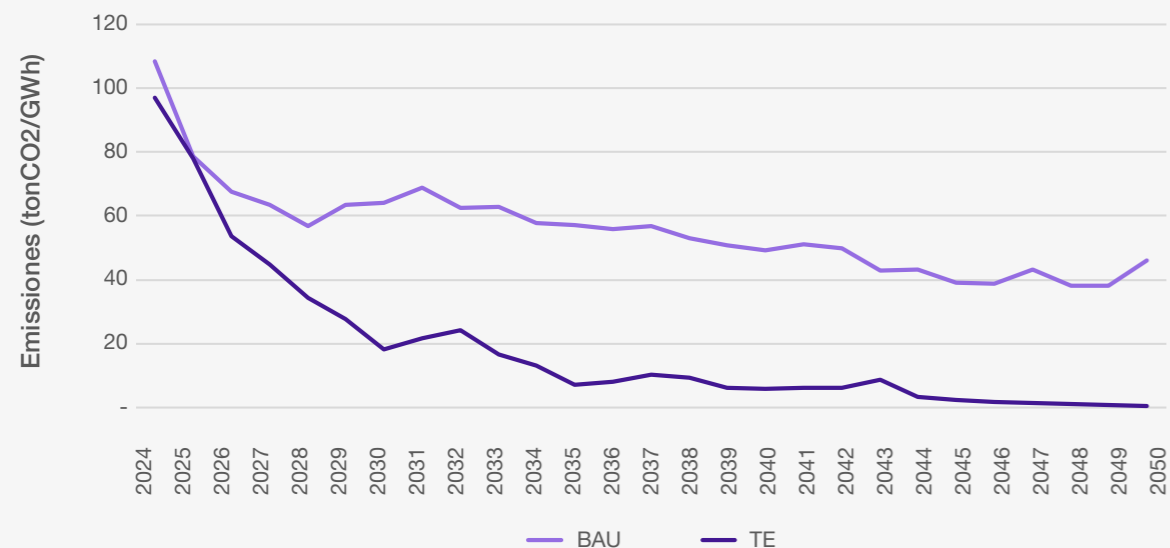


Las emisiones de GEI sufren una reducción a lo largo del horizonte de estudio en ambos escenarios, particularmente en el de transición, hecho que ya se puede comprobar en el primer año con la retirada de algunos generadores diésel del sistema. En el caso de BAU, las emisiones se mantienen en un nivel cercano a 50 ton/GWh de CO<sub>2</sub> anuales, con un aumento al final del horizonte por la entrada de algunos generadores que consumen gas natural. En el caso de TE, las emisiones disminuyen progresivamente y llegan a cero en el último año analizado, dado que, en este punto, no quedan plantas térmicas emisoras de GEI en el sistema colombiano.



GRÁFICO 4

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

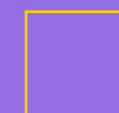
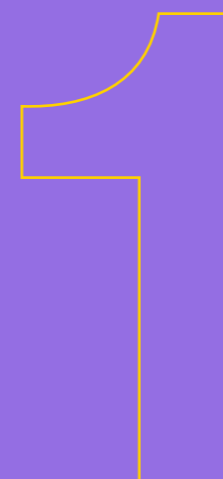


En cuanto a los costos totales de inversión (generación, transmisión y distribución), se observa que las metas establecidas en el caso de TE conllevan un aumento de aproximadamente el 35,7 % respecto al escenario de BAU (USD 71.565 millones en comparación con USD 54.211 millones). Esto se debe a una mayor demanda de energía eléctrica, al desmantelamiento de centrales térmicas con capacidad de 7,5 GW y a los objetivos de generación renovable definidos para el escenario de transición. El cuadro 1 resume la inversión total en generación, transmisión y distribución para el periodo 2024-2050 en el país en los dos casos de expansión considerados.

CUADRO 1

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

Casos	Generación	Transmisión	Distribución	Total
BAU (MUSD)	42.449	7.961	3.800	54.211
TE (MUSD)	59.542	10.223	3.800	73.565



# 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 Colombia 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 chileno 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 Colombia, 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 Colombia, 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 Colombia.

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

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

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

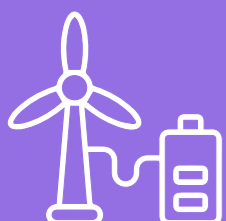
# 2

## Caracterización del sistema eléctrico de Colombia



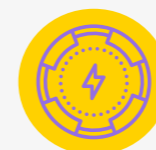


» En este capítulo se analiza el sector eléctrico del país, presentando el panorama institucional del sector y sus principales agentes. A continuación, se describen los sistemas físicos de generación y transmisión de energía, detallando la participación de las diferentes fuentes de energía en las capacidades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



#### Síntesis del sistema eléctrico de Colombia

- Capacidad instalada de casi 20.000 megavatios (MW), con un parque de generación mayoritariamente compuesto por fuentes renovables convencionales (66 % de hidroeléctrica) y térmicas de gas natural, diésel y carbón.
- Colombia tiene una interconexión de 500 MW con Ecuador e interconexiones inactivas con Venezuela, que suman 290 MW.
- El sistema de transmisión de Colombia cuenta actualmente con cerca de 27.900 kilómetros (km) de líneas de transmisión a niveles de tensión de 110 kilovoltios (kV), 115 kV, 138 kV, 220 kV, 230 kV y 500 kV, aunque la mayoría son de 115 kV y 230 kV.



## Caracterización del país y su matriz energética

El territorio colombiano se encuentra ubicado en las denominadas regiones andina, amazónica y tropical. Colombia es la cuarta mayor economía de América Latina, después de las de Brasil, México y Argentina, con un producto interno bruto (PIB) de 354.900 millones de dólares estadounidenses (USD) en 2022 (Banco Mundial, 2022b). El PIB ha crecido a una tasa promedio del 2,5 % en los últimos diez años (FMI, 2023) y su PIB per cápita fue de USD 6.843<sup>1</sup> en 2022.

<sup>1</sup> Calculado con datos de Banco Mundial (2022b; 2022c).

El sistema eléctrico alcanzaba a toda la población de Colombia, de 51,87 millones de habitantes al cierre de 2022 (Banco Mundial, 2022c). Ese mismo año, el consumo de electricidad fue igual a 1.650 kWh por habitante (Our World In Data, 2024).

Colombia forma parte del acuerdo para la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA). Actualmente, tiene una interconexión con Ecuador (500 MW). Ambos países han realizado importantes intercambios de electricidad, a través de líneas de 220 kV, gracias en parte a sus patrones hidrológicos, que se complementan. Colombia también tiene interconexiones eléctricas con niveles de tensión de 220 kV con Venezuela (dos líneas que totalizan 290 MW), aunque estas no operan actualmente.

La capacidad instalada del sistema eléctrico colombiano era de casi 20.000 MW a finales de 2023. El parque de generación estaba mayoritariamente compuesto por fuentes renovables convencionales (las hidroeléctricas representaban el 66 % de la capacidad) y centrales térmicas de gas natural, diésel y carbón. Las fuentes renovables no convencionales están en desarrollo en el país, pero, de momento, sólo representan el 2,5 % de la matriz.

Por otro lado, durante la estación seca o en años marcados por el fenómeno de El Niño, la importación desde Ecuador hacia Colombia aumenta significativamente. Una de las medidas adicionales adoptadas por el Gobierno colombiano para eludir la situación de sequía crítica de 2016 fue la maximización de las importaciones ecuatorianas.



## Marco institucional y agentes

Las principales instituciones del mercado eléctrico colombiano son el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Compañía de Expertos en Mercados (XM)<sup>2</sup>.

El Ministerio de Minas y Energía es el responsable de la dirección y formulación de las políticas energéticas. Además, dirige y coordina la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, buscando el uso racional de la energía y el desarrollo de fuentes alternativas.

La UPME, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, tiene por objetivo planificar el sector energético y el de minería, así como apoyar las políticas públicas orientadas al desarrollo eléctrico.

La SSPD lleva a cabo el análisis sectorial y la evaluación de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Esos análisis tienen por objetivo fundamental la formulación y orientación de políticas, planes, proyectos o programas de gestión que permitan la verificación del cumplimiento de las leyes y normas establecidas a nivel nacional e internacional en la materia.

La reguladora del sistema eléctrico es la CREG, una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía. La entidad también debe promover la competencia entre los prestadores de servicios públicos, para que las operaciones de los monopolios naturales (actividades de transmisión y distribución) o de libre competencia (actividades de generación y comercialización) sean económicamente eficientes. La comisión se compone de ocho expertos en asuntos energéticos, de dedicación exclusiva, elegidos por el presidente de la República.

XM, empresa subsidiaria de ISA, es regulada por la CREG y su negocio principal se basa en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en la administración del Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM). Entre sus funciones están la planeación de los recursos de generación y transmisión de Colombia, realizada a corto, mediano y largo plazo, de acuerdo con la demanda de energía eléctrica; la administración del MEM, atendiendo las transacciones comerciales de aproximadamente 150 agentes; la promoción del crecimiento del sector energético, y el desarrollo del comercio internacional de energía.

<sup>2</sup> Se pueden obtener más detalles sobre cada una de estas instituciones en los respectivos sitios web: Ministerio de Minas y Energía (<https://www.minenergia.gov.co/en/>); CREG (<https://www.creg.gov.co/>); SSPD (<http://www.superservicios.gov.co/>); UPME (<https://www1.upme.gov.co/>) y XM (<https://www.xm.com.co/>).

Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) es la principal compañía estatal de Colombia y la principal operadora del Sistema de Transmisión Nacional (STN), propietaria de cerca del 75 % de los activos de la red de transporte que operan en tensiones igual o superiores a 220 kV.



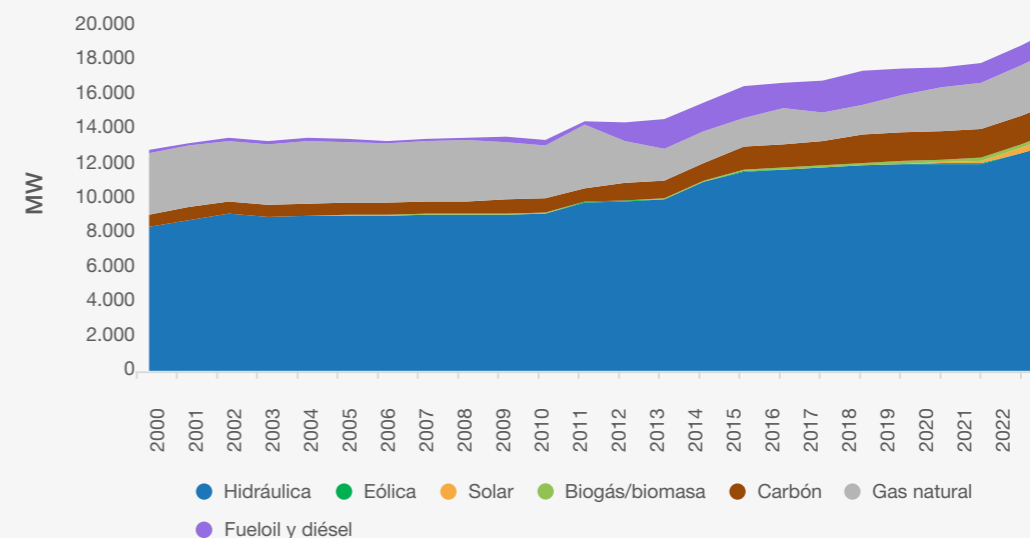
## Caracterización del sistema de generación

El sistema de generación de Colombia cuenta actualmente con cerca de 20 GW de capacidad instalada, más de 230 plantas en funcionamiento y aproximadamente 75 empresas operando en el mercado. Las centrales hidroeléctricas tienen la mayor parte de la participación en el mercado (representan alrededor del 66 % de la capacidad instalada), mientras que las centrales termoeléctricas (principalmente de gas natural, combustibles líquidos y carbón) conforman prácticamente el resto. Las fuentes renovables intermitentes (eólica y solar) aún son incipientes en el país, aunque ha habido un movimiento para fomentar las inversiones en estos tipos de energía en los últimos años, por lo que se espera que aumenten considerablemente en el futuro cercano.

En el gráfico 2.1, se presenta la capacidad instalada histórica acumulada. En él se observa una sustitución de las centrales térmicas de gas natural por centrales bicomcombustibles, que funcionan con ese producto y petróleo, debido a la escasez de GN en algunas plantas desde 2012. Sin embargo, se espera que las plantas de gas vuelvan a generar energía eléctrica en el futuro, aprovechando los nuevos yacimientos descubiertos en el país.

GRÁFICO 2.1

Evolución de la capacidad instalada por tecnología



Fuente: XM (2023).

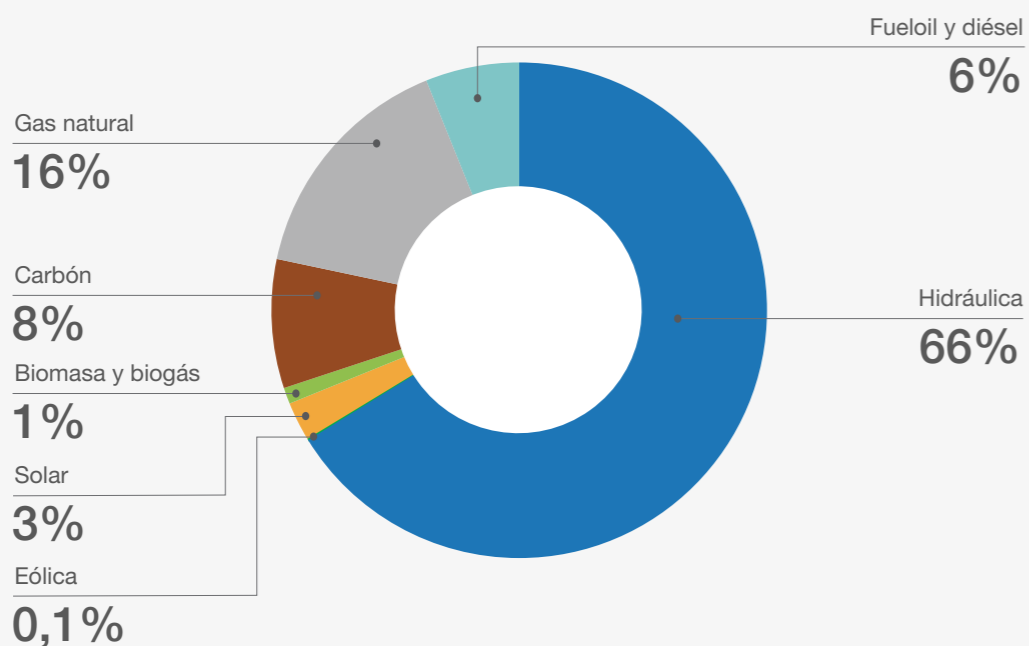
A finales de 2023, las centrales hidroeléctricas representaban aproximadamente el 66 % de la matriz de generación en el sistema colombiano, mientras que las de gas natural representaban en torno al 16 % de la capacidad instalada y las energías renovables ocupaban menos del 5 % del total.

La participación de los diferentes combustibles en la generación eléctrica del país depende en gran medida de los fenómenos climáticos, que influyen en la disponibilidad de hidroelectricidad. Durante eventos de El Niño más intensos, por ejemplo, la disponibilidad de agua es significativamente menor de lo normal, incurriendo en un mayor despacho térmico.



GRÁFICO 2.2

Canasta de capacidad instalada en Colombia a finales de 2023



Fuente: XM (2023).



## Caracterización del sistema de transmisión

El sistema eléctrico colombiano cuenta actualmente con cerca de 29.169 km de líneas de transmisión a diferentes niveles de tensión (110 kV, 115 kV, 138 kV, 220 kV, 230 kV y 500 kV), siendo la mayoría (aproximadamente el 66 %) de 115 kV y 230 kV.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está compuesto por el conjunto de líneas que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, mientras el sistema regional (STR) está integrado por líneas con tensiones inferiores a ese valor y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

El STN es la red troncal, ya que transporta grandes cantidades de energía, principalmente desde plantas de generación hasta grandes centros de consumo. Está formado por aproximadamente 17.215 km de líneas, de las cuales el 64 % tiene una tensión de 230 kV. La figura 2.1 y el cuadro 2.1 resumen las características físicas de la red de 2019 y de 2023, respectivamente.

FIGURA 2.1

Representación del sistema de transmisión colombiano



Fuente: UPME (2019).

CUADRO 2.1

Especificaciones de la línea de transmisión

Tipo de línea	Longitud (km)
110 kV	3.761
115 kV	8.178
138 kV	15
220 kV	2.668
230 kV	10.959
500 kV	3.588

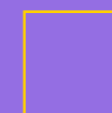
Fuente: XM (2023).

El STN cuenta con 15 agentes que operan y representan comercialmente los activos de transmisión, pero menos de la mitad gestionan líneas. Los demás solo representan comercialmente otros activos, como bahías, transformadores y capacitores.

Las subsidiarias de ISA (Intercolombia y Transelca) poseen la mayoría de los activos en el STN. Otros actores importantes del sistema de transmisión de alta tensión son Empresas Públicas de Medellín (EPM) y Grupo Energía Bogotá (GEB).

En el sistema de transmisión regional, hay más empresas operando. Algunas de las más importantes son Empresas Públicas de Medellín, Celsia, Codensa (Enel), Afinia (Caribe Mar, que es filial de EPM), Air-E (Caribe Sol) y Empresa de Energía de Boyacá (EBSA).

# 3



## Análisis sectorial e identificación de las brechas de desarrollo





## Brechas y oportunidades en las políticas de transición energética

El análisis de las políticas de transición energética en Colombia revela brechas y áreas de mejora en diferentes aspectos:

- ▶ **Energías renovables no convencionales (ERNC).** Si bien las subastas han aumentado la penetración de las ERNC en la matriz, la participación de estas es todavía incipiente.
- ▶ **Eficiencia energética.** A pesar de la existencia de reglamentación sobre incentivos tributarios, los costos siguen siendo altos para la modernización tecnológica en eficiencia energética, lo que requiere el desarrollo de incentivos adicionales.
- ▶ **Electromovilidad.** La falta de una red de carga pública es una barrera para la penetración de los vehículos eléctricos en Colombia, especialmente en áreas fuera de la capital.
- ▶ **Desarrollo de proyectos piloto de hidrógeno verde.** Se ha lanzado la Hoja de Ruta del Hidrógeno y se han establecido marcos regulatorios. Por otro lado, el desarrollo de proyectos piloto enfrenta barreras financieras, que podrían ser superadas mediante mecanismos de financiamiento con fondos internacionales.
- ▶ **Implementación de medidores y redes inteligentes.** Hay planes para la implementación de medidores inteligentes, pero su penetración aún es incipiente. Además, hay obstáculos para implementar modalidades tarifarias horarias para clientes residenciales e impulsar mecanismos de respuesta a la demanda.

- ▶ **Necesidad de infraestructura para el gas natural.** A pesar de la intención de utilizar gas natural como vector de transición en varios sectores, se evidencian dificultades de abastecimiento en el mediano plazo, que requieren un refuerzo de la infraestructura actual.

CUADRO 3.1

Matriz de brechas y posicionamiento de Colombia

PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Estructura y funcionamiento sectorial	Estructura sectorial	Industria segmentada (generación, transmisión y distribución), con competencia en el mercado mayorista.	La estructura estimula a los agentes privados a la eficiencia económica.
	Acceso al mercado mayorista (MM) y al sistema de transmisión	Acceso al MM abierto a través de autorizaciones, con subastas competitivas para energías renovables (ER).  Libre acceso al sistema de transmisión, con condiciones técnicas establecidas.	Las subastas de ER favorecen la concreción ordenada de los objetivos establecidos en la política energética.  El libre acceso al sistema de transmisión favorece la competencia entre actores.
	Competencia en el MM	Existencia de distintos mercados, entre ellos el de ofertas.	La competencia en el mercado de ofertas es un inductor adicional para la disminución de los costos de producción de energía eléctrica.
	Mercados locales de energía	No están implantados.	El desarrollo de mercados locales de energía puede favorecer la transición energética.
	Transparencia tarifaria	Solo cargos por energía para todos los usuarios.	Baja transparencia tarifaria para los usuarios, a quienes se les factura únicamente por concepto de energía consumida.
Políticas de transición energética	Energías renovables no convencionales (ERNC)	Regulación: Ley 1715 de 2014; Decreto 570; Resolución MME 40590.  Objetivos de descarbonización para 2030 y 100 % para 2050.  Instrumentos: subastas de ER.	Las subastas, si bien han aumentado la penetración de ERNC, lo han hecho de manera incipiente.  Se deberá evaluar continuamente la seguridad en el abastecimiento del sistema por la incorporación de renovables y la posibilidad de sequías en el país.
	Eficiencia energética (EE)	Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.  Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE).  Existencia de normativa de etiquetado.  Existencia de normas de EE en edificios.	La modernización tecnológica, mediante la sustitución de aparatos por otros que consuman una menor cantidad de energía, tiene hasta ahora costos prohibitivos.



PILAR	Variable	Estado actual	Posicionamiento/brecha para la transición
Políticas de transición energética	Electromovilidad	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica.  Reducciones arancelarias a los vehículos eléctricos.  Existencia de reglamento de estaciones de recarga.	Está pendiente el desarrollo de una red de recarga a nivel nacional.
	Hidrógeno verde (HV)	Hoja de Ruta del Hidrógeno.  Mecanismos para la promoción del hidrógeno verde y azul.  Convocatorias para el desarrollo de proyectos piloto.	Revisión de la normativa técnica para el almacenamiento y transporte de hidrógeno.  Construcción de proyectos piloto como parte de una primera etapa de crecimiento y adquisición de la pericia necesaria.
	Redes y medición inteligentes	Existencia de un plan nacional, con desarrollo dilatado por el lento ingreso de medidores inteligentes.  Existencia de normativa para medidores y funcionalidades específicas que agregan inteligencia a la red.	Ausencia de normativa para la incorporación de ciertas funcionalidades, como, por ejemplo, la tarificación horaria residencial y mecanismos de gestión de demanda.
	Gas natural (GN) como vector de transición	Reconocimiento como vector que puede aportar seguridad al sistema, particularmente en momentos de sequía.	La utilización de la GN está en parte supeditada a las posibilidades de importación que tenga Colombia.
Planeamiento y regulación sectorial	Planificación energética y eléctrica	Planificación indicativa de la generación y la transmisión. La distribución queda a cargo de la empresa, según el área de concesión.  Planificación energética con escenarios de transición para 2030 y 2050, que consideran la movilidad eléctrica, el hidrógeno de bajas emisiones y la generación distribuida.	El planeamiento de la transmisión y la generación contribuye a alinear la expansión del sistema con los objetivos previstos en la planificación energética para 2030 y 2050.
	Generación distribuida (GD)	Norma de facturación y medición netas para autogeneradores de pequeña escala (AGPE) o GD de autoconsumo.  Regulación específica para generadores distribuidos (GD para comercialización).	Regulación incipiente (2021).  El esquema previsto, junto con el programa de incentivos, ha incrementado levemente la penetración de esta tecnología en el sistema.
	Almacenamiento con baterías	Reglamentación existente para la incorporación de almacenamiento a la red cuando se identifiquen necesidades para su aplicación.	Hasta la fecha, se ha adjudicado un proyecto bajo el mecanismo previsto.

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



## Estructura y funcionamiento sectorial

### ► Estructura sectorial

Existe una segmentación entre los sectores de generación, transmisión (STN) y distribución. En el sector de generación, aproximadamente 75 empresas operan en el mercado. Por otro lado, El STN cuenta con 15 agentes que gestionan y representan comercialmente los activos de transmisión, pero solo siete de ellos operan líneas. Los demás representan otros activos, como bahías, transformadores y capacitores, pero ni manejan técnicamente las líneas ni las representan comercialmente. Finalmente, existen distintas distribuidoras con áreas de concesión definidas.

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

La Ley 143 de 1994 establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (Gobierno de Colombia, 1994). Esta Ley, en su artículo 30, norma las condiciones de libre acceso a redes de transmisión y distribución, siempre y cuando se cumplan los requisitos que rigen el acceso y el pago de las retribuciones que correspondan.

### ► Competencia en el mercado mayorista

Existen cinco tipos de transacciones en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia:

- Transacciones en bolsa de energía (mercado *spot*), en las que los

generadores y comercializadores intercambian ofertas y demandas de energía. Los generadores presentan sus ofertas de precios y declaran su capacidad disponible. El despacho se hace en función de su competitividad (por mérito de precios), en la medida en que la red física lo permita.

- ▶ Contratos bilaterales de tipo financiero entre comercializadores y generadores, para cubrir el riesgo de precios en bolsa.
- ▶ Cargo por confiabilidad, donde el generador se compromete con obligaciones de energía firme (OEF).
- ▶ Mercado de servicios auxiliares (control automático de la generación [AGC] y otros) que aseguran la operación del sistema.
- ▶ Transacciones internacionales de corto plazo.

## ▶ Mercados locales de energía

En Colombia, no se ha observado la presencia de mercados locales de energía que puedan proveer servicios auxiliares de red a los operadores.

## ▶ Transparencia tarifaria

El cuadro tarifario analizado corresponde al de Enel, empresa agente del mercado cuya área de concesión es Bogotá y Cundinamarca. Se observa que las tarifas se encuentran delimitadas por el nivel de tensión y por estrato social y que se cobra un cargo por consumo tanto a los usuarios residenciales como a los comerciales e industriales.

La situación requiere de cierta consideración, dado que no existen cargos fijos que permitan cubrir los costos de esas características que asumen las distribuidoras colombianas. En consecuencia, la GD que se conecte a la red en el país podría tener un efecto desfavorable para aquellos usuarios que no instalen esta tecnología, ya que deberían hacerse cargo de la porción de cobros que la distribuidora deja de percibir por parte de los primeros, lo que, a su vez, podría incitar a una mayor adopción de la GD. Esto podría llevar a las empresas distribuidoras a una situación de espiral de la muerte (lo que inglés se conoce como *death spiral*), porque amenazaría su sostenibilidad financiera.



## Políticas de transición energética

### ▶ Energías renovables no convencionales

La Ley 1715 de 2014, “por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional” (Gobierno de Colombia, 2014), definió un régimen de promoción de energías renovables, estableciendo un marco legal para el fomento de la investigación, inversión y desarrollo de tales tecnologías. Esta legislación fue parcialmente actualizada en la Ley 2099 del 2021, “por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones” (Gobierno de Colombia, 2021).

Los puntos sobresalientes de ambos documentos son los siguientes:

- ▶ Las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía se consideran un asunto de utilidad pública e interés social.
- ▶ Se agregan los conceptos de generación distribuida y respuesta de la demanda en lo referente a las distintas fuentes de energía renovable que se prevé desarrollar.
- ▶ Se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) como un patrimonio autónomo, administrado por el Ministerio de Minas y Energía. El objeto del FENOGE es promover, ejecutar y financiar planes, programas y proyectos de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, e iniciativas de gestión eficiente de la energía.



Con respecto a los proyectos y ejecución de obras de energías renovables, el Decreto 570 del año 2018, emitido por el Ministerio de Minas y Energía (MME, 2018), junto con la Resolución MME 40590 de 2019 y su modificatoria Resolución MME 40141 de 2021, establecieron los lineamientos para la implementación de un mecanismo complementario a los existentes con el objetivo de promover la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica. Posteriormente, la UPME ordenó la realización de subastas para la asignación de contratos de suministro de energía a largo plazo entre cada generador y comercializador que resultasen adjudicatarios. Así, quedarían definidos la fecha de inicio del suministro de energía eléctrica, un período de suministro por contrato, un precio máximo y la demanda objetivo a subastar. De esas informaciones, las dos últimas serían dadas a conocer luego de la recepción de las ofertas.

De esta manera, se realizaron subastas a partir del año 2019, con el siguiente detalle:

- ▶ Subasta para la contratación de largo plazo de energía eléctrica (CLPE) N.º 02-2019, con acuerdos de compraventa (PPA, por sus siglas en inglés) por 15 años, en la cual se adjudicaron 8 proyectos, de los cuales 3 fueron solares fotovoltaicos y 5 eólicos, con una capacidad instalada total de 1.290 MW y un precio promedio ponderado<sup>3</sup> de 95,65 dólares por kilovatio hora (USD/kWh).
- ▶ Subasta CLPE N.º 03-2021, con PPA por 15 años, en la cual se adjudicaron 11 proyectos solares fotovoltaicos con una capacidad total instalada de 796 MW a un precio promedio ponderado<sup>3</sup> de 135,85 USD/kWh en la subasta (55 % de las adjudicaciones) y 180,72 USD/kWh en el mecanismo complementario<sup>4</sup> (45 % de las adjudicaciones).

Finalmente, cabe destacar la adhesión de Colombia en noviembre de 2022 a la Global Offshore Wind Alliance (GOWA), una alianza promovida por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el Gobierno de Dinamarca y el

<sup>3</sup> Se realizó un promedio ponderado para los tres bloques horarios definidos para la venta de energía. Bloque 1 de las 00:00 a 7:00 horas (h), Bloque 2 de las 7:00 h a las 17:00 h y Bloque 3 de las 17:00 a las 24:00 h.

<sup>4</sup> Dado que la energía adjudicada en la subasta fue inferior al 70 % de la energía objetivo, se utilizó el mecanismo complementario para celebrar contratos de compraventa de energía entre los vendedores no adjudicatarios y los comercializadores que aún requerían de energía eléctrica.

Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés), que reúne gobiernos, empresas e inversores del sector privado, organizaciones internacionales y otras partes interesadas con el objeto de acelerar el desarrollo de la tecnología eólica marítima.

En Colombia no se han definido hasta ahora objetivos de penetración de las energías renovables para 2030, sino que estos se indican de manera indirecta como objetivos de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

## ▶ Eficiencia energética

Entre las medidas ya tomadas en términos de eficiencia energética, se destacan la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, que, entre otros puntos, promueven el uso eficiente de energía; el proyecto Eficiencia Energética en la Industria Colombiana 2016-2019; la Resolución del MME 41012 de 2015, por la cual se expide el Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), y la Resolución 0549 de 2015 del Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, que establece los porcentajes de ahorro de energía y agua que deben satisfacer las nuevas construcciones de diferentes tipologías en los distintos climas del país (UPME, s.f.b).

Paralelamente, mediante la Resolución 180919 de 2010, la UPME presentó el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE), el cual estableció metas de reducción del consumo para 2022 en los sectores de transporte, industria, terciario y residencial (MME, 2010). El Plan de Acción del PROURE fue adoptado en 2010 y es actualizado periódicamente por la UPME. La versión vigente actualmente corresponde al período 2022-2030 (UPME, s. f.a), adoptada por el MME a través de la Resolución 40156. En esta versión, se exponen los potenciales de eficiencia energética y de reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en diferentes sectores de la economía como resultado de la modernización tecnológica y del cambio de combustibles, y se proyecta tanto el impacto de la eficiencia energética en la demanda y las emisiones en el periodo 2022-2030 como los costos incurridos (MME, 2022). El documento estableció además los siguientes objetivos para 2030:

- ▶ Reducir la participación de la leña en el sector residencial en un 13 %.
- ▶ Reducir la intensidad energética.



**Colombia cuenta con incentivos tributarios para promover la eficiencia energética, pero hace falta reforzar las medidas teniendo en cuenta los costos prohibitivos de la sustitución de los aparatos eléctricos por otros que consuman menos electricidad.**

Si bien existe reglamentación sobre incentivos tributarios<sup>5</sup>, se han identificado brechas para lograr los objetivos planteados. Entre ellas figuran los costos prohibitivos que supone la modernización tecnológica mediante la sustitución de aparatos eléctricos por otros que consuman una menor cantidad de energía. Por ello, es necesario el reforzamiento de las medidas que lo incentiven.

### ► **Electromovilidad**

Colombia estableció en 2019 su Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (Gobierno de Colombia, 2019). Este documento contiene los objetivos planteados a nivel nacional y las líneas de acción previstas para lograrlos, en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada en 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas.

En cuanto a los antecedentes regulatorios del país sobre electromovilidad, se destaca la reducción arancelaria establecida en el Decreto 1116 de 2017, expedida por el Ministerio de Comercio. En virtud de este, los aranceles para la importación serían nulos en el caso de los vehículos eléctricos y del 5 % en el de unidades híbridas. La medida se aplicaba a un total de 52.800 unidades entre los años 2017 y 2027. Posteriormente, el Decreto 2051 de 2019 estableció una nueva reducción arancelaria permanente para vehículos eléctricos y de gas natural, de manera que la tasa pasó al 0 % y al 5 % respectivamente.

Otro antecedente es la promulgación de la Ley 1964 de 2019, “por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones” (Gobierno de Colombia, 2019). Esta legislación genera esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones, limita las tarifas aplicables al 1 % del valor del vehículo eléctrico y establece un descuento para la revisión técnico-mecánica de dichas unidades, entre otros puntos.

Las medidas se clasifican según el horizonte temporal de implementación, pudiéndose identificar:

- ▶ Medidas que se deben aplicar entre los años 2021 y 2025.
  - La normalización de un programa de arancel-reembolso (lo que

<sup>5</sup> La Ley 1715 de 2014 prevé la exención del IVA a aquellos proyectos que la UPME considere relacionados con la eficiencia energética.

inglés se denomina *feebate*)<sup>6</sup> y un estándar mínimo de emisiones, además del desarrollo de modelos de gestión energética relativa a la recarga de vehículos.

- Diseño e implementación de un sistema de etiquetado vehicular, como el implementado en Bogotá, que lo publicó en agosto de 2023 (Secretaría Distrital de Ambiente, 2023).
  - Desarrollo de la red de puntos de carga con ubicaciones óptimas accesibles para el transporte público de pasajeros urbano e interurbano, el de carga y el particular.
  - Expedición de la reglamentación necesaria para el desarrollo de la infraestructura de carga en las zonas residenciales y comerciales (MME, 2023). En septiembre de 2023 el Ministerio de Minas y Energía puso a disposición de la ciudadanía el proyecto de resolución que establece las condiciones de interoperabilidad para las estaciones de carga de acceso público de vehículos eléctricos e híbridos enchufables.
- ▶ Medidas de largo plazo (2025 en adelante), orientadas a la incorporación cultural de la electromovilidad.

Respecto al primer grupo de medidas se observa que una barrera para la penetración de vehículos eléctricos en Colombia es el desarrollo de una red de carga pública, particularmente en aquellas ciudades alejadas de la capital nacional.

## ▶ Hidrógeno verde

Colombia ha lanzado recientemente la Hoja de Ruta del Hidrógeno (MME, 2021), abarcando hidrógeno verde y azul<sup>7</sup>. A corto plazo, el hidrógeno azul es la opción de bajas emisiones más favorable en Colombia, especialmente si se utilizan las infraestructuras industriales existentes. El país cuenta con amplias reservas de recursos fósiles, especialmente de carbón, que podrían ser destinados a la producción de hidrógeno azul.

<sup>6</sup> Se trata de un sistema autofinanciado de tarifas y descuentos.

<sup>7</sup> Es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles y que cuenta con un sistema de captura, uso y almacenamiento de carbono como parte de su proceso de producción. Es considerado una fuente no convencional de energía (FNCE).

Sin embargo, a partir de 2030, la producción de hidrógeno verde en las zonas con mejores recursos eólicos del país (particularmente la de Caribe Norte, compuesta por La Guajira, Magdalena, Atlántico, Sucre, Norte de César y Norte de Bolívar) comienza a presentarse como la alternativa más competitiva. De hecho, entre 2030 y 2040, se espera que coexistan el hidrógeno azul y el verde, dependiendo del recurso natural disponible para la producción en cada región de Colombia. A partir de 2040, se prevé que el hidrógeno verde sea la alternativa más competitiva en todo el país.

Para el desarrollo de la actividad, se ha creado la siguiente legislación:

- ▶ Ley 2099 de 2021, que incorpora los conceptos de hidrógeno verde e hidrógeno azul, tecnologías sobre las cuales se implementaron mecanismos de exenciones impositivas, además de la posibilidad de utilizar fondos del FENOGÉ para su desarrollo (Gobierno de Colombia, 2021).
- ▶ Decreto 1476 de 2022, que reglamenta artículos de la Ley 2099 y define mecanismos para la promoción del hidrógeno verde y azul (MME, 2022). También prevé la dinamización del mercado en los ámbitos de prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía y descarbonización de sectores como los de transporte, gas, hidrocarburos, minería e industria.
- ▶ Ley 2169 de 2021, “por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbononeutralidad y resiliencia climática, y se dictan otras disposiciones” (Gobierno de Colombia, 2021). Esta ley declara de utilidad pública e interés social los proyectos y obras que involucren dicha tecnología.
- ▶ Decreto 1537 de 2022, que reglamenta un artículo de la Ley 2169 y detalla el trámite necesario para la obtención, por parte de un proyecto o una obra que utilice hidrógeno verde o azul, de la declaración de utilidad pública e interés social (MME, 2022).

En el año 2022, la iniciativa +H2 Colombia<sup>8</sup>, creada por el FENOGÉ, realizó una

<sup>8</sup> Se puede obtener más información sobre esta empresa en su sitio web (<https://www.h2colombia.com/>).



convocatoria para manifestaciones de interés. El objetivo fue la recolección de información sobre actores interesados en el mercado del hidrógeno y sus distintos proyectos a lo largo de la cadena de valor. En dicho marco, se recibieron aproximadamente 60 solicitudes de financiamiento, en su mayoría en una etapa de maduración temprana (FENOGE, 2023) y, por ende, con riesgos altos para su implementación considerando el posible financiamiento público.

Utilizando información de la convocatoria, se podrían incorporar en los próximos años mecanismos de financiamiento con fondos internacionales o de bancos multilaterales a fin de sortear esta primera barrera para el desarrollo de proyectos piloto en Colombia. Adicionalmente, la Hoja de Ruta menciona la necesidad de revisar la normativa técnica de almacenamiento y transporte de hidrógeno, para considerarlo como vector de transición energética.

## ► Redes y medición inteligentes

En términos de instalación de medidores inteligentes, la penetración es aún incipiente. No obstante, el Plan Energético Nacional 2020-2050 indica como meta, para 2030, la implementación de infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) para el 75 % de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (UPME, 2020). Por este motivo, en un contexto en el cual Colombia se apoya en la inversión privada de sus distribuidores (BID, 2023), la UPME debe desarrollar un programa de aceleración del despliegue de la AMI, que incluya iniciativas de socialización de los beneficios, opciones de financiamiento y monitoreo con visualización de datos del avance (UPME, s.f.d).

Adicionalmente, en el año 2016, se publicó el estudio *Smart Grids Colombia Visión 2030*, que contiene la hoja de ruta para la implementación de redes inteligentes en el país (UPME, 2016). Entre las iniciativas allí previstas y ejecutadas hasta la fecha, que permiten la implementación de redes inteligentes en el país, se encuentran:

- ▶ Definición de funcionalidades mínimas de medidores inteligentes, realizado por la Resolución CREG 40072 de 2018.
- ▶ Implementación de la modalidad tarifaria horaria para clientes comerciales e industriales.

Por otro lado, dentro de los componentes previstos en los mencionados planes de incorporación de la medición inteligente, se encuentra el Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), que será una entidad encargada de recopilar, gestionar y distribuir datos de energía eléctrica obtenidos a partir de la AMI. En tal sentido, este gestor actuará como un intermediario neutral, garantizando la transparencia y la seguridad en el manejo de los datos personales que se envíen, lo que es fundamental tanto para el respeto de la privacidad de los usuarios como para la efectividad de las operaciones del sistema eléctrico.

Finalmente, entre las iniciativas por ejecutar y que permitirían superar barreras para el desarrollo de la actividad, se encuentra:

- ▶ La implementación de una modalidad tarifaria horaria para clientes residenciales.
- ▶ El impulso a mecanismos de respuesta a la demanda, teniendo en cuenta que se han tomado medidas incipientes al respecto, relacionadas con el envío de señales de precios a los grandes consumidores para que modifiquen su patrón de consumo (CREG, 2023).

## ► Gas natural como vector de transición

El análisis previsto en el Plan Energético Nacional 2020-2050 se divide por sectores (UPME, 2020). Así, para el sector industrial, la intención de largo plazo es sustituir el carbón, que actualmente representa un porcentaje sustancial de su abastecimiento de combustible energético, por gas natural.

Para el sector del transporte, la sustitución de los combustibles líquidos (incluyendo las mezclas de biocombustibles) por gas natural se realiza en forma lenta y paulatina en todos los escenarios analizados. En consecuencia, en 2050 continúan predominando los combustibles líquidos, aunque con distintos grados de sustitución por GN, electromovilidad e hidrógeno verde.

Para el sector residencial, hay escenarios poco agresivos en cuanto a descarbonización, con características tendenciales. Por tanto, se avanza con la gasificación de los consumos, sustituyendo leña por GN y gas licuado de petróleo (GLP), especialmente en las zonas rurales.

En lo que concierne al sector eléctrico, el gas natural continuará siendo un elemento importante para el abastecimiento de las centrales termoeléctricas, particularmente actuando como complemento de:

- ▶ Las centrales hidroeléctricas en periodos de sequía.
- ▶ Fuentes renovables no convencionales incorporadas al sistema, como la solar fotovoltaica y la eólica.

Cabe en este punto aclarar que los cambios mencionados enfrentan ciertas dificultades de abastecimiento, que se avizoran en el mediano plazo y que están relacionadas con la imposibilidad de satisfacer la demanda interna sin acceder a importaciones<sup>9</sup>, para lo cual se requiere un refuerzo de la infraestructura actual.

El plan de suministro de gas natural del Gobierno advierte de la necesidad de invertir USD 2.084 millones en infraestructura de gas natural entre 2023 y 2038 para atender la creciente demanda de este recurso fósil. Esta suma incluye USD 1.223 millones destinados a proyectos de gasoductos y USD 861 millones para instalaciones de regasificación. Entre los principales proyectos, figuran la ampliación del terminal de regasificación de gas natural licuado SPEC en Cartagena y la construcción de la terminal de GNL en Buenaventura, que ha sido aplazado en los últimos años.



## Planeamiento y regulación sectorial

### ▶ Planificación energética y eléctrica

El artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007, establece que es competencia del Ministerio de Minas y

<sup>9</sup> Esto se debe a que, de acuerdo con el PROURE 2022-2030 (UPME, s. f.a), existe una tendencia a la baja en la producción de GN en el país.

Energía la definición de los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión, así como fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución (Gobierno de Colombia, 2007).

Los planes de expansión son indicativos y se realizan con un horizonte de 15 años, mostrando las intenciones, hipótesis y previsiones contempladas en el desarrollo del sistema eléctrico de Colombia.

La planificación energética, por otro lado, es plasmada en el Plan Energético Nacional para 2050 (UPME, 2020), que posee como objetivos:

- ▶ Una reducción del 51 % de las emisiones de GEI para 2030.
- ▶ La carbononeutralidad en 2050.

Se observan en ambas planificaciones la presencia de elementos de transición energética, tales como la penetración de la electromovilidad, el desarrollo de la industria del hidrógeno verde y la inserción de elementos de digitalización de las redes eléctricas, considerados en las secciones anteriores. En tal sentido, el proceso de planificación no constituye una barrera para lograr los objetivos mencionados siempre y cuando se continúe con la actualización sistemática de los documentos.

### ▶ Generación distribuida

La Ley 1715 de 2014 regula la integración de energías renovables no convencionales al sistema energético colombiano y sus modificatorias (Gobierno de Colombia, 2014). Entre estas se encuentra la Ley 2099 de 2021, que dicta disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y otras disposiciones con las que se busca promover el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía (Gobierno de Colombia, 2021). Además, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores y otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de la energía de autogeneración y de generación distribuida.

En ese marco, la Resolución CREG 174 de 2021, “por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en



el Sistema Interconectado Nacional”, es la reglamentación vigente para todas aquellas instalaciones de esas características que estén conectadas al SIN (MME, 2021). La Resolución se aplica a:

- ▶ Autogeneradores de pequeña escala (AGPE), definidos como aquellos productores de energía eléctrica destinada principalmente a atender sus necesidades (autoconsumo), con una potencia instalada de generación inferior a 1 MW.
- ▶ Generadores distribuidos (GD), definidos como la empresa de servicios públicos con una planta con capacidad inferior a 1 MW, que está cerca de los centros de consumo y conectada al sistema de distribución local (SDL).

El esquema de facturación para los AGPE depende de la comparación entre la importación (consumo) de energía que haga en el periodo de facturación y los excedentes acumulados en el mismo periodo. Si el primer término es mayor que el segundo, los excedentes son permutados, en la misma cantidad, por la energía consumida (medición neta, con pagos al comercializador). Si el segundo término es mayor que el primero, los excedentes se liquidan al precio horario de bolsa de energía correspondiente (facturación neta).

La Resolución 174 menciona también a los autogeneradores de gran escala (AGGE), definidos como aquellos productores de energía eléctrica destinada principalmente a atender sus propias necesidades, con una potencia instalada de 1 MW a 5 MW, pero solo para indicar los procedimientos para su conexión.

Para obtener el permiso de conexión, los agentes deben seguir un proceso específico en un sistema de ventanilla única perteneciente a la UPME. El proceso incluye intercambio de información con el operador de la red a la cual se conecte. Si el AGPE y AGGE tienen previsto vender sus excedentes al sistema, deberá verificarse previamente que el sistema tiene capacidad disponible para la conexión de las instalaciones<sup>10</sup>. Esta verificación varía en su simplicidad según el tamaño de estas. Posteriormente, se deberá firmar un contrato de conexión con la distribuidora, en el que se estipulan las condiciones técnicas y de intercambios de energía.

<sup>10</sup> Habrá disponibilidad siempre y cuando 1) la sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de tensión menor a 1 kV, sea igual o menor que el 50 % de la capacidad nominal del circuito; y 2) la energía total que pueden entregar en una hora todos los GD y AGPE a la red sea inferior al 50 % del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior.

Con respecto a las tecnologías utilizadas, la Resolución no orienta la actividad de autogeneración o generación distribuida hacia un tipo de fuente de energía específico. Sin embargo, la remuneración y posibilidad de venta de los excedentes varía según la fuente de generación y el tipo de agente.

En términos de regímenes de promoción de la GD, en Colombia este tipo de proyectos son considerables dentro del FENOGGE, que, como se ha indicado, administra el Ministerio de Minas y Energía.

## ▶ Almacenamiento con baterías

Dos documentos legales ofrecen la base regulatoria para la incorporación de sistemas de almacenamiento en el STN y los STR. El primero es la Resolución CREG 98 de 2019, “por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional” (CREG, 2019). La segunda es su modificatoria Resolución CREG 70 de 2021, “por la cual se hacen ajustes a la Resolución CREG 98 de 2019, relacionada con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica” (CREG, 2021).

En esos documentos, se especifican cómo debe identificarse la necesidad de instalación de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías y los lineamientos generales para la adjudicación y puesta en marcha de proyectos de esta naturaleza. Además, se determina la remuneración que percibirá el agente adjudicatario.

En este marco, en enero de 2021, la UPME publicó los documentos para seleccionar un inversionista y un interventor para el diseño y construcción, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías por 50 MW en el Departamento de Atlántico. Este proyecto fue objeto de la convocatoria pública UPME STR 01-2021, adjudicada en julio de 2021, y actualmente en fase de ejecución (UPME, s.f.d).

Se observa entonces un marco regulatorio destinado a identificar necesidades del sistema eléctrico, y el posterior proceso para satisfacerlas mediante la instalación de un sistema de almacenamiento con baterías.



## Iniciativas de organismos multilaterales

Entre las iniciativas de relevancia finalizadas recientemente o en curso de realización, se destacan tres del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y una del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE):

- ▶ Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta de Transición Energética (BID, s. f.a). Este proyecto tiene por objetivo apoyar el desarrollo de actividades que permitan tener información básica para la definición de un programa de intervenciones en el Litoral Pacífico Colombiano. Más concretamente, busca promover el acceso a un servicio de energía eléctrica confiable, eficiente y sostenible para la población de esa región, incluyendo la promoción de soluciones energéticas sostenibles que reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles. Su propósito también es mejorar las condiciones en las que habita la población con la implementación de acciones en energización rural.
- ▶ Apoyo de la transición energética en la Amazonía (BID, s. f.b). La iniciativa consta de dos componentes. El primero es el financiamiento de actividades para identificar y priorizar a las comunidades donde viven personas sin acceso al servicio de energía eléctrica, dando prelación a los pueblos indígenas y mujeres cabeza de hogar, que puedan ser atendidos a través de minirredes o sistemas individuales mediante el uso de ERNC. El segundo consiste en la financiación de un proyecto piloto enfocado en la sustitución o complementariedad del diésel, priorizando el potencial energético local a partir de ERNC, para que, posteriormente, pueda ser replicado en otras comunidades de la región.
- ▶ Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (BID, s. f.c). El objetivo del BID con este programa es mejorar el uso de la energía

eléctrica en los hogares de estratos bajos y del sector oficial de la Región Caribe, a través de la implementación de medidas de gestión eficiente de la energía que permitan reducir las emisiones de GEI y el consumo de electricidad en el sector residencial y oficial. Además, intenta educar a la población de la Región Caribe acerca de la importancia del ahorro y uso eficiente de la energía a través de capacitaciones a técnicos y usuarios del servicio.

- ▶ Apoyo a la acción climática, la transición energética justa y el fortalecimiento fiscal verde (BCIE, 2024). Entre los objetivos del BCIE con este proyecto se encuentra fortalecer el marco fiscal y jurídico para promover la energía renovable en el mercado eléctrico y fomentar la movilidad sostenible, incluyendo la movilidad activa. También contempla fortalecer las finanzas públicas a través de la modificación de impuestos ambientales y la simplificación de los impuestos para las micro, pequeñas y medianas empresas (mipymes), robusteciendo así el marco fiscal para un crecimiento verde a largo plazo.

Las iniciativas mencionadas se enfocan en la transición energética a nivel de país y regional, con el objeto de abarcar al total de la población en el territorio colombiano. Para ello, proponen principalmente la utilización de ERNC y el fortalecimiento de las medidas de eficiencia energética, dos de las áreas que presentan mayores dificultades, de acuerdo con lo expuesto en este documento. En consecuencia, las iniciativas tienen un grado de alineación elevado con el presente estudio.

# 4

## Prospectiva del sistema eléctrico: supuestos para simulaciones



## Metas de la transición

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

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

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



CUADRO 4.1

Objetivos adoptados en el escenario de transición energética

PAÍS	Metas hasta 2030	Metas hasta 2050
Argentina	No exceder 359 MtCO <sub>2</sub> e (economía general). 20 % de energía renovable al 2025.	75% de generación limpia al año 2050.
Barbados	70 % de descarbonización del sector eléctrico.	No hay metas definidas. 95 % de descarbonización del sector eléctrico.
Bolivia	79 % de renovables (incluida hidráulica). 19 % de otras renovables.	75 % de generación renovable (incluida hidráulica).
Brasil	50 % de reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> e (vs. 2005).	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
Chile	Participación renovable del 80 %.	Carbononeutralidad.
Colombia	Reducción en un 51% de las emisiones (considerado para el sector eléctrico en el estudio).	Carbononeutralidad.
Costa Rica	Alcanzar y mantener la generación 100 % renovable.	Carbononeutralidad. Mantener la generación 100 % renovable.
Ecuador	20,9 % de reducción de las emisiones para 2025.	No hay metas definidas. Se consideró la carbononeutralidad en el sector eléctrico.
El Salvador	Aumento en un 50 % de la capacidad renovable con respecto a 2019.	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Jamaica	Reducción de las emisiones de entre 25,4 % y 28,5 % con respecto a 2005 (economía general).	No hay metas definidas. Se consideró una meta del 75 % de generación limpia.
México	Reducción de las emisiones de GEI entre el 22 % y el 36 % (condicionada). Reducción de las emisiones de carbono negro entre un 51 % y un 70 % (condicionada)	50% de generación de fuentes no emisoras.
Panamá	15 % de renovables no convencionales en la generación (escenario promedio de las CDN).	No hay metas definidas. Se consideró la retirada de todas las centrales térmicas, excepto aquellas que utilizan gas natural.
Paraguay	Reducción de las emisiones de GEI entre el 10 % y el 20 % (economía general).	Carbononeutralidad.
Perú	No exceder 208,8 MtCO <sub>2</sub> e (economía general), o 179 MtCO <sub>2</sub> e (meta condicionada).	Se consideró carbononeutralidad.
República Dominicana	Emisiones en el sector eléctrico no pueden exceder 9,85 MtCO <sub>2</sub> e.	No hay metas definidas. Se consideró, como mínimo, la retirada del carbón y los combustibles líquidos.
Trinidad y Tobago	Reducción del 15 % en los sectores de generación, transporte e industria con respecto al caso de BAU de su Estrategia de Reducción de Carbono.	No hay metas definidas. Se consideró una reducción de las emisiones del 50 %.

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

Nota: La abreviación MtCO<sub>2</sub>e significa toneladas de dióxido de carbono equivalente; CH<sub>2</sub> representa el metileno; N<sub>2</sub>O, el óxido de nitrógeno.



## Proyección de los precios de los combustibles

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

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



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

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

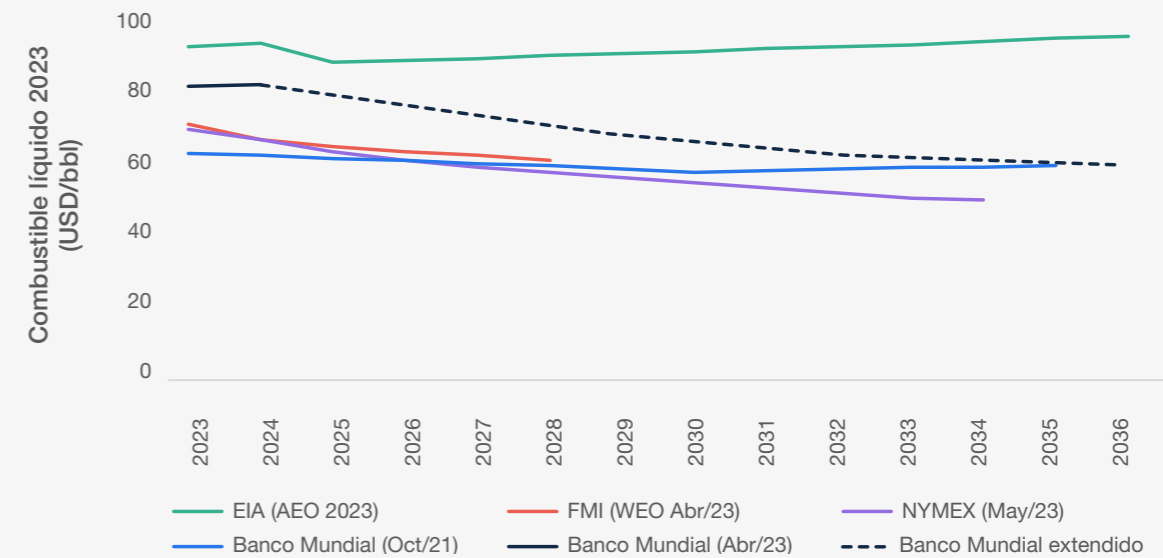
El uso de índices internacionales de costos de los combustibles (como el índice Henry Hub en el caso del gas natural) para definir las perspectivas de precios de la energía eléctrica ofrece varias ventajas. En primer lugar, estos índices proporcionan un punto de referencia estandarizado que permite comparar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

## ▶ Proyección de los precios de los combustibles líquidos

Para indexar los costos de los combustibles líquidos que consumen las centrales térmicas durante el horizonte de estudio, se 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

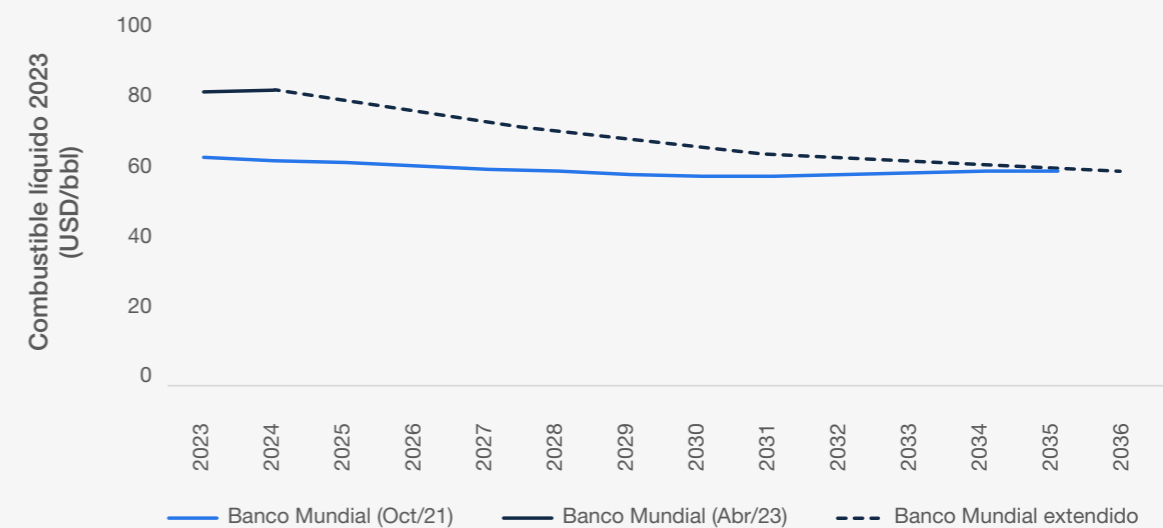
Proyección de los precios de los combustibles líquidos



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.

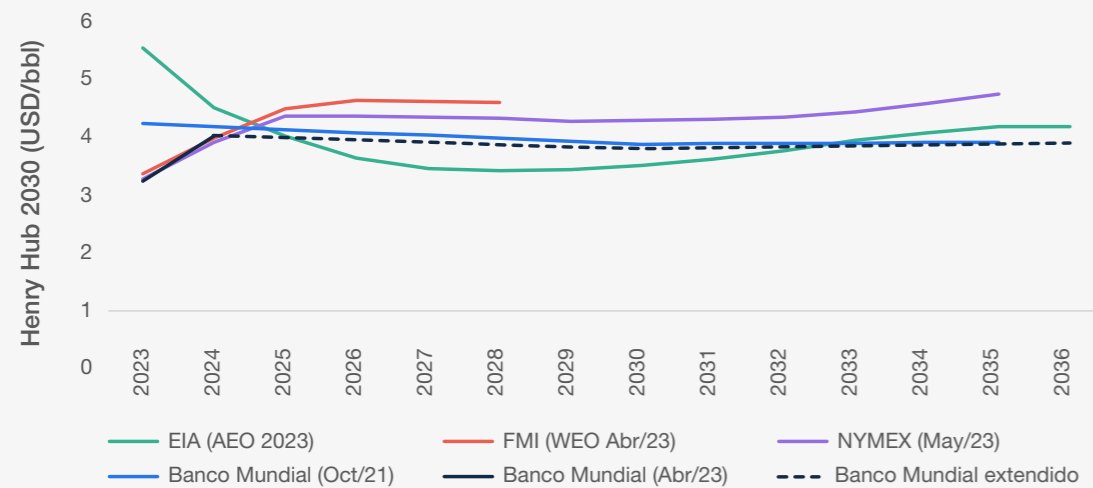
### Proyección de los precios del gas natural

Para la indexación de los precios del gas natural, se ha utilizado 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

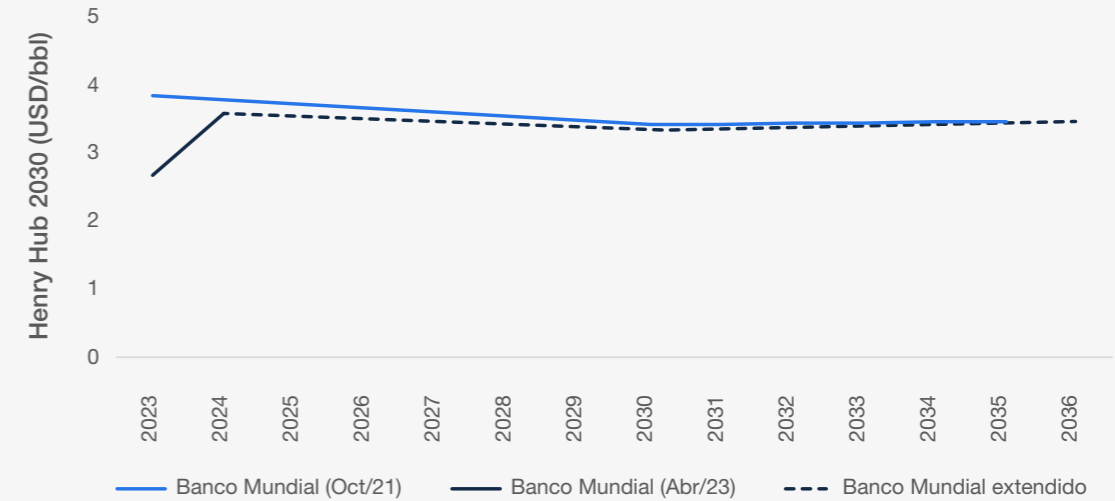


Nota: NYMEX designa al New York Mercantil Exchange

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

GRÁFICO 4.4

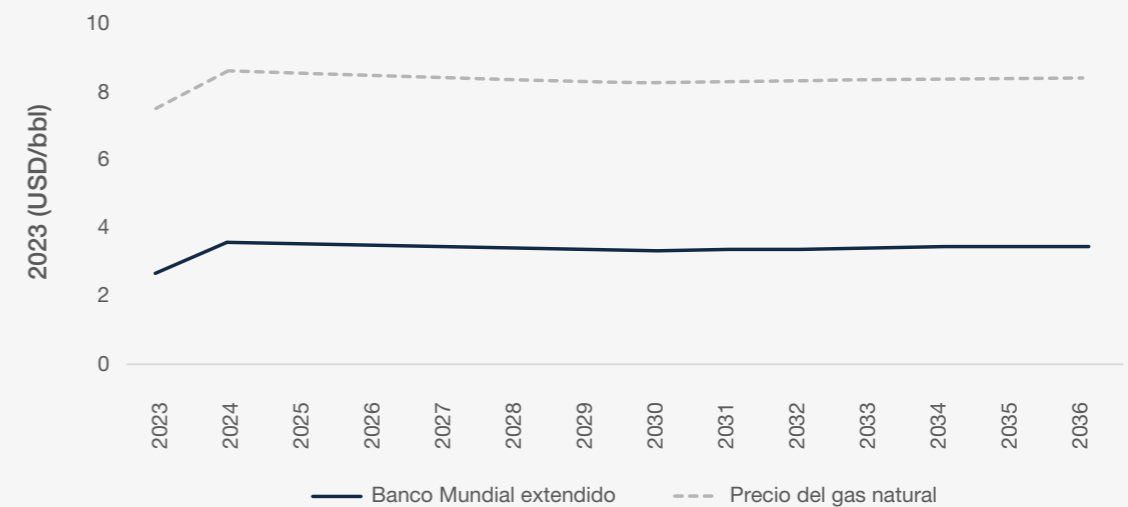
Proyección de los precios del gas adoptada en este estudio



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).

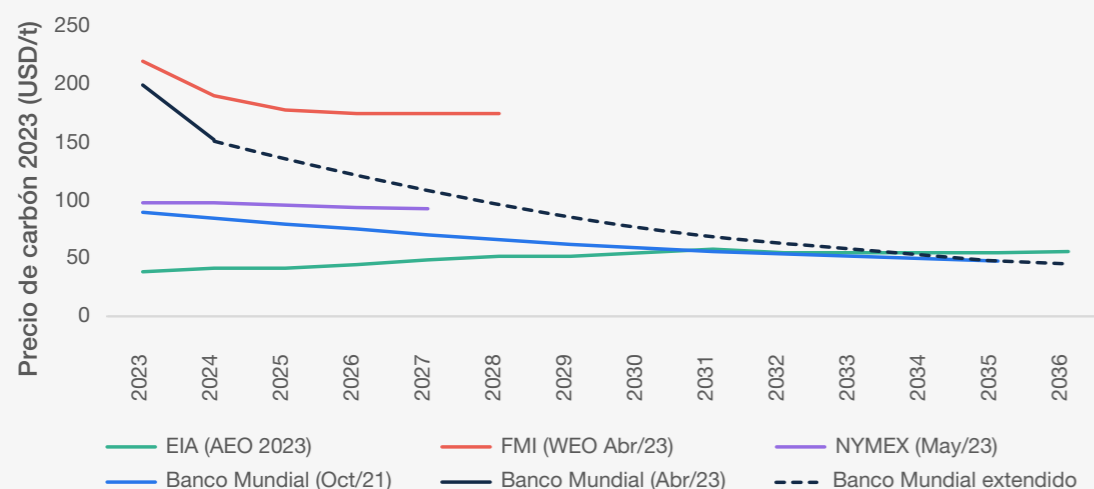
## Proyección de los precios del carbón

Si bien los precios publicados por la EIA presentan un horizonte más largo (hasta 2050), están focalizados en la realidad estadounidense, mientras que los precios proyectados por el Banco Mundial ofrecen la ventaja de tener un enfoque internacional más amplio. Además, las proyecciones de la EIA se actualizan una vez al año, mientras que las del Banco Mundial se actualizan dos veces al año. Como en el caso del gas, en este reporte se ha utilizado la publicación de abril de 2023.

Dado que es importante mantener consistencia entre las diferentes proyecciones de combustibles y que el Banco Mundial presenta pronósticos para todos los combustibles de interés, se consideran los precios del carbón estimados por esta institución, adoptando el enfoque utilizado para el petróleo y el gas natural a fin de ampliar la curva del carbón. Así, se consideró un costo de transporte de 30 USD/tonelada para obtener el costo variable unitario final de una central térmica y, a la inversa, la cantidad extraída del costo variable unitario existente para indexar la porción del costo del carbón.

GRÁFICO 4.6

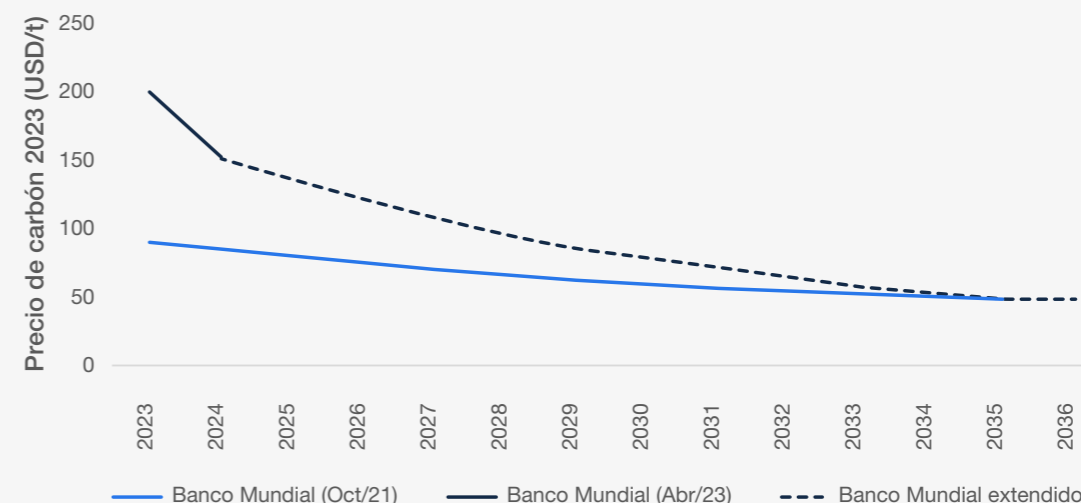
Perspectivas del precio del carbón de diferentes agencias



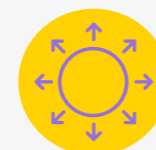
Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2023), EIA (2023a) y FMI (2023) y CME Group (s. f.).

GRÁFICO 4.7

Perspectiva del precio del carbón adoptada en los supuestos del caso base



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



## Tecnologías candidatas para la expansión

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

incluye en el coste fijo 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).

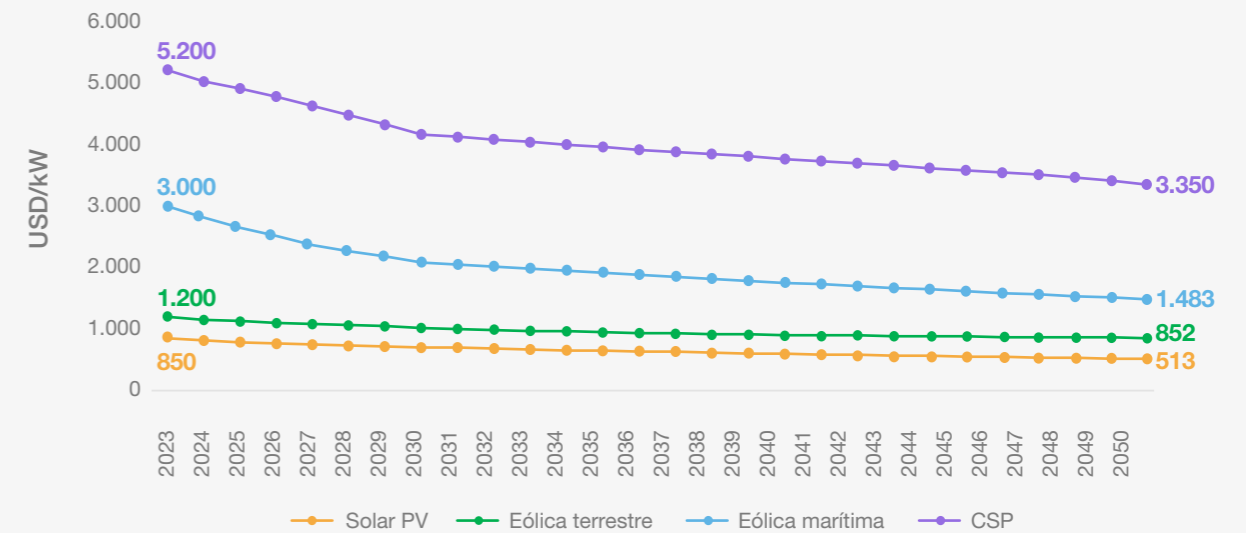




Si bien Colombia ha adoptado su Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y reducido los aranceles para vehículos eléctricos, la electromovilidad avanza lentamente a falta de una red de carga pública, especialmente fuera de la capital.

GRÁFICO 4.8

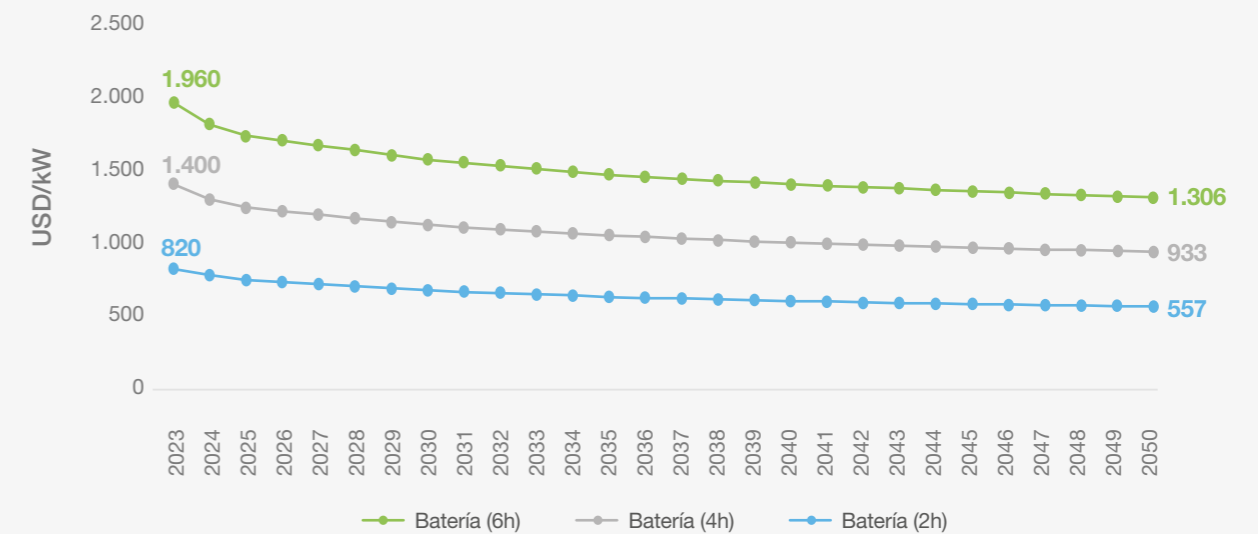
Curva de costos para energía solar, eólica y termosolar de concentración



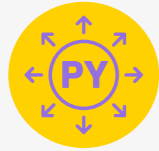
Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (s. f.) y NREL (2023).

GRÁFICO 4.9

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 colombiano tanto en el caso de BAU como en el caso de TE.

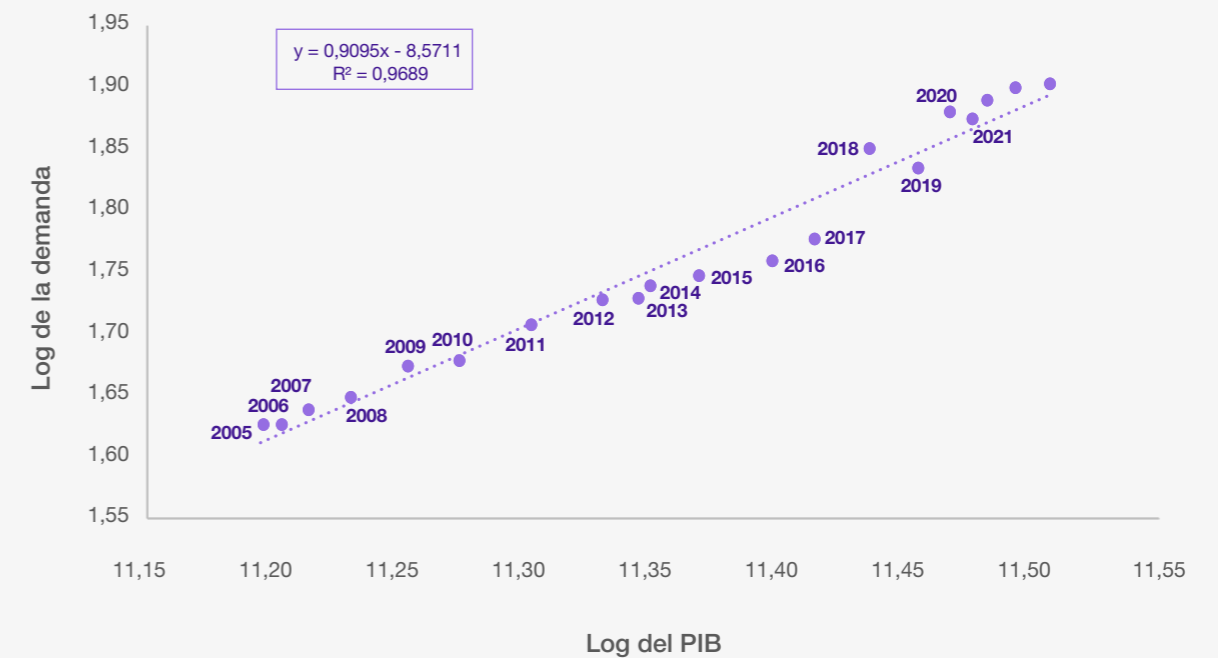


## ► Demanda potencial

Como se explica en el apartado “Pronóstico de la demanda” del apéndice 8, que describe la metodología para el cálculo de los supuestos, la demanda potencial del sistema se calcula a partir de un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años 2000 y 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, lo que permite realizar la proyección de la demanda para los años restantes del estudio. En el caso de Colombia, la elasticidad estimada es de 0,9095, como se muestra en el gráfico 4.10.

GRÁFICO 4.10

Análisis del crecimiento del PIB y el consumo eléctrico



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

Otra variable necesaria para la proyección de la demanda potencial es el crecimiento del PIB del país. Para obtenerla se utiliza como referencia una estimación realizada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2023). El gráfico 4.11 muestra la evolución del PIB colombiano, el cual se proyecta que

crecerá aproximadamente el 1 % en 2023 y un valor promedio del 3,3 % a partir de 2026. El pronóstico del FMI tiene como horizonte 2028, de manera que, para los años siguientes, se adopta el crecimiento disponible en el último año. Este es un procedimiento usual en proyecciones de muy largo plazo, aunque se observa también que el pronóstico original ya presentaba una convergencia al valor de 3,3 %.

GRÁFICO 4.11

Crecimiento y proyección del PIB

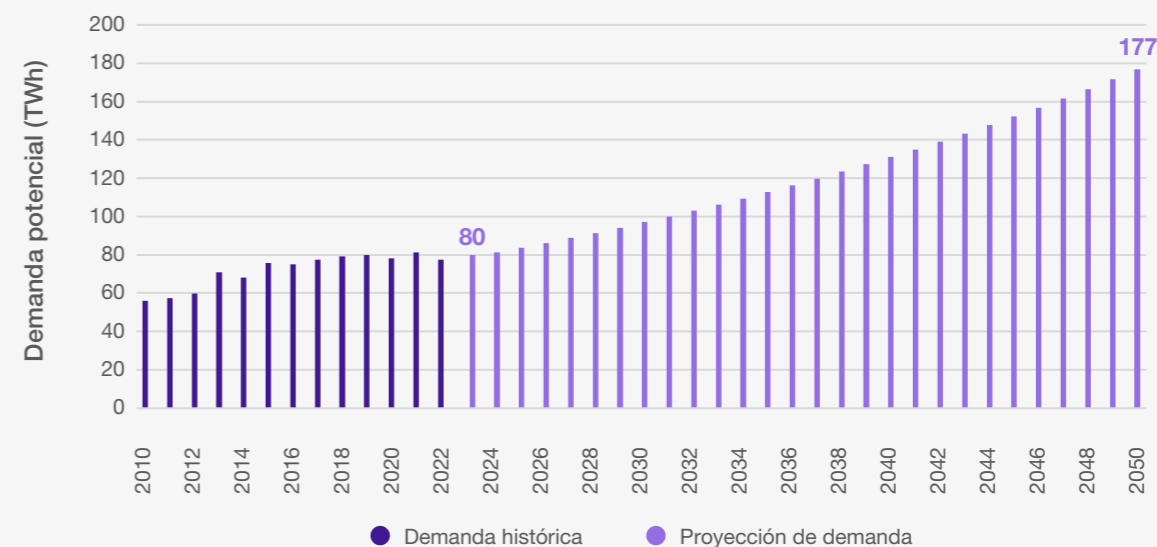


Fuente: Elaboración propia con datos de Banco Mundial (2022b) y FMI (2023).

Con base en este análisis econométrico, se estima la demanda promedio anual del país entre los años 2023 y 2050. El crecimiento promedio en el horizonte es de aproximadamente el 3 %, dada una elasticidad muy cercana a 0,91 en Colombia, lo que explica el hecho de que la demanda esté creciendo a una tasa un poco más baja que el PIB. El gráfico 4.12 presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

GRÁFICO 4.12

Proyección del crecimiento de la demanda potencial



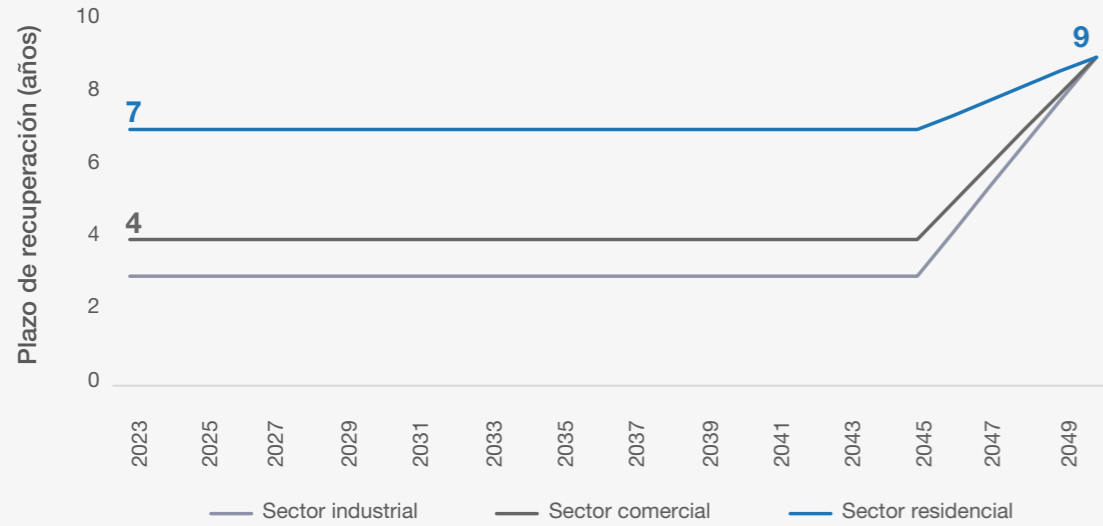
Es importante destacar el crecimiento de aproximadamente el 19 % de la demanda entre 2012 y 2013, así como su retroceso en 2020 (-2,1 %) y en 2022 (-4,8 %). También hay que mencionar el gran crecimiento de la demanda entre 2023 y 2050, representando un valor acumulado del 121 %.

### Generación distribuida

Como se presenta en la “Metodología para el cálculo de supuestos”, en el apéndice 8, la proyección de la generación distribuida (GD) 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 del plazo de recuperación se basan en un informe publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2022). El gráfico 4.13 presenta la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía colombiana.

GRÁFICO 4.13

Plazos de recuperación de proyectos de generación distribuida

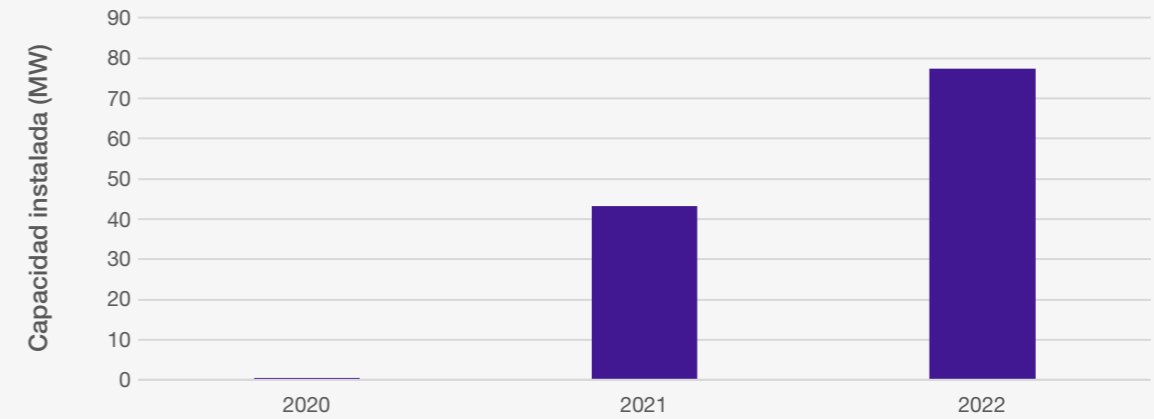


Fuente: Elaboración propia con datos de PNUMA (2022).

En 2020, la adopción de la GD en Colombia era prácticamente nula, pero en 2021 hubo un crecimiento considerable, haciendo que su sistema tuviera aproximadamente 78 MW de capacidad instalada con esta tecnología a finales de 2022 (gráfico 4.14). Dadas las tarifas proyectadas en el país hasta 2045, los plazos de recuperación se mantienen estabilizados en valores considerablemente bajos, lo que tiende a aumentar el mercado potencial y atraer a más consumidores.

GRÁFICO 4.14

Datos de proyectos de GD instalados en Colombia



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

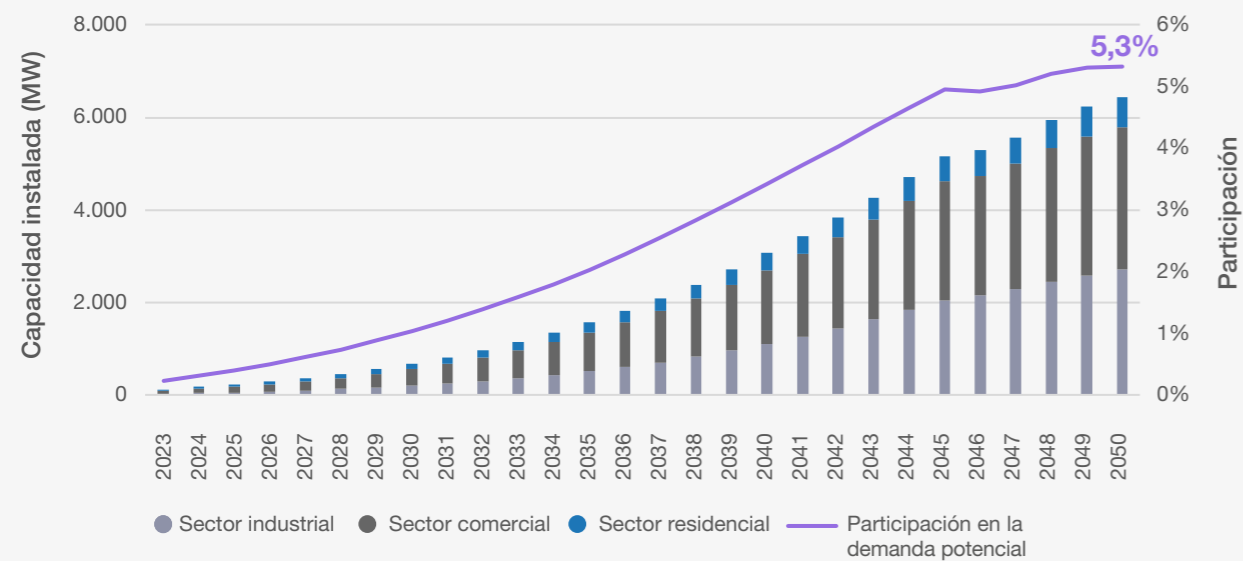
Con base en la evolución de los datos históricos de capacidad instalada y la evolución de los plazos de recuperación para cada sector de la economía, es posible estimar la curva de adopción de la GD en el país. El gráfico 4.15 muestra esta evolución, así como la participación de la GD en relación con la demanda potencial.

Los bajos plazos de recuperación contribuyen a una alta adopción en gran parte del horizonte, de manera que la tecnología alcanza una capacidad instalada de más de 5.000 MW hasta 2045. Una vez que el plazo de recuperación aumenta y converge a 9 años, se observa un crecimiento menos acelerado, que resulta en la instalación de aproximadamente 6.500 MW de GD en el país hasta 2050, con una posible generación equivalente al 5,3 % de la demanda potencial.



GRÁFICO 4.15

Curva de adopción de la generación distribuida



Un punto importante es que los sectores industrial y comercial se dividen una gran participación en la GD de Colombia durante todo el horizonte, pero la representación en capacidad instalada del sector residencial está aumentando.

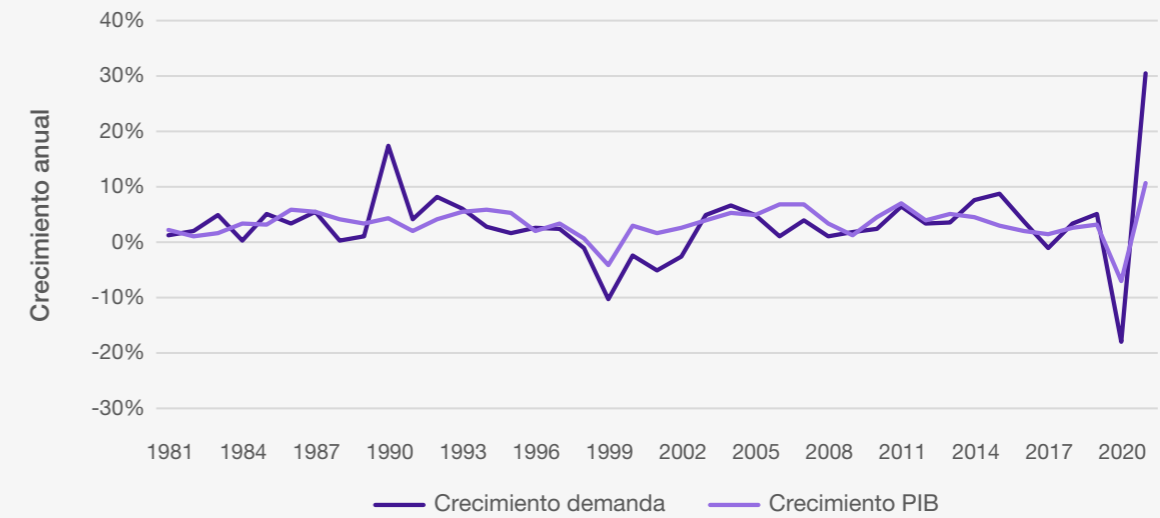
## ► Electromovilidad

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

Como punto de partida se realizó un análisis entre los datos históricos de demanda del sector del transporte y el crecimiento del PIB colombiano entre 1980 y 2021, ilustrados en el gráfico 4.16. A partir de estos datos, es posible calcular una regresión lineal para proyectar la demanda del sector.

GRÁFICO 4.16

Crecimiento de la demanda del sector del transporte y del PIB

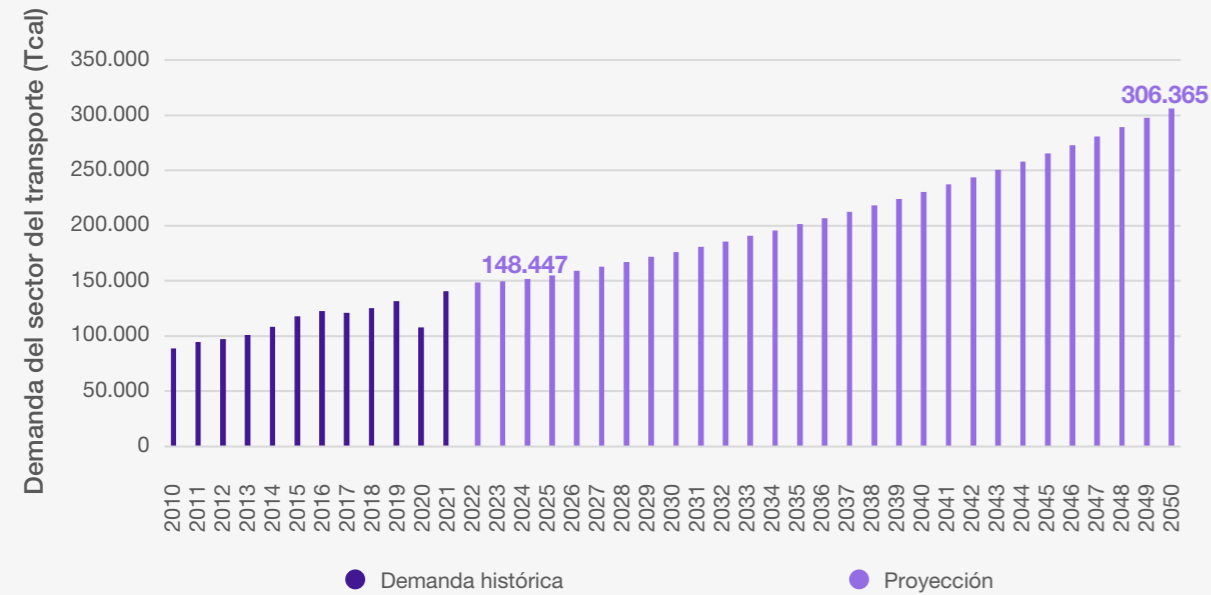


Fuente: Elaboración propia con datos de Ministerio de Energía (2020a) y Banco Mundial (2022b).

Como muestra el gráfico 4.17, se estima un crecimiento promedio del 2,8 % en el periodo bajo estudio para el sector del transporte en Colombia, con un aumento acumulado del 105 % entre 2023 y 2050. Es importante resaltar que esta demanda se refiere al consumo total del transporte, incluidos los combustibles líquidos. Colombia tiene un porcentaje muy bajo de consumo de energía eléctrica en este sector hasta el año 2021, correspondiente a aproximadamente el 0,06 % de su demanda total.

GRÁFICO 4.17

Proyección de la demanda en el sector del transporte

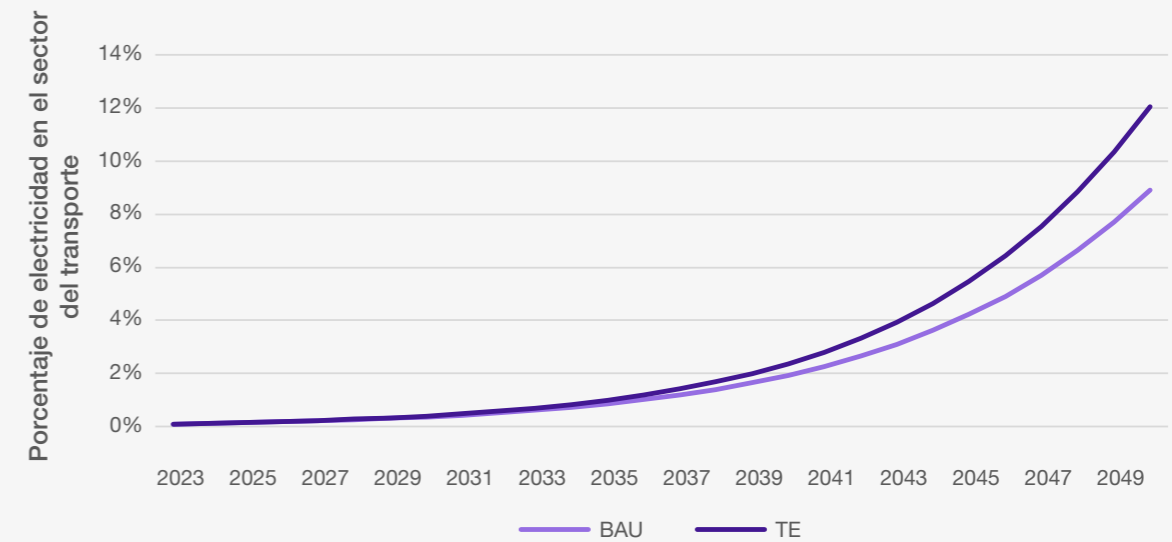


Fuente: Elaboración propia con datos de la UPME (2021) y Banco Mundial (2022b).

Debido a este nivel de consumo, el país se ubicó en el grupo para el que se considera un retraso de 5 años en relación con las metas de electrificación planteadas por la IRENA (presentadas en el apéndice 8) en el caso de transición energética y 10 años en el escenario de BAU. En el gráfico 4.18 se muestra la curva de adopción que indica el porcentaje de electricidad en la demanda del sector del transporte utilizado para la proyección del país. En estos escenarios, se espera que el consumo de electricidad para movilidad en Colombia alcance el 12 % de toda la demanda del sector del transporte en el caso de transición y el 9 % en el caso de BAU hasta 2050, y que la mayor parte de esta evolución ocurra después de 2041.

GRÁFICO 4.18

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



En términos de demanda de electricidad, estos porcentajes se traducen en las curvas que se muestran en el gráfico 4.19. La demanda del escenario de transición es aproximadamente un 35 % superior a la proyectada en el escenario de BAU para 2050, lo que refleja metas de descarbonización del sector más ambiciosas. Estos valores indican una participación en la demanda potencial igual al 15 % en el escenario de BAU y al 19,5 % en el escenario de transición para el año 2050 (gráfico 4.20).

GRÁFICO 4.19

Consumo de electricidad de la flota de vehículos

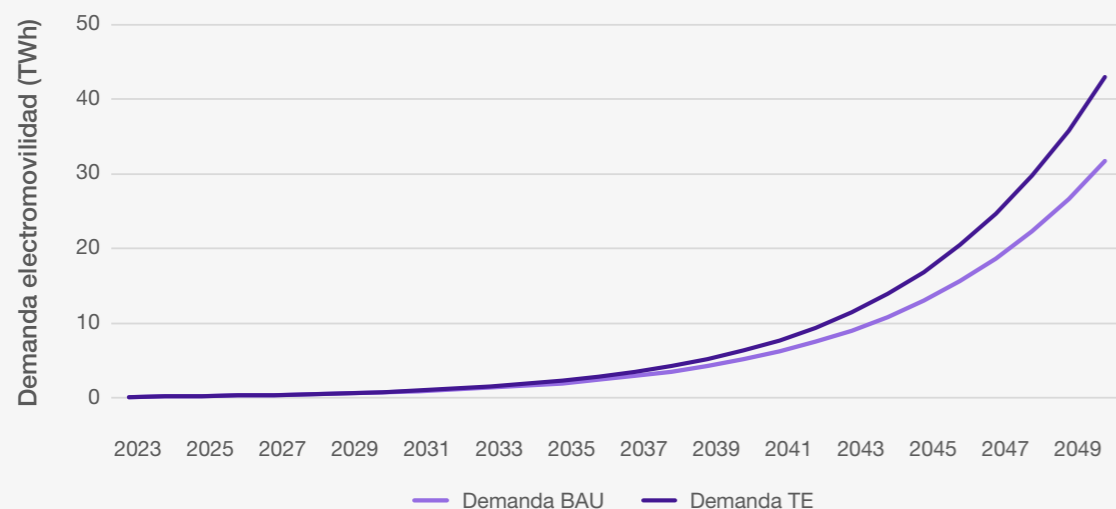
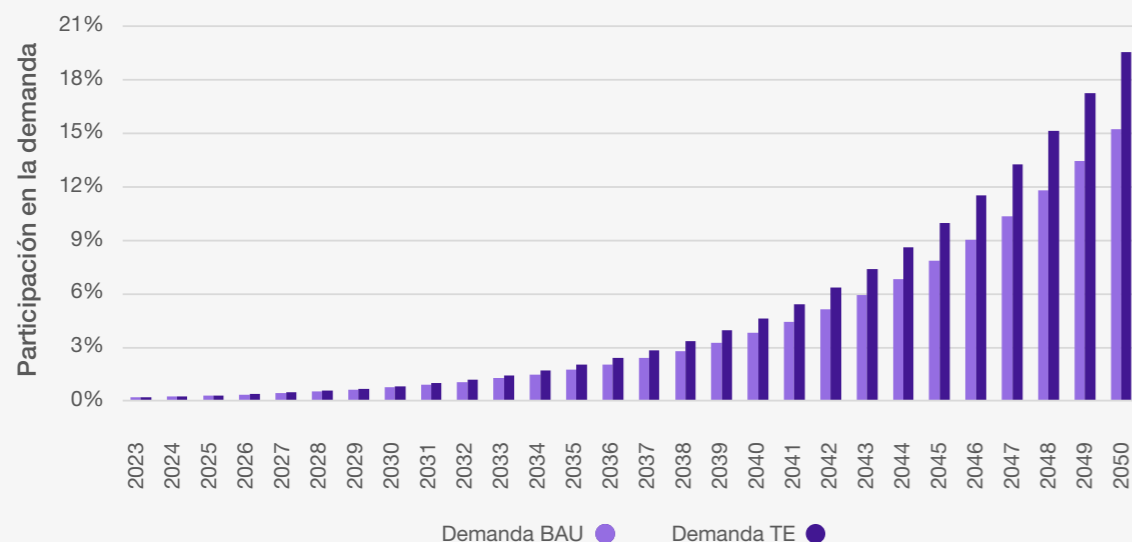


GRÁFICO 4.20

Porcentaje de la demanda por electromovilidad versus demanda potencial



## Hidrógeno verde

A corto plazo, el hidrógeno azul es la opción de bajas emisiones más favorable, especialmente si se utilizan las infraestructuras industriales existentes. Sin embargo, ya en 2030, comienza a presentarse como la alternativa más competitiva la producción de hidrógeno verde en las zonas con mejores recursos eólicos del país (Caribe Norte). Entre 2030 y 2040 se espera que coexistan el hidrógeno azul y el verde, dependiendo del recurso natural disponible para la producción en cada región de Colombia. De hecho, a partir de 2035, el H<sub>2</sub> azul sería aún más competitivo que el H<sub>2</sub> gris debido a los precios más altos del CO<sub>2</sub> y los costos más bajos de las tecnologías de captura. A partir de 2040, la opción más competitiva en Colombia será el H<sub>2</sub> verde.

De hecho, la demanda anual de hidrógeno en este país, estimada en 150 kilotoneladas (kt), se satisface con producción por reformado de gas natural (hidrógeno gris) y su consumo se da principalmente en refinerías. El resto de la demanda se reparte entre la elaboración de fertilizantes y otros usos industriales menores, como la producción de vidrio flotado o el procesado de grasas y aceites para alimentación.

A corto plazo, se espera un crecimiento moderado de la nueva demanda de hidrógeno de bajas emisiones hasta alcanzar las 120 kt en 2030, incluyendo una sustitución parcial de las 150 kt de hidrógeno gris que se consumen actualmente y algunos nuevos usos.

Entre 2040 y 2050 se prevé una consolidación de los nuevos usos del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia, con una demanda interna estimada en aproximadamente 1.850 kt al final del horizonte temporal.

Los gráficos 4.21 y 4.22 presentan las proyecciones de hidrógeno verde para Colombia, medidas tanto en miles de toneladas anuales como en volumen de energía consumida en el sistema eléctrico del país, en GWh. El escenario de transición presenta una producción de hidrógeno verde aproximadamente el doble que la del escenario de BAU.

GRÁFICO 4.21

Producción de hidrógeno verde en Colombia

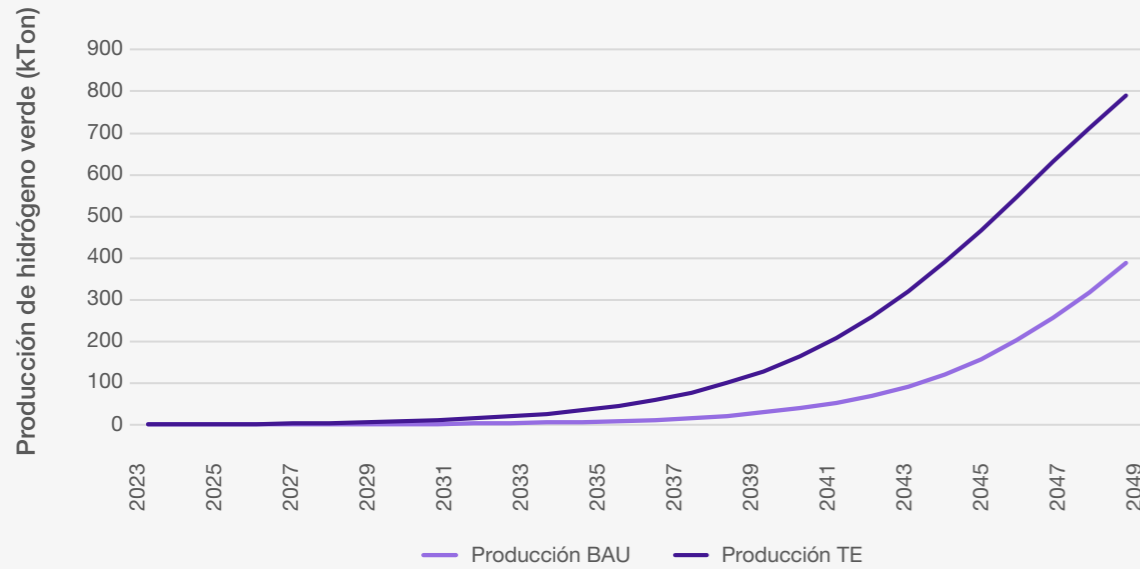
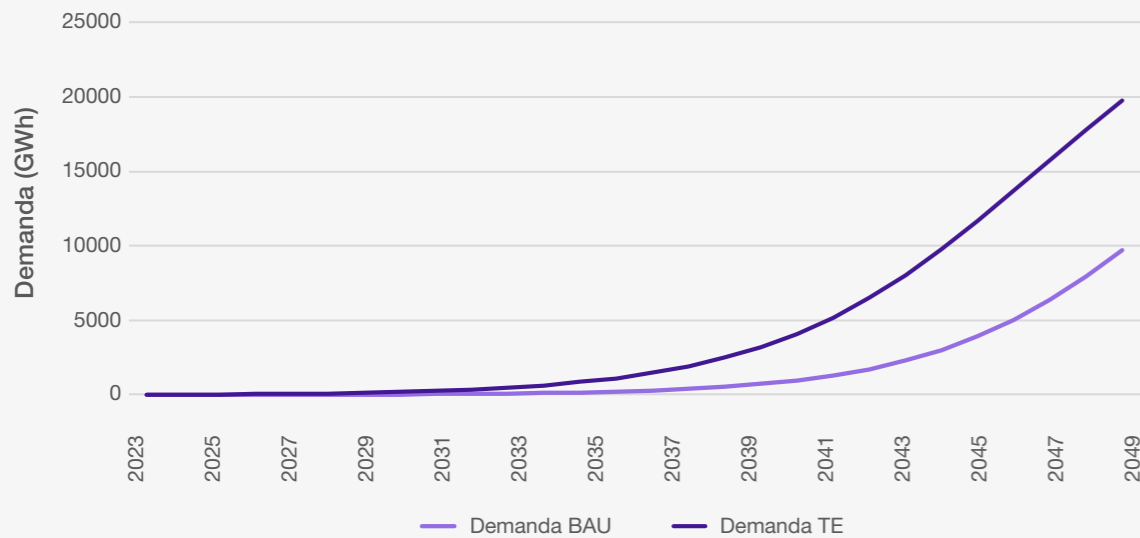


GRÁFICO 4.22

Consumo de electricidad de los electrolizadores

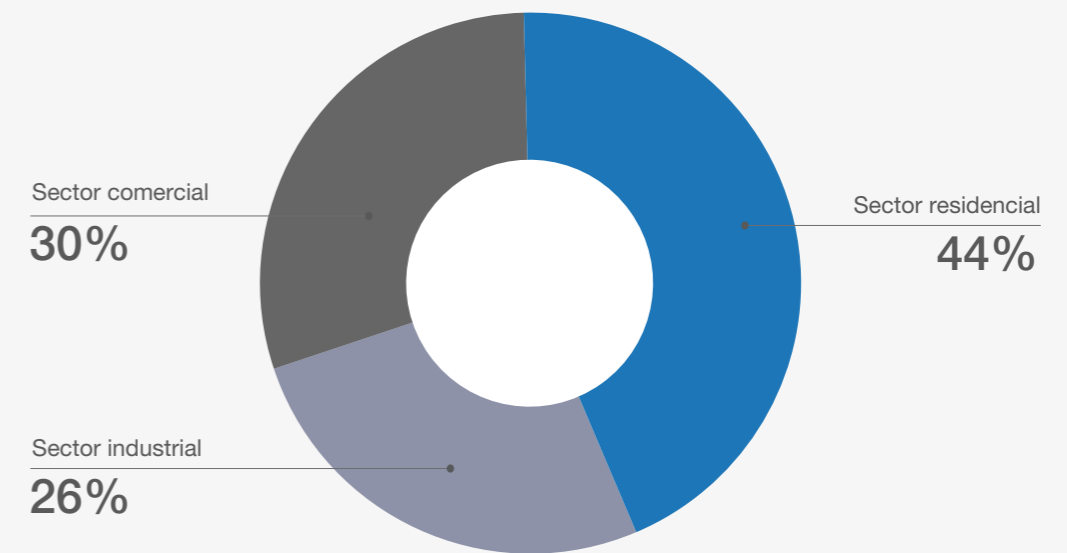


► Eficiencia energética

Las ganancias de eficiencia se proyectaron de acuerdo con la metodología presentada en el apéndice 8. En Colombia, el sector de mayor énfasis en términos de demanda de electricidad es el residencial, representando aproximadamente el 44 % del total. Los otros dos sectores, industrial y comercial, tienen una participación equilibrada en la demanda total, representando el 26 % y el 30 %, respectivamente, como se puede ver en el gráfico 4.23.

GRÁFICO 4.23

Distribución de la demanda en los sectores de la economía colombiana

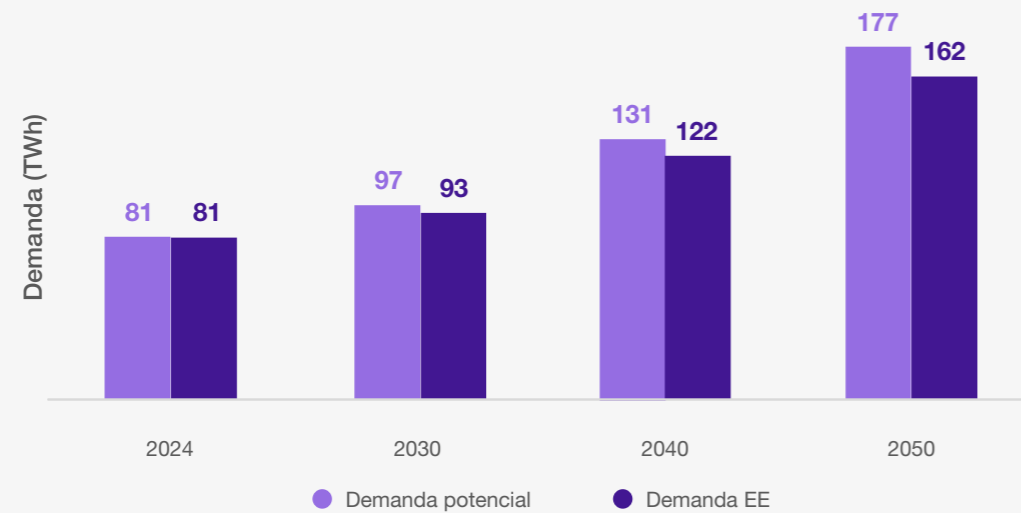


En el gráfico 4.24 se puede observar, aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, una reducción de la demanda de hasta el 8,4 % con relación a la demanda potencial de 2050, lo que representa aproximadamente 14,8 teravatios por hora (TWh). Esa cantidad de energía equivale a la producción de 4,3 GW de parques eólicos en un año, operando con un factor de capacidad medio igual al 40 %.



GRÁFICO 4.24

Proyección de las ganancias de eficiencia

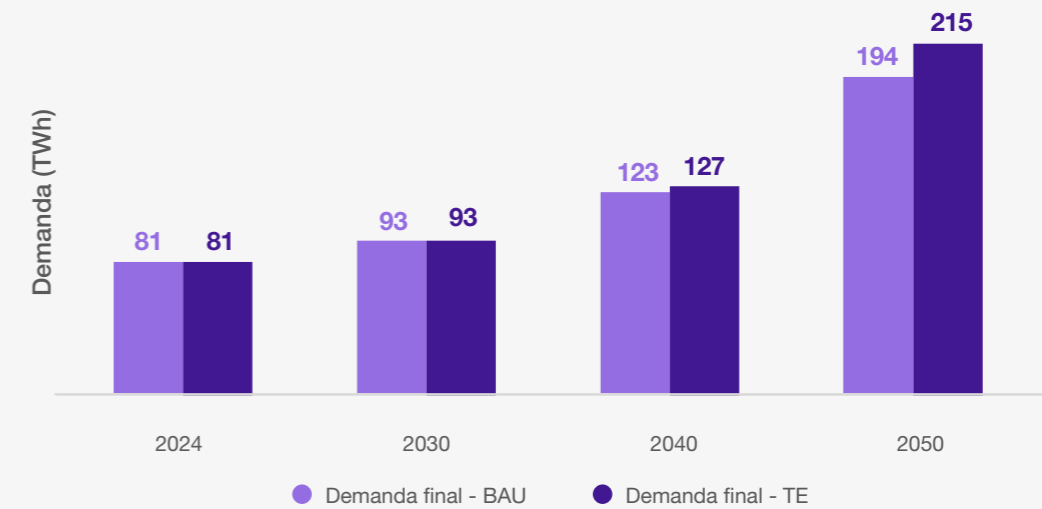


## ► Demanda final

Con la combinación de los supuestos presentados anteriormente, es posible calcular la demanda final del sistema eléctrico de Colombia. Este será el valor considerado al estimar la expansión de la generación del sistema y en las simulaciones de despacho hidrotérmico. El gráfico 4.23 presenta la proyección de la demanda final. Las diferencias de valores observadas en los diferentes escenarios de electromovilidad y producción de hidrógeno (principalmente a partir del año 2040) provocan que la demanda del país en el año 2050 en el escenario de transición sea un 11 % superior que en el de continuidad.

GRÁFICO 4.25

Comparación de las demandas proyectadas para los dos escenarios



## ► Oferta de generación disponible en el corto y medio plazo

El plan de expansión a corto plazo utilizado para simular el mercado eléctrico colombiano se basó en proyectos que (i) ya están comprometidos con Obligaciones de Energía Firme (OEF); (ii) han sido adjudicados en la 2.<sup>a</sup> y 3.<sup>a</sup> subasta CLPE; (iii) ya están en fase de construcción, y (iv) están suficientemente avanzados y tienen una alta probabilidad de materializarse.

Los proyectos incluidos en este plan se basan en el programa de expansión indicativo de mediano plazo de XM. Las fechas de inicio de las operaciones se ajustan para reflejar retrasos en la construcción o licenciamiento de los proyectos, así como la cancelación de proyectos con baja probabilidad de materializarse.

Algunos de los supuestos clave son: (1) entrada de Ituango en 2023 (600 MW), con la segunda fase de 1.200 MW concluida para 2030; y (2) Colectora 1, que habilita la entrada de energías renovables en la región de La Guajira a finales de 2024. El proyecto se encuentra en construcción en el tramo Cuestecitas-La Loma, ubicado entre los departamentos de La Guajira y el César. Es un proyecto cuya construcción comenzó en julio de 2023 y que resulta clave para el

desarrollo energético del país, pues facilitará la conexión al SIN de los parques eólicos —con una capacidad total de 1.050 MW.

El cuadro 4.4 sintetiza las entradas de proyectos a corto o medio plazo que fueron consideradas en el estudio.

**CUADRO 4.4**

Proyectos considerados en el plan de expansión de Colombia

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2023	Hidráulica	Proyectos diversos	32
2023	Combustible líquido	Proyectos diversos	38
2023	Combustible líquido	Proyectos diversos	42
2023	Solar	Proyectos diversos	563
2023	Eólica	Proyectos diversos	325
2023	Hidráulica	Hydroituango	600
2024	Hidráulica	Proyectos diversos	51
2024	Solar	Proyectos diversos	699
2024	Eólica	Proyectos diversos	200
2025	Hidráulica	Proyectos diversos	53
2025	Combustible líquido	Proyectos diversos	130
2025	Solar	Proyectos diversos	99
2025	Eólica	Proyectos diversos	987
2026	Hidráulica	Proyectos diversos	113
2026	Eólica	Proyectos diversos	555
2027	Hidráulica	Proyectos diversos	96
2027	Hidráulica	Hydroituango	300
2028	Hidráulica	Hydroituango	300

Año	Tecnología	Nombre	Capacidad (MW)
2029	Hidráulica	Hydroituango	300
2030	Hidráulica	Hydroituango	300



# 5



## Análisis de la expansión del sistema eléctrico de Colombia



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

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



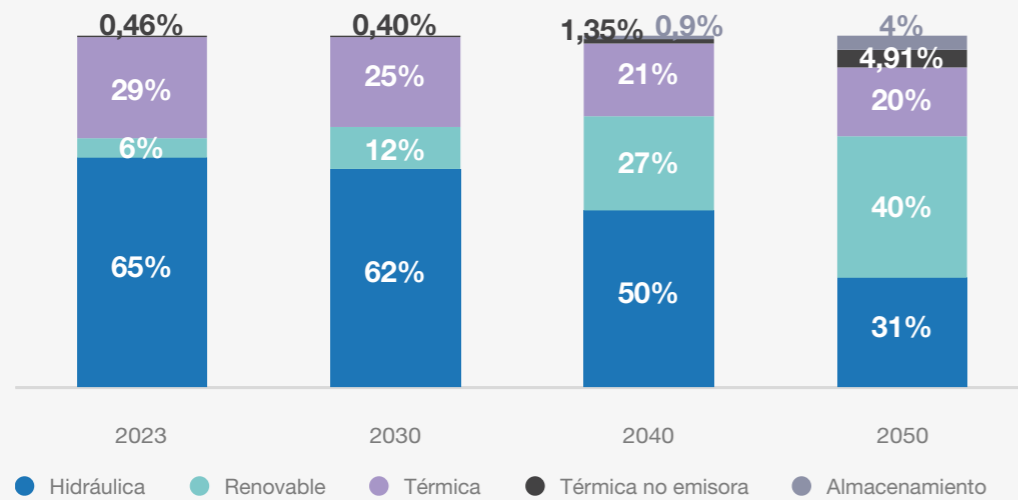
### Caso de BAU

#### ► Expansión de la generación

La proyección calculada en este escenario destaca por la reducción de la participación hidroeléctrica en la matriz (del 64 % al 31 %), mientras que la de fuentes renovables (principalmente eólica y solar) aumenta hasta el 40 %. En este escenario, se invierte en algunos activos con capacidad de almacenamiento (especialmente baterías), como un apoyo a las centrales hidroeléctricas y térmicas del sistema para compensar el aumento de la intermitencia en el suministro de energía.

GRÁFICO 5.1

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



**Nota:** La energía renovable incluye solar, eólica, geotérmica y CSP. La térmica no emisora se refiere a centrales de biomasa, biogás, gas natural con captura de carbono y nucleares. El almacenamiento se refiere a baterías y centrales hidroeléctricas de bombeo.

Con el paso de los años, la reducción de los costes de inversión hace que las centrales eólicas y solares se vuelvan más competitivas y se conviertan en la principal opción de la ampliación del sistema. Las limitaciones en el suministro de gas restringen la expansión de las centrales de este tipo hasta iniciada la década de 2030, cuando se produce la entrada de una nueva planta de regasificación.

En los primeros años del horizonte, destacan las inversiones centradas en las fuentes eólica (principalmente en la región de La Guajira) y solar (en las regiones de Magdalena y César). En la década de 2030, hay nuevas inversiones en gas natural para proveer flexibilidad, además de eólicas marítimas (*offshore*) en la región de La Guajira. En el **apéndice 1** se incluyen cuadros que proporcionan detalles sobre las adiciones de capacidad en Colombia tanto en el caso de BAU como en el de TE.

GRÁFICO 5.2

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

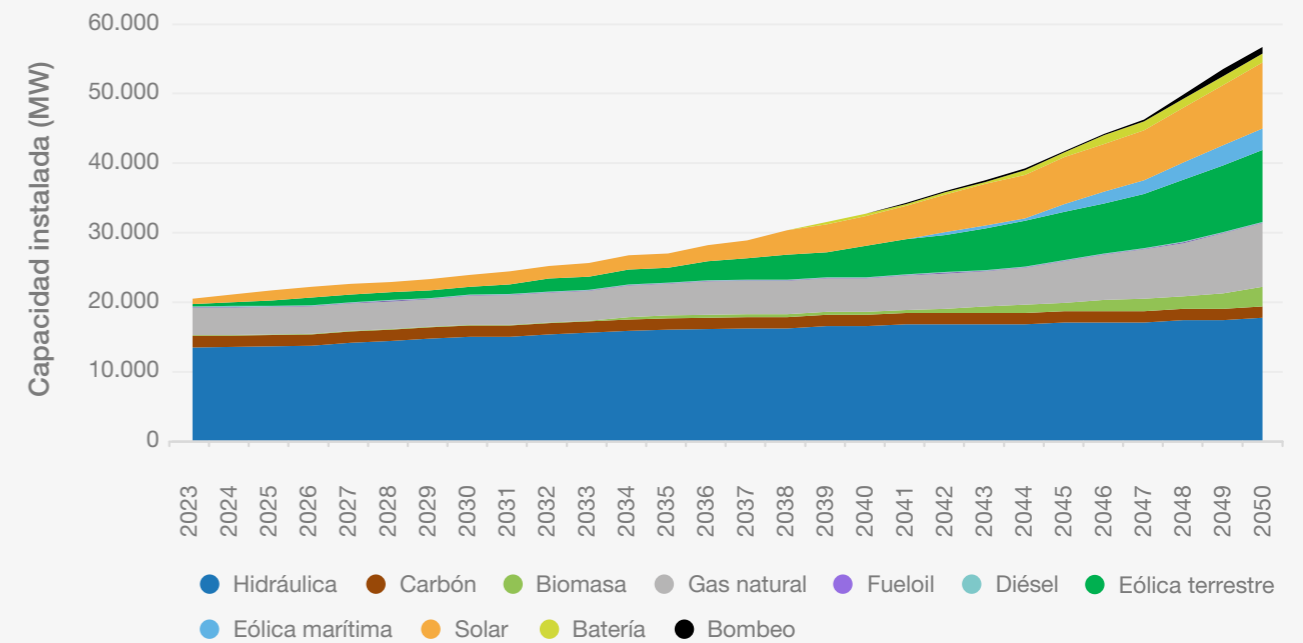
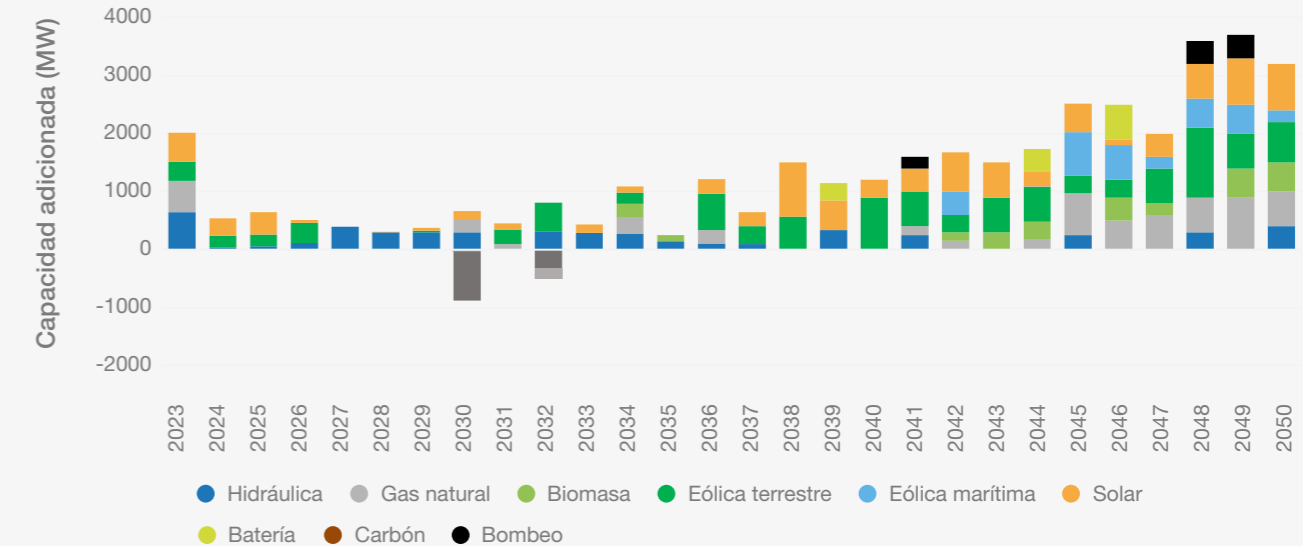


GRÁFICO 5.3

Adiciones y retiradas de capacidad en el sistema colombiano 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 colombiano en 2024

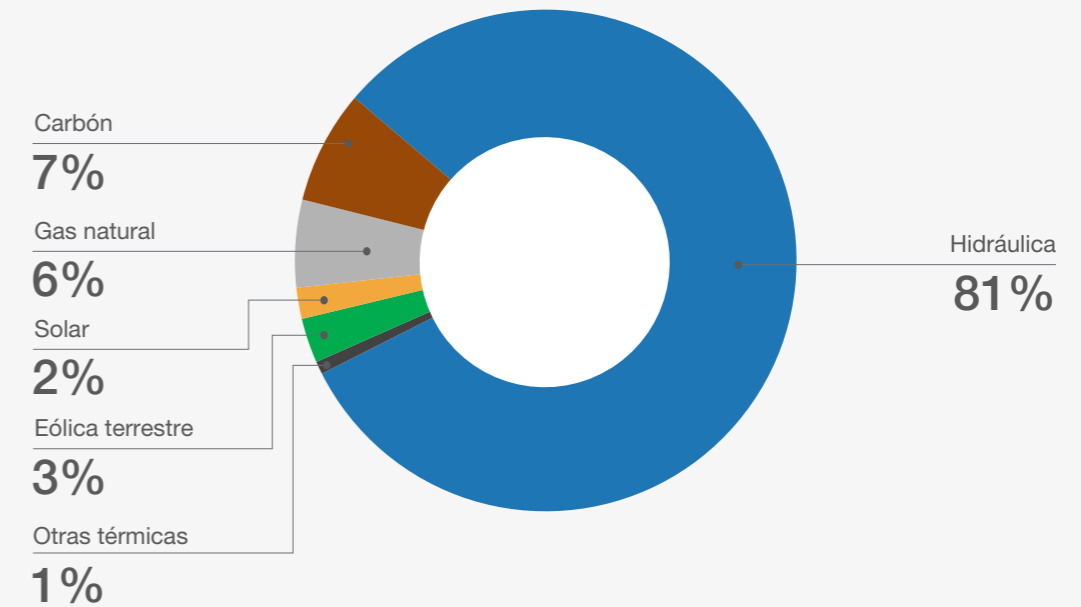


GRÁFICO 5.5

Perfil de generación mensual en el sistema colombiano en 2024

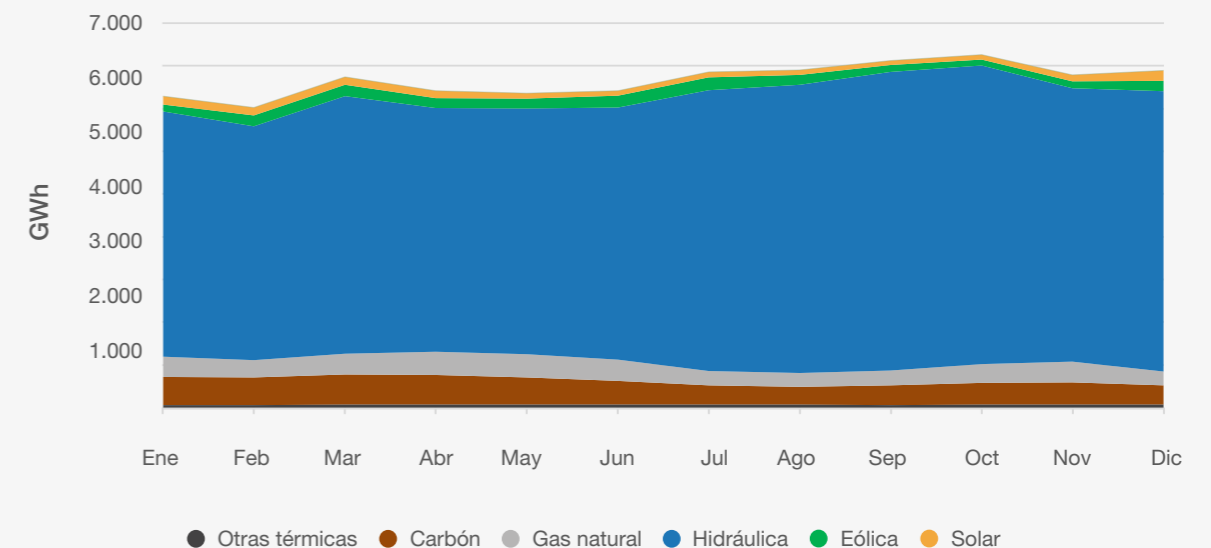
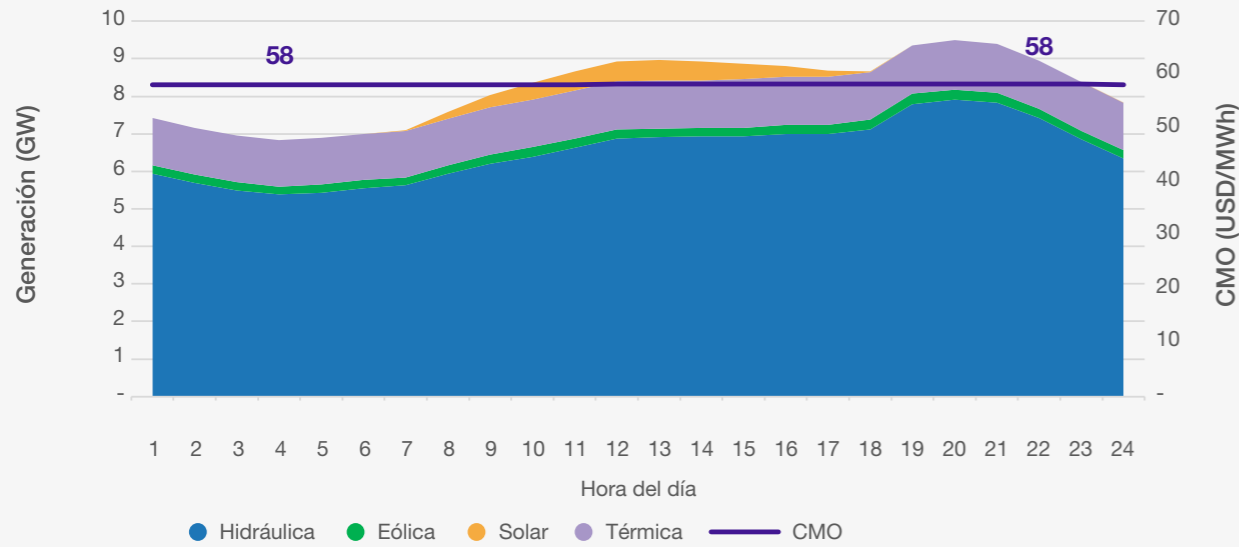


GRÁFICO 5.6

Despacho típico diario en el sistema colombiano en 2024



Para 2050, se puede destacar la gran ampliación de las energías renovables intermitentes en la matriz de generación, particularmente de la eólica terrestre y marítima, y de las plantas solares (gráfico 5.7). En el perfil horario, es importante subrayar el papel de las baterías, que cargan energía durante el día y la descargan por la noche. Además, con la gran inserción de renovables no convencionales y su considerable generación en torno al mediodía, el CMO llega a 26 USD/MWh en esos horarios, mientras que durante la noche se sitúa en 55 USD/MWh al tener que accionar algunas centrales térmicas.

GRÁFICO 5.7

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

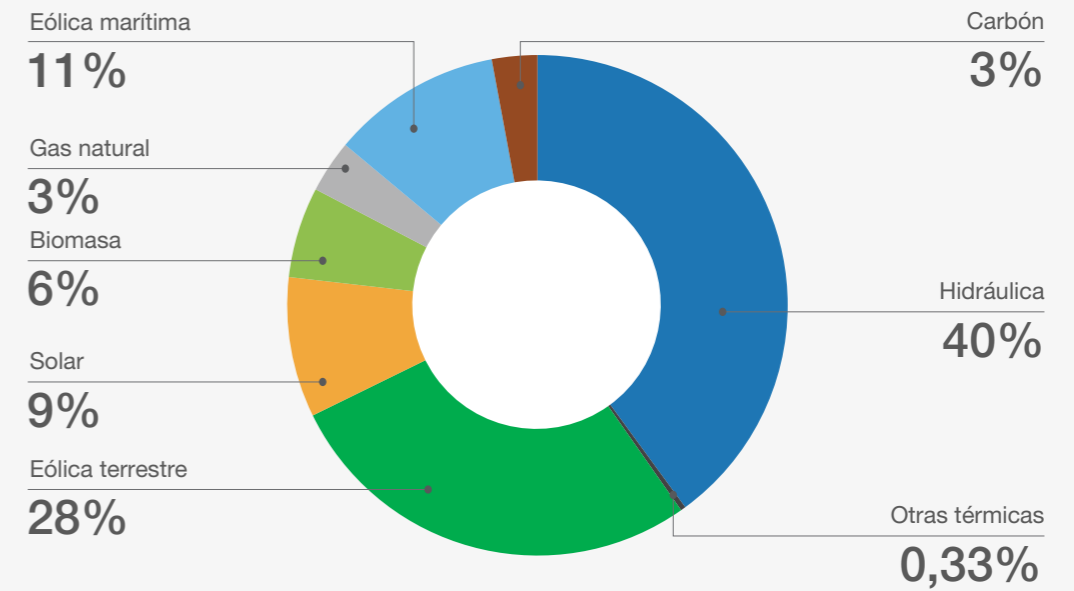


GRÁFICO 5.8

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

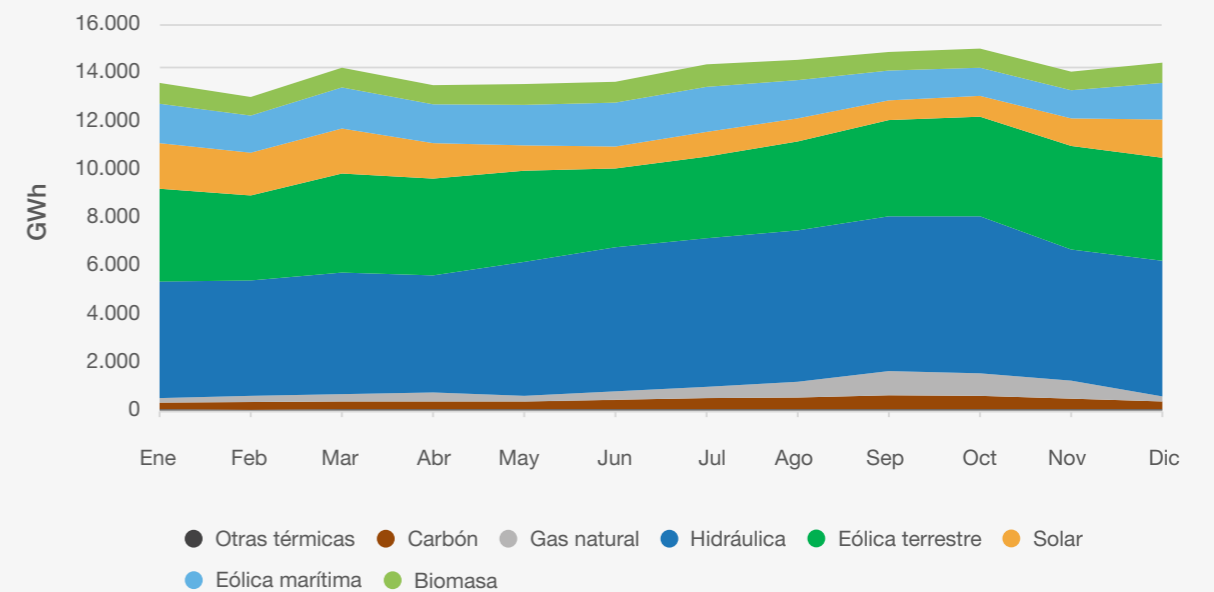
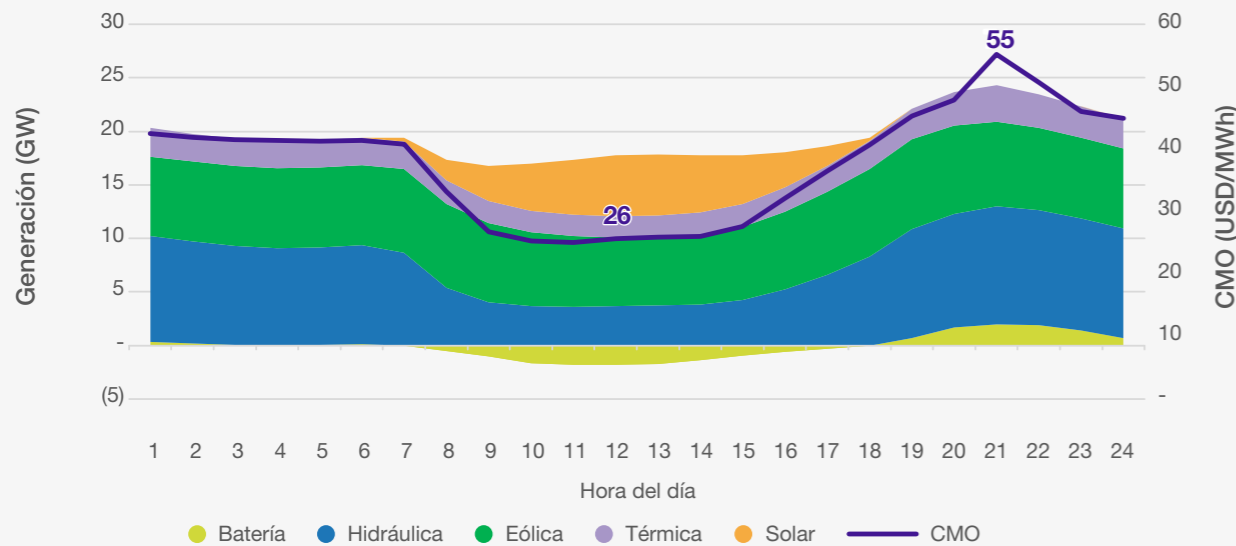


GRÁFICO 5.9

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

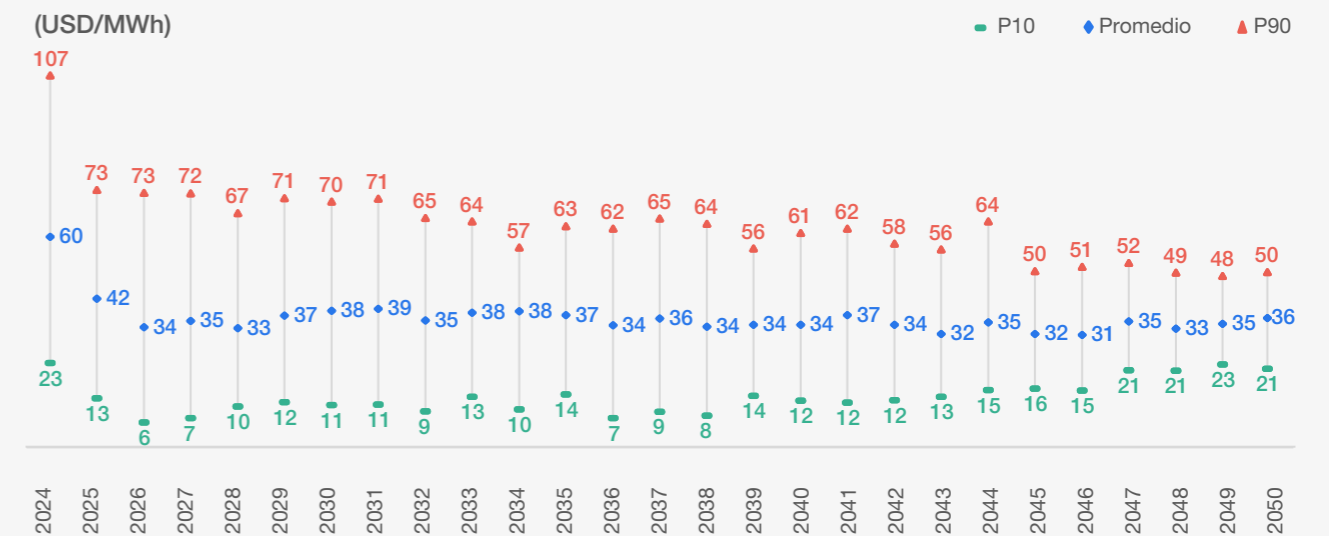


## Costos marginales

Los costos marginales al inicio del horizonte presentan un nivel mayor con respecto a otros años como consecuencia de la baja disponibilidad hidroeléctrica observada a finales de 2023 y principios de 2024. A medida que se contrata nueva oferta (principalmente de fuentes eólica y solar) y aumenta la disponibilidad hidráulica, los costos marginales suelen situarse entre 30 USD/MWh y 40 USD/MWh en el escenario medio. El gráfico 5.10 ilustra la evolución de los costos marginales en el caso de BAU a lo largo de los años. Los costos presentados están calculados para un conjunto de escenarios de disponibilidad de energía hidroeléctrica y renovable. El gráfico 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<sup>11</sup>).

GRÁFICO 5.10

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



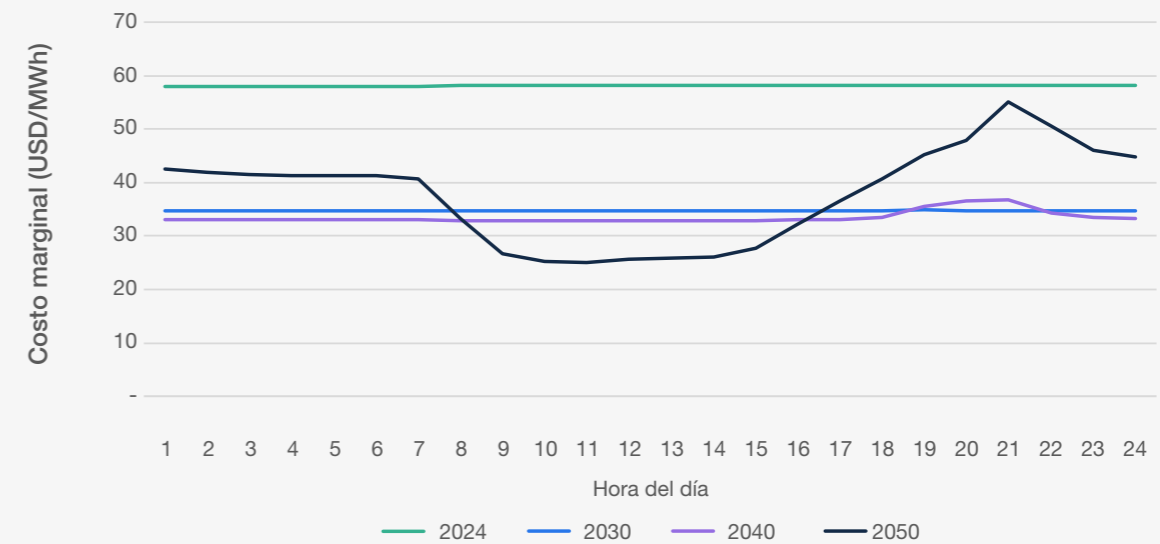
<sup>11</sup> En el contexto del gráfico de costos marginales de operación, los percentiles, como el P10 y el P90, son indicadores utilizados para comprender la distribución de los costos. Percentil 10 (P10) significa que el 10 % de los valores calculados son menores o iguales a este valor. Representa 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.

En sistemas con una alta incorporación de plantas hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, generalmente no se observan grandes variaciones de precios a lo largo del día, ya que el recurso marginal del sistema (la generación hidroeléctrica) no presenta fluctuaciones significativas en intervalos horarios. Por lo tanto, como muestra el gráfico 5.11, el perfil de precios tiende a ser afectado solo por el aumento de la generación solar después de 2040.

En esa década, la energía solar se vuelve más relevante para satisfacer la demanda del sistema, cubriendo casi el 40 % de la demanda total en algunas horas del día en 2050, lo que contribuye a la reducción de los precios en períodos de alta disponibilidad de este recurso. Durante el horario nocturno y de madrugada, las hidroeléctricas y las termoeléctricas (especialmente las de gas natural) se convierten en la principal opción para satisfacer la demanda del país. El aumento de la demanda neta al final de la noche requiere la activación de termoeléctricas con costos variables unitarios más altos, lo que contribuye al aumento de precios observado en el año 2050 (gráfico 5.11).

GRÁFICO 5.11

Evolución del perfil horario de los costos marginales en el sistema colombiano en el caso de BA



## Caso de transición energética

### ► Expansión de la generación

En el escenario de transición, se estableció como objetivo la retirada completa de las centrales termoeléctricas emisoras de gases de efecto invernadero. El desafío de satisfacer el crecimiento de la demanda sin centrales térmicas emisoras se supera invirtiendo en recursos capaces de almacenar energía, como baterías y centrales hidroeléctricas reversibles. En Colombia, la meta de descarbonización se alcanza en la segunda mitad de la década de 2040.

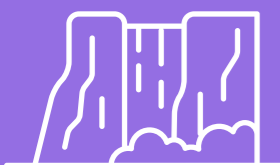
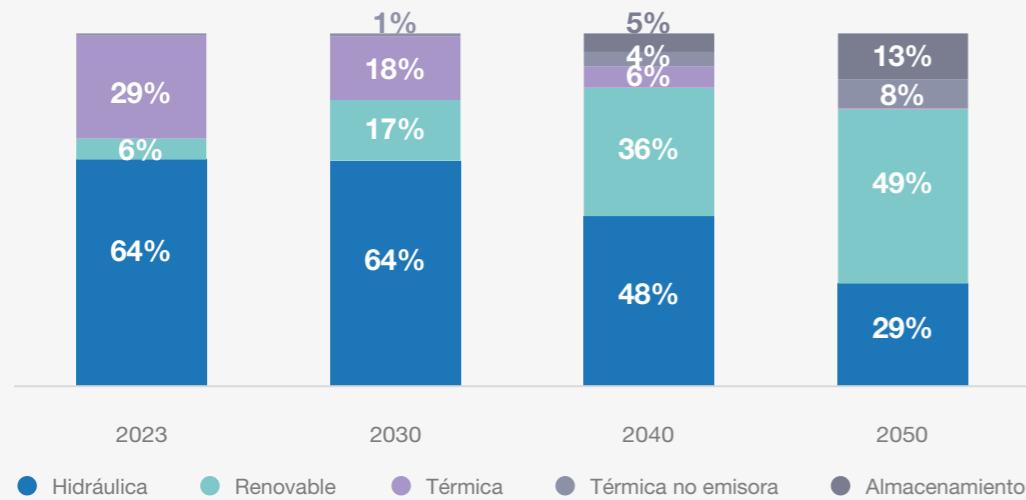




GRÁFICO 5.12

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



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

Un punto relevante es que se requieren mayores inversiones en sistemas de almacenamiento en el escenario de transición energética para garantizar la flexibilidad del sistema. Las tecnologías elegidas incluyen una combinación de baterías con capacidad de almacenamiento de hasta 6 horas y centrales hidroeléctricas reversibles, capaces de acumular energía hasta 100 horas, que llegan a representar el 13 % de la capacidad total del sistema en 2050.

Al final del horizonte bajo estudio, casi el 70 % de la capacidad instalada del sistema está compuesto por fuentes renovables. Las centrales térmicas no emisoras, que representan el 8 % de la matriz en 2050, son plantas de biomasa.

GRÁFICO 5.13

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

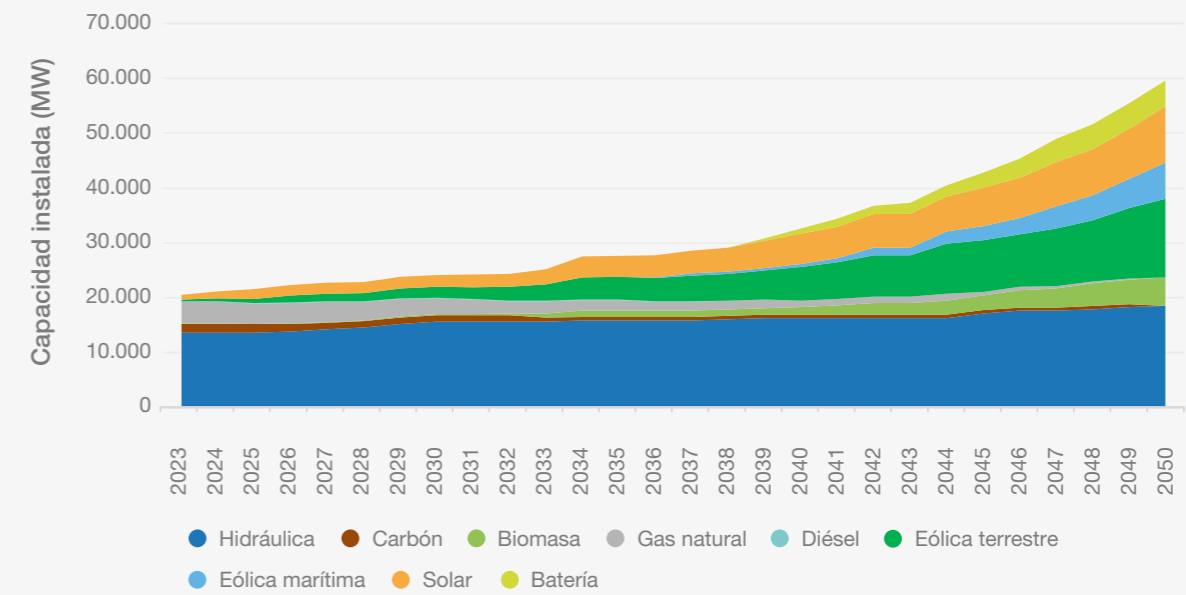
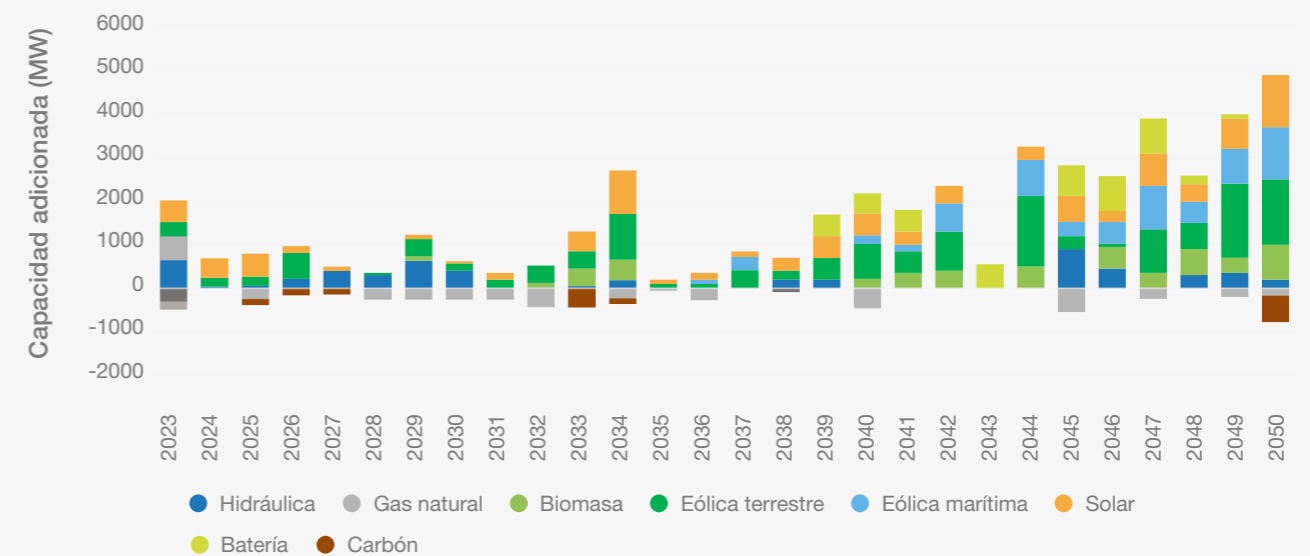


GRÁFICO 5.14

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



## ► Perfil de generación

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

La fuente hidroeléctrica sigue siendo la tecnología principal para satisfacer la demanda del país a largo plazo. Este protagonismo solo se pierde después de la segunda mitad de la década de 2040, debido a la falta de inversiones significativas en nuevas centrales hidroeléctricas en el país y al avance de las centrales eólicas marítimas, que, combinadas con las eólicas terrestres, atienden casi el 45 % de la demanda en el último año del estudio.

Un punto destacado es que existe una complementariedad entre las centrales eólicas y las hidroeléctricas en el país, puesto que las primeras suministran más energía en la primera mitad del año y las hidroeléctricas en la segunda.

La elevada participación de la generación hidroeléctrica, junto al hecho de que la participación solar no es muy significativa hasta el año 2040 (solo el 7 % de la demanda es atendida por estas fuentes), resulta en un costo marginal horario sin grandes variaciones a lo largo del día. La razón es que las hidroeléctricas tienden a ser el recurso marginal del sistema la mayor parte de la jornada, representando un costo relativamente bajo y con pocas variaciones entre horas.

GRÁFICO 5.15

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

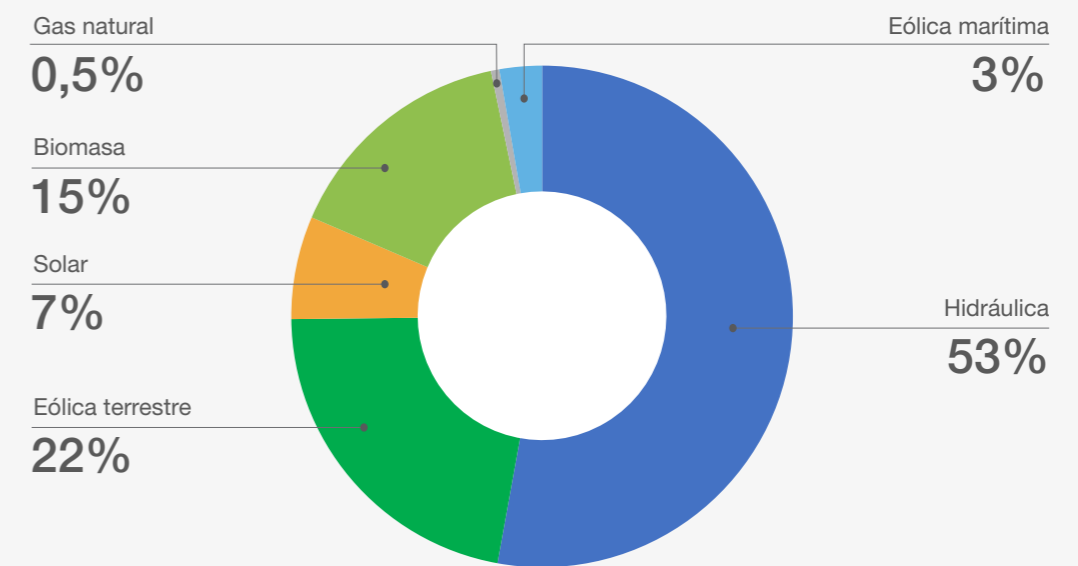


GRÁFICO 5.16

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

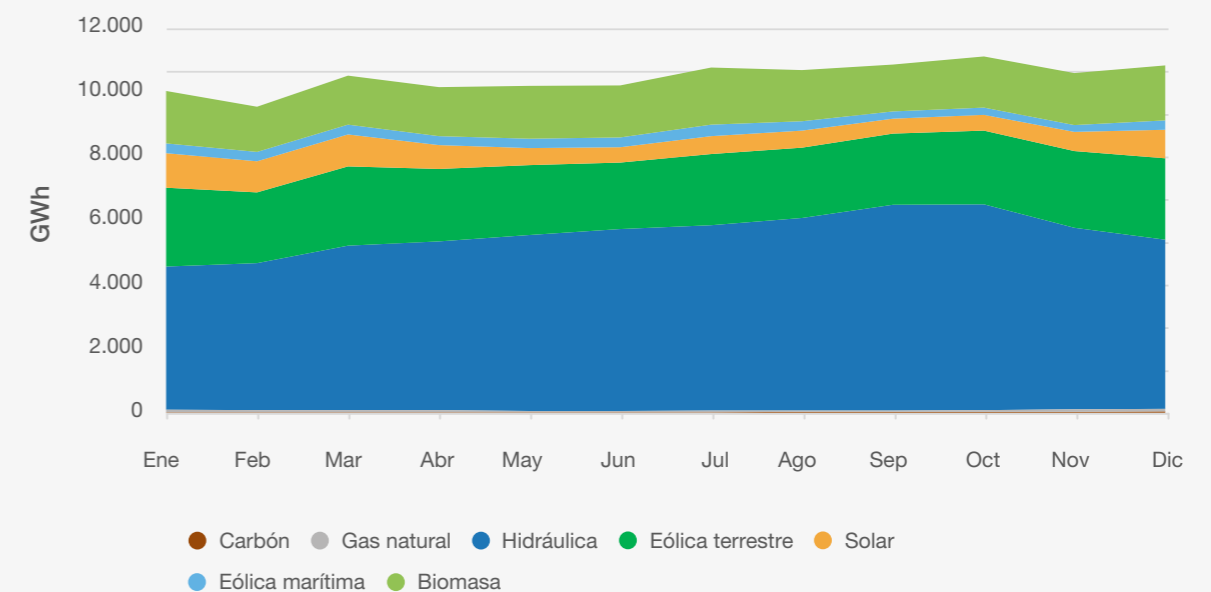
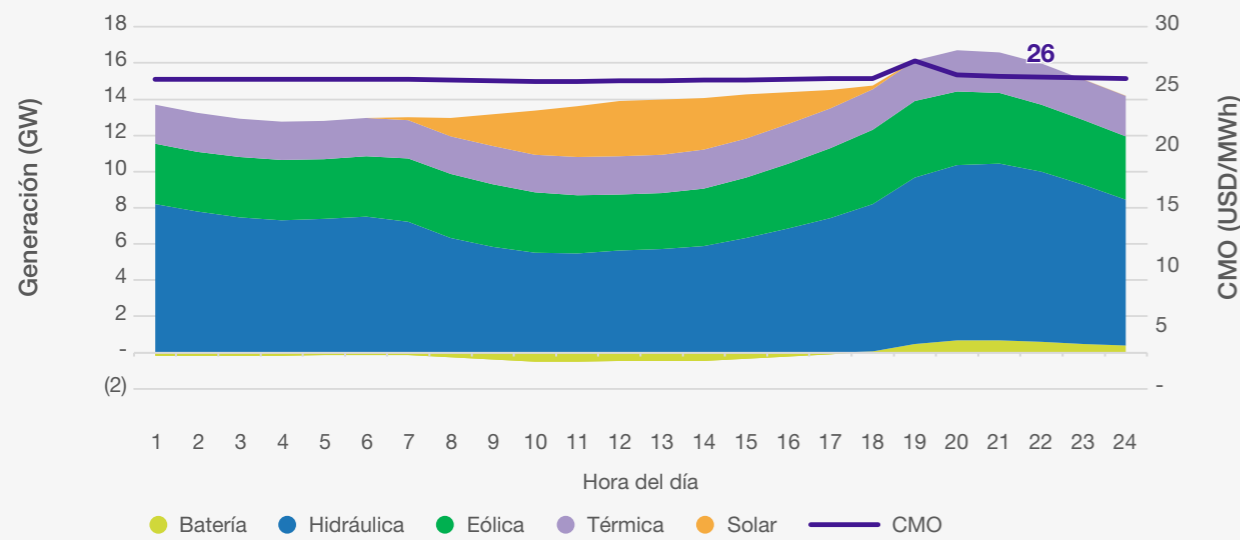


GRÁFICO 5.17

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



En 2050, la meta en el escenario de transición ya está cumplida y no hay generación a través de plantas emisoras de GEI. Las turbinas eólicas terrestres y marítimas combinadas con las plantas solares satisfacen más del 50 % de la demanda del país, sustituyendo a las centrales hidroeléctricas como la principal fuente de energía.

Al analizar el despacho típico horario, como se muestra en el gráfico 5.20, se observa una considerable participación de los recursos de almacenamiento. Su perfil de carga se concentra en la tarde, mientras que la descarga de energía tiene lugar durante la noche, cuando la generación solar no está disponible y hay un aumento en el consumo de energía en el sistema.

GRÁFICO 5.18

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

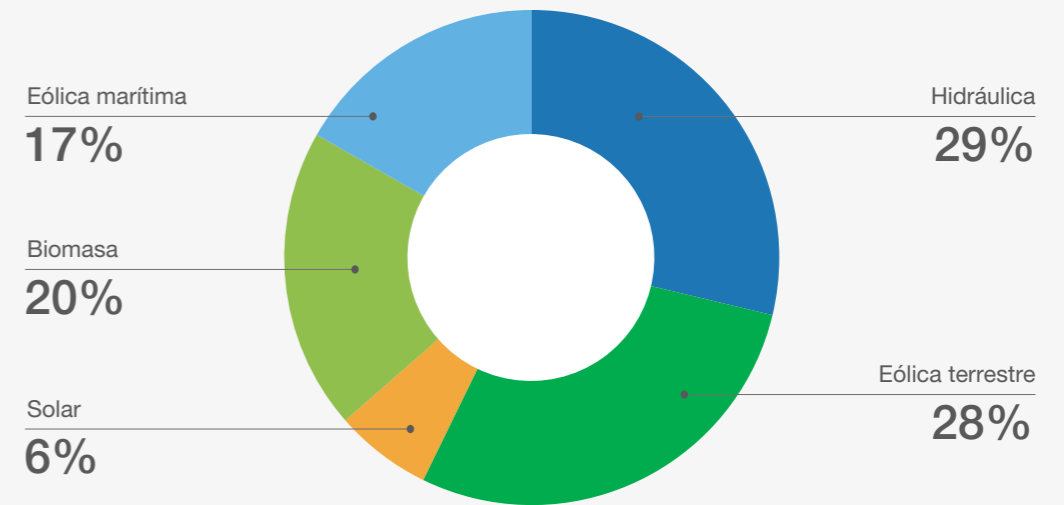


GRÁFICO 5.19

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

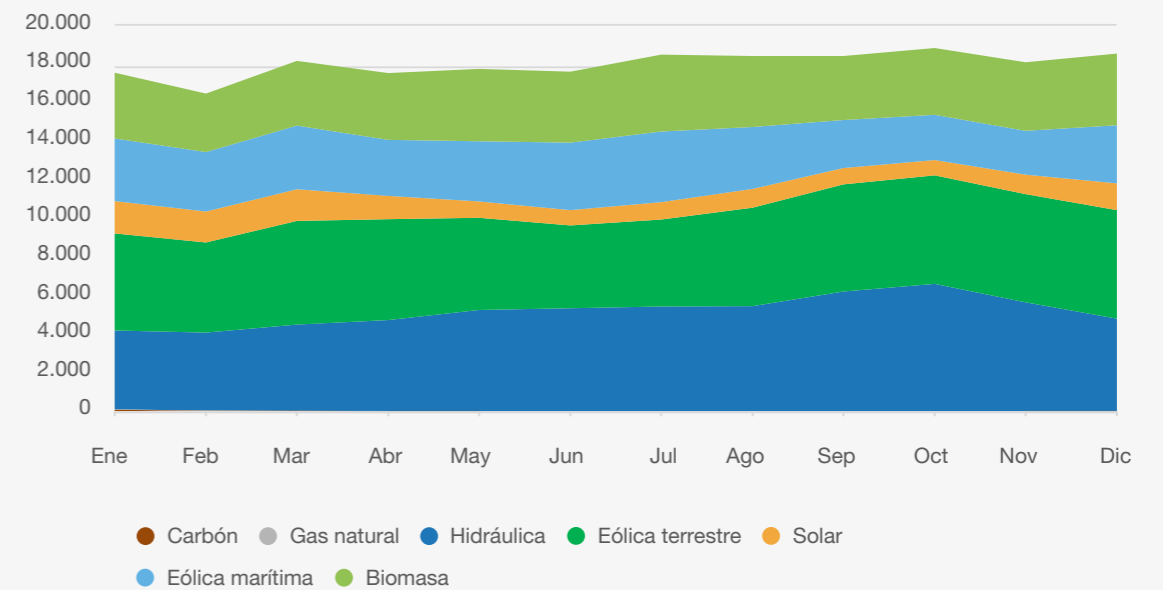
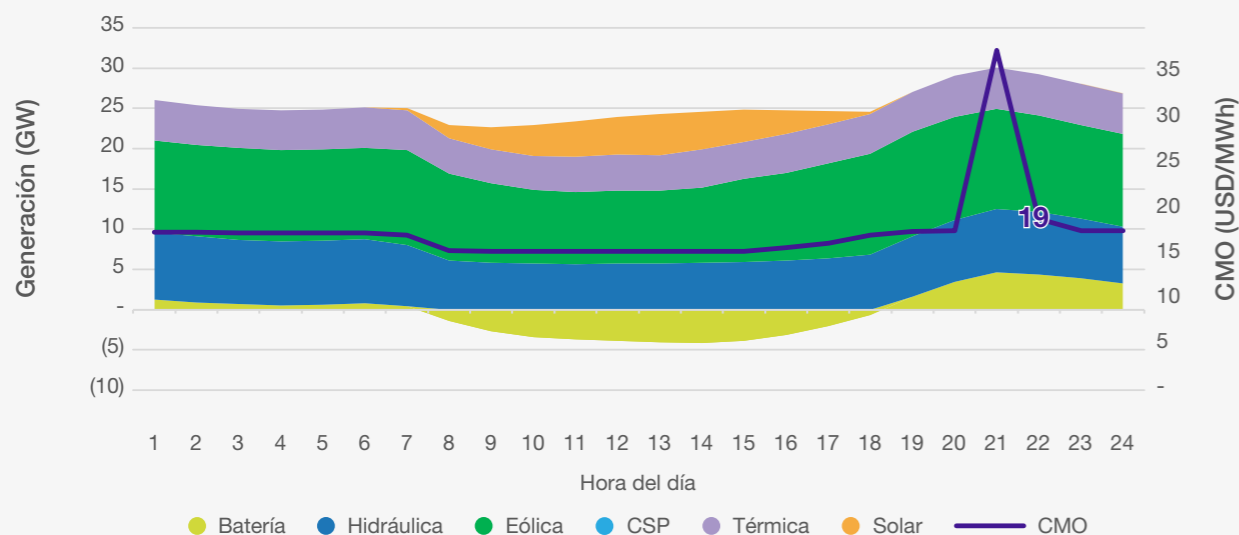


GRÁFICO 5.20

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



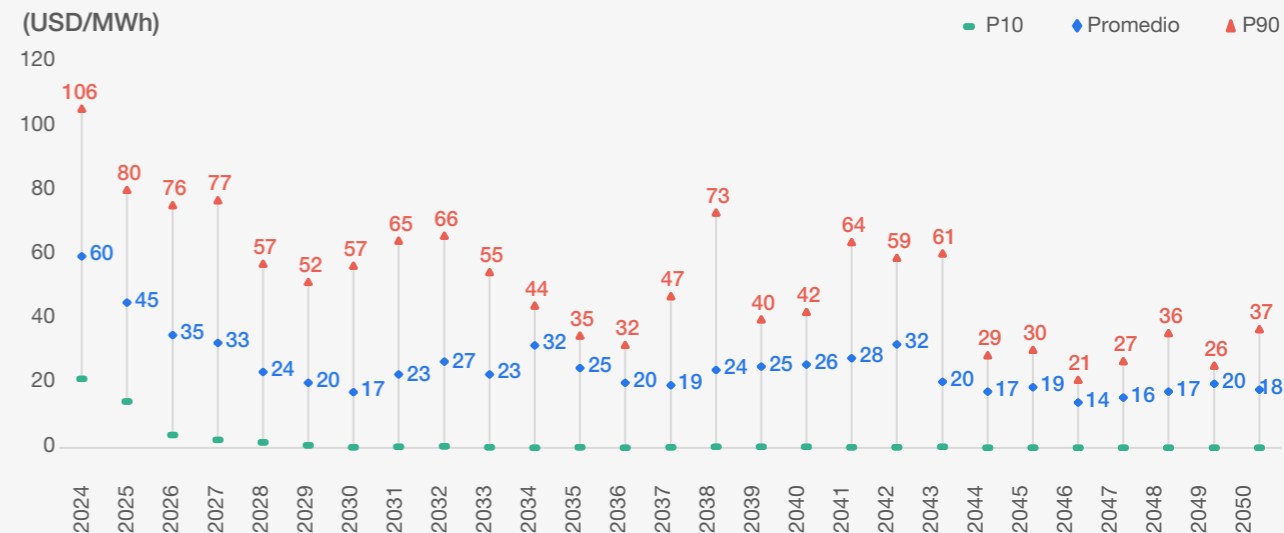
### ► Costos marginales

Los costos marginales presentan valores más elevados al principio del horizonte debido a la limitada disponibilidad hidroeléctrica en Colombia al comienzo del periodo bajo estudio, especialmente en 2023. La eliminación de los generadores que funcionan con gas y carbón, junto con un aumento significativo de las fuentes renovables con costo variable unitario igual a cero, conduce a escenarios de costos marginales reducidos a lo largo de los años.

Dependiendo de la disponibilidad hidroeléctrica en el país, el caso de TE podría incluso presentar a largo plazo escenarios con costos marginales iguales a cero durante todo el año. En promedio, el costo marginal del sistema a largo plazo se mantiene cerca de los 20 USD/MWh.

GRÁFICO 5.21

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

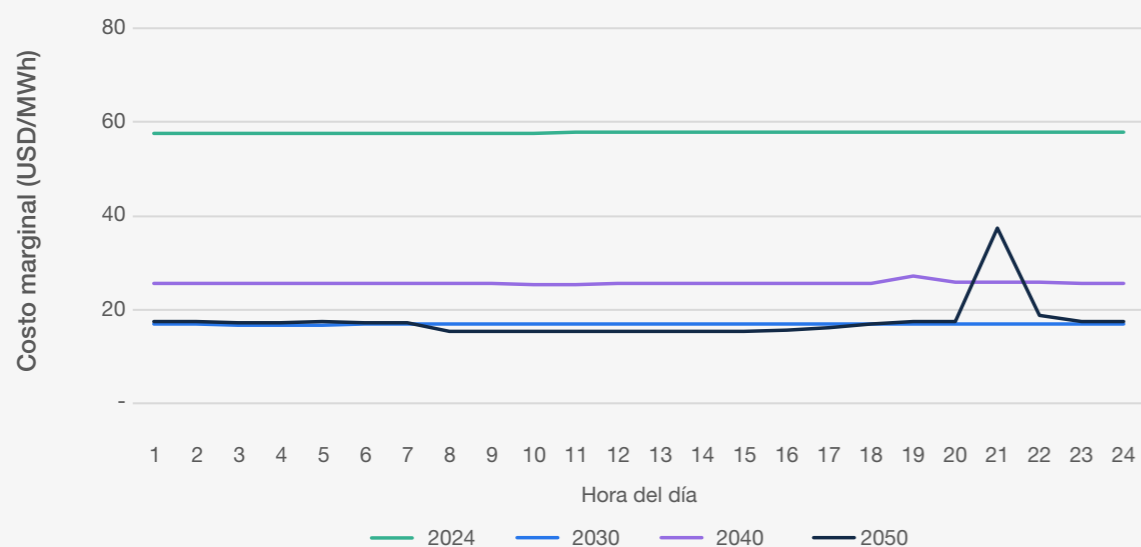


La baja participación de la generación solar en el país y el hecho de contar con una considerable presencia de hidroeléctricas resultan en bajas variaciones en el costo marginal por hora. En Colombia, no se observa el perfil de la curva del pato que se ve en otros países. Una razón por la que esto ocurre en el caso de TE y no en el caso de BAU es la mayor cantidad de recursos de almacenamiento presentes en el sistema. En el escenario de continuidad, estas tecnologías no tienen una participación muy significativa, lo que contribuye a una mayor variación de los costos marginales en la última década del estudio.



GRÁFICO 5.22

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



## Comparación de los casos de BAU y TE

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

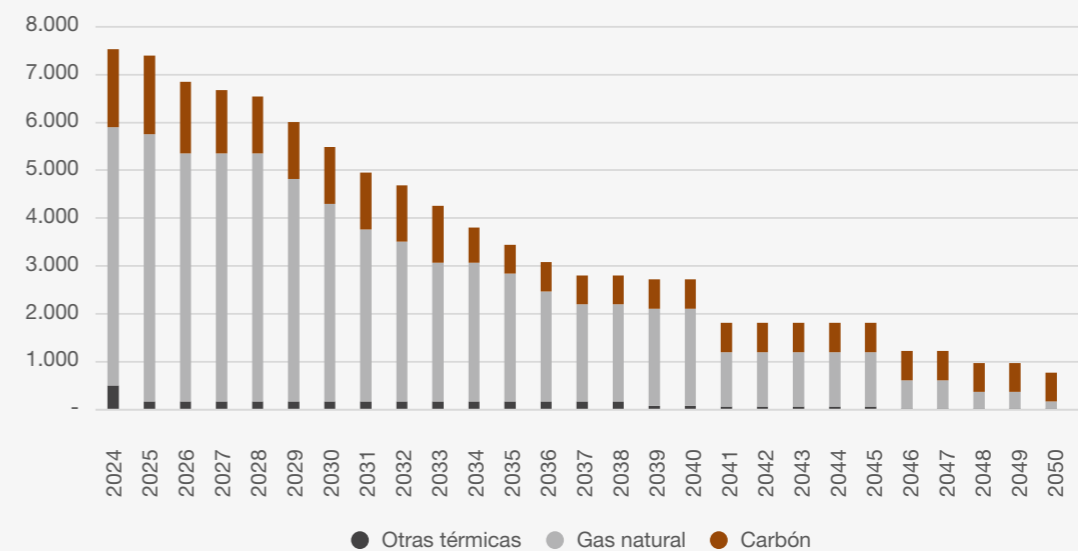
Una de las diferencias entre los dos casos es la proyección de la demanda de energía eléctrica. Como se explica en el apéndice 8, que describe la metodología para la estimación de los supuestos, se calculan dos escenarios en función de la electrificación del parque automotor colombiano y una mayor producción de hidrógeno verde. Con estas proyecciones se observa que el

mayor impacto se produce a partir de 2040, cuando hay un aumento más significativo en la electrificación de la flota, causando un aumento del 10,9 % (21,2 TWh) en la demanda del país hasta el final del horizonte de estudio (véase el gráfico 4.25).

Otro punto relevante en el caso de TE es la retirada de centrales termoeléctricas emisoras de GEI. En el estudio de Colombia, se consideró la eliminación de 7,5 GW producidos por centrales termoeléctricas hasta 2050, de manera que se alcance el objetivo de emisiones netas cero al final del horizonte. El gráfico 5.23 presenta la capacidad instalada termoeléctrica total en cada año evaluado y cómo va disminuyendo con el paso del tiempo conforme al cronograma de retirada adoptado en Colombia.

GRÁFICO 5.23

Cronograma de retirada de las centrales termoeléctricas en el sistema colombiano

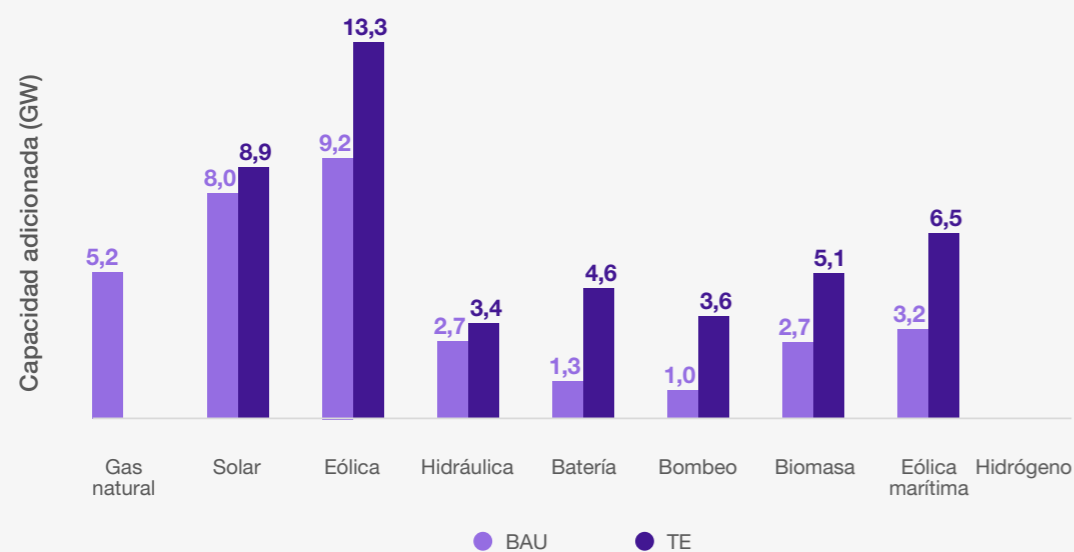


En él se toma en cuenta la fecha de ingreso de las centrales térmicas y una estimación de la vida útil de los activos. La mayoría de las plantas se retiran del sistema después de 2030. Algunas plantas de carbón permanecen durante casi todos los años del estudio porque fueron instaladas a finales de la década de 2010.

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 2024 y 2050. En ese gráfico solo se presentan las decisiones de inversión calculadas por el modelo de expansión.

GRÁFICO 5.24

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

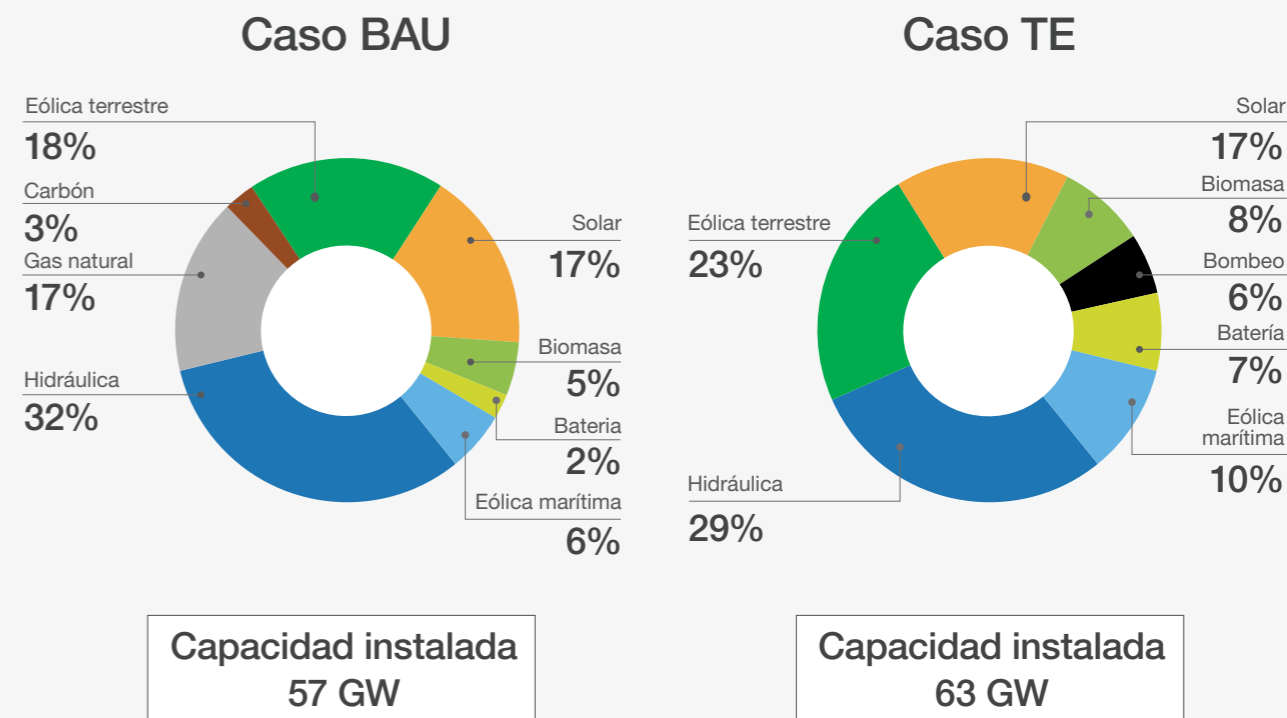


Con la retirada de todas las centrales emisoras térmicas, se produce un aumento significativo de la inversión en tecnologías que aporten mayor flexibilidad al sistema, como baterías y centrales hidroeléctricas reversibles.

La proyección del caso de BAU ya mostraba una alta participación de las energías renovables al final del horizonte, de manera que las fuentes no emisoras representan aproximadamente el 81 % de la matriz. En el caso de TE, la neutralidad de carbono se alcanza en el último año del estudio, tras la retirada de la última unidad térmica en 2049. En este caso, las centrales hidroeléctricas, combinadas con tecnologías de almacenamiento, son fundamentales para compensar el aumento de la intermitencia en la oferta de energía del sistema.

GRÁFICO 5.25

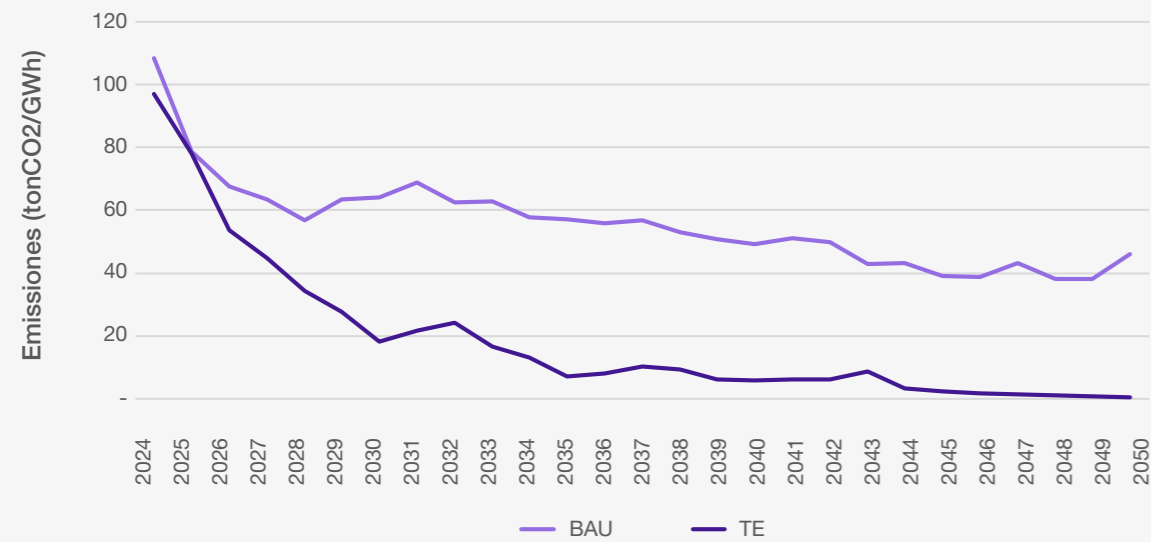
Comparación del portafolio de proyectos en los dos casos analizados en 2050



Las emisiones sufren una importante reducción durante el horizonte de estudio en el escenario de transición, hecho que ya se puede comprobar en el primer año con la retirada de algunos generadores diésel del sistema. En el caso de BAU, las emisiones se mantienen en un nivel cercano a 50 t/GWh de CO<sub>2</sub> anuales, con un aumento al final del horizonte por la entrada de algunos generadores que funcionan con gas natural. En el escenario de TE, las emisiones disminuyen progresivamente y llegan a cero en el último año analizado. En este punto, no quedan ya plantas térmicas emitiendo gases de efecto invernadero en el sistema colombiano.

GRÁFICO 5.26

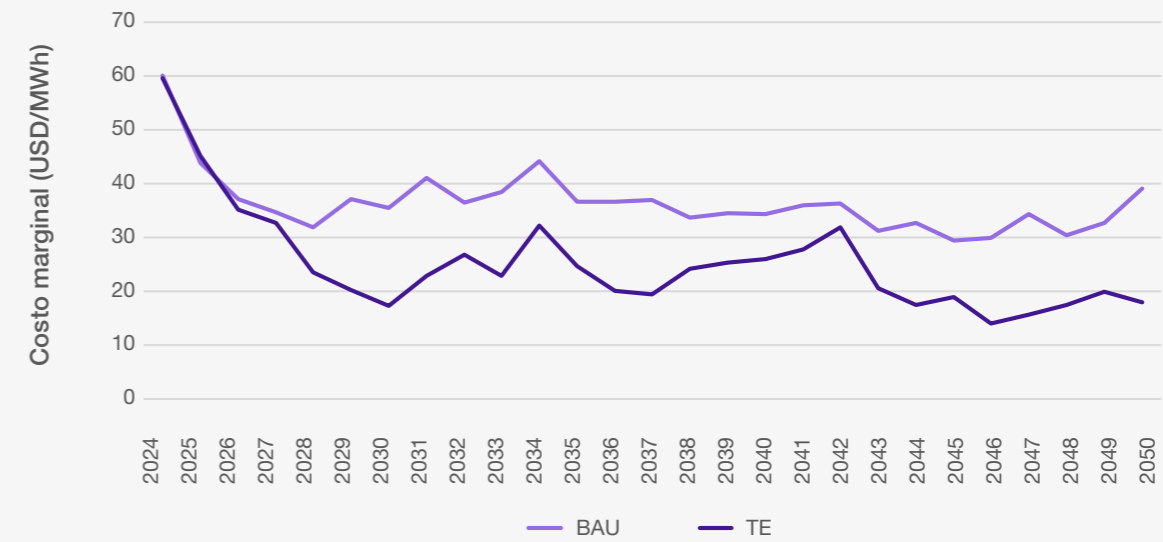
Comparación de la intensidad de emisiones en el sistema colombiano en los casos de BAU y TE



En relación con los costos marginales de operación, también se observa una tendencia a la baja en el caso de TE debido a las retiradas de plantas térmicas, especialmente las de diésel o petróleo y algunas centrales térmicas alimentadas con gas natural. El coste marginal se ve poco afectado al inicio del horizonte, dado que la mayoría de las retiradas se producen después de 2030.

GRÁFICO 5.27

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



**Nota:** No incluye el costo real equivalente de la energía (CERE) y los demás encargos adicionales que componen el precio de bolsa (actualmente suman un valor cercano a 25 USD/MWh).

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

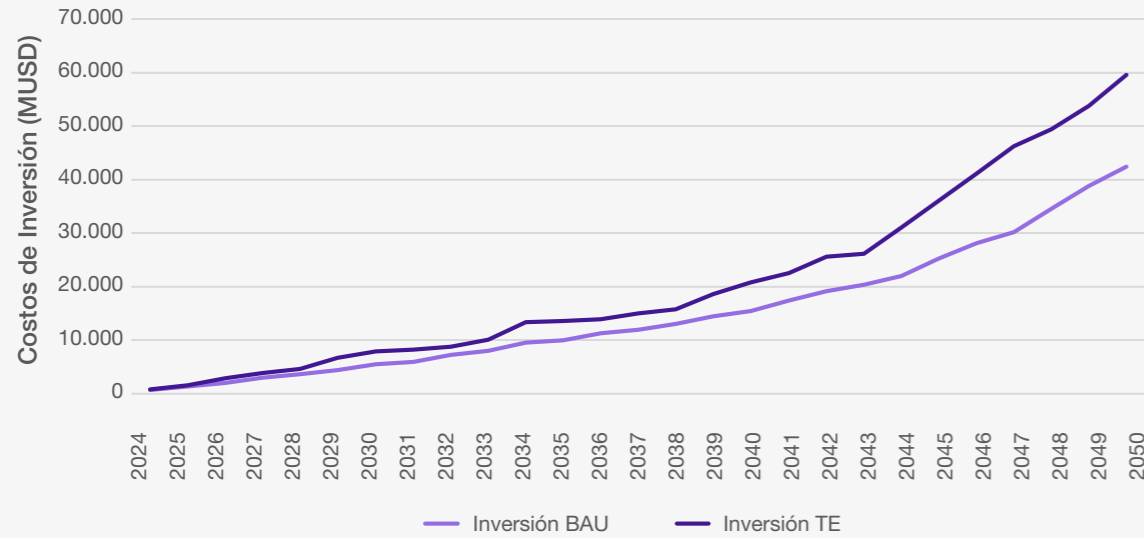
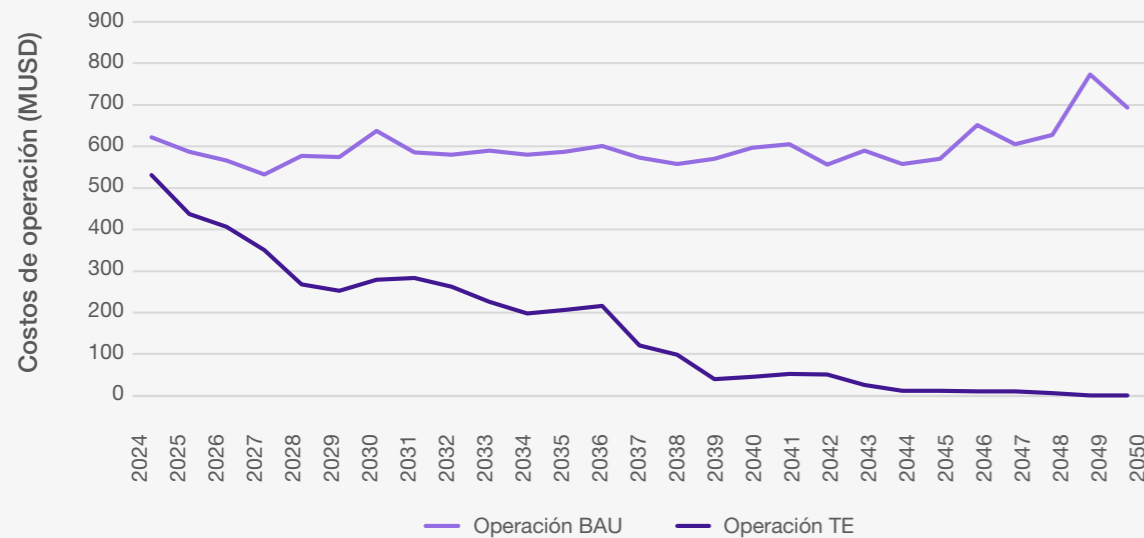


GRÁFICO 5.29

Evolución de los costos de operación



Es notable que en el caso de TE hay un aumento de 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, resultante de una mayor electrificación de la flota o un aumento de la producción de hidrógeno verde. En cuanto a los costos operativos, la eliminación de termoeléctricas y el aumento de fuentes de generación con costo variable cero provocan una disminución de este indicador a lo largo de los años.

En el contexto colombiano, la meta de descarbonización adoptada implica la retirada de todas las centrales termoeléctricas del sistema, sin opción de invertir en nuevos activos de este tipo en el caso de TE. Aunque el país tiene fuentes de energía renovable, aún depende de la generación de termoeléctricas en ciertas épocas del año y en escenarios hidrológicos simulados. Esta eliminación motiva un aumento de las inversiones en tecnologías de almacenamiento, como baterías e hidroeléctricas reversibles, capaces de proporcionar los servicios ofrecidos anteriormente por las centrales desmanteladas.

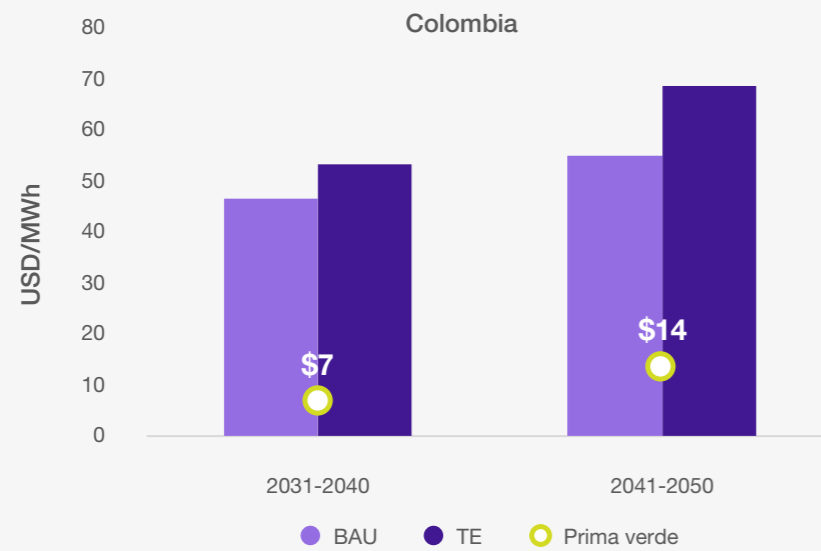
Finalmente, el gráfico 5.30 presenta una comparación entre los costos marginales de expansión (CME) de los dos casos analizados. El CME es un indicador que estima la razón entre la variación del costo total anual (inversión + operación) y la variación de la demanda de electricidad de un país, siendo 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 largo plazo de los casos de BAU y de TE.



GRÁFICO 5.30

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



A partir de 2030, en el caso de TE, se procede a la retirada de algunos activos termoeléctricos que han sido sustituidos por baterías con capacidad de almacenamiento entre 4 y 6 horas al final de la década, así como por hidroeléctricas reversibles, lo que incrementa el costo de inversión del sistema. En la última década, además de la retirada de estas últimas, se observa un aumento considerable en la demanda de energía eléctrica, lo que eleva aún más los costos de inversión. Cabe destacar que los costos operativos se reducen considerablemente en el caso de TE a lo largo de los años. Así, la prima verde para el sistema colombiano se sitúa en alrededor de 7 USD/MWh en la década de 2030 y aumenta a 14 USD/MWh en la de 2040.



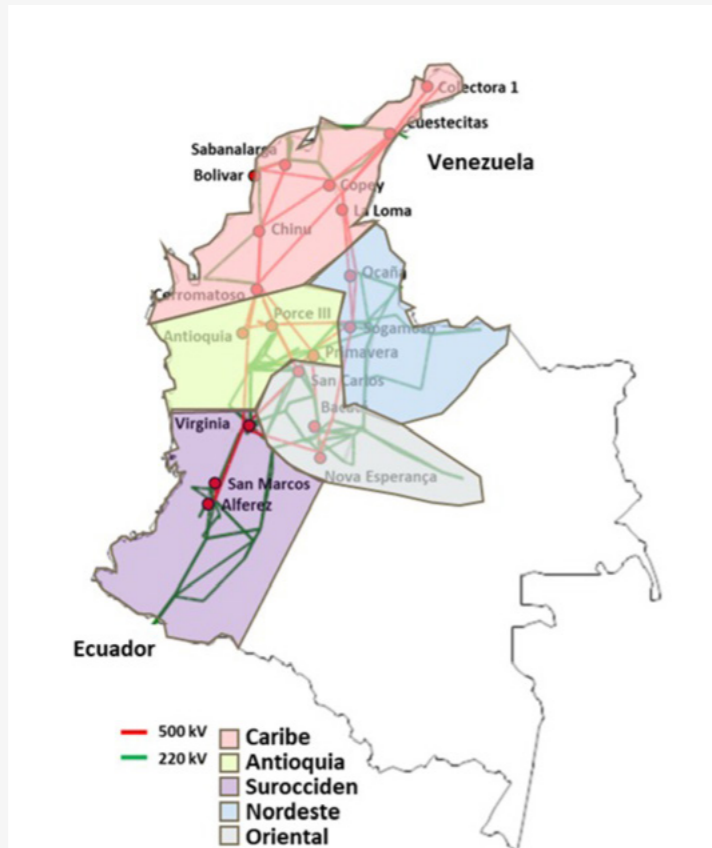
## Inversiones en transmisión

El sistema eléctrico de Colombia se divide en cinco regiones. La región que muestra el mayor potencial de energía renovable eólica y solar es la del Caribe, situada en la parte más al norte del país, con especial énfasis en el área de La Guajira. Según el informe de planificación de transmisión de la UPME, se espera conectar aproximadamente 3.000 MW de energías renovables a la red en esta región antes de 2032 (UPME, 2019).

Para llevarlo a cabo, se están planificando algunos refuerzos en la infraestructura de transmisión de la región. Un ejemplo de ello es la línea de transmisión en corriente continua (CC) Alta/Guajira, que tiene como objetivo aumentar la capacidad de exportación de energía desde La Guajira hacia el centro del país. La figura 5.2 presenta un esquema del sistema y las conexiones entre las diferentes regiones del país.

FIGURA 5.1

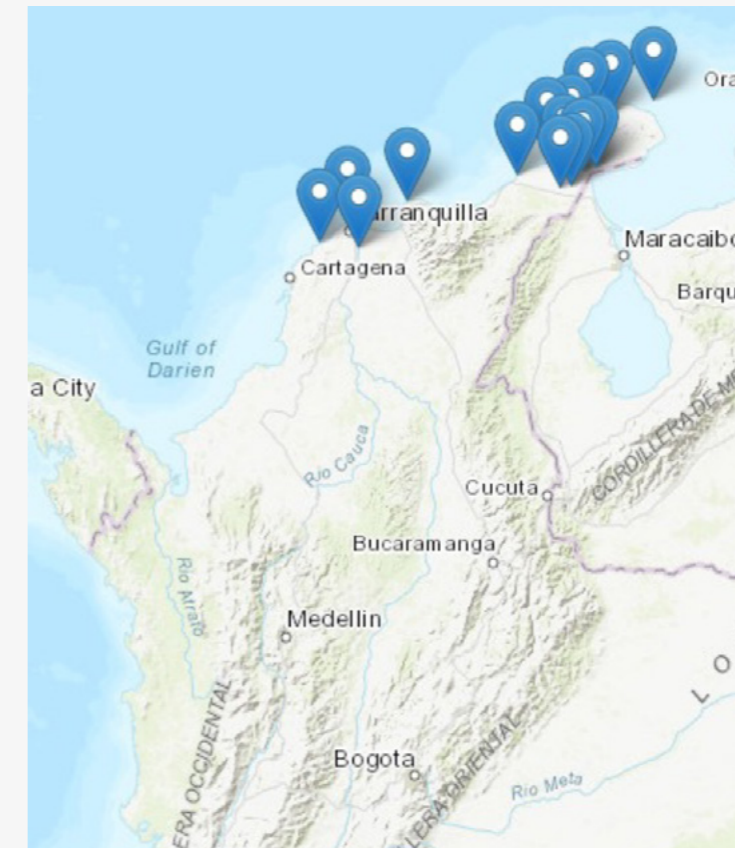
Principales regiones de Colombia y sus líneas de transmisión



En este estudio, la modelación de las energías renovables se realizó teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos regionales. El mapa de la figura presenta la ubicación de los puntos donde existe la posibilidad de instalar parques eólicos en la región. Además, el **apéndice 5** ofrece un mapa destacando las regiones del país con mayor potencial eólico y solar.

FIGURA 5.2

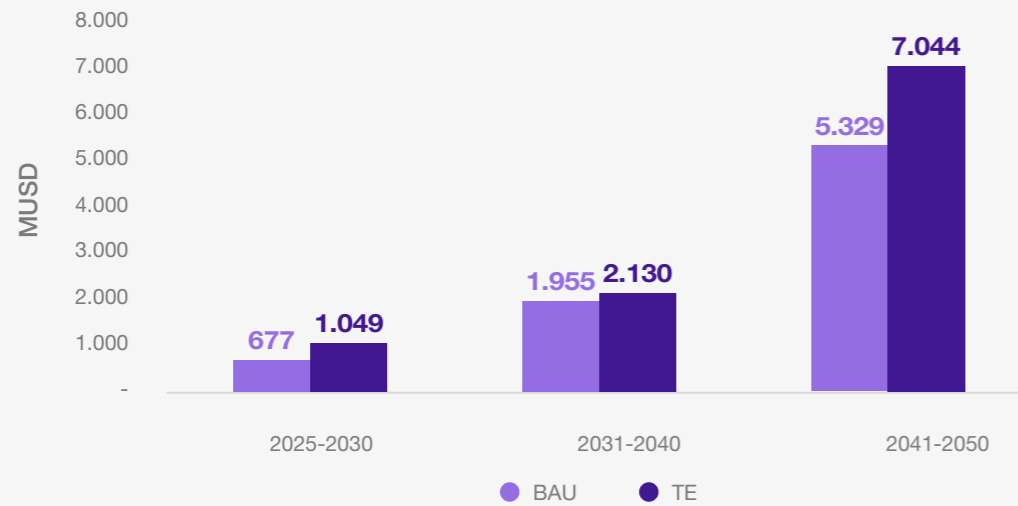
Distribución de parques eólicos en Colombia



El gráfico 5.31 muestra los montos de inversión en cada una de las décadas de este estudio para los casos de BAU y de TE. En ambos escenarios, la mayor parte de las inversiones se concentra en la última década, lo que está motivado no solo por el aumento de la demanda, sino también por las adiciones de parques eólicos marítimos (especialmente en el caso de TE). Al comparar las inversiones totales en ambos casos, se observa que las destinadas a transmisión en el caso de TE suponen un 28 % más que las del caso de BAU.

GRÁFICO 5.31

Inversiones en el sistema de transmisión colombiano por década

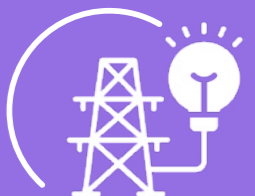


Con todo el potencial eólico del país ubicado en una región aislada, se vuelven imperativos los refuerzos en la red de transmisión para aprovechar los recursos renovables en los próximos años. Ya existen proyectos importantes de transmisión en construcción y en fase de planificación con el objetivo de integrar las plantas eólicas al sistema para el año 2032, según los informes de la UPME. El estudio del sistema colombiano indica que las inversiones en transmisión representan alrededor del 17 % del total (considerando generación y transmisión) en el caso de BAU y el 13 % en el caso de TE.



## Inversiones en distribución

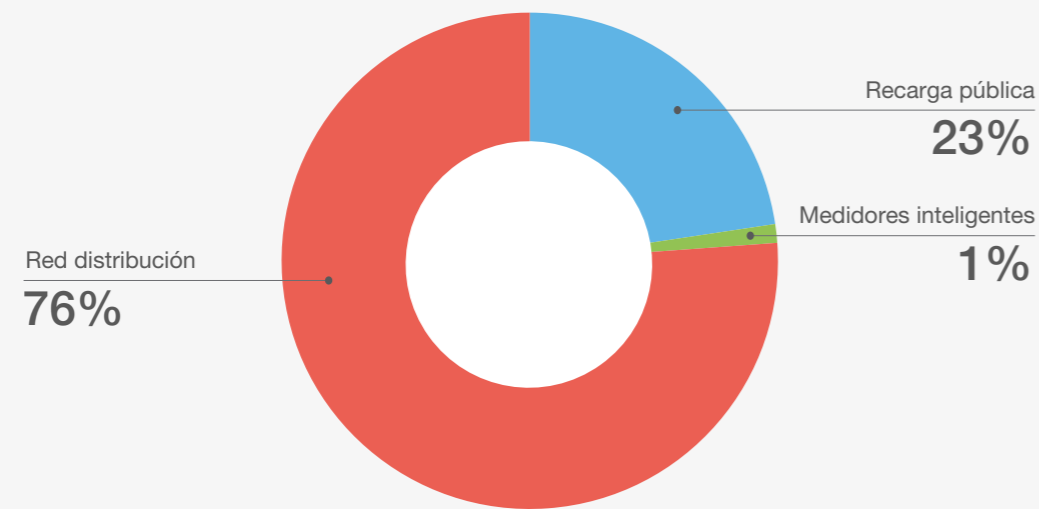
Para el cálculo de las inversiones en el sector de la distribución de energía eléctrica, el análisis se enfoca en las estimaciones de costos por el impacto de la aplicación de políticas contundentes de transición energética en estos sistemas, motivo por el cual no se observan dos escenarios. En particular,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



Las inversiones estimadas totales para los sistemas de distribución del país durante el periodo 2024-2050 alcanzan los USD 3.800 millones<sup>12</sup>, 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)



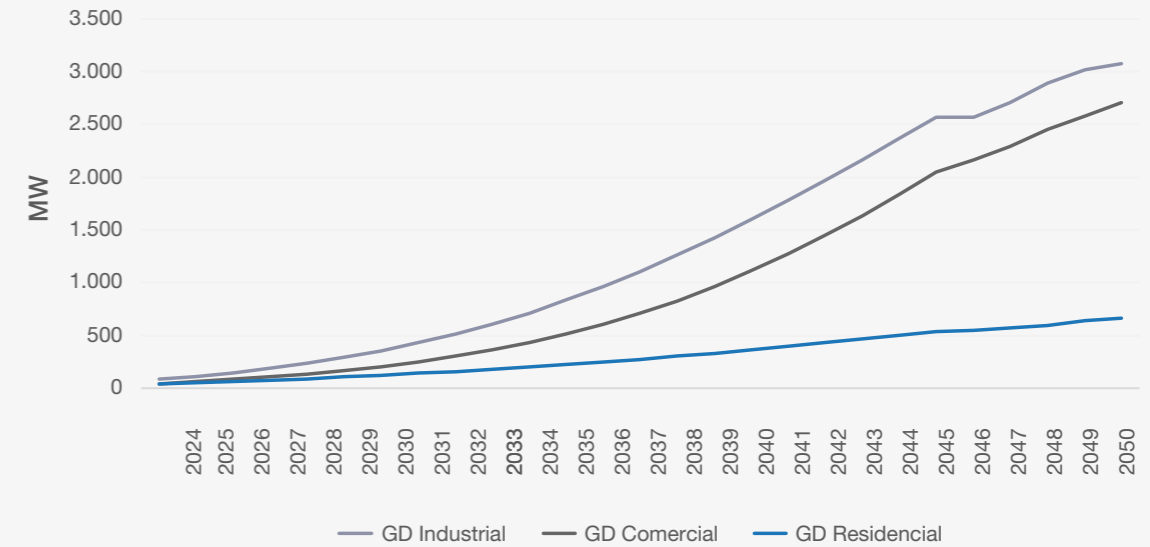
► **Instalación de medidores inteligentes**

Se espera que el despliegue de la GD en Colombia tenga un crecimiento exponencial, principalmente en los sectores industrial y comercial. Dicho comportamiento tendrá un quiebre hacia el año 2045, a partir del cual se desacelerarán las instalaciones de este tipo de tecnología, como puede observarse en el gráfico 5.33.

<sup>12</sup> 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

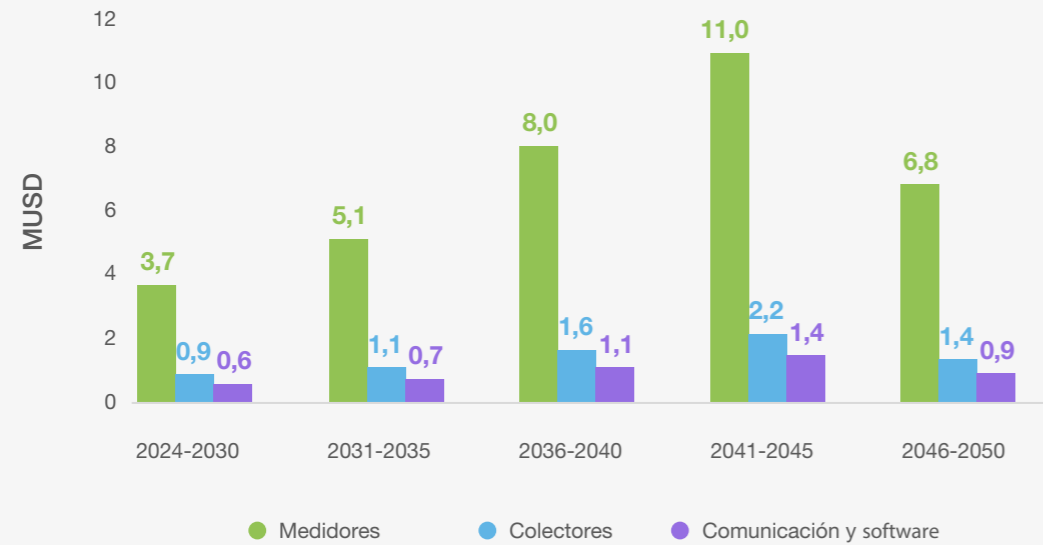
Proyección de la generación distribuida (capacidad acumulada)



Las inversiones en medidores, colectores, y comunicación y *software*, como consecuencia de la instalación de la GD, se incrementarán en cada periodo, hasta el año 2045. Para el último quinquenio se observa menor necesidad de financiamiento, debido a la desaceleración del despliegue observado para los tres sectores.

GRÁFICO 5.34

Estimación de los costos de medición inteligente acumulados por periodo

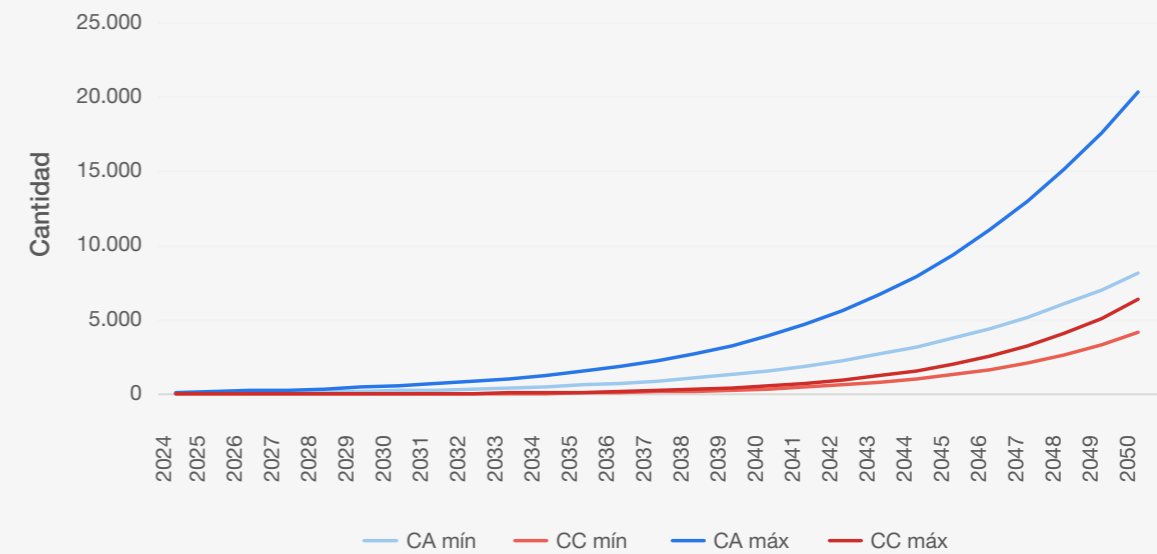


### ► Inversiones en estaciones de recarga pública

En el gráfico 5.35 se presentan las proyecciones obtenidas en cuanto a necesidades de cargadores públicos en corriente alterna (AC) de 22 kW y cargadores públicos de corriente continua (CC) de 60 kW de capacidad instalada.

GRÁFICO 5.35

Cantidad de estaciones de recarga pública por instalar anualmente

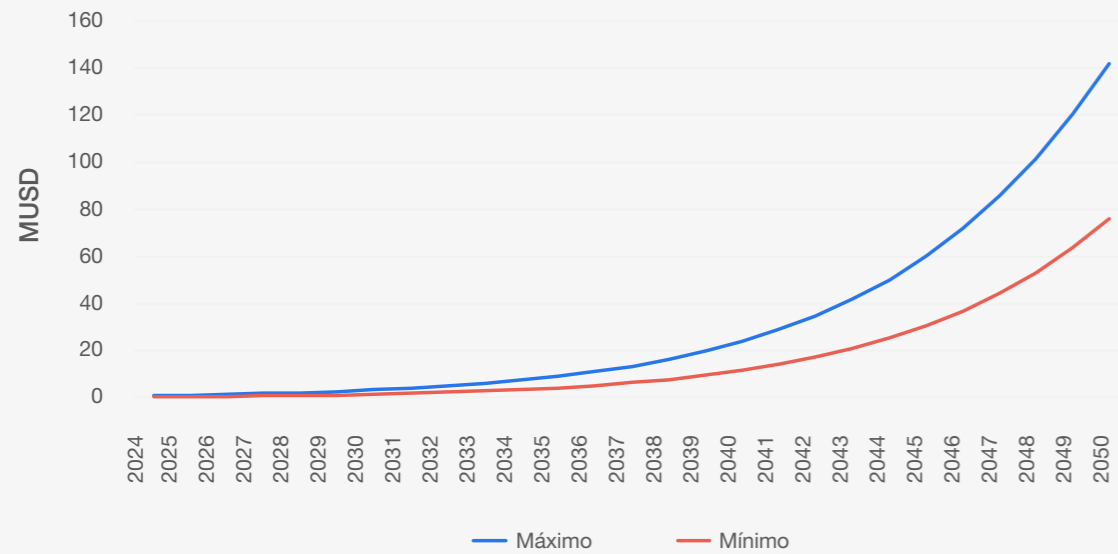


El crecimiento esperado de la demanda por electromovilidad en Colombia se acelera durante la última década del periodo de análisis. Como puede observarse en el gráfico 5.35, esto provoca un impulso de las inversiones para abastecer la demanda, que podrían superar los USD 20 millones a partir del año 2040. Los valores podrían septuplicarse en diez años, por lo que el país debería considerar estos niveles dentro de la planificación eléctrica, para absorber la demanda sin afectar al desarrollo de la electromovilidad, desplegando una red de recarga pública con capacidad suficiente.



GRÁFICO 5.36

Inversiones anuales en estaciones de recarga pública por escenario



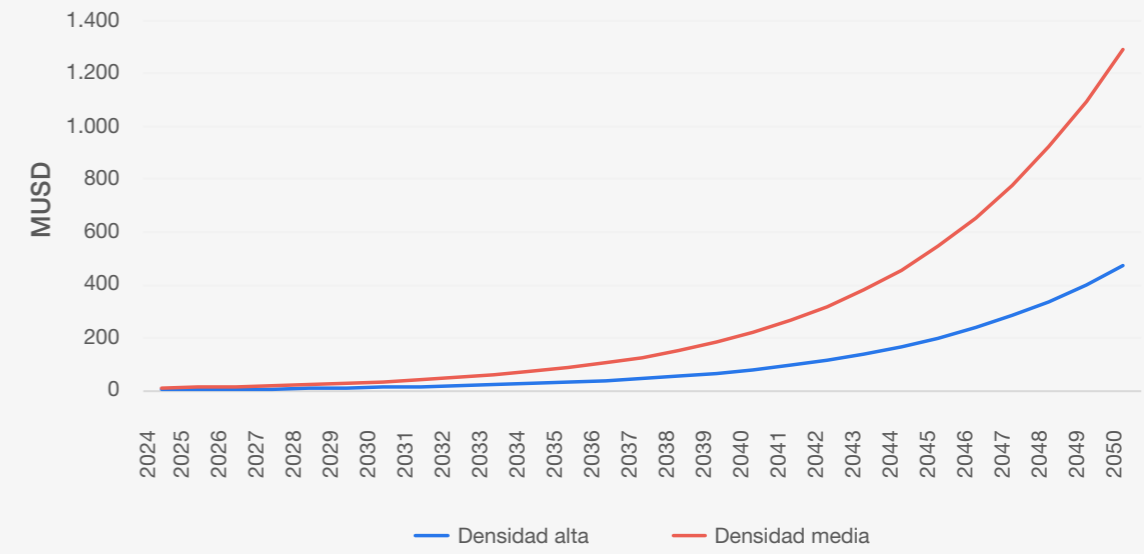
El comportamiento anterior sugiere, además, que, si bien Colombia dispone aún de tiempo para el desarrollo de la mencionada red de recarga pública, debe elaborar en paralelo regulación asociada, con iniciativas de etiquetado vehicular y de incorporación de la electromovilidad a la cultura colombiana en todo el territorio nacional.

### ► Refuerzo de la red de distribución

En Colombia, 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, como muestra el gráfico 5.37, los USD 35 millones anuales en 2030, USD 220 millones anuales en 2040 y USD 1.300 millones anuales en 2050.

GRÁFICO 5.37

Inversiones anuales en la red de distribución



Puede observarse, además, que el comportamiento de las inversiones tiene un crecimiento exponencial, sobre todo hacia la última década, siguiendo el perfil del incremento de la demanda por electromovilidad, como se ha indicado en este documento. Así, se alcanzan valores muy significativos, particularmente durante el último lustro. Por este motivo, la planificación de las distribuidoras CREG y UPME deberá tener presente el impacto de la electromovilidad, previendo posibles sobrecargas, efectos de armónicos y situaciones que afecten a la estabilidad del sistema.

## 6

Ejes de acción  
en Colombia

» 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 colombiano.

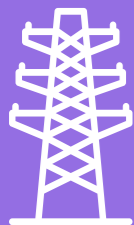
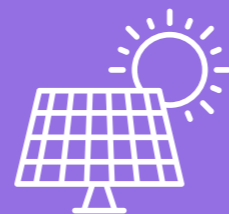
Primero, como se señala en los planes de expansión obtenidos de las simulaciones presentadas en este informe, las energías renovables dominarán la expansión de los sistemas eléctricos por razones principalmente económicas. De tal manera, el apoyo a las inversiones o la financiación de las tecnologías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

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



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

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



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

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

Por lo tanto, estudiar e identificar las tecnologías más prometedoras, ayudar a preparar los países a recibir estas inversiones y empezar a realizar inversiones concretas (primero, en proyectos piloto y después a larga escala) son acciones importantes para que estas tecnologías, cruciales para la descarbonización de los sectores (eléctrico y otros), ganen la madurez necesaria para su despliegue.

FIGURA 6.1

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



El entorno del mercado eléctrico colombiano fue analizado para cada uno de los ejes destacados anteriormente. Entre los ejes 1 y 2, el país se acerca más al segundo, puesto que se han realizado pocas subastas en el país y la participación de fuentes de ERNC aún es baja (menos del 10 % de la matriz al cierre de 2023). En octubre de 2019 se firmaron los primeros contratos de proyectos renovables (eólicos y solares) a través de subastas de energía dirigidas exclusivamente a estas fuentes. Además, también en 2019, se contrataron por primera vez proyectos eólicos y solares en la subasta de confiabilidad, que es tecnológicamente neutral y que históricamente solo ganan proyectos térmicos e hidroeléctricos. Debido a la reciente adjudicación de renovables en subastas, la implementación de estos proyectos es aún

incipiente. A finales de marzo de 2024, se contabilizaban alrededor de 18 MW en instalaciones eólicas y 718 MW en centrales solares operativas en el país, lo que representa menos del 4 % de la capacidad total del sistema.

Por esta razón, una oportunidad está precisamente relacionada con la promoción de mecanismos competitivos que fomenten el desarrollo de estas fuentes y con el apoyo financiero a desarrolladores de proyectos renovables, especialmente en áreas con alto potencial, pero con dificultades de desarrollo. Ese es el caso, por ejemplo, de la región de La Guajira, donde los proyectos eólicos enfrentan desafíos para su implementación debido a cuestiones relacionadas con la autorización de uso de tierras. La diversificación de la matriz de generación de Colombia, que actualmente es altamente dependiente de las fuentes hidroeléctricas, es un factor importante para reducir la vulnerabilidad del sistema ante condiciones hidrológicas adversas.

Respecto al eje 3, se puede destacar que Colombia cuenta con un fuerte entorno institucional y una buena comunicación entre las diferentes instituciones y agentes del sector. Además, ha creado grupos técnicos paralelos para sugerir mejoras al funcionamiento del mercado y acordar cambios entre los agentes. En este sentido, conviene promover la participación de discusiones técnicas y regulatorias relevantes en el país —por ejemplo, se viene discutiendo desde hace algunos años cómo mejorar el mecanismo de confiabilidad y cómo garantizar la seguridad del suministro en tiempos de escasez hídrica—. Por otra parte, dado que su mercado funciona por oferta de precios (único en América Latina), Colombia debe superar desafíos relacionados con la falta de competencia en momentos de escasez de oferta y mejorar la señal de precios ante estas situaciones.

Actualmente, el país también enfrenta restricciones en cuanto a la generación de electricidad con gas natural. El GN local ya se está utilizando en su totalidad y la infraestructura de importación existente opera a su máxima capacidad. En 2023, hubo incentivos para la construcción de una nueva terminal de regasificación en la región de Buenaventura. La Unidad de Planificación Minero Energética (UPME) abrió una licitación, pero esta terminó desierta debido a la falta de interés por parte de los desarrolladores. Considerando que el gas natural puede ser un aliado importante para la transición energética del país en tiempos de escasez hidrológica, incentivos para el desarrollo de esta nueva terminal son una opción.

Con relación al eje 4, el desarrollo de nuevas tecnologías (generación distribuida, baterías, eficiencia energética, hidrógeno verde, vehículos eléctricos, etc.) es todavía incipiente en Colombia. Si bien existen planes para implementar algunas de ellas, los principales obstáculos identificados son (1) la carencia de incentivos; (2) la falta de regulación para el desarrollo; y (3) la limitación física del sistema. Por ejemplo, aunque existen reglamentaciones que establecen incentivos fiscales a la eficiencia energética e incentivos financieros para la generación distribuida, los costos de implementación de estas tecnologías aún son muy altos para los autoprodutores y hay poca difusión de estos mecanismos a nivel nacional. En este sentido, agentes del sector eléctrico podrían apoyar su implementación y facilitar el financiamiento de estos activos, permitiendo que una mayor porción de población tenga acceso a estas tecnologías.

Con respecto a la implementación de redes inteligentes, dispositivos de medición avanzada y sistemas de almacenamiento, hay planes para incentivar su desarrollo en el país, ya que son importantes tecnologías para proveer flexibilidad al sistema, puesto que cubren los picos de la demanda, aumentan la confiabilidad del suministro y reducen las inversiones en la red, entre otras ventajas. Sin embargo, el principal obstáculo actualmente es la falta de regulación que permita su integración en la red. De esta forma, es posible actuar proponiendo ajustes regulatorios para reconocer los beneficios de incorporar esta tecnología.







En cuanto al hidrógeno verde y la energía eólica marítima, el Ministerio de Energía lanzó una Hoja de Ruta para el desarrollo de ambas tecnologías, las cuales están también consideradas en el Plan de Transición Energética Justa del país. En el caso de la eólica marítima, ya está en marcha una licitación para asignar permisos de ocupación para el desarrollo de los proyectos. En este subsector, es posible actuar facilitando la financiación a los desarrolladores. En el caso del hidrógeno verde, la Hoja de Ruta ya estableció marcos regulatorios para la tecnología, aunque los proyectos piloto aún enfrentan dificultades financieras para operar. Como en el caso de la GD, agentes del sector podrían facilitar mecanismos de financiamiento para estas tecnologías.

Finalmente, el principal obstáculo actual relacionado con el despliegue de vehículos eléctricos en Colombia está relacionado con una limitación física del sistema, ya que no hay suficientes terminales de recarga para soportar la evolución de la flota, especialmente en zonas fuera de la capital. Además, se






necesitan inversiones para fortalecer las redes de distribución eléctrica para apoyar su expansión. En este sentido, agentes del sector podrían contribuir con propuestas de planes de inversión para infraestructura de recarga y fortalecimiento de la red, identificando áreas con mayores necesidades y brindando también opciones de financiamiento cuando sea posible. El cuadro 6.1 sintetiza los análisis presentados en este capítulo.

CUADRO 6.1

Ejes de actuación en la transición energética de Colombia

	Retornos financieros esperados	Impacto potencial en materia de transición	Madurez para su implementación
Inversión en tecnologías maduras de bajo carbono	 Riesgos o retornos altos (renovables incipientes y contratos de compraventa "pague lo contratado")	 Transición retrasada (pero alta participación de hidroeléctricas)	 Subastas renovables en curso, pero dificultades ambientales
Fortalecimiento institucional y técnico	 La actividad <i>per se</i> no genera retornos inmediatos.	 Importante para fomentar el desarrollo de renovables	 Fuerte entorno institucional, estudios en curso para mejorar el mercado
Inversión en tecnologías innovadoras de la transición	 Riesgos y retornos más altos (eólica marítima, hidrógeno y otras son incipientes).	 Nuevas tecnologías importantes para reducir la dependencia hidroeléctrica	 Aún incipientes. Limitaciones regulatorias, físicas, carencia de incentivos, etc

Leyenda:

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



# 7

## Conclusiones



» El análisis de las políticas de transición energética en Colombia revela desafíos en áreas como el desarrollo de las ERNC, la eficiencia energética y la electromovilidad. Aunque se han establecido marcos legales y se han tomado medidas, como la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, persisten barreras financieras y normativas. El uso del gas natural como combustible de transición presenta potencial, pero se necesitan inversiones significativas en infraestructura.

El país cuenta con acciones de planeamiento que tienden a contribuir a un proceso de transición energética exitoso, aumentando la probabilidad de soluciones a los obstáculos de infraestructura que hoy limitan el desarrollo de sectores importantes. Entre ellas están el refuerzo del sistema de transmisión para la incorporación de fuentes renovables y el desarrollo de la estructura de suministro de gas.

El análisis de los casos de BAU y TE para el sistema eléctrico colombiano proporciona una visión integral de la evolución prevista hasta 2050. La transición hacia un modelo más sostenible demuestra un cambio significativo en la matriz energética, con un aumento considerable en la participación de las energías renovables y la eliminación progresiva de centrales térmicas emisoras de gases de efecto invernadero.

En el caso de BAU, se observa una transformación gradual, con la reducción de la participación hidroeléctrica y el aumento de las fuentes renovables, especialmente eólica y solar. Las inversiones iniciales se centran en estas tecnologías y, a medida que avanzan las décadas, las energías renovables intermitentes se vuelven más competitivas. No obstante, las limitaciones en el suministro de gas restringen la expansión de centrales de este tipo hasta la

entrada de una nueva planta de regasificación en la década de 2030. En este caso, se estimó un total de inversión en generación igual a USD 42.449 millones.

El escenario de transición se focaliza en alcanzar la neutralidad de carbono. La retirada completa de las centrales termoeléctricas emisoras de GEI se logra en la segunda mitad de la década de 2040. Este caso implica mayores inversiones en tecnologías de almacenamiento, como baterías y centrales hidroeléctricas reversibles, para garantizar la flexibilidad del sistema. Las metas implementadas en el caso de TE resultan en un aumento de aproximadamente el 40 % en el costo total de inversión en generación: USD 42.449 millones en el caso de BAU frente a USD 59.542 millones en el caso de TE (véase el **gráfico 5.28**).

En términos de generación, destacan las adiciones de las fuentes eólicas e hidroeléctrica en el caso de TE, con la energía eólica asumiendo un papel más relevante a partir de 2045 (véase el **gráfico 5.24**).

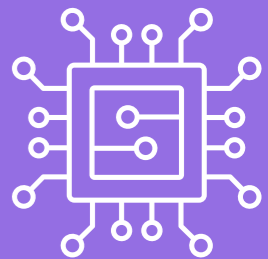
La reducción significativa de las emisiones de GEI y la transformación de la matriz energética hacia fuentes más limpias son evidentes en el caso de TE (véase el **gráfico 5.26**). Las inversiones adicionales en tecnologías de almacenamiento y renovables tienen un impacto en los costos, pero la transición hacia un sistema más sostenible es clara y contribuye a la mitigación del cambio climático.

En cuanto a las inversiones en transmisión, se observa la necesidad de reforzar la infraestructura para aprovechar el potencial eólico en regiones más remotas. Con el aumento en las adiciones de capacidad observadas en el caso de TE, se requiere un mayor volumen de inversiones, lo que resulta en un aumento total del 28 % hasta el año 2050 con relación al escenario de BAU (véase el **gráfico 5.31**).

Por otro lado, las inversiones en distribución se destinan en un 76 % a los refuerzos requeridos por dichas redes para abastecer la nueva demanda por electromovilidad, con valores que llegan a los 2.900 millones de dólares para todo el periodo. Este es el principal componente que se debe tener en cuenta.

La comparación entre los dos escenarios revela que la prima verde, que representa la diferencia entre los costos marginales de expansión en el caso de BAU y TE, aumenta progresivamente, llegando a aproximadamente 14 USD/MWh en la década de 2040 (véase el **gráfico 5.30**). Este valor refleja los esfuerzos y costos adicionales asociados con la transición hacia un sistema más sostenible, destacando la importancia de considerar estos aspectos económicos en la planificación energética.

El análisis del sistema eléctrico colombiano revela un progreso hacia la implementación de energías renovables, aunque aún incipiente. Se destaca la oportunidad de promover mecanismos competitivos y brindar apoyo financiero a proyectos renovables, especialmente en áreas con potencial, pero con dificultades de desarrollo, como La Guajira. La diversificación de la matriz energética se presenta como crucial para reducir la dependencia de fuentes hidroeléctricas. Además, se señalan desafíos en cuanto a la regulación y la infraestructura para el desarrollo de nuevas tecnologías, como la generación distribuida y los sistemas de almacenamiento. En este aspecto, una cuestión clave será facilitar el financiamiento y proponer ajustes regulatorios. En conclusión, Colombia avanza hacia una transición energética más diversificada, donde la colaboración entre diversos actores es fundamental para superar los desafíos identificados.





Finalmente, en cuanto a la aplicación de medidas que impulsen las tecnologías de transición energética, en primer lugar, será necesario el desarrollo de una red de recarga pública, que permita a Colombia, país que cuenta con el tercer parque automotriz más grande de la región, la inserción de la electromovilidad y la mitigación de las emisiones de GEI en el sector del transporte. En segundo lugar, se deberán superar las barreras financieras que enfrentan los proyectos de hidrógeno verde, por ejemplo, mediante la adopción de mecanismos de financiamiento con fondos internacionales.

## Referencias

- ANEEL (s. f.). *Simulação de orçamento*. Agencia Nacional de Energía Eléctrica. <https://bprsimulador.aneel.gov.br>
- Austin, D. (2023). *Modeling the demand for electric vehicles and the supply of charging stations in the United States: Working Paper 2023-06. Working Papers 58964*. Congressional Budget Office.
- Banco Mundial (2022a). *Acceso a la electricidad (% de población)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations>
- Banco Mundial (2022b). *GDP (constant 2015 US\$)*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2022c). *Población, total*. Grupo Banco Mundial. Data [base de datos]. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=>
- Banco Mundial (2023). *Commodity markets outlook, October 2023: Under the shadow of geopolitical risks*. Washington, D. C.: Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/40363>.
- Bass, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*. *Management Science* 15(5).5(5), 215–227. <http://www.jstor.org/stable/2628128>.
- BCIE (6 de noviembre de 2024). Apoyo a la acción climática, la transición energética justa y el fortalecimiento fiscal verde. Banco Centroamericano de Integración Económica. Ficha de operación pública. [https://bi.bcie.org/t/publico/views/FichaProyectosPblica/FichaPblica?code=501080&%3AiframeSizedToWindow=true&%3Aembed=y&%3AshowAppBanner=false&%3Adisplay\\_count=no&%3AshowVizHome=no#3](https://bi.bcie.org/t/publico/views/FichaProyectosPblica/FichaPblica?code=501080&%3AiframeSizedToWindow=true&%3Aembed=y&%3AshowAppBanner=false&%3Adisplay_count=no&%3AshowVizHome=no#3)
- Beck, R. (2009). *Distributed renewable energy operating impacts and valuation study*.
- BID (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- BID (s. f.a). *Apoyo a la implementación de la Hoja de Ruta de Transición Energética*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/CO-T1727>
- BID (s. f.b). *Apoyo de la transición energética en la Amazonía*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/CO-T1694>
- BID (s. f.c). *Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible (PEECES)*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://www.iadb.org/es/whats-our-impact/CO-L1271>

- CAISO (2021). *Alternativa ratemaking mechanisms for distributed energy resources in California*. California Independent System Operator.
- CME Group (s. f.). *Products: Micro WTI Crude Oil. Micro Henry Hub Natural Gas*. Energy futures and options. <https://www.cmegroup.com/markets/energy.html#products>
- CREG (2023). *Así se proyecta el nuevo contexto en la prestación del servicio de energía eléctrica*. Gov.co [sitio web]. <https://creg.gov.co/publicaciones/15639/asi-se-proyecta-el-nuevo-contexto-en-la-prestacion-del-servicio-de-energia-electrica/>
- EIA (2023a). *Annual energy outlook 2023. U.S. Energy Information Administration*. [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023\\_Narrative.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf)
- EIA (2023b). *Frequently asked questions (FAQ)*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=52&t=8>
- EPE (2019). *Modelo de mercado da micro e minigeração distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EPE (2023). *Demanda e eficiência energética*. Empresa de Pesquisa Energética. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final\\_20230313.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Eficiencia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202032%20final_20230313.pdf)
- FENOGE (2023). *El FENOGE aclara la financiación de proyectos de hidrógeno dentro de su convocatoria “Más Hidrógeno Colombia”*. Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de Energía. <https://fenoge.gov.co/el-fenoge-aclara-la-financiacion-de-proyectos-de-hidrogeno-dentro-de-su-convocatoria-mas-hidrogeno-colombia/>
- FMI (2023). *World economic outlook. Navigating global divergences*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2023/10/10/world-economic-outlook-october-2023>
- GTD (2016). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. Comisión Nacional de la Energía (CNE). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>
- Gobierno de Colombia (2019). *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica*. Bogotá, D. C. <https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosAmbientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Elctrica-enme-minambiente.pdf>
- Guidolin, M. y Mortarino, C. (2010). Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting and Social Change*, 77(2), 279-296
- Hydrogen Council (15 de julio de 2021). *Hydrogen Council*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

- IRENA (2023a). *Renewable power generation costs in 2022*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- IRENA (2023b). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Islam, T. (2014). Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data. *Energy Policy* 65, pp., 340-350.
- Ministerio de Energía (s. f.). *Proyecciones de costos*. Chile Avanza Contigo [sitio web]. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>
- Ministerio de Minas y Energía (19 de septiembre de 2023). *El Ministerio de Minas y Energía avanza en la regulación de electromovilidad*. Noticias. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/el-ministerio-de-minas-y-energia-avanza-en-la-regulacion-de-electromovilidad/>
- Ministerio de Minas y Energía (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno*. [https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja\\_Ruta\\_Hidrogeno\\_Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf)
- NREL (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview. Annual Technology Baseline [base de datos]*. National Renewable Energy Laboratory. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>
- Our World In Data (2024). *Electricity demand, 2000 to 2022. Con datos de Ember, 2024*. <https://ourworldindata.org/explorers/energy>
- PNUMA (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y El Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>
- PSR (2024a). *OPTGEN*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptgenFolderEng.pdf>
- PSR (2024b). *SDDP*. <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SDDPFolderEng.pdf>
- Rhodes, J. D., Nisman, A., Wade, W. y Webber, M. E. (2021). *The state of electric competition in the United States of America*. The University of Texas at Austin. <https://www.conservativetexasforenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/11/UT-Competition-Study-DRAFT-V2.pdf>
- Rogers, E. (2003). *The diffusion of Innovation*. 5a Edición. Free Press.
- Secretaría Distrital de Ambiente (28 de agosto de 2023). *Resolución 1545 de 2023 por medio de la cual se establece el etiquetado vehicular ambiental*. Alcaldía de Bogotá. <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=145758&dt=S>

- 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.
- UPME (2020). *Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*. Resumen ejecutivo. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Resumen\\_Ejecutivo\\_PEN\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_PEN_2020_2050.pdf)
- UPME (s. f.a). *Programa de uso racional y eficiente de la energía - PROURE*. Unidad de Planeación Minero-Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>
- UPME (s. f.b). *Proyectos de eficiencia energética*. Unidad de Planeación Minero-Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyectos-de-eficiencia-energetica.aspx>
- UPME (s. f.c). *Smart Grids 2030*. Unidad de Planeación Minero-Energética. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>
- UPME (s. f.d) *UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías – Atlántico*. <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-01-2021-Almacenamiento-de-Energía-con-Baterias-Atlantico.aspx>
- Urteaga, J. y Hallack, M. (2021). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe ¿por qué importa?* Energía para el futuro [blog]. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://blogs.iadb.org/energia/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-por-que-importa/#:~:text=La%20ef>
- U.S Department of Energy (s. f.). *Electric vehicle charging stations*. Alternative Fuels Data Center. <https://afdc.energy.gov/fuels/electricity-stations>
- Verbanaz, S. (2019). *El valor nuevo de reemplazo en el cálculo de las tarifas de distribución eléctricas*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- XM (2023). *CEN por tipo de fuente natural y despacho*. XM – Sinergox [base de datos]. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/CapacidadEfectiva.aspx>
- Zhang, F. (26 de Julio de 2013). *How fit are feed-in tariff policies?* Sustainable Energy for All [blog]. Banco Mundial. <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-fit-are-feed-tariff-policies>

# Apéndice 1

## » Adiciones de capacidad de generación

### CUADRO A 1.1

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

Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica terrestre	Solar	Biomasa	Batería	Eólica marítima	Bombeo	Total
2024	40	-	200	299	-	-	-	-	539
2025	53	-	212	379	-	-	-	-	644
2026	114	-	350	50	-	-	-	-	514
2027	396	-	-	-	-	-	-	-	396
2028	300	-	-	10	-	-	-	-	310
2029	300	-	25	50	-	-	-	-	375
2030	300	211	-	150	-	-	-	-	661
2031	-	100	250	100	-	-	-	-	450
2032	306	-	500	-	-	-	-	-	806
2033	286	-	-	150	-	-	-	-	436
2034	271	277	200	100	238	-	-	-	1.086
2035	143	-	-	-	112	-	-	-	255
2036	106	232	624	248	-	-	-	-	1.211



Año	Hidráulica	Gas natural	Eólica terrestre	Solar	Biomasa	Batería	Eólica marítima	Bombeo	Total
2037	100	-	300	250	-	-	-	-	650
2038	-	-	568	936	-	-	-	-	1.505
2039	339	-	-	508	-	300	-	-	1.148
2040	-	-	900	300	-	-	-	-	1.200
2041	252	150	600	400	-	-	-	200	1.402
2042	-	150	300	677	150	-	400	-	1.677
2043	-	-	600	600	300	-	-	-	1.500
2044	-	183	600	250	300	400	-	-	1.736
2045	250	725	300	488	-	-	750	-	2.513
2046	-	500	300	100	400	600	600	-	2.500
2047	-	600	600	400	200	-	200	-	2.000
2048	300	600	1.200	600	-	-	500	400	3.200
2049	-	900	600	800	500	-	500	400	3.300
2050	400	600	700	800	500	-	200	-	3.200
<b>Total</b>	<b>4.256</b>	<b>5.227</b>	<b>9.929</b>	<b>8.646</b>	<b>2.699</b>	<b>1.300</b>	<b>3.153</b>	<b>1.000</b>	<b>36.210</b>

**CUADRO A 1.2**

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

Año	Hidráulica	Eólica terrestre	Solar	Biomasa	Bombeo	Batería	Eólica marítima	Bombeo	Total
2024	40	200	449	-	-	-	-	-	689
2025	53	212	529	-	-	-	-	-	794

Año	Hidráulica	Eólica terrestre	Solar	Biomasa	Bombeo	Batería	Eólica marítima	Bombeo	Total
2026	214	600	150	-	-	-	-	-	964
2027	396	-	100	-	-	-	-	-	496
2028	300	50	-	-	-	-	-	-	350
2029	631	400	100	100	-	-	-	-	1.231
2030	400	168	50	-	-	-	-	-	618
2031	-	200	150	-	-	-	-	-	350
2032	20	400	-	100	-	-	-	-	520
2033	50	400	450	400	-	-	-	-	1.300
2034	185	1.050	1.000	470	300	-	-	300	3.005
2035	-	100	100	-	-	-	-	-	200
2036	-	100	150	-	-	-	100	-	350
2037	-	417	125	-	-	-	300	-	842
2038	200	200	300	-	-	-	-	-	700
2039	196	500	500	-	500	500	-	500	2.196
2040	-	800	500	218	-	460	200	-	2.179
2041	-	500	300	350	-	500	150	-	1.800
2042	-	900	400	400	200	-	650	200	2.550
2043	-	-	-	-	-	550	-	-	550
2044	-	1.625	300	500	600	-	825	600	3.850
2045	900	300	600	-	500	700	325	500	3.325
2046	450	75	250	500	700	800	500	700	3.275
2047	-	1.000	750	350	500	800	1.000	500	4.400

Año	Hidráulica	Eólica terrestre	Solar	Biomasa	Bombeo	Batería	Eólica marítima	Bombeo	Total
2048	300	600	400	600	-	200	487	-	2.587
2049	350	1.700	700	350	-	100	800	-	4.000
2050	200	1.500	1.200	800	300	-	1.200	300	5.200
<b>Total</b>	<b>4.884</b>	<b>13.997</b>	<b>9.553</b>	<b>5.138</b>	<b>3.600</b>	<b>4.610</b>	<b>6.537</b>	<b>3.600</b>	<b>51.920</b>

# Apéndice 2

## » Generación mensual por tecnología

GRÁFICO A 2.1

Generación mensual en el sistema colombiano en el caso de BAU

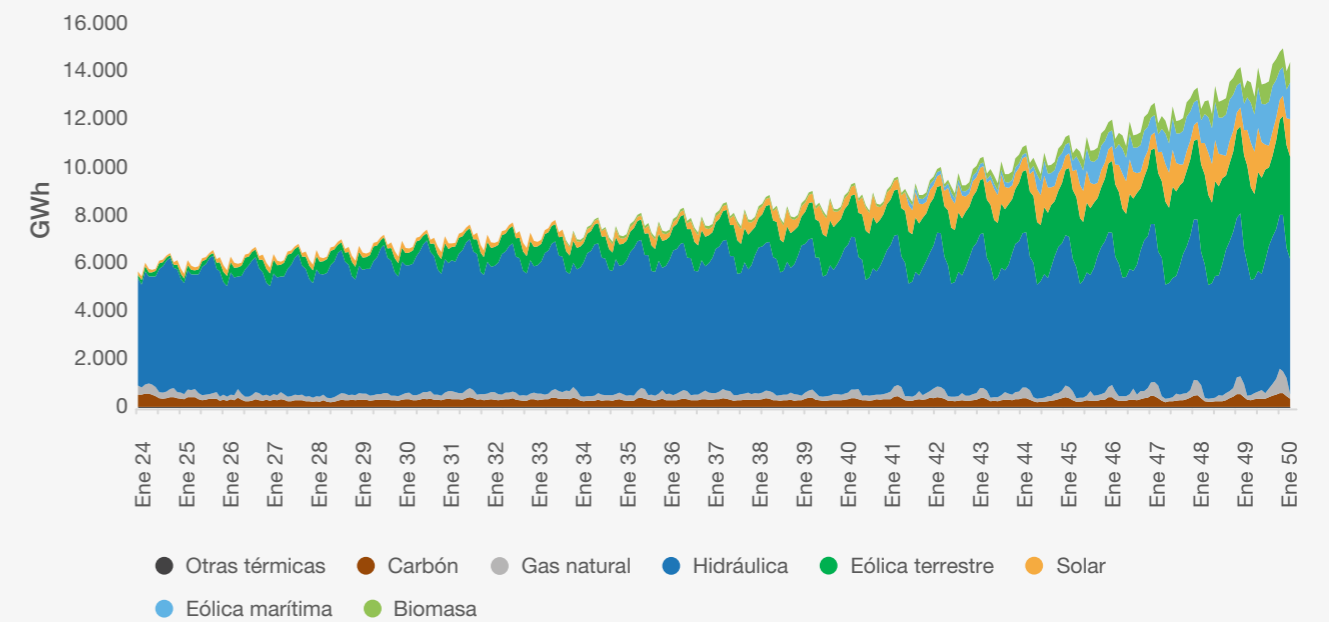
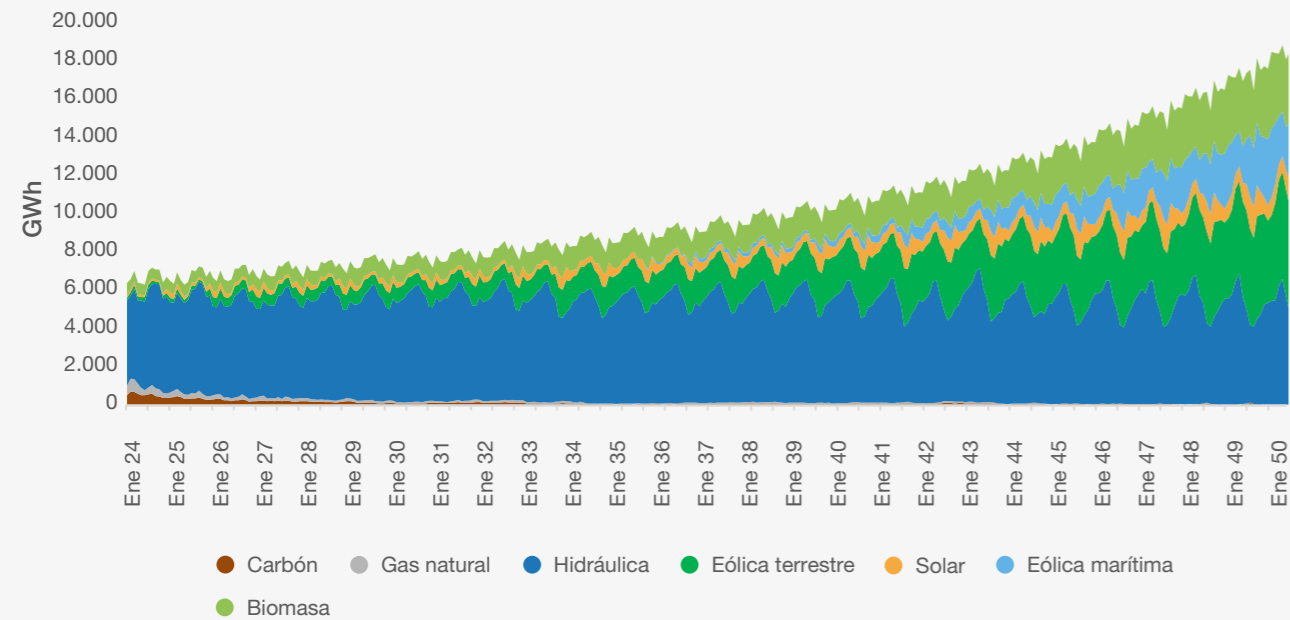


GRÁFICO A 2.2

Generación mensual en el sistema colombiano en el caso de TE



# Apéndice 3

## » Inversiones en generación

CUADRO A 3.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2024	616	737
2025	663	781
2026	699	1.292
2027	950	1.025
2028	727	773
2029	782	2.122
2030	1.078	1.166
2031	440	304
2032	1.226	562
2033	786	1.288
2034	1.526	3.340
2035	477	159
2036	1.273	376
2037	673	1.017

Año	Casos	
	BAU	TE
2038	1.094	847
2039	1.424	2.855
2040	991	2.092
2041	2.007	1.799
2042	1.698	3.066
2043	1.234	537
2044	1.641	4.902
2045	3.213	5.079
2046	2.922	5.015
2047	2.006	5.134
2048	4.457	3.104
2049	4.265	4.381
2050	3.584	5.789

**CUADRO A 3.2**

Inversiones anuales por tecnología en el caso de BAU

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	200	230
2024	Hidráulica	60	144
2024	Solar	299	242
2025	Eólica	212	239
2025	Hidráulica	53	126
2025	Solar	379	298
2026	Eólica	350	387

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2026	Hidráulica	114	274
2026	Solar	50	38
2027	Hidráulica	396	950
2028	Hidráulica	300	720
2028	Solar	10	7
2029	Eólica	25	26
2029	Hidráulica	300	720
2029	Solar	50	36
2030	Gas natural (ciclo combinado)	211	253
2030	Hidráulica	300	720
2030	Solar	150	106
2031	Eólica	250	251
2031	Gas natural (ciclo combinado)	100	120
2031	Solar	100	69
2032	Eólica	500	493
2032	Hidráulica	306	733
2033	Hidráulica	286	686
2033	Solar	150	100
2034	Biomasa	238	285
2034	Eólica	200	191
2034	Gas natural (ciclo combinado)	277	333
2034	Hidráulica	271	651
2034	Solar	100	65
2035	Biomasa	112	134
2035	Hidráulica	143	343

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2036	Eólica	624	583
2036	Gas natural (ciclo combinado)	232	278
2036	Hidráulica	106	255
2036	Solar	248	157
2037	Eólica	300	277
2037	Hidráulica	100	240
2037	Solar	250	156
2038	Eólica	568	519
2038	Solar	936	575
2039	Batería (2h)	300	302
2039	Hidráulica	339	814
2039	Solar	508	308
2040	Eólica	900	812
2040	Solar	300	179
2041	Bombeo	200	450
2041	Eólica	600	538
2041	Gas natural (ciclo abierto)	150	180
2041	Hidráulica	252	604
2041	Solar	400	235
2042	Biomasa	150	180
2042	Eólica terrestre	300	267
2042	Eólica marítima	400	678
2042	Gas natural (ciclo abierto)	150	180
2042	Solar	677	392
2043	Biomasa	300	360

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2043	Eólica terrestre	600	531
2043	Solar	600	343
2044	Batería (4h)	400	388
2044	Biomasa	300	360
2044	Eólica terrestre	600	528
2044	Eólica marítima	3	4
2044	Gas natural (ciclo abierto)	183	220
2044	Solar	250	141
2045	Eólica terrestre	300	263
2045	Eólica terrestre	750	1.209
2045	Gas natural (ciclo abierto)	725	870
2045	Hidráulica	250	600
2045	Solar	488	271
2046	Batería (4h)	600	575
2046	Biomasa	400	480
2046	Eólica terrestre	300	261
2046	Eólica marítima	600	951
2046	Gas natural (ciclo abierto)	500	600
2046	Solar	100	54
2047	Biomasa	200	240
2047	Eólica terrestre	600	519
2047	Eólica marítima	200	312
2047	Gas natural (ciclo abierto)	600	720
2047	Solar	400	215
2048	Bombeo	400	900



Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2048	Eólica terrestre	1.200	1.033
2048	Eólica marítima	500	767
2048	Gas natural (ciclo combinado)	600	720
2048	Hidráulica	300	720
2048	Solar	600	317
2049	Biomasa	500	600
2049	Bombeo	400	900
2049	Eólica terrestre	600	514
2049	Eólica marítima	500	754
2049	Gas natural (ciclo combinado)	900	1.080
2049	Solar	800	417
2050	Biomasa	500	600
2050	Eólica terrestre	700	596
2050	Eólica marítima	200	297
2050	Gas natural (ciclo combinado)	600	720
2050	Hidráulica	400	960
2050	Solar	800	411

CUADRO A 3.3

Inversiones anuales por tecnología en el caso de TE

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Eólica	200	230
2024	Hidráulica	60	144

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2024	Solar	449	363
2025	Eólica	212	239
2025	Hidráulica	53	126
2025	Solar	529	416
2026	Eólica	600	663
2026	Hidráulica	214	514
2026	Solar	150	115
2027	Hidráulica	396	950
2027	Solar	100	75
2028	Eólica	50	53
2028	Hidráulica	300	720
2029	Biomasa	100	120
2029	Eólica	400	416
2029	Hidráulica	631	1.514
2029	Solar	100	72
2030	Eólica	168	171
2030	Hidráulica	400	960
2030	Solar	50	35
2031	Eólica	200	200
2031	Solar	150	104
2032	Biomasa	100	120
2032	Eólica	400	394
2032	Hidráulica	20	48
2033	Biomasa	400	480
2033	Eólica	400	388
2033	Hidráulica	50	120

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2033	Solar	450	300
2034	Biomasa	470	564
2034	Bombeo	300	675
2034	Eólica	1.050	1.004
2034	Hidráulica	185	443
2034	Solar	1.000	654
2035	Eólica	100	94
2035	Solar	100	64
2036	Eólica	100	93
2036	Eólica marítima	100	188
2036	Solar	150	95
2037	Eólica	417	385
2037	Eólica marítima	300	554
2037	Solar	125	78
2038	Eólica	200	183
2038	Hidráulica	200	480
2038	Solar	300	184
2039	Batería (4h)	500	504
2039	Bombeo	500	1.125
2039	Eólica terrestre	500	454
2039	Hidráulica	196	470
2039	Solar	500	303
2040	Batería (4h)	460	459
2040	Biomasa	218	262
2040	Eólica	800	722

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2040	Eólica marítima	200	351
2040	Solar	500	298
2041	Batería (4h)	500	495
2041	Biomasa	350	420
2041	Eólica	500	448
2041	Eólica marítima	150	259
2041	Solar	300	176
2042	Biomasa	400	480
2042	Bombeo	200	450
2042	Eólica	900	802
2042	Eólica marítima	650	1.102
2042	Solar	400	232
2043	Batería (4h)	550	537
2044	Biomasa	500	600
2044	Bombeo	600	1.350
2044	Eólica	1.625	1.430
2044	Eólica marítima	825	1.353
2044	Solar	300	169
2045	Batería (4h)	700	675
2045	Bombeo	500	1.125
2045	Eólica	300	263
2045	Eólica marítima	325	524
2045	Hidráulica	900	2.160
2045	Solar	600	333
2046	Batería (4h)	800	766

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2046	Biomasa	500	600
2046	Bombeo	700	1.575
2046	Eólica terrestre	75	65
2046	Eólica marítima	500	793
2046	Hidráulica	450	1.080
2046	Solar	250	136
2047	Batería (4h)	800	761
2047	Biomasa	350	420
2047	Bombeo	500	1.125
2047	Eólica	1.000	865
2047	Eólica marítima	1.000	1.559
2047	Solar	750	402
2048	Batería (4h)	200	189
2048	Biomasa	600	720
2048	Eólica	600	516
2048	Eólica marítima	487	747
2048	Hidráulica	300	720
2048	Solar	400	211
2049	Batería (4h)	100	94
2049	Biomasa	350	420
2049	Eólica	1.700	1.456
2049	Eólica marítima	800	1.207
2049	Hidráulica	350	840
2049	Solar	700	365
2050	Biomasa	800	960

Año	Tecnología	Capacidad adicionada (MW)	Inversiones anuales (MUSD)
2050	Bombeo	300	675
2050	Eólica	1.500	1.278
2050	Eólica marítima	1.200	1.780
2050	Hidráulica	200	480
2050	Solar	1.200	616

# Apéndice 4

## » Inversiones en transmisión

CUADRO A 4.1

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

Año	Casos	
	BAU	TE
2025	140	138
2026	295	339
2027	349	382
2028	436	529
2029	566	836
2030	677	1.049
2031	829	1.231
2032	1.004	1.411
2033	1.099	1.567
2034	1.335	1.818
2035	1.390	1.960
2036	1.653	2.044

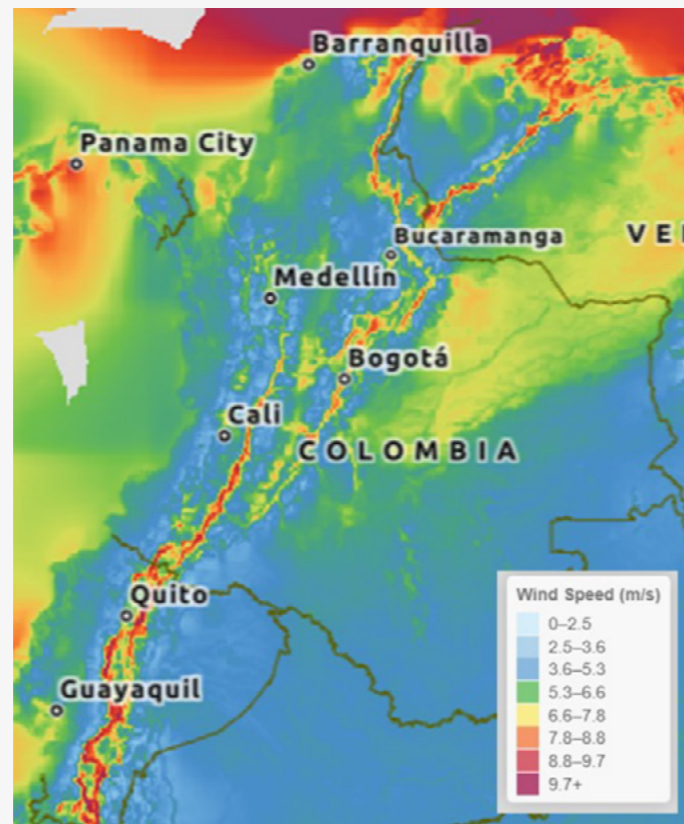
Año	Casos	
	BAU	TE
2037	1.795	2.201
2038	2.122	2.422
2039	2.371	2.827
2040	2.632	3.179
2041	2.980	3.699
2042	3.345	4.081
2043	3.671	4.375
2044	4.048	4.904
2045	4.639	5.638
2046	5.182	6.384
2047	5.617	7.332
2048	6.400	8.135
2049	7.204	9.148
2050	7.961	10.223

# Apéndice 5

## » Mapas del potencial renovable eólico y solar en Colombia

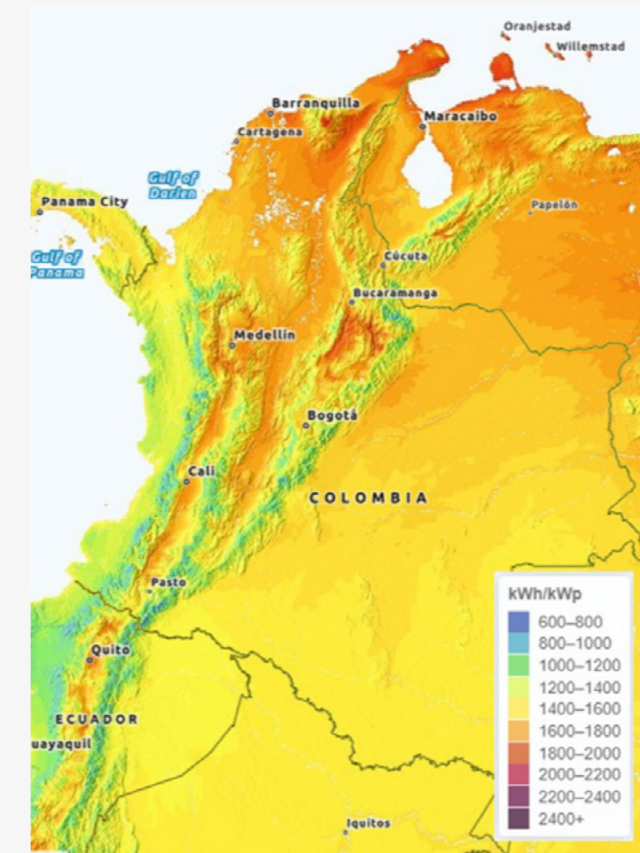
CUADRO A 5.1

Mapa de velocidad promedio de los vientos en Colombia



CUADRO A 5.2

Mapa del potencial solar fotovoltaico





# Apéndice 6

## » Criterios considerados para el análisis sectorial

El análisis por país y las posteriores conclusiones, que forman parte de este documento, fueron realizados considerando que la transición energética es un proceso de cambio en la forma de producción, distribución y consumo de energía con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mitigar el cambio climático<sup>13</sup>. 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

<sup>13</sup> 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>).

países de América Latina y el Caribe se hacen evidentes. Por ello, y para dotar al informe de un marco que permita ordenar y clarificar el estado en el que se encuentran individualmente los países dentro de dicho proceso, se considera importante tener en cuenta las dos etapas que tiene la transición energética:

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

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

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

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



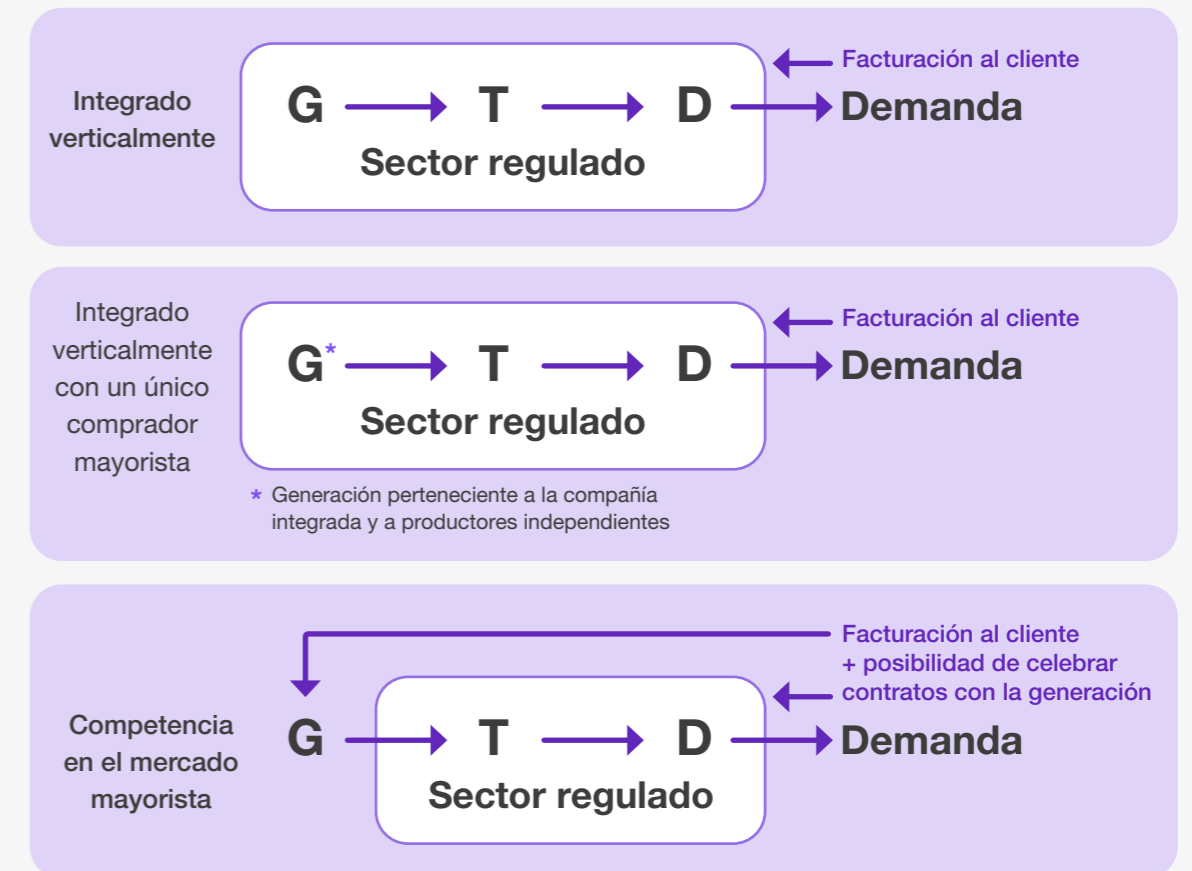
## Primer criterio: estructura y funcionamiento sectorial

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

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

FIGURA A 6.1

Modelos de estructura sectorial considerados



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

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

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

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

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

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

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

▶ La **competencia en el mercado mayorista**. Es un punto crucial para poder incrementar la participación de las energías renovables en el parque generador en vistas de la eficiencia que proviene de la reducción en los precios mayoristas de la electricidad. A grandes rasgos, se identifican las siguientes categorías:

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

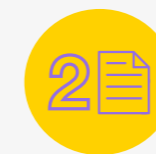
- Competencia en sistemas abiertos, con mercados *spot* configurados con base en ofertas de precios, como incentivo adicional para buscar mejoras de la eficiencia de la generación.

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

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

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

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



## Segundo criterio: políticas de transición energética

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

▶ **Energía renovable no convencional (ERNC)**. Aproximadamente el

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

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

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

▶ **Eficiencia energética.** Según indica el BID (Urteaga y Hallack, 2021), la intensidad energética, unidad de medida más común para la valoración de la eficiencia energética de los países, disminuyó durante los últimos años a un ritmo sustancialmente menor en América Latina y el Caribe que en el resto del mundo, hecho que indica la necesidad de considerar políticas y regulaciones con impacto en el corto, mediano y largo plazo que mejoren el desempeño regional. Por ello, se evalúa:

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

- La existencia de normativas de eficiencia energética en edificios.

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

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

▶ **Redes y medición inteligentes.** El rol activo de los usuarios dentro de la operación de las redes eléctricas de los países depende tanto del desarrollo de la GD como de las redes inteligentes y la infraestructura de medición asociada. Por eso, las normativas que aborden e incentiven la incorporación de estas tecnologías a la red actual y promuevan la construcción de proyectos piloto se considerarán positivas en términos de transición energética.

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



## Tercer criterio: planeamiento y regulación sectorial

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

- ▶ **Planificación energética.** Un planeamiento energético, que contenga definiciones o intenciones gubernamentales de corto, mediano y largo plazo a nivel nacional, es una de las primeras herramientas y sustentos que posee cada país para indicar cómo, cuánto y en qué sector se consumirán y de qué naturaleza serán las fuentes energéticas que utilizará. En tal sentido, una planificación energética que considere la inserción de energías renovables y otras tecnologías de descarbonización o al menos con un menor nivel de emisiones de GEI será un vector director hacia escenarios futuros que puedan cumplir, en mayor o menor medida, los compromisos asumidos a nivel internacional (CDN) y nacional.
- ▶ **Planificación de la generación y la transmisión.** El planeamiento de largo plazo del sistema de generación y transmisión influye en el grado de alineamiento de la expansión de dicho sistema con sus objetivos de descarbonización y desarrollo de fuentes renovables, así como con su capacidad de transmitir la energía generada a los centros de demanda. Se ha considerado la siguiente clasificación para la planificación:
  - Inexistente, en sistemas abiertos y liberalizados, en los que los objetivos de descarbonización dependen del alineamiento espontáneo de los agentes respondiendo a las señales del mercado.
  - Indicativa, en sistemas abiertos, en los que contribuye a alinear

las expectativas de los agentes y señalar con más eficacia los objetivos de descarbonización. Este tipo de planeamiento puede verse complementado con la incorporación predefinida de fuentes renovables a través de subastas.

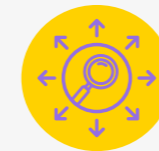
- Vinculante, en sistemas integrados verticalmente y con inversión centralizada. Este tipo permite un alineamiento total con objetivos de descarbonización, pero no internaliza los beneficios de la diversidad de agentes en el sector (mejoras de eficiencia e innovación tecnológica).
- ▶ **Inclusión de la generación distribuida (GD) en la planificación y la regulación sectorial.** Se ha dividido el análisis en dos tipos de generación distribuida:
  - Para comercialización. El término se refiere a GD instalada exclusivamente con fines comerciales (venta de energía al sistema), por lo que este grupo representa a centrales de pequeño tamaño y, por lo tanto, ubicadas exclusivamente en las redes de media y baja tensión de los países analizados.
  - Para autoconsumo. Un indicador específico de este tipo de GD muestra que 4 de los 18 países estudiados no contaban en 2023 con regulación relacionada. Asimismo, la penetración promedio es cercana al 2 % de la generación total, valor que no es destacado, pero que, sin embargo, ha sido alcanzado mediante un crecimiento sostenido del orden del 120 % anual (PNUMA, 2022). En ese sentido, un aspecto clave que se considera es la remuneración de la inyección o extracción a través de mecanismos de medición o facturación netas, orientada a transparentar y dar racionalidad económica a los mecanismos de remuneración del suministro o consumo de energía por parte de los autoprodutores.
- ▶ **Inclusión del almacenamiento con baterías en la planificación y regulación sectorial.** La incorporación sustancial de energía renovable no gestionable a la matriz de generación de cada país, sumada a la variabilidad propia de la demanda, traerá aparejada la necesidad de contar con elementos capaces de absorber estas variaciones en el



sistema eléctrico. Entre ellos tendrán particular importancia las baterías como complemento de las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento, motivo por el cual es relevante contar con normativa específica que incentive la inversión en estos sistemas.

# Apéndice 7

## » Propuesta metodológica



### Objetivos y enfoque metodológico para la expansión de los sistemas

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

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

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

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

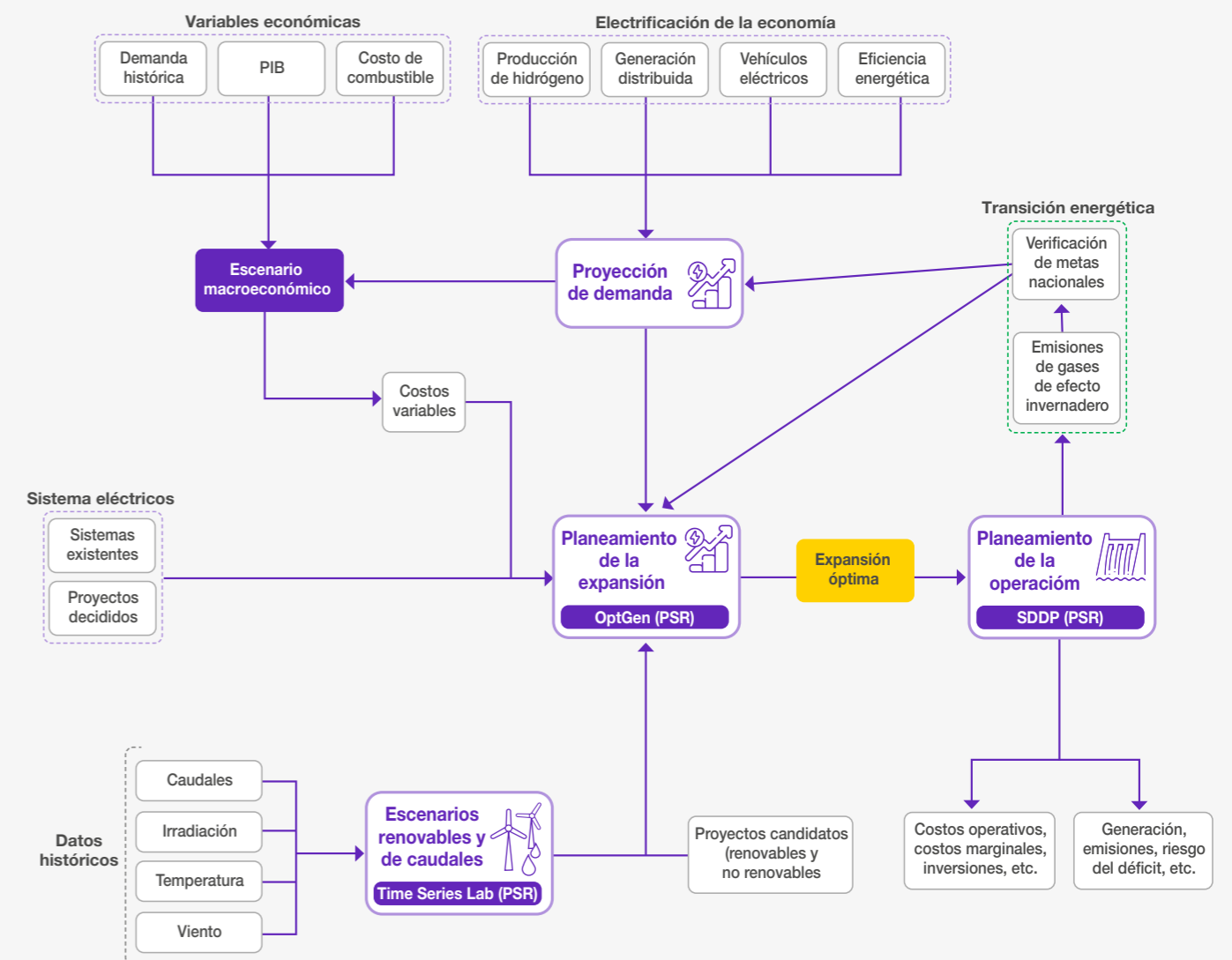
Ya en el lado de la oferta, se deben modelar los activos de generación y las principales líneas de transmisión de energía, tanto los existentes como los futuros, que atenderán la creciente demanda a largo plazo. Los activos futuros se deben tratar como “candidatos” a la expansión y definir sus parámetros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

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

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

FIGURA A 7.1

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



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

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

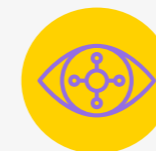
Se realizan dos evaluaciones a largo plazo para cada país: el caso de continuidad (*business-as-usual*, designado por el acrónimo inglés BAU), que considera una expansión exclusivamente económica de los sistemas eléctricos sin implementar políticas energéticas rigurosas en relación con la electrificación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

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

La figura A.7.3 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<sub>2</sub>).

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

#### **Criterios de confiabilidad**

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



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

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

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

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

### Criterios de flexibilidad

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

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

### Procedimiento de solución del problema de expansión

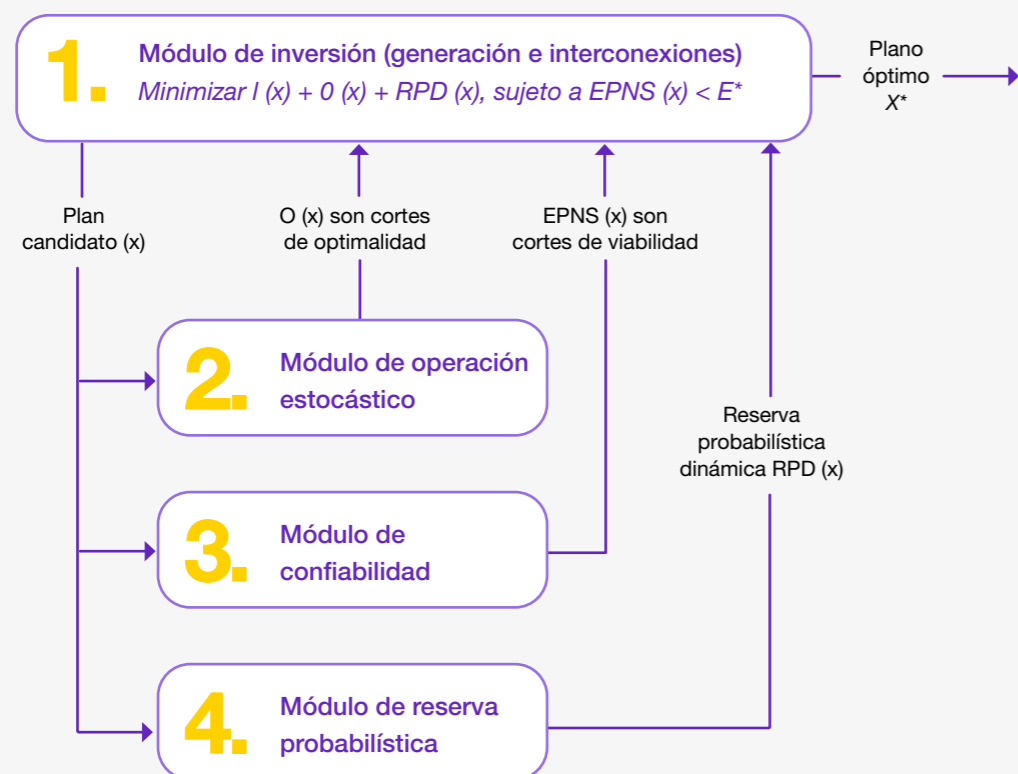
La **figura A.7.3** muestra los principales módulos del modelo de planificación óptima de la expansión para cada país.

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

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

FIGURA A 7.3

Módulos que componen el modelo de planificación óptima *OptGen*



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

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

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

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

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

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

### ▶ Etapa 5. Cálculo de la prima verde

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

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

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

Siendo:

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

$TD_t$ : la demanda total anual, en MWh;

$t$ : el periodo de amortización, en años;

$T$ : el horizonte del estudio, en años;

$tx_a$ : la tasa de descuento anual, en porcentaje.

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

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

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

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

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

## ► Etapa 6. Cuantificación de las inversiones en transmisión

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

# Apéndice 8

## » Metodología para el cálculo de los supuestos

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



### Pronóstico de la demanda

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

## ► Modelos de proyección de la demanda energética

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

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

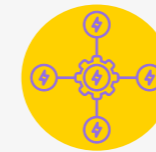
## ► Modelo de proyección seleccionado

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

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

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

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



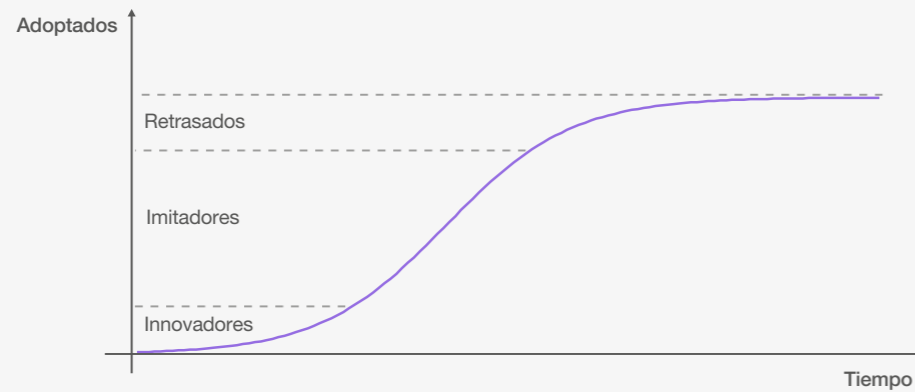
## Generación distribuida

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

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

FIGURA A 8.1

Curva S de adopción



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

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

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

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

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

Siendo:

*fmm*: la fracción de mercado máxima;

*SPB*: la sensibilidad al plazo de recuperación;

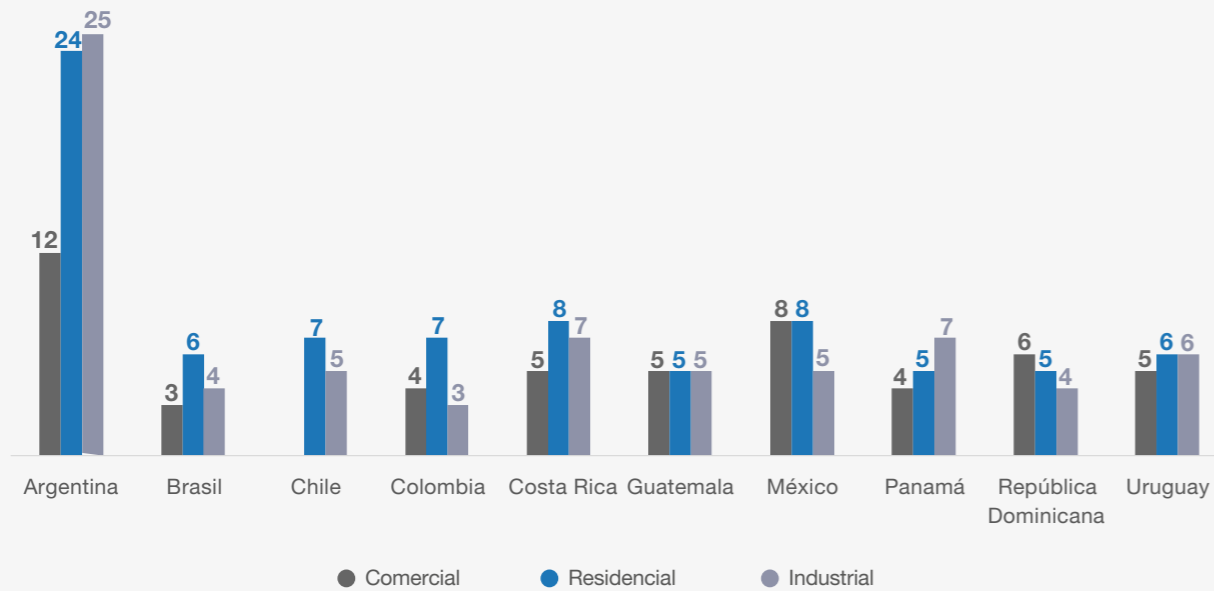
*TPM*: tiempo de *payback*, calculado en años

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



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<sup>14</sup> en enero de 2021. En este estudio, el operador buscó diseñar un marco en el cual el número de años para recuperar la inversión equilibrara adecuadamente las necesidades de los participantes y los no participantes, sin generar subsidios excesivos que aumentaran la carga de los consumidores que no dispusieran de un sistema de generación distribuida ni dificultara la adopción de dicho sistema si los consumidores así lo desearan.

La adopción del *payback* de largo plazo se produce a partir del año en que la generación distribuida alcanza una participación del 5 % de la demanda potencial del país. Los plazos de retorno de Chile, así como la evolución temporal de la variable se presentan en el apartado “Generación distribuida” del capítulo 4.

<sup>14</sup> El acrónimo corresponde al operador independiente del sistema de California. El estudio mencionado (CAISO, 2021) sirvió de base para una ley de cambio regulatorio presentada en el documento “Decision revising net energy metering tariff and subtariffs” de octubre de 2022.

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

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

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

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

Siendo:

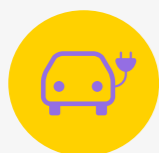
*F(t)*: la función de distribución acumulada;

*p*: el coeficiente de innovación;

*q*: el coeficiente de imitación.

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

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



## Electromovilidad

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

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

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

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

Siendo:

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

$p$ : el coeficiente de innovación;

$q$ : el coeficiente de imitación.

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

FIGURA A 8.2

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

### ETAPA 1

Proyección de la demanda en el sector del transporte, 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*

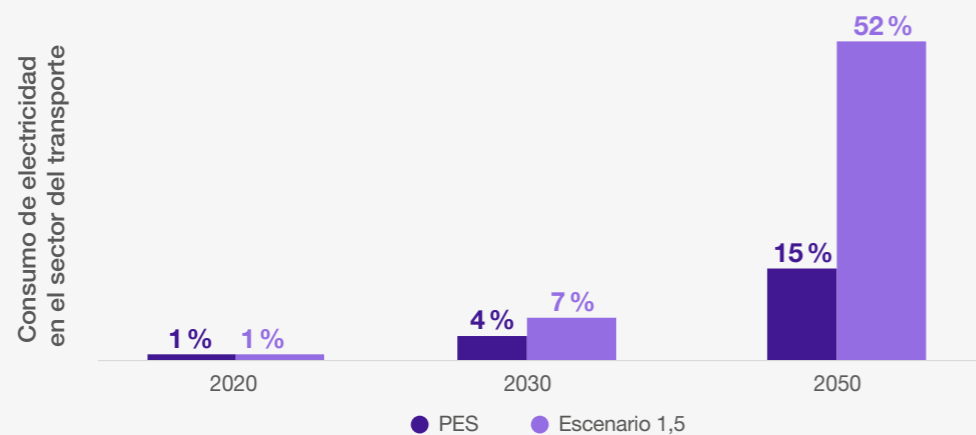
outlook 2023, en el cual se presentó un conjunto de metas porcentuales para la electrificación del sector del transporte hasta el año 2050. En este estudio (IRENA, 2023b), se evalúan dos escenarios:

- 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

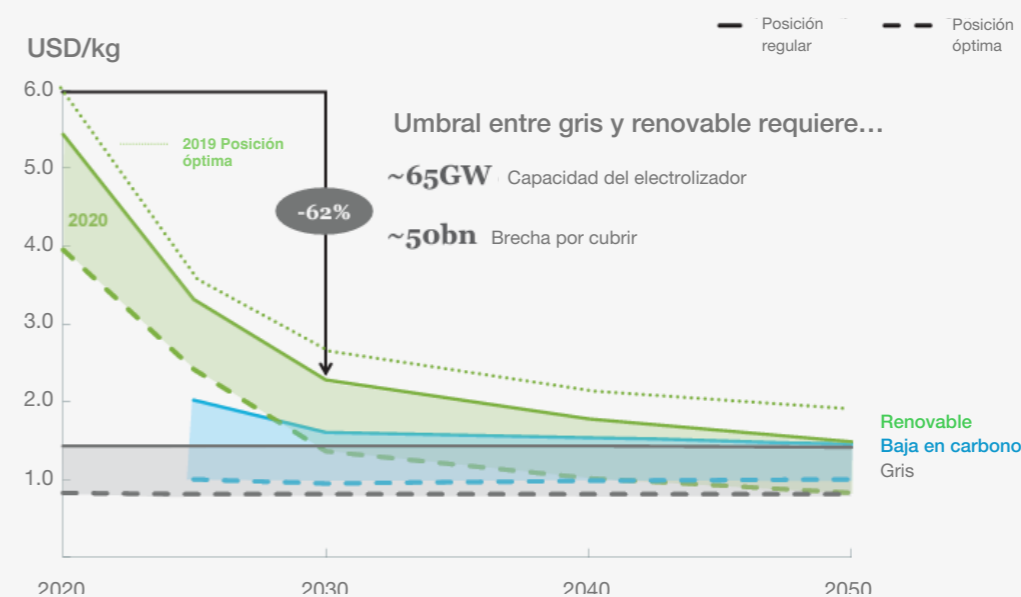
El hidrógeno bajo en carbono es una fuente de energía importante para la transición energética global. Su versatilidad le permite ser aplicado en varios sectores, reemplazando a los combustibles fósiles. Su uso se contempla principalmente en sectores poco probables de ser electrificados, considerados 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<sub>2</sub>V]). 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<sup>15</sup>. Para las próximas décadas, la expectativa es que habrá una reducción en el costo de H<sub>2</sub>V basada en el desarrollo tecnológico y las economías de escala.

GRÁFICO A 8.3

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



Fuente: Traducido de Hydrogen Council (2021).

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

<sup>15</sup> El precio de producción del hidrógeno verde y gris se obtuvo en Hydrogen Council (2021).

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

La inserción de H<sub>2</sub> puede apalancarse a través de diferentes industrias, dependiendo de la particularidad de cada país. Las principales son:

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



## Eficiencia energética

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

FIGURA A 8.4

### Proceso de cálculo de las ganancias de eficiencia

#### ETAPA 1

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

#### ETAPA 2

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

#### ETAPA 3

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



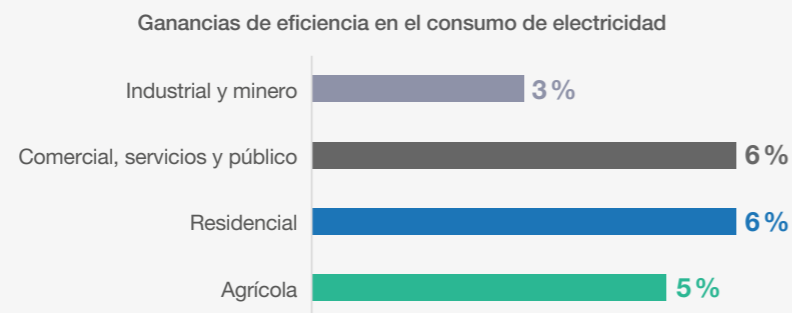
En esta metodología, las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía, considerando las particularidades de cada uno. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basan en el historial y los rendimientos potenciales disponibles en los balances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

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

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

GRÁFICO A 8.4

Ganancias de eficiencia en 2032 mediante la metodología de la EPE

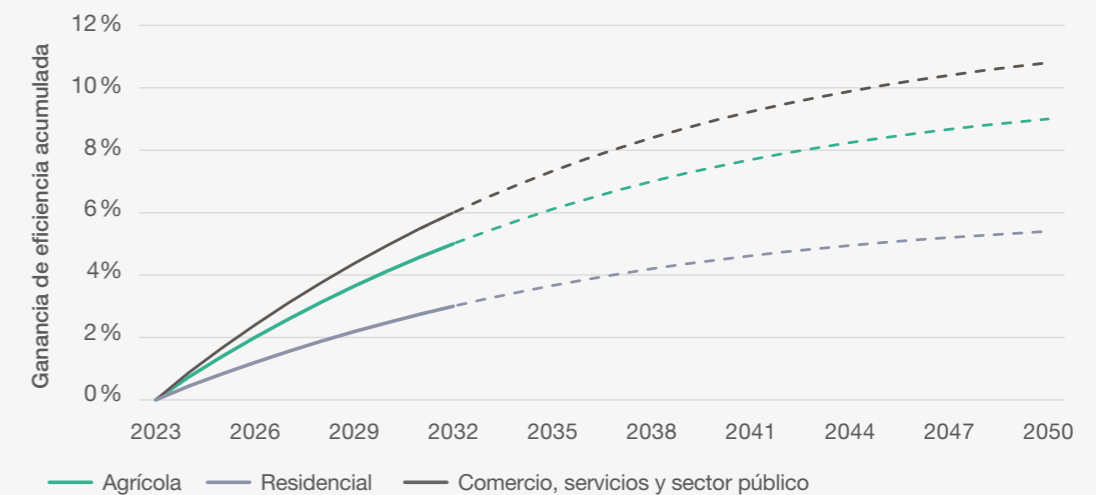


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

GRÁFICO A 8.5

Curvas de ganancias de eficiencia por sector



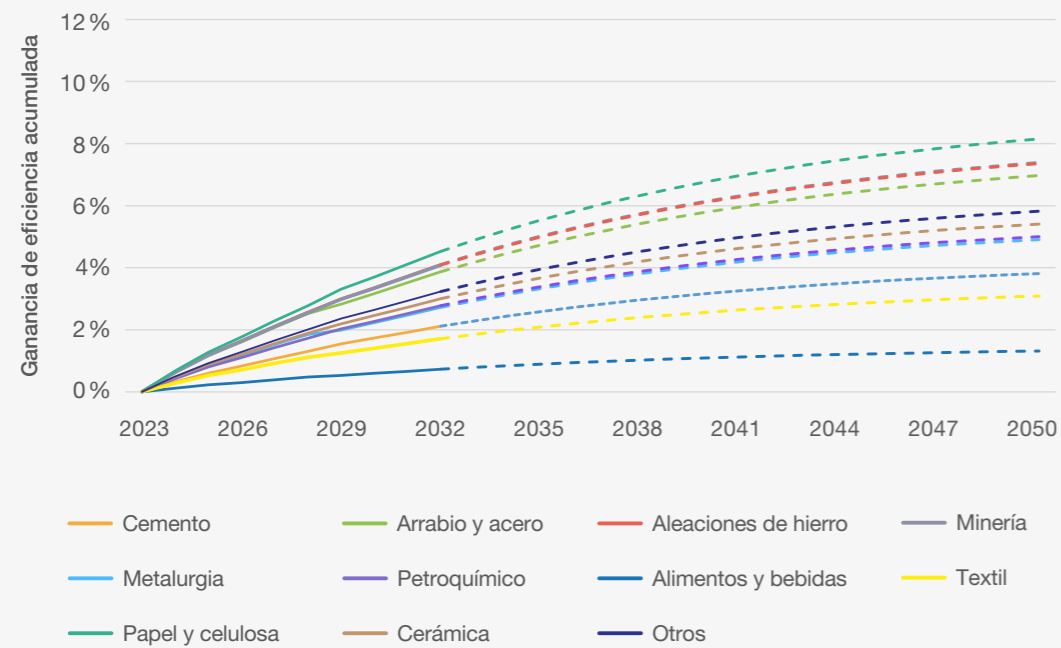
Fuente: Elaboración propia con base en los datos de la EPE (2023).

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

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

GRÁFICO A 8.6

Curvas de ganancias de eficiencia en los subsectores industriales



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



## Pronóstico de precios de los combustibles

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

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

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

Adicionalmente, en el caso de los 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.

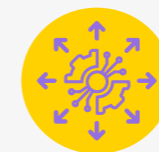
Hay instituciones renombradas que publican con frecuencia costos de referencia internacionales para distintas tecnologías, como, por ejemplo, el Banco Mundial, la EIA, Lazard y el NREL. Los referentes no son solamente de la estructura inicial de costos, sino también de evoluciones esperadas en dichas 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 estándar que fueron utilizados para proyectar los costos de las líneas de 500 kV.

#### CUADRO A 8.1

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

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

Fuente: ANEEL (s. f.).

Una vez definidos los parámetros, al generar la hoja de cálculo a través del simulador, se obtienen los costos asociados a cada tipo de línea, lo que se puede medir en dólares por kilómetro (USD/km). Estos son los valores utilizados para la proyección de inversión en el sistema de transmisión de cada país. Los resultados para cada nivel de tensión considerado se muestran en el cuadro A.8.2<sup>16</sup>.

**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.

<sup>16</sup> Para las líneas con tensión inferior a 69 kV, no se encontraron referencias de costo. De tal manera, se considera como costo final para esta LT una reducción de aproximadamente el 30 % del costo de la LT de 69 kV.

**► Cálculo de las inversiones en transmisión**

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

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

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

Siendo:

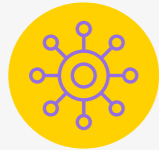
*L<sub>k,i</sub>*: la longitud de líneas de tensión *k* añadidas en el año *i* [km];

*C<sub>k</sub>*: el costo unitario de instalación de la línea de transmisión de nivel de tensión *k* [USD/km];

*CS<sub>i</sub>*: 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.

**Etapas 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<sup>17</sup>. 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 reconfiguradores telecomandados).
- ▶ No fue posible estimar inversiones en nuevas protecciones eléctricas por restricciones operativas derivadas de instalaciones del tipo con flujo bidireccional.

<sup>17</sup> SCADA es el acrónimo en inglés de control, supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition*).

Los costos del equipamiento para una instalación urbana, que se presentan en el cuadro A.8.3, fueron extraídos del EMIIT.

**CUADRO A 8.3**

**Costos considerados para la inserción de GD**

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

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

Para calcular la cantidad de prosumidores o usuarios-generadores residenciales, comerciales e industriales, se utilizaron las proyecciones anuales de GD instalada por país, efectuadas para cada sector. Realizando el cociente entre dichas proyecciones y una capacidad instalada promedio de una instalación de GD residencial, comercial e industrial, se obtiene una estimación del número buscado. Las capacidades instaladas promedio consideradas para Colombia 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 Colombia, 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	4.087	11.909	41.938
2040	22.212	53.270	121.357
2050	54.248	102.466	220.151

### 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 (AC), dado que la tecnología de corriente continua (CC) no se encuentra, en términos generales, desplegada en la región.

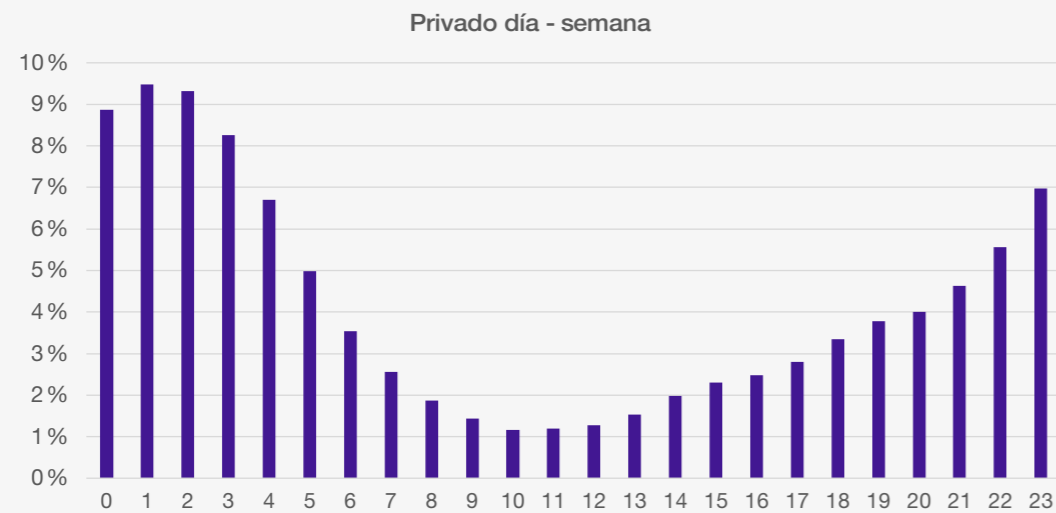
Para el año 2050, el avance en infraestructura pública hará que el 50 % de la energía sea abastecida por estos medios.

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

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

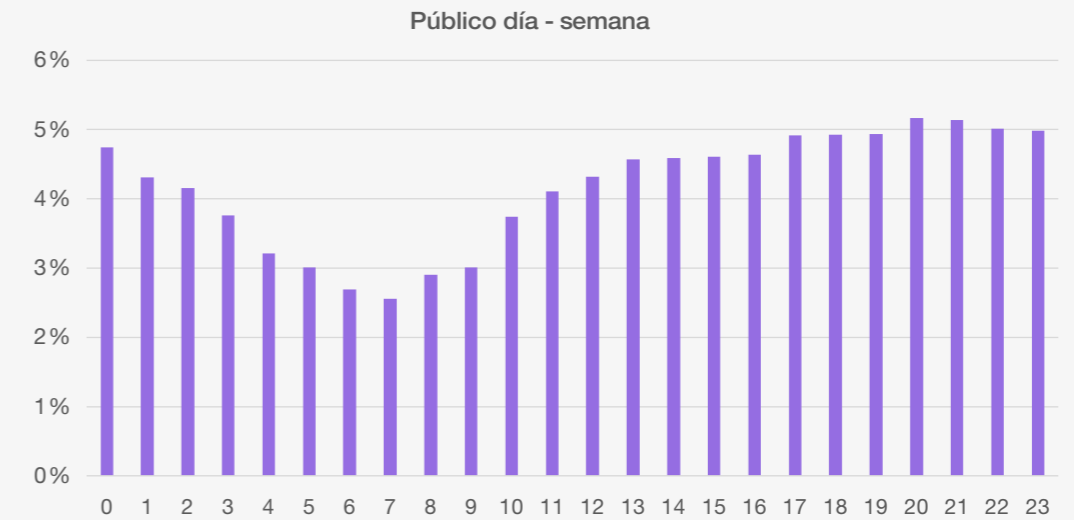
**GRÁFICO A 8.7**

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga privada



**GRÁFICO A 8.8**

Curva diaria de carga típica de una estación de recarga pública

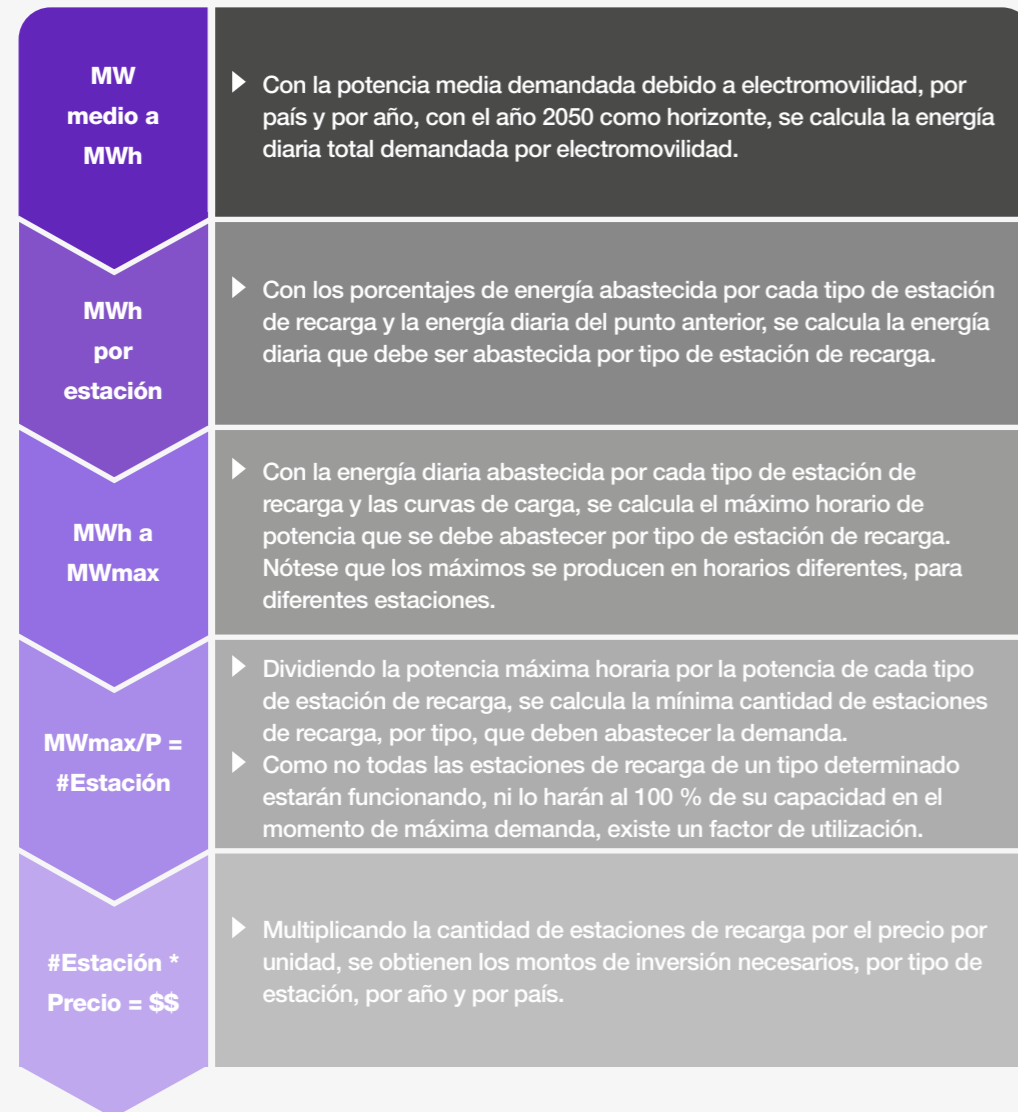


Estos cuatro insumos del proceso, indicado en la figura A.8.5, permiten estimar un monto de inversiones en estaciones de recarga pública, que deberán afrontarse como costos dentro de los sistemas de distribución.



FIGURA A 8.6

Proceso de cálculo de las inversiones en estaciones de recarga pública



▶ **Metodología para estimar los refuerzos en la red de distribución**

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

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

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

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

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

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

**CUADRO A 8.8**

**Datos de distribuidoras de Chile**

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

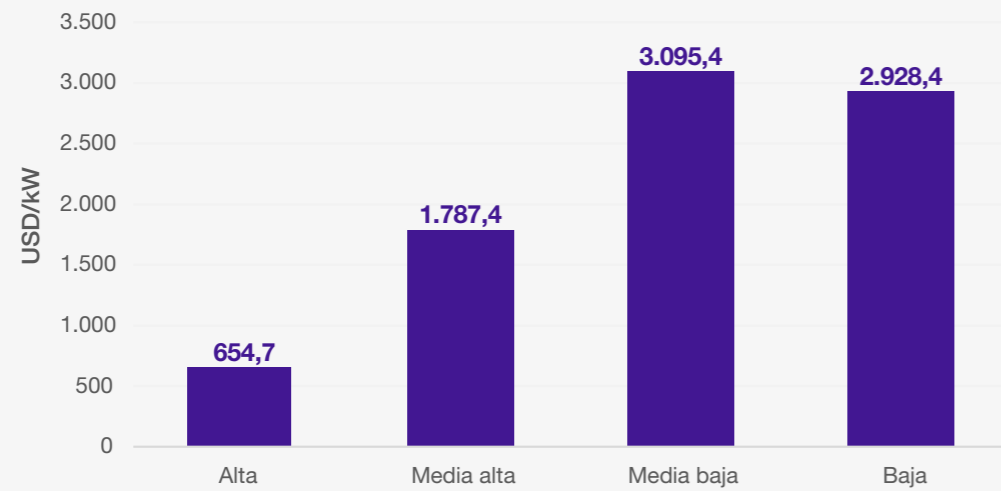
El promedio de los valores de VNR/kW instalado se calcula según la densidad de clientes por kilómetro de línea de distribución primaria y secundaria. Así, se agrupan las distribuidoras en:

- ▶ 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.

