

LA RUTA ENERGÉTICA DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

David López Soto
Alexandre Mejdalani
Michelle Hallack
Enrique Chueca Montuenga

AGOSTO DE 2022



Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

La ruta energética de América Latina y el Caribe / David López Soto, Alexandre Mejdalani, Michelle Hallack, Enrique Chueca Montuenga; editores; Anamaría Nuñez, Raphaëlle Ortiz

p.cm. -- (Monografía del BID ; 1037)

1. Carbon dioxide mitigation-Latin America. 2. Carbon dioxide mitigation-Caribbean Area. 3. Energy policy-Latin America. 4. Energy policy -Caribbean Area. 5. Environmental policy-Latin America. 6. Environmental policy-Caribbean Area. 7. Electric vehicles-Latin America. 8. 8. Electric vehicles-Caribbean Area. I. López Soto, David. II. Mejdalani, Alexandre. III. Hallack, Michelle, 1983-. IV. Chueca Montuenga, Enrique. V. Núñez, Anamaría, editora. VI. Ortiz, Raphaëlle, editor. VII. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VIII. Serie.

IDB-MG-1037

Códigos JEL: N76; O13; C22; C53; Q47

Palabras clave: Demanda de electricidad, Oferta eléctrica, Eficiencia energética, Electromovilidad, América Latina y el Caribe



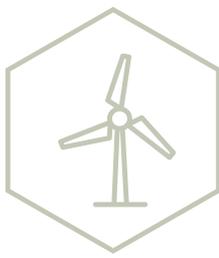
Copyright © 2022 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.



Los autores agradecen el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y, de manera particular, los comentarios y sugerencias de Tomas Serebrisky, Jose Antonio Urteaga Dufour, y Juan Paredes. La presente publicación fue desarrollada bajo la orientación de Ariel Yépez García y la guía de Michelle Hallack. El equipo desea reconocer a Edilberto Matías García por acompañar y contribuir en la etapa final del estudio, a Raphaëlle Ortiz y a Anamaria Núñez Zelaya por el trabajo de meticoloso de edición y diseño. Por último, los autores agradecen las invaluable recomendaciones y las observaciones en las primeras etapas del proyecto de Juan Pablo Brichetti y Leonardo Javier Mastronardi.

Las opiniones y los comentarios expresados en esta publicación son de los autores y no reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su junta directiva ni de los países que representa.



ÍNDICE

Resumen ejecutivo	7
1 Introducción	9
2 El reto de América Latina y el Caribe: ¿Cuán lejos se está de un escenario de cero emisiones netas?	13
2.1 La brecha de emisiones 2030-2050	13
2.2 Demanda eléctrica 2020-2030	15
2.3 Matriz de generación 2020-2030	16
2.3.1 Oferta regional	16
2.3.2 Oferta subregional	17
2.4 Necesidades de inversión 2020-2030	20
2.4.1 Análisis de sensibilidad: Escenario de costos de las renovables	22
3 Eficiencia Energética: La aliada de la transición energética	27
3.1 Evolución de la demanda a 2030 con eficiencia energética	28
3.2 Inversión en nueva capacidad	29
3.3 Reducción en emisiones	31
4 Beneficios de la electromovilidad en ALC	33
4.1 Escenarios de adopción de vehículos eléctricos	34
4.2 Resultados regionales	35
4.3 Resultados por país	38
5 Conclusión	41
6 Referencias	43

7 Anexos	45
7.1 Anexo A. Datos y metodología de estimación de demanda eléctrica	45
7.2 Anexo B. Oferta de electricidad e Inversiones	48
7.2.1 Suministro de electricidad	48
7.2.2 Estimación de inversión en nueva capacidad, transmisión y depreciación discontinua.	50
7.3 Anexo C. Resultados por país	52
7.3.1 Argentina	52
7.3.2 Bahamas	54
7.3.3 Barbados	55
7.3.4 Belice	57
7.3.5 Bolivia	59
7.3.6 Brasil	61
7.3.7 Chile	63
7.3.8 Colombia	65
7.3.9 Costa Rica	67
7.3.10 Ecuador	69
7.3.11 El Salvador	71
7.3.12 Guatemala	73
7.3.13 Guyana	75
7.3.14 Haití	77
7.3.15 Honduras	79
7.3.16 Jamaica	81
7.3.17 México	83
7.3.18 Nicaragua	85
7.3.19 Panamá	87
7.3.20 Paraguay	89
7.3.21 Perú	91
7.3.22 República Dominicana	93
7.3.23 Surinam	95
7.3.24 Trinidad y Tobago	96
7.3.25 Uruguay	98





RESUMEN EJECUTIVO

Las estimaciones de expansión del sector eléctrico al 2030 sugieren que América Latina y el Caribe están en el camino correcto hacia la descarbonización. Sin embargo, se observa una necesidad de acelerar el paso para cumplir la meta de cero emisiones netas en 2050. De no existir un cambio sustancial en la tendencia, y con base a los planes de expansión, el sector eléctrico de la región finalizaría la década con una brecha de emisiones de 273 megatoneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e) todavía por reducir.

El impacto de la pandemia a inicios del año 2020 provocó un estrés económico y social en todo el mundo. Esto se reflejó en una disminución del 2.9 % en la demanda eléctrica, haciendo cada vez más urgente una recuperación verde y sostenible. Los resultados del modelo de proyección predicen que la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe recuperará los niveles observados previo a la pandemia entre los años 2022 a 2024. Y se estima que esta crecerá alrededor de 3,9% en promedio anual para el resto de la década.

La velocidad de la recuperación dependerá de una cohesión de factores que incluyen sectores económicos, entidades públicas y cooperación internacional. Ante la incertidumbre sobre la recuperación, varios países han actualizado sus planes de expansión. Con base en ellos, esperamos que el carbón sea la fuente con mayor reducción dentro de la matriz de generación regional con una disminución del 5.4 %. Esto es un gran paso hacia un desarrollo sostenible del sector. También se espera que las renovables no convencionales, solar y eólica, tendrán un auge con un incremento del 10,4 % y 9,1 %, respectivamente. La suma total de estos planes de inversión asciende aproximadamente a USD 226 mil millones a nivel regional. Sin embargo, esta cantidad puede variar en los siguientes años debido a la tendencia que sigan los precios de las distintas tecnologías, sobre todo, las renovables no convencionales.

Dos elementos que pueden contribuir a la reducción de emisiones son, por un lado, el incremento en la eficiencia energética, y por el otro, continuar con los esfuerzos de electrificación de más sectores de la economía, particularmente, el sector transporte. Un incremento de la eficiencia energética generaría además un ahorro en sus necesidades de inversión del sistema eléctrico. Al cumplirse estos estándares de eficiencia energética se generaría una diferencia regional de 20 % en el año 2030 con respecto a las estimaciones originales, es decir, una la brecha de emisiones pasaría a 218,9 MtCO₂e.

Por su parte, la expansión de la electromovilidad en la región aumentaría las necesidades de inversión en el sistema eléctrico, no obstante, el reemplazo de vehículos de combustión interna supondría disminuir hasta 170 MtCO₂e las emisiones en el año 2030. Los resultados de nuestra estimación revelan que, en el caso más optimista, se espera contar con una flota de 53 millones de vehículos eléctricos en 2030.

El nivel de impacto que tendrá este reemplazo de vehículos en las metas de reducción de emisiones dependerá no solo de la velocidad de adopción de los vehículos eléctricos, sino también del ritmo de descarbonización de la matriz eléctrica, dado que su adopción generaría un incremento de la demanda de electricidad. Es por ello, que la electromovilidad sin transición energética es solo la mitad del viaje, y viceversa.

El reporte invita a cuestionarse el rumbo que está siguiendo el sector energético, los resultados que están aquí expuestos brindan un panorama actualizado de la oferta de electricidad, las necesidades de inversión y las emisiones del sector. También aporta instrumentos para el diseño de políticas a partir de distintos escenarios, y proporciona una visión de cómo afrontar el desafío de reducir las emisiones de carbono.





1 INTRODUCCIÓN

El 2020 fue un año atípico para gran parte de los sectores económicos, incluido el sector eléctrico. La pandemia del COVID-19 provocó una gran pérdida de vidas humanas, además de estrés económico y social en todo el mundo. Tras esta tragedia mundial, una recuperación verde comenzó a verse como un imperativo y una oportunidad. Por ello, la comunidad internacional ha subrayado, en los últimos meses, la necesidad de redoblar esfuerzos para alcanzar la meta de un escenario de cero emisiones netas en 2050, y contener el aumento de la temperatura mundial por encima de los 1.5 °C.

Este estudio responde a ese llamado, y brinda una visión del camino que seguiría el sector eléctrico en América Latina y en el Caribe durante esta década suponiendo que no ocurra un cambio sustancial en sus tendencias históricas. Esta visión está basada en las planificaciones publicadas por los gobiernos hasta el primer trimestre de 2021, pues el objetivo principal es presentar un panorama, más que el potencial, de la matriz eléctrica a lo largo de esta década. Por lo tanto, advertimos que los pronósticos presentados, a lo largo de los capítulos a continuación, se basan en los planes de expansión de los países y tienen como supuesto principal que no existirá algún cambio de tendencia.

Las distintas secciones de este reporte intentarán responder a las siguientes preguntas: ¿Cuán lejos está el sector eléctrico latinoamericano de cumplir la meta de cero emisiones netas en 2030?, ¿qué tipo de fuentes energéticas abastecerán la demanda de las distintas subregiones a lo largo de la década?, ¿de qué tamaño serán las necesidades de inversión? Para esto se analizaron las perspectivas de oferta y demanda del sector eléctrico de 26 países de América Latina y el Caribe (ALC) hasta 2030. Con ello calculamos la brecha de emisiones que sería necesario reducir entre 2030 y 2050 para alcanzar un escenario de cero emisiones netas. Cabe recalcar que las proyecciones de demanda están basadas en un modelo econométrico que toma en cuenta series históricas, y la oferta utiliza los planes de expansión publicados por los países.

Los resultados sugieren que la región está en el camino hacia la descarbonización de la generación eléctrica; sin embargo, si los países de América Latina y el Caribe continúan en el mismo ritmo actual, en 2030, se enfrentarán a un enorme desafío para alcanzar el escenario de cero emisiones netas en 2050. Según las estimaciones de la sección 2, para el final de la década, todavía faltaría reducir una brecha de 273 megatoneladas de CO₂ equivalente.

El impacto de la pandemia se reflejó en una disminución del 2.9 % en la demanda eléctrica, no había forma de prever un choque externo de tal magnitud. Los resultados del modelo de proyección predicen que la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe se recuperará entre los años 2022 a 2024. Creciendo alrededor de 3,9% en promedio anual para el resto de la década.

La velocidad de la recuperación dependerá de una cohesión de factores que incluyen sectores económicos, entidades públicas y cooperación internacional. Ante la incertidumbre sobre la recuperación, varios países han actualizado sus planes de expansión. Utilizando estos planes como referencia, se estimó la matriz de generación futura regional y las necesidades de inversión para los próximos diez años.

A lo largo de estos años, y según los planes de expansión, el carbón será la fuente que mayor reducción experimentará (5,4 % en promedio anual), esto es un gran paso hacia un desarrollo sostenible del sector. El segundo mayor hallazgo es que las renovables no convencionales, solar y eólica, tendrán un auge con un incremento en promedio anual del 10,4 % y 9,1 %, respectivamente. La región que mayor capacidad invertirá a lo largo de esta década es el Cono Sur con 79 617 MW, gran parte de esta inversión estará localizada en Brasil. Seguido por Centroamérica con 45 678 MW y la región Andina con 19 313 MW. Por último, estimamos que para abastecer la demanda de electricidad los países del Caribe requerirán invertir un aproximado de 6328 MW a lo largo de los próximos años hasta 2030.

La suma total de estas necesidades de inversión es aproximadamente de USD 226 mil millones a nivel regional. Sin embargo, esta cantidad puede variar en los siguientes años debido a los cambios que presenten los precios de las distintas tecnologías, sobre todo, las renovables no convencionales. En las últimas subastas, la solar fotovoltaica ha disminuido su precio en un 80 %, mientras que la eólica tierra adentro lo ha hecho en un 54,7 % en tan solo 8 años (IEA, 2020). Este comportamiento en precios llama la atención e invita a detenerse y preguntarse, cómo cambiarían las necesidades de inversión si los costos siguieran abaratándose en los años porvenir. Al final de la sección 2 se presenta un análisis de sensibilidad de costos de las renovables y su efecto sobre las inversiones regionales.

Dos elementos que pueden contribuir a la reducción de emisiones son, por un lado, las distintas políticas de eficiencia energética, y por el otro, comenzar a electrificar más sectores de la economía, particularmente, el sector transporte. En la sección 3 de este reporte se estima la demanda eléctrica bajo el supuesto de que los países de la región implementarán políticas de eficiencia energética que logren los estándares estimados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) (2021), i. e. de un 4 % hasta 2030. Las estimaciones sugieren que, si los países de la región lograsen alcanzar estos estándares de eficiencia energética, la demanda de electricidad regional sería 25,9 % inferior a nuestro escenario base.

El incremento de la electromovilidad —el reemplazo de vehículos con motor de combustión interna por vehículos eléctricos— es otro elemento importante hacia la reducción de emisiones de carbono. En 2019 el 39% de las emisiones de CO₂ en ALC provinieron del sector transporte, seguido por el sector electricidad con 22 %, lo que indica cuán urgente es la colaboración entre ambas industrias para descarbonizar las economías.

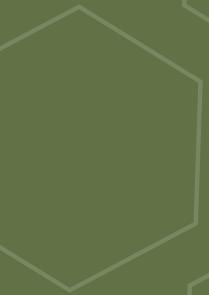
La sección 4 modela siete distintos escenarios de adopción de vehículos eléctricos con el fin de estimar el efecto que tendría un incremento de la electromovilidad sobre las emisiones a nivel regional. Los resultados revelan que, en el caso más optimista, se espera contar con una flota de 53 millones de vehículos eléctricos en el año 2030. Este escenario está basado en los cálculos de la IEA (2021) para alcanzar el escenario de cero emisiones netas. Según las estimaciones de este escenario, se pronostica una reducción de 170 MtCO₂e en el año 2030, en comparación con el escenario tendencial. Por último, bajo este escenario la reducción acumulada de CO₂ - es decir, todas las emisiones evitadas a lo largo de 10 años - sería de 616 MtCO₂e.

El nivel de impacto que tendrá este reemplazo de vehículos en las metas de reducción de emisiones dependerá no solo de la velocidad de adopción de los vehículos eléctricos, sino también del ritmo de descarbonización de la matriz eléctrica, dado que su adopción generaría un incremento de la demanda de electricidad. Es por ello, que la electromovilidad sin transición energética es solo la mitad del viaje, y viceversa.

A manera de resumen, bajo el escenario base las emisiones totales provenientes del sector eléctrico de la región, al final de la década, se calcula en 273 megatoneladas de CO₂ equivalente, mientras que en el escenario de eficiencia energética se reducirá a 218,9 MtCO₂e al año 2030. Si a estos escenarios, se le suma la expansión de vehículos eléctricos, al año 2030 se esperaría una reducción adicional de 170 MtCO₂e bajo el escenario más optimista de adopción de coches eléctricos.

El reporte invita a cuestionarse el rumbo que está siguiendo el sector energético, los resultados que están aquí expuestos brindan un panorama actualizado de la oferta de electricidad, las necesidades de inversión y las emisiones del sector. También aporta instrumentos para el diseño de políticas a partir de distintos escenarios, y proporciona una visión de cómo afrontar el desafío de reducir las emisiones de carbono.







2 EL RETO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ¿CUÁN LEJOS SE ESTÁ DE UN ESCENARIO DE CERO EMISIONES NETAS?

De acuerdo con el último informe del IPCC (2021) los daños al medio ambiente son irreversibles, y de seguir el ritmo de las emisiones, el punto de no retorno será más próximo. Esfuerzos internacionales en los últimos años han enfatizado la meta de alcanzar un escenario de cero emisiones netas en 2050, y detener el aumento de la temperatura mundial por encima de los 1.5 °C. Esta sección es una primera aproximación para contestar cuán lejos está América Latina y el Caribe de alcanzar los objetivos de cero emisiones netas desde la perspectiva del sector eléctrico. Además, de conocer cuáles serán las inversiones necesarias a lo largo de la década para el escenario base, en caso de no suceder un cambio en las tendencias.

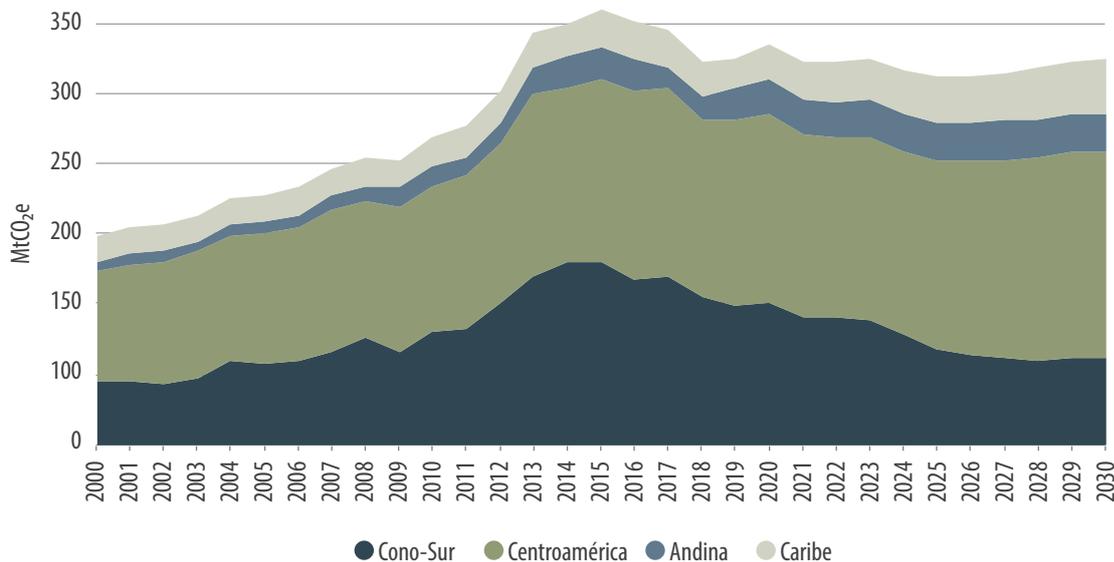
2.1 La brecha de emisiones 2030-2050

La región está en la senda hacia la descarbonización de la generación eléctrica, desde 2015 las emisiones del sector eléctrico han disminuido. Sin embargo, de no acelerar su paso, los países se enfrentarán a un enorme desafío para llegar a cumplir la meta de cero emisiones netas en 2050. La ilustración 1 muestra la proyección de emisiones en MtCO₂e del sector eléctrico de las distintas subregiones de América Latina y el Caribe. Se observa que, para finales de la década, todavía faltaría reducir una brecha de 273 MtCO₂e, emisiones equivalentes al sistema eléctrico de 2012, y con una disminución de alrededor de 11 % comparado con las de 2015. Estas proyecciones utilizan como punto de partida los distintos planes de expansión del sector eléctrico de los países de la región¹.

¹ Como veremos más adelante también existen otras herramientas, además de una mayor incorporación de renovables a la matriz, que los distintos gobiernos pueden implementar para reducir la cantidad de emisiones. Por ejemplo, políticas de eficiencia energética y un incremento en la electromovilidad.

La subregión con mayor huella de carbono es Centroamérica y México, esto debido a que gran porcentaje de su electricidad es generada a partir de fuentes plantas térmicas, sobre todo, a base de gas natural. En 2030, 45 % de la electricidad producida en esta subregión provendrá de este tipo de plantas. La subregión que de forma más pronunciada reduce su huella de carbono es el Cono Sur. Esto se debe a que durante los próximos años las plantas térmicas —de todo tipo de combustible— tendrán menor participación en la generación eléctrica. Los países de esta subregión, además, añadirán un mayor porcentaje de fuentes renovables a su matriz de generación. En 2030, la energía solar y eólica incrementarán su participación en la matriz de generación en 3,1 y 7,6 puntos porcentuales con respecto al 2020. La próxima sección describirá en mayor detalle los cambios en las matrices de generación de cada una de las subregiones, y cuáles serán las inversiones en nueva capacidad que realizarán los distintos países para abastecer la demanda eléctrica en los próximos años.

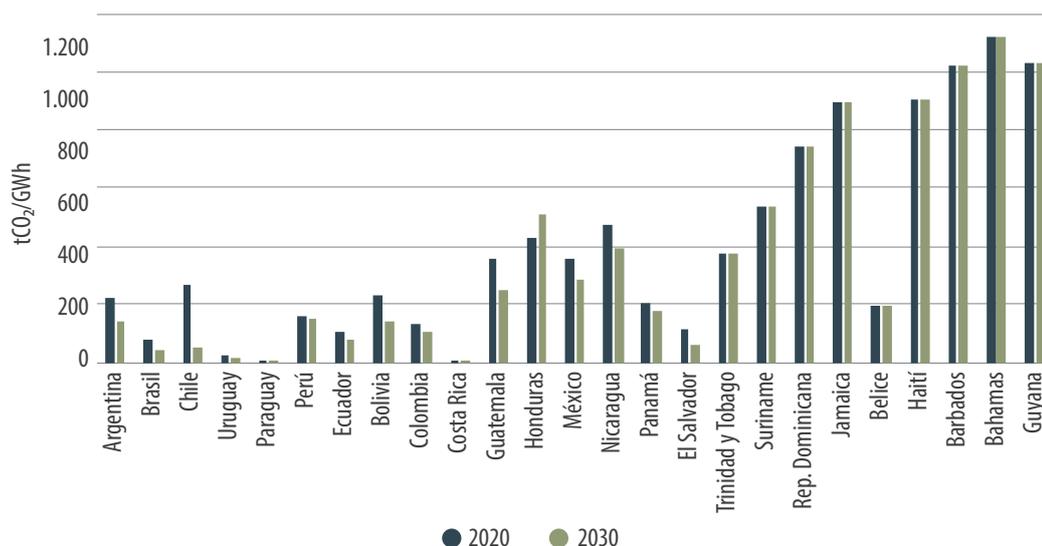
Ilustración 1. Trayectoria de emisiones (MtCO₂e) a 2030 bajo escenario base. (elaboración propia)



Llama la atención que, a pesar de existir una reducción en la huella de carbono a nivel regional, en términos por país se percibe una gran heterogeneidad. Si miramos la intensidad de emisiones por GWh generado por país, observamos que para muchas economías de la región los niveles de 2030 disminuyen marginalmente su intensidad en comparación con los observados en 2020 (ver ilustración 2). Esto se debe a que son pocos los países que durante este periodo llevan a cabo un gran esfuerzo de remover fuentes contaminantes de su matriz. Destaca es el caso de Chile, país que tiene la mayor proyección de disminución de intensidad de emisiones del sector eléctrico. En 2030, la matriz eléctrica chilena generará un GWh, pero con 82 % menos de emisiones comparado con 2020. También destacan los casos de Argentina, Bolivia, Guatemala, México y Nicaragua. En estos casos hay una reducción sustancial en la intensidad de emisiones de sus matrices de generación eléctrica en 2030. Por otro lado, salta a la vista el incremento esperado para el caso de Honduras. La intensidad de emisiones de

los países de la región del Caribe se mantiene constante, ya que uno de los mayores supuestos que tiene este estudio es que las matrices de generación de los países de esta región no experimentarán cambios sustanciales a lo largo del periodo de análisis. En parte debido a que en la mayoría de los casos no hay planes de expansión públicos que indiquen lo contrario.

Ilustración 2. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



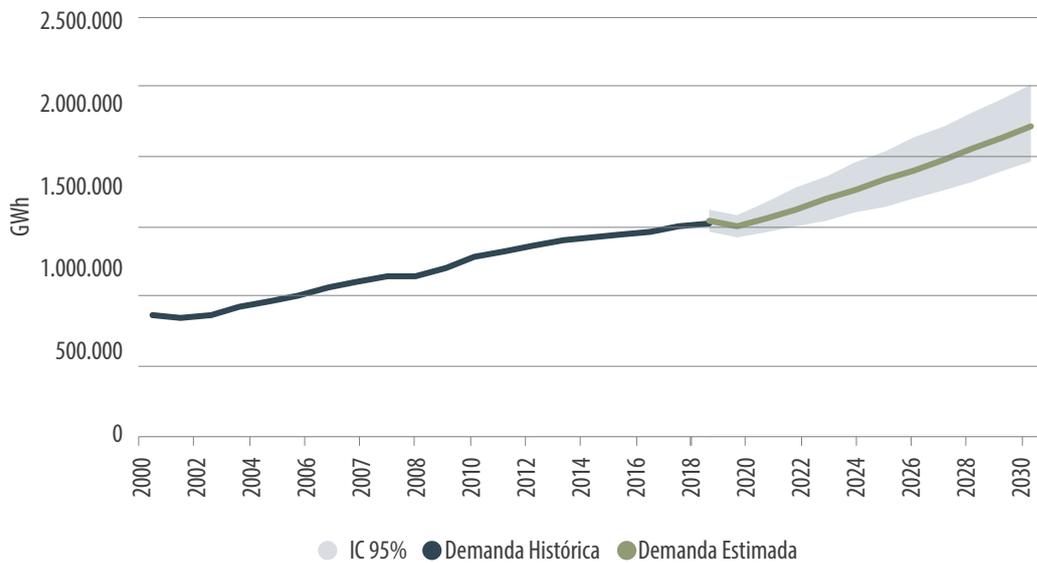
Las próximas dos secciones ahondarán en estas estimaciones y se discutirán otros elementos que condujeron a obtener estos resultados, como las decisiones de inversión asociadas a los pronósticos de demanda y oferta eléctrica.

2.2 DEMANDA ELÉCTRICA 2020-2030

El primer paso para calcular la brecha de emisiones fue estimar cuánta electricidad demandarán los países de la región a lo largo de la década. Los resultados del modelo de proyección² predicen que la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe incrementará 48 % entre 2020 y 2030, con una tasa de crecimiento aproximado de 3,9% en promedio anual para el resto de la década. Este incremento es mayor al promedio de la década previa (2010-2019), el cual fue de 2,3% en promedio anual (ver ilustración 3).

El impacto de la pandemia se reflejó en una disminución del 2.9 % en la demanda eléctrica, y se estima que la demanda se recuperará entre 2022-2024. Es decir, se espera que la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe vuelva a niveles pre-Covid en los próximos 4 años. En parte, gracias a las proyecciones de crecimiento económico de los distintos países de la región. En el apéndice de este estudio se describe con mayor detalle los supuestos y la metodología detrás de las estimaciones.

² Para mayor referencia sobre los datos y la metodología utilizada para proyectar la demanda de electricidad referirse al anexo A.

Ilustración 3. Proyección de demanda eléctrica al 2030 en la región. (elaboración propia)

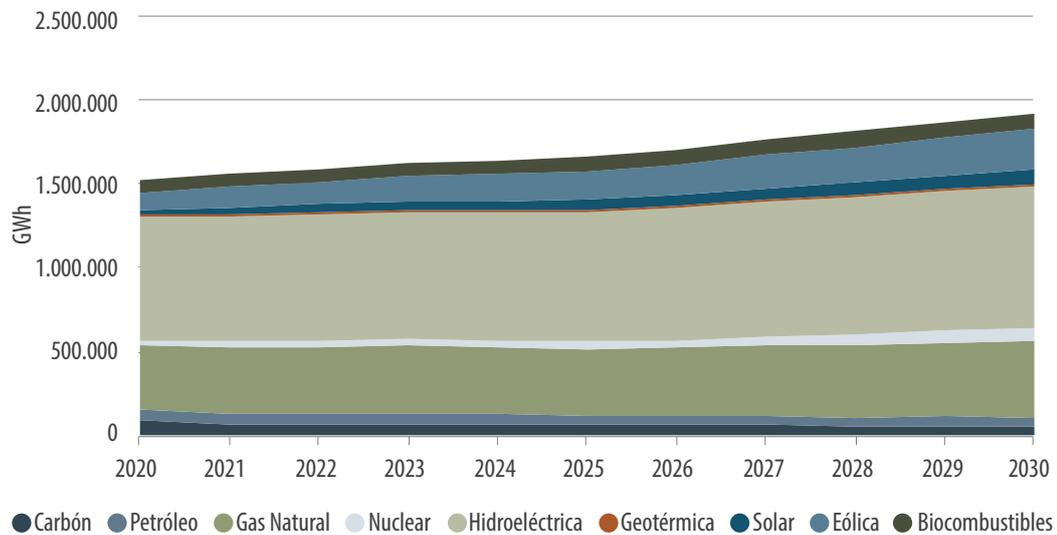
2.3 MATRIZ DE GENERACIÓN 2020-2030

¿Con qué tipo de fuentes, los distintos países de la región, abastecerán la demanda a lo largo de la década?, ¿qué tipo de fuentes se incorporarán a la matriz de generación?, ¿qué papel jugarán las renovables no convencionales y, sobre todo, el rol del gas natural como fuente de transición? Esta sección está dedicada a explorar los cambios en las matrices de generación regional y subregional de los próximos años. La sección está dividida en dos partes, la primera de ellas está enfocada en el agregado regional, mientras que la segunda mitad está dedicada a analizar cada una de las matrices de generación de las distintas subregiones de América Latina y el Caribe.

2.3.1 Oferta regional

La matriz de generación regional y la de cada una de las subregiones se estimaron utilizando la metodología descrita en Yépez et al. (2018), la cual utiliza como fuente principal los últimos planes de expansión publicados por los países. Con base en ellos se pronosticó la matriz de generación hasta 2030, para mayor referencia ver anexo B. Al considerar los planes de expansión se incorporan las intenciones de los distintos gobiernos y la visión a futuro del sector de energía que cada uno de ellos tiene.

La ilustración 4 muestra la matriz de generación de América Latina y el Caribe durante esta década. A lo largo de estos años, el carbón será la fuente que mayor reducción experimentará (5,4 % en promedio anual), esto es un gran paso hacia un desarrollo sostenible del sector. El segundo mayor hallazgo es que las renovables no convencionales, solar y eólica, tendrán un auge con un incremento del 10,4 % y 9,1 %, respectivamente. Este es el mayor incremento que han tenido en las últimas décadas, y mayor que cualquier otra fuente en la matriz de generación.

Ilustración 4. Matriz de generación eléctrica en ALC, 2020-2030. (elaboración propia)

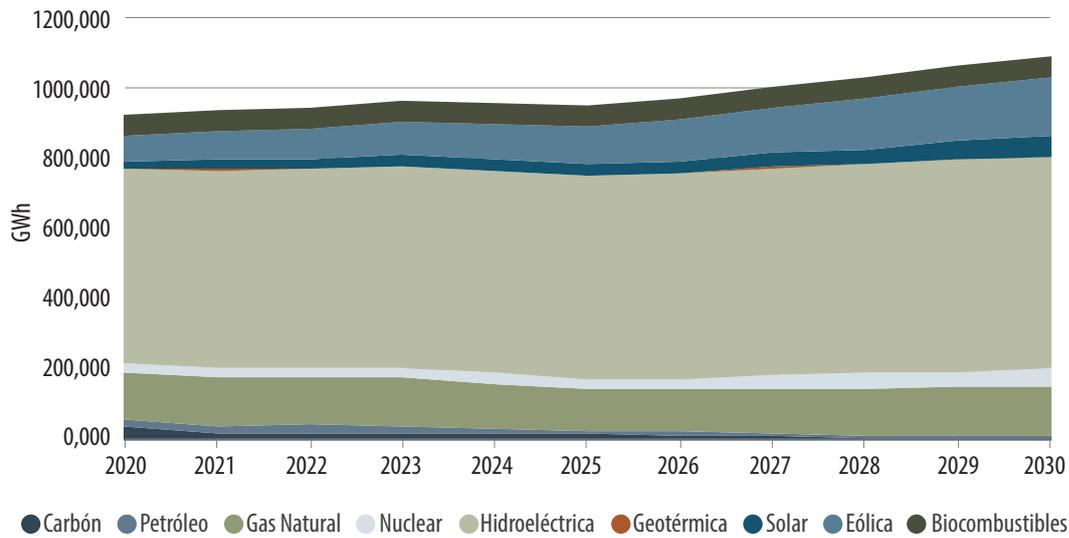
Sin embargo, su participación sigue siendo relativamente baja. En términos de puntos porcentuales (pp.), la solar incrementa 2,3 pp. mientras que la eólica lo hará en 6 pp. Un caso de interés es el incremento promedio anual de la nuclear, esta fuente experimenta un aumento de 8,4 % entre 2020 y 2030. Esto se debe a que Brasil y México pronostican expandir su generación a mediados de la década. La energía geotérmica es una fuente muy localizada, son pocos los países que han desarrollado experiencia en el uso de esta energía renovable. Su crecimiento promedio durante la década será de 6,6 %. En términos regionales, el gas natural experimentará un módico incremento anual de 1,9 %. Sin embargo, este número no refleja la heterogeneidad a nivel subregional como veremos en la siguiente sección.

2.3.2 Oferta subregional

En el marco de las matrices subregionales, la realidad parece no ser tan parecida entre las distintas subregiones que componen América Latina y el Caribe. Los siguientes gráficos muestran el suministro de electricidad por tipo de fuente de cada una de las subregiones de ALC, basados en los planes de expansión de los próximos años, suponiendo además que no existirá un cambio sustancial en sus tendencias. El objetivo principal es presentar un panorama de la matriz eléctrica a lo largo de esta década, el lector debe estar advertido que este no es un ejercicio de planificación ni tampoco intenta mostrar el potencial de abastecimiento con el que cuentan las distintas subregiones de ALC.

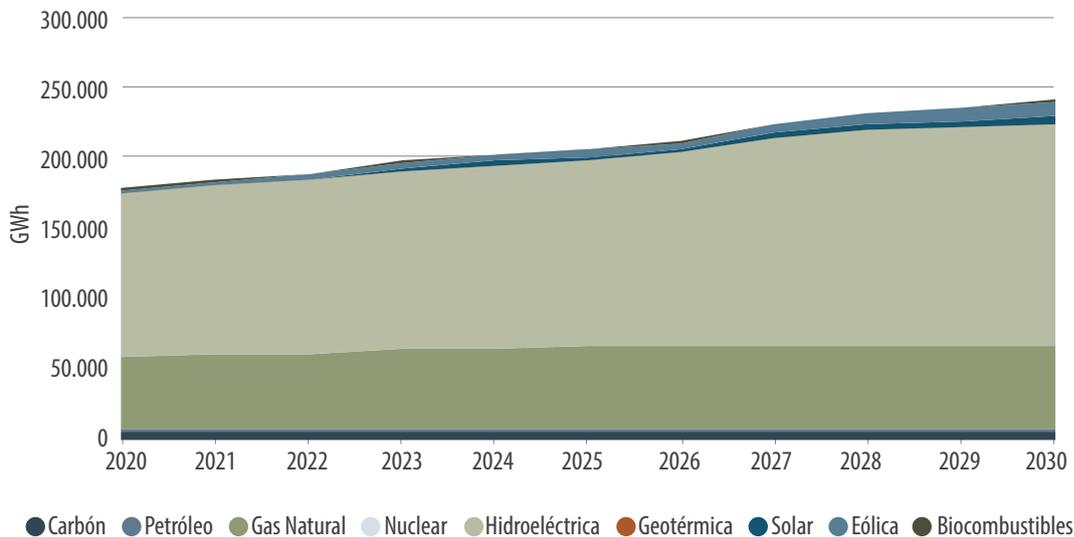
En el Cono Sur, la tasa de crecimiento anual promedio de la oferta de 2020 a 2030 es de 1,7 % promedio anual. De todas las fuentes, la solar y la eólica son las que mayor incremento reportan a lo largo de este periodo, con un crecimiento promedio anual de 11,3 % y 8,9 %. Cabe resaltar que en esta región es donde se experimenta una mayor caída de la utilización de carbón, con una disminución de 16,5 %, seguido por fuel oil con 16,7 %. En la ilustración 5 se observa que, a partir de 2027, estas dos fuentes ya no tienen participación en la generación eléctrica.

Ilustración 5. Matriz de generación eléctrica de la región del Cono Sur, 2020-2030. (elaboración propia)



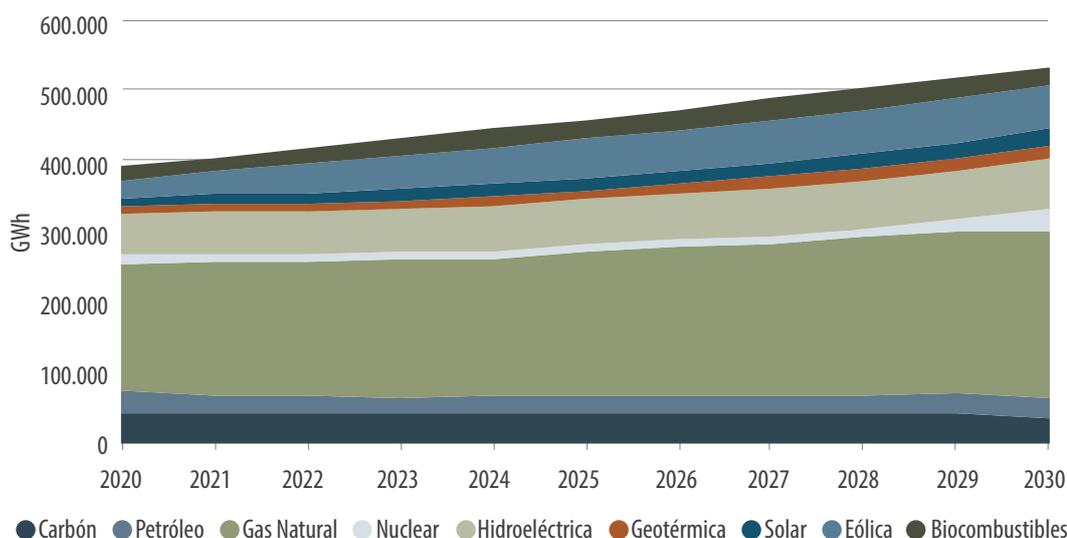
La ilustración 6 muestra la matriz de generación de la región Andina. El crecimiento promedio de la oferta en la región Andina es de 3,09 % anual, lo que la cataloga como la tercera región con mayor crecimiento, solamente detrás del Caribe, Centroamérica y México. En esta región las fuentes de generación solar y eólica son las que mayor crecimiento reportan, no solo comparado con el resto de las tecnologías, sino que con cualquier región de ALC.

Ilustración 6. Matriz de generación eléctrica de la región Andina, 2020-2030. (elaboración propia)



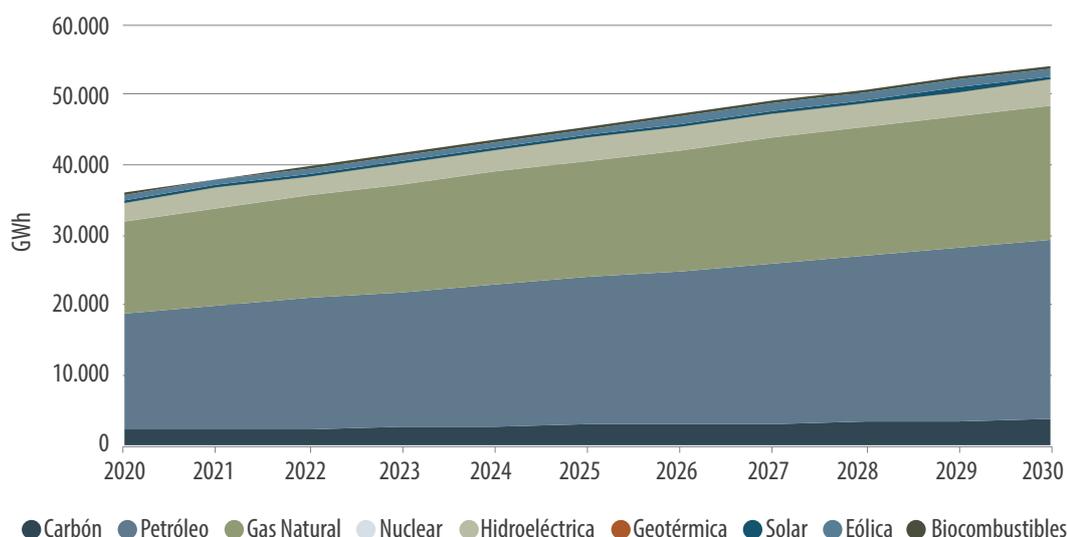
En Centroamérica y México, la oferta eléctrica crecerá en 3,14 % promedio anual, particularmente por el incremento que tendrá México. Históricamente esta región se ha caracterizado por su alta dependencia de fuentes fósiles, en 2020 el 65 % de la electricidad se generó en plantas térmicas. En 2030 esta dependencia se reducirá a 56 %, siendo este uno de los mayores resultados de la década. De todos los combustibles fósiles, el carbón es el que más reducirá su participación en la matriz, pasando de 11 % a 6 %, es decir, una disminución de 4,3 puntos porcentuales. (ver ilustración 7).

Ilustración 7. Matriz de generación eléctrica de Centroamérica y México, 2020-2030. (elaboración propia)



El Caribe es un caso singular, ya que pocos países de esta subregión cuentan con experiencia y herramientas de planificación. Por ello, se estableció como supuesto que los países mantendrán constante los porcentajes de generación de cada una de sus fuentes a lo largo del periodo de estudio. Esto quiere decir que se espera que la participación de cada una de las fuentes dentro de la matriz de generación incrementará de forma proporcional para abastecer la demanda eléctrica en el futuro (ver ilustración 8).

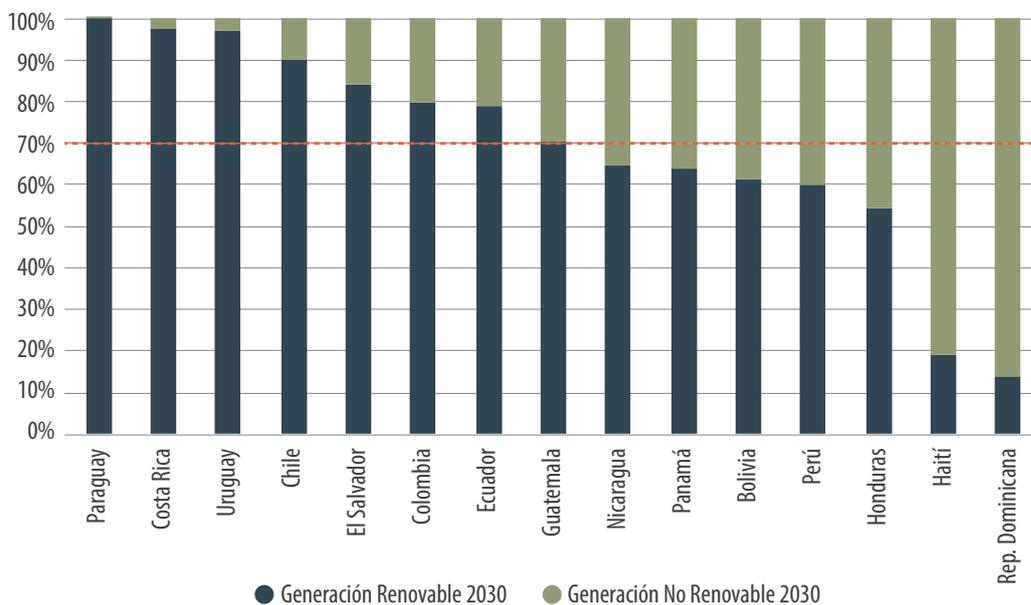
Ilustración 8. Matriz de generación eléctrica de la región del Caribe, 2020-2030. (elaboración propia)



Hay un esfuerzo de transformación sucediendo en el Caribe, existen iniciativas y metas importantes de descarbonización. Lamentablemente, debido a la ausencia de información pública disponible y armonizable con la de otros países, al momento de escribir este reporte, no fue posible incorporarlas dentro del análisis.

Además, en la actualidad existen distintas iniciativas regionales para acelerar la neutralidad de carbono en los sistemas eléctricos, una de ellas es la iniciativa Renovables en América Latina y el Caribe (RELAC, por sus siglas en inglés). Esta iniciativa fue creada durante la cumbre de la ONU sobre la Acción Climática 2019 y, por primera vez, un grupo de países de la región aceptó voluntariamente promover las energías renovables con un objetivo en concreto, funcionamiento y estructura de apoyo, además de un robusto mecanismo de vigilancia. Hoy en día, la iniciativa RELAC cuenta con 15 países miembros, el objetivo en común es generar, al menos, un 70 % de su electricidad con fuentes renovables para 2030. La ilustración 9 muestra el porcentaje de electricidad generada en 2030 a partir de fuentes renovables en cada uno de los países miembros de esta iniciativa, la línea punteada en color naranja es la meta del 70%.

Ilustración 9. Matriz de generación de países miembros de la iniciativa RELAC en 2030. (elaboración propia)



Los resultados anteriores muestran los distintos esfuerzos que cada una de las subregiones está haciendo en materia de transición energética. Las siguientes secciones detallarán las necesidades de inversión que tendrán cada una de las subregiones hacia el futuro, así como un análisis de sensibilidad para mostrar el impacto que tendrá el costo de las renovables no convencionales sobre los montos de inversión.

2.4 NECESIDADES DE INVERSIÓN 2020-2030

Las dos secciones previas detallaron los cambios en la demanda y oferta de electricidad en las distintas subregiones de ALC. Esta sección se enfocará en contestar las siguientes preguntas: ¿Cuáles serán los requerimientos de inversión en términos de capacidad en las distintas subregiones de ALC para esta década?, ¿en qué tipo de fuentes invertirán más los países?, y ¿qué tipo de plantas se depreciarán durante estos 10 años?

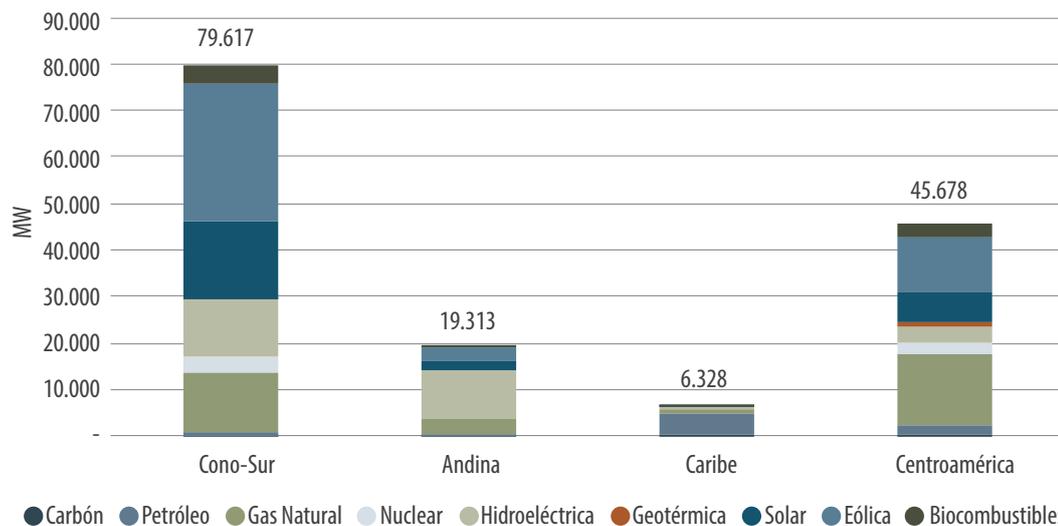
Para estimar las distintas inversiones por tipo de fuente seguimos la metodología sugerida por Yépez et al. (2018), misma que describimos en mayor detalle en el anexo B. En la ilustración 10 se muestran los totales en nueva capacidad por subregión y tecnología. La región que mayor capacidad invertirá

en esta década es el Cono Sur con 79 617 MW, gran parte de esta inversión está localizada en Brasil. Seguido por Centroamérica con 45 678 MW y la región Andina con 19 313 MW. Por último, estimamos que, para abastecer la demanda de electricidad, los países del Caribe requerirán invertir aproximadamente 6328 MW en nueva capacidad.

En términos de tecnologías, las renovables no convencionales —solar FV y eólica tierra adentro— serán el foco de atención a lo largo de esta década. Aproximadamente, 46 % de la nueva capacidad que añada la región estará distribuida entre la solar y la eólica. La energía eólica contará con 44 112 MW en nueva capacidad, mientras que la solar FV con 25 061 MW. Las dos regiones con mayor inversión en estas dos fuentes es el Cono Sur y Centroamérica.

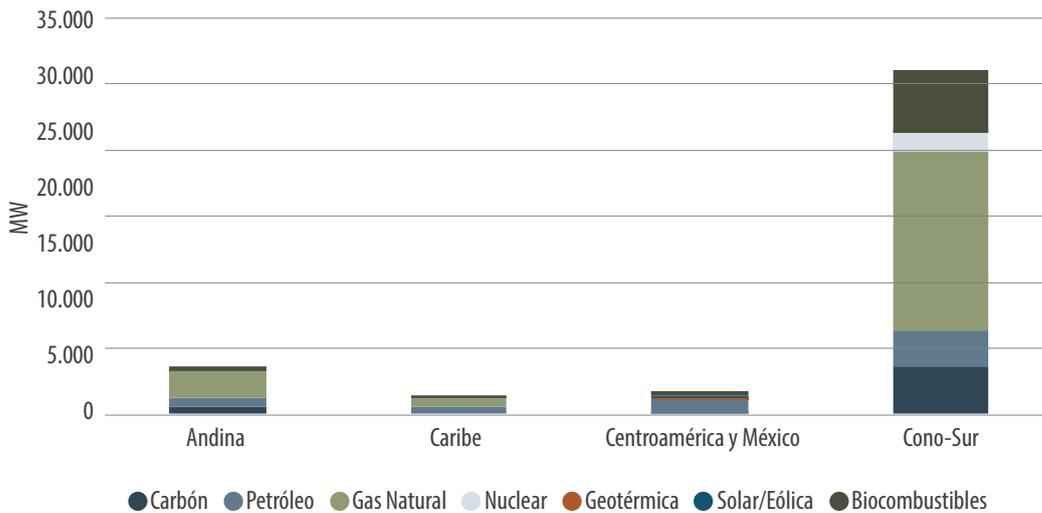
Para cumplir con estos planes, la región en conjunto requerirá una inversión de aproximadamente de USD 226 mil millones. Sin embargo, esta cantidad puede variar en los siguientes años por diversas razones, una de ellas es la trayectoria que tenga el precio de las renovables no convencionales en el futuro. Por tal razón, al terminar esta sección se realiza un análisis de sensibilidad y se identifica cuál sería el efecto que tendrían distintos escenarios de costos de la solar FV y la eólica sobre las necesidades de inversión en las distintas subregiones de ALC.

Ilustración 10. Inversión en nueva capacidad por subregión y tecnología, 2020-2030. (elaboración propia)



En los próximos años, los gobiernos no solo tendrán que invertir en nueva capacidad, también requerirán invertir en líneas de transmisión y reponer la infraestructura que está siendo obsoleta. A lo largo de esta década, muchas plantas de generación llegarán al final de su vida útil. Para estimar este tipo de inversión estamos suponiendo que los países no invierten en mantenimiento para prolongar la vida útil de estas plantas, y en cambio, las reemplazan en plazos fijos por una planta de igual tamaño y tecnología. A este tipo de inversión la denominaremos depreciación discontinua, en realidad los países no reponen exactamente la misma capacidad al final del periodo de depreciación, muchos decomisan antes las plantas para incorporar nueva capacidad más eficiente o menos contaminante. Sin embargo, esta aproximación nos permite ver qué tipo de tecnologías requerirán atención durante esta década (ver ilustración 11).

Ilustración 11. Depreciación discontinua por subregión y tecnología. (elaboración propia)



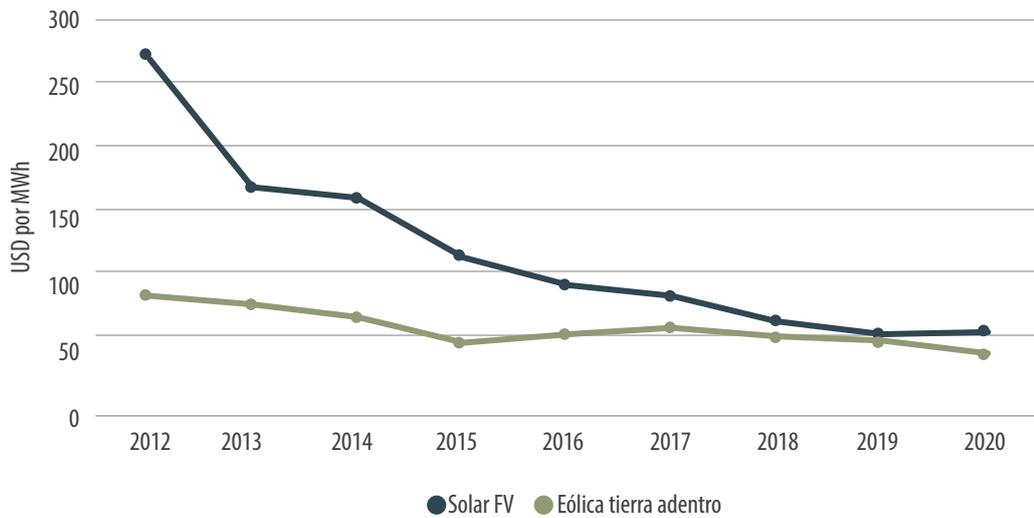
Los resultados de nuestras estimaciones sugieren que un gran porcentaje de plantas de ciclo combinado a base de gas natural llegarán al final de su vida útil a lo largo de esta década (ver ilustración 11). Muchas de estas plantas están localizadas en Chile, Brasil y Argentina. Lo que abre un espacio de oportunidad para cambios importantes en las emisiones de CO₂.

2.4.1 Análisis de sensibilidad: Escenario de costos de las renovables

Uno de los resultados más importantes de la sección anterior es la gran inversión que realizarán los países de la región en una nueva capacidad de energía solar y eólica. Un factor detrás de este optimismo es el abaratamiento en costos que han tenido en los últimos años estas dos tecnologías, además de su incremento en eficiencia y la adaptación de marcos regulatorios para su adopción. En las últimas subastas, la solar fotovoltaica ha disminuido su precio en un 80,2 %, mientras que la eólica tierra adentro lo ha hecho en un 54,7 %, en tan solo 8 años (ver ilustración 12). Este comportamiento en precios llama la atención e invita a preguntarse cómo cambiarían las necesidades de inversión si los costos siguieran abaratándose en los años porvenir.



Ilustración 12. Precio promedio de las subastas de energía eólica y solar fotovoltaica anunciados por fecha de puesta en servicio. (elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de Energía.)



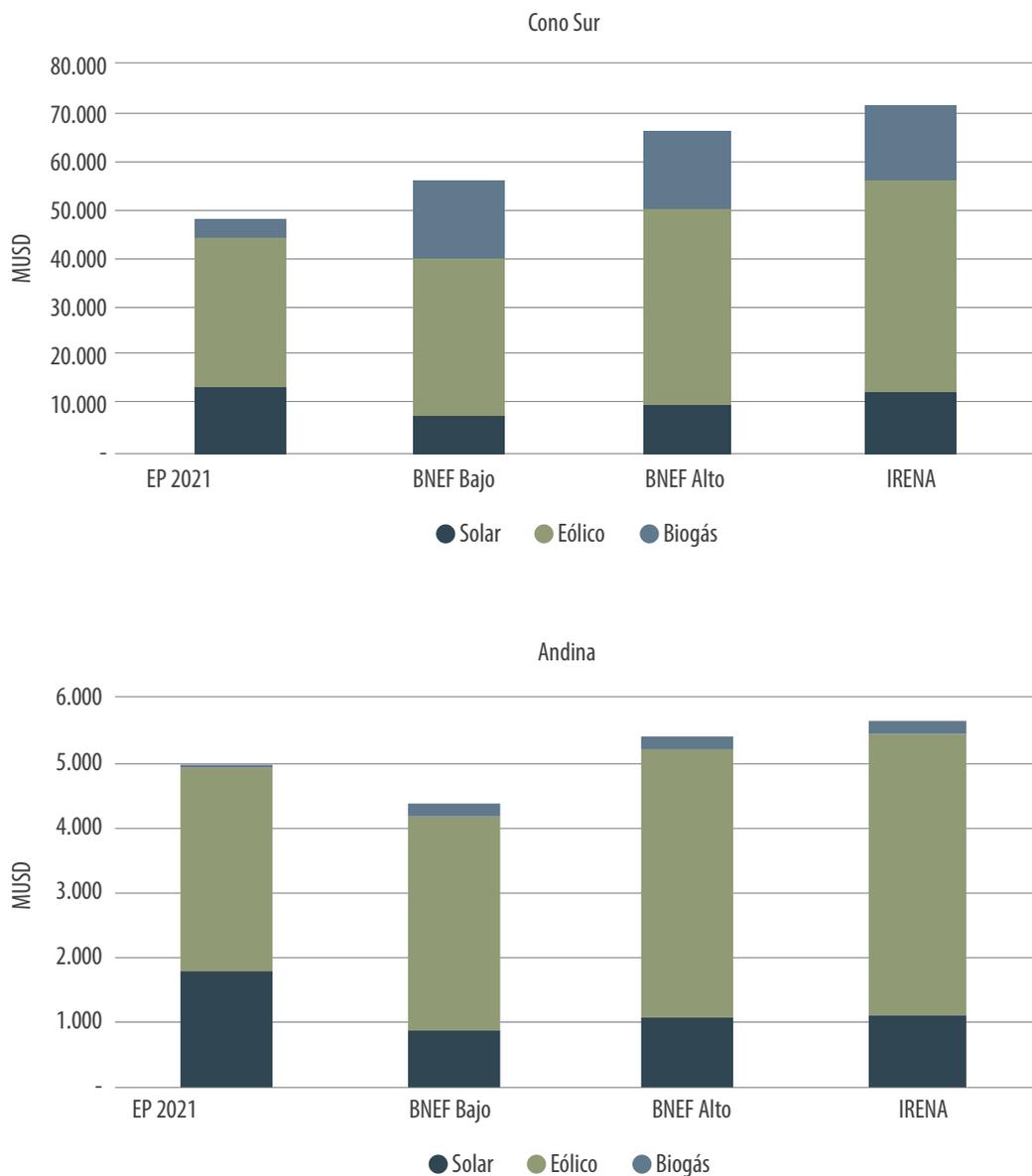
Nota: Los valores más altos para la energía eólica terrestre en 2017-2018 son el resultado de la subasta de contratos por diferencia (CfD) del Reino Unido.

La sección está dedicada a un análisis de sensibilidad que considera 4 posibles escenarios de precios de tecnología solar y eólica. El motivo principal es hacer un comparativo sobre los montos de inversión que las distintas subregiones realizarían en los próximos diez años. Cada escenario se distingue por el supuesto hecho a partir de los precios de estas dos tecnologías, dejando la cantidad de nueva capacidad constante entre los distintos escenarios. Los supuestos que caracterizan a cada uno de los cuatro escenarios de precios son los siguientes:

Escenario	Descripción
Escenario <i>Energy Path 2021</i>	Es considerado el escenario base, los resultados son los presentados en la sección 3.4. Ver anexo B para mayores referencias.
Escenario BNEF bajo	Este escenario asume el costo de capital de plantas de generación de energía solar y eólico, hecho por Bloomberg New Energy Finance (BNEF) en su escenario bajo.
Escenario BNEF alto	Este escenario asume el costo de capital de plantas de generación de energía solar y eólico hecho por Bloomberg New Energy Finance (BNEF) en su escenario alto.
Escenario IRENA	El costo de las energías renovables continúa con la tendencia de los últimos 5 años en promedio. Fuente de datos: IRENA.

Los gráficos, a continuación, muestran los distintos montos acumulados de inversión en millones de dólares (MUSD) para cada subregión bajo cada escenario. Por ejemplo, en la ilustración 13 se pueden apreciar los resultados para las subregiones del Cono Sur y la zona Andina. Lo primero que observamos es el tamaño de la inversión, en los cuatro distintos escenarios de precios los países del Cono Sur invertirán cerca de diez veces el valor de la inversión de la zona Andina. En las dos regiones, el escenario de precios IRENA es el más alto, seguido por el escenario BNEF alto y bajo. En términos de tecnología, las dos subregiones destinarán un gran porcentaje de sus inversiones a proyectos eólicos seguido por la solar en la zona Andina, y por biogás en el Cono Sur.

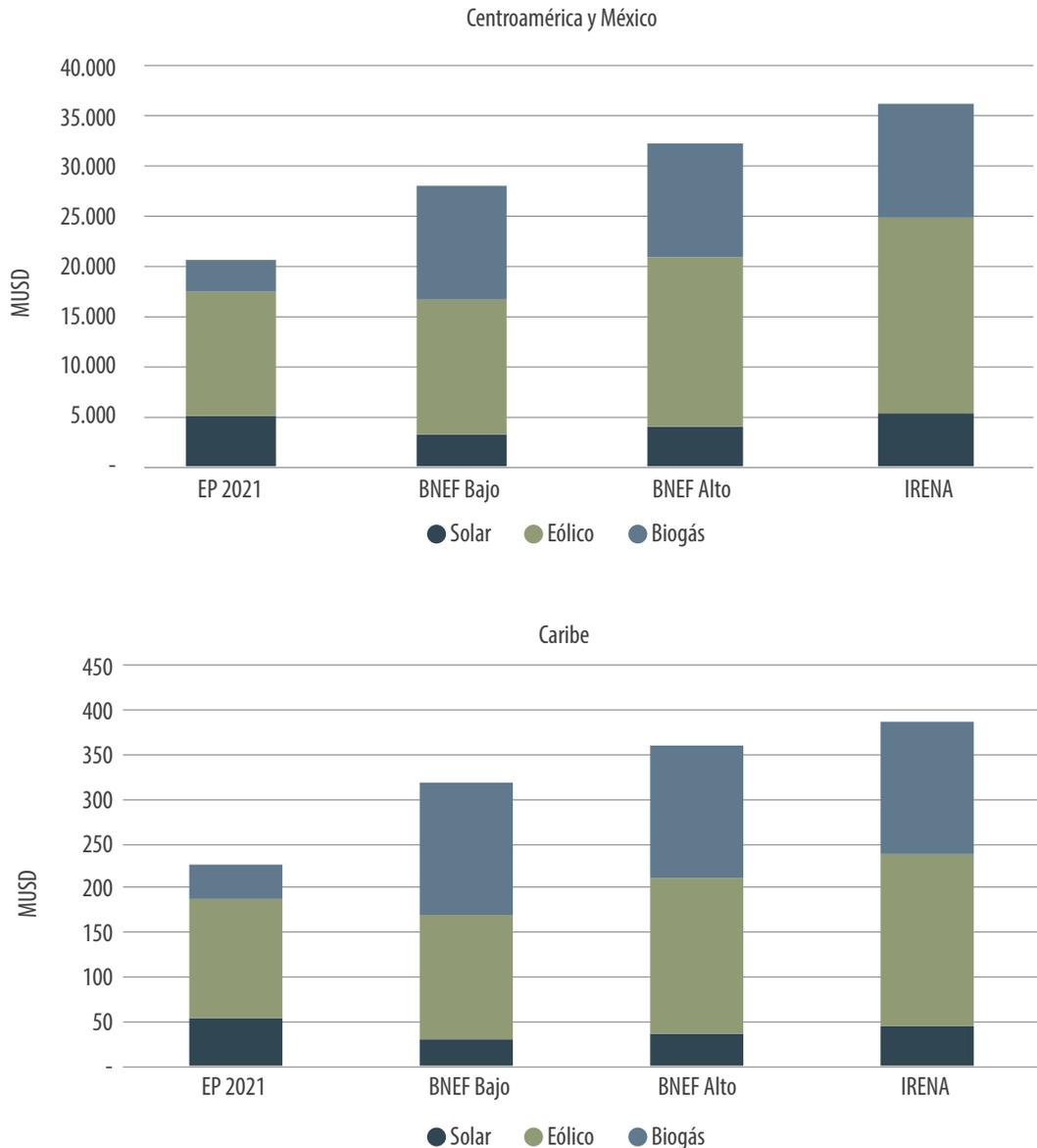
Ilustración 13. Análisis de sensibilidad para las regiones del Cono Sur y Andina. (elaboración propia)



Replicamos el análisis para las subregiones del Caribe, Centroamérica y México. La ilustración 14 muestra los montos de las inversiones según los distintos escenarios de precios. Nuevamente, advertimos el tamaño de las escalas, pues los países del Caribe (gráfico de la derecha) invertirán cerca de 100 veces

menos en energía eólica, solar, y biogás en comparación a los países de Centroamérica y México. Esto nos da un panorama de la dimensión de la inversión y los esfuerzos que las distintas subregiones deben realizar durante la década.

Ilustración 14. Análisis de sensibilidad para las regiones de Centroamérica, México y el Caribe.
(elaboración propia)



En la mayoría de las subregiones el escenario base con nombre de Energy Path 2021, es el más optimista. Este escenario utiliza como referencia los precios reportados en Latinoamérica de la solar y la eólica, lo cual es reflejo de la experiencia que tiene la región al tratarse de energías renovables no convencionales. Otro resultado interesante del análisis de sensibilidad es el rango entre los distintos montos de inversión. Los resultados de las distintas subregiones indican que entre el escenario base —del cual están estimados los montos de inversión de este reporte— y el escenario más conservador, escenario IRENA, existe una diferencia de un 63 % en promedio. Lo cual indica el espacio de posibilidades de ahorro que tienen las distintas economías de la región en el futuro.



3 EFICIENCIA ENERGÉTICA: LA ALIADA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La eficiencia energética, en el contexto eléctrico, es un indicador de la cantidad de energía eléctrica necesaria para llevar a cabo una tarea doméstica, una producción industrial, o para el suministro de un servicio. Un sistema eléctrico eficiente permite un importante ahorro energético, impactando directamente en la oferta de corto plazo, y la necesidad de inversiones de largo plazo. Además, en sistemas con una marcada dependencia de combustibles fósiles, una mayor eficiencia eléctrica permite un menor uso de este tipo de plantas y, por lo tanto, una disminución en las emisiones. Por ello, la eficiencia eléctrica es una aliada de la transición energética, ayudando al país a alcanzar sus metas de desarrollo sostenible.

Según la IEA (2020), a nivel mundial, la eficiencia energética —de todas las fuentes para todos los usos— ha cambiado en promedio 2,05 % anuales, entre 2010 y 2019, o un incremento acumulado de 20 % durante ese periodo. Esto implica decir que el mismo bien, servicio o tarea ejecutada en el año 2010 consume 20 % menos energía en el año 2019. En ese mismo informe se calcula que para alcanzar las metas de desarrollo sostenible los países deberán incrementar su eficiencia energética en 4,0 % anuales, entre 2020 y 2040, el doble de la cifra lograda en la década anterior (2010-2019).

En la actualidad, los países del mundo se encuentran en posiciones muy distintas en su camino hacia el desarrollo sostenible en el largo plazo. En cuanto a los países de ALC, Ravillard et al. (2019) destaca que la baja calidad de los servicios eléctricos, el acceso limitado a bienes eléctri-

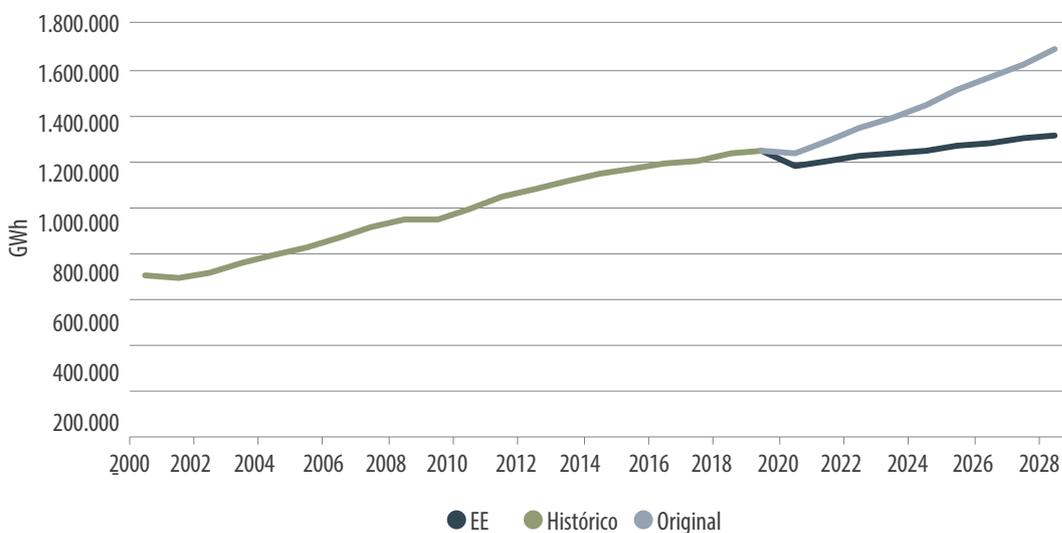
cos nuevos y más eficientes, y la precaria asequibilidad a los servicios de energía por parte de la población más vulnerable son brechas que podrían ser cerradas con políticas que mejoren los estándares de eficiencia energética. Por tal razón, este estudio añade un nuevo escenario para analizar el efecto que tendrá redoblar esfuerzos de eficiencia energética sobre las inversiones en el sector eléctrico y la reducción de emisiones.

En esta sección estimamos nuevamente la demanda eléctrica bajo el supuesto de que los países de la región implementarán políticas de eficiencia energética que logren los estándares estimados por la IEA (2021), *i. e.* de un 4 % hasta 2030. Con las nuevas estimaciones de demanda, calculamos la oferta necesaria y la necesidad de inversiones por tipo de tecnología a modo de mantener el portafolio de generación planeado al año 2030. Al final de esta sección presentamos los ahorros de emisiones asociados a este escenario.

3.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA A 2030 CON EFICIENCIA ENERGÉTICA

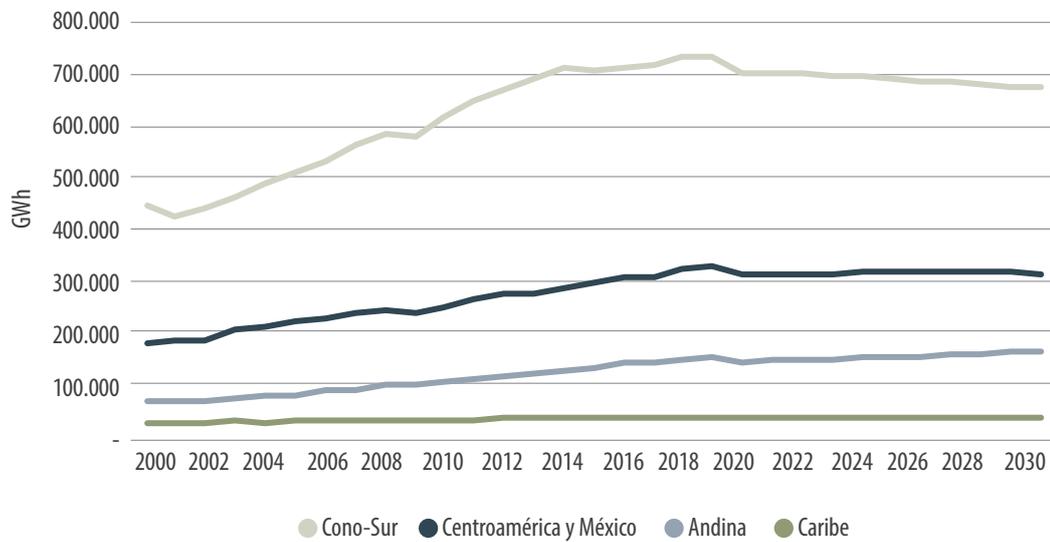
Si los países de la región logran los estándares de eficiencia energética estimados por la Agencia Internacional de Energía, la demanda eléctrica regional sería 25,9 % inferior a nuestro escenario base calculado en las secciones anteriores.

Ilustración 15. Demanda eléctrica en ALC bajo el escenario de eficiencia energética. (elaboración propia)



La ilustración 15 muestra los resultados de la estimación de demanda, la línea azul oscuro indica la nueva trayectoria de la demanda bajo el escenario de eficiencia energética (EE) mientras que la línea azul claro representa al escenario base calculado previamente. Al final de 2030, la demanda eléctrica regional bajo el escenario de EE es 25,9 % menor que la estimada para el escenario base. En la ilustración 16 replicamos el análisis para cada subregión.

Ilustración 16. Demanda de electricidad por subregión en un escenario de eficiencia energética.
(elaboración propia)



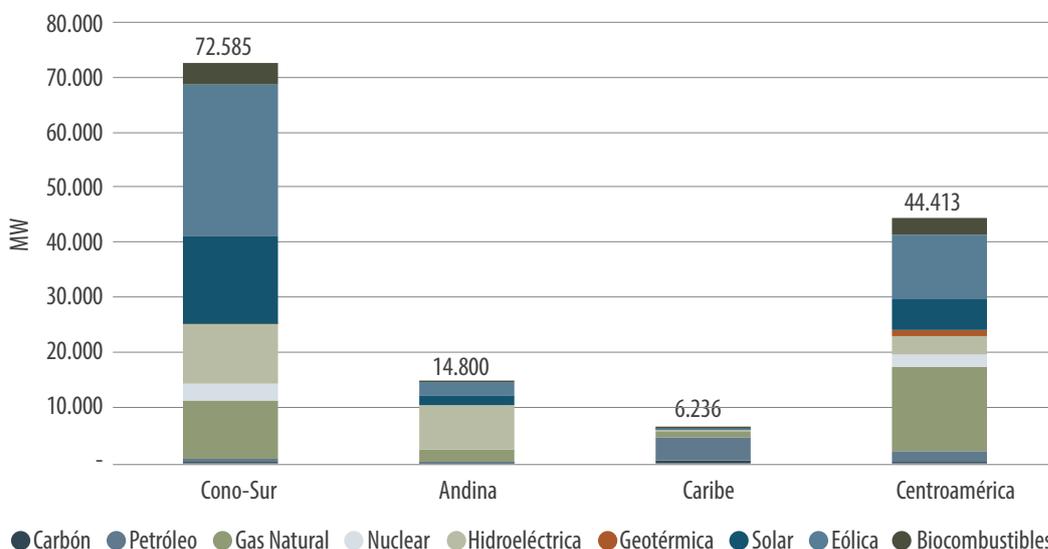
En todas las subregiones, excepto en la región del Cono Sur, se observa que la demanda aumenta a un menor ritmo en comparación a nuestro escenario base, ver ilustración 16. La demanda eléctrica en el Cono Sur es la única que experimenta una contracción en valores absolutos de la demanda comparado con 2020, debido al potencial de incremento de la eficiencia eléctrica.

3.2 INVERSIÓN EN NUEVA CAPACIDAD

Para obtener los requerimientos de inversión se realiza el mismo procedimiento que en la sección 2, solo que ahora considerando las nuevas estimaciones de demanda obtenidas anteriormente. Los resultados señalan que, gracias al incremento en eficiencia energética, todas las regiones tienen un ahorro en sus necesidades de inversión comparado a las estimaciones de nuestro escenario base. En las ilustraciones 17 y 18 se muestran las estimaciones de la nueva capacidad e inversión estimadas por subregión.

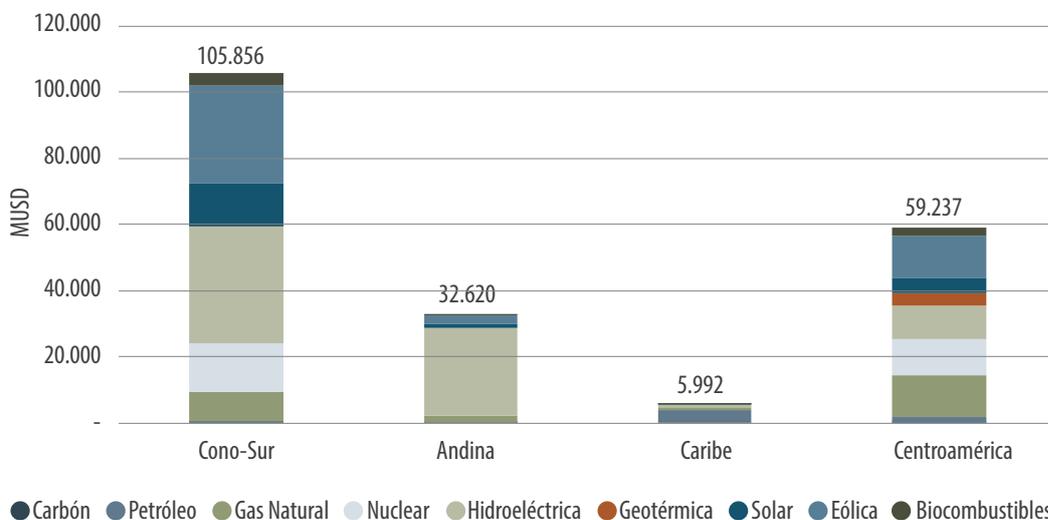
Con respecto a los resultados del escenario base, ver ilustración 10, en todas las subregiones se observa una reducción de sus requerimientos de inversión. La región que experimenta una mayor disminución es el Cono Sur, que pasa de invertir 79,6 mil MW a 72,5 mil MW (es decir, una reducción de 8,8 %). Entre todas las fuentes de energía, la disminución más significativa es en nuevas plantas térmicas a base de combustóleo (47,7 %). Con este incremento de eficiencia, estimamos un ahorro de USD 10,8 mil millones (9,3 %).

Ilustración 17. Inversiones en nueva capacidad bajo el escenario de eficiencia energética, 2020-2030. (elaboración propia)



Por su parte, la región Andina experimenta una reducción de 19,3 mil MW a 14,8 mil MW (23,4 %), con una significativa reducción de plantas térmicas a base de combustóleo (49,9 %) y gas natural (34,3 %). Con este incremento de eficiencia, se estima que esta región alcanzaría un ahorro de USD 9 mil millones (-21,8 %). En Centroamérica y México, se estima una reducción de 46,1 mil MW a 45,8 mil MW (0,7 %). Con este incremento de eficiencia, estimamos un ahorro de USD 531 millones (0,9 %). Para el caso del Caribe no se cuenta con la suficiente información para estimar los resultados de eficiencia eléctrica.

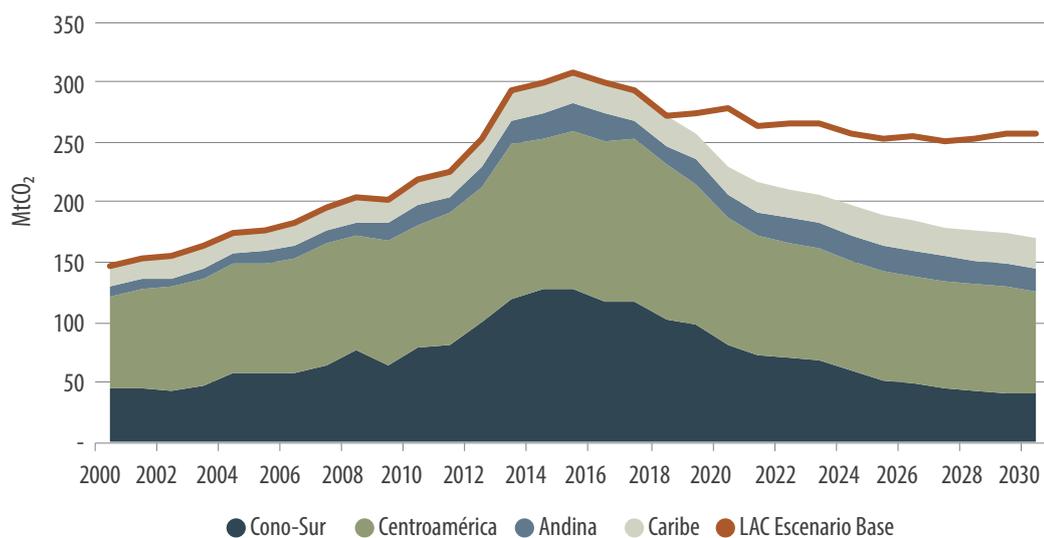
Ilustración 18. Inversiones en nueva capacidad bajo el escenario de eficiencia energética, 2020-2030. (elaboración propia)



3.3 REDUCCIÓN EN EMISIONES

La eficiencia energética no solo se traduce en ahorros monetarios, también se genera un ahorro de emisiones. Estimamos las emisiones generadas con la nueva matriz de generación, y los resultados sugieren una diferencia regional de 20 % al final de 2030 con respecto al escenario base.

Ilustración 19. Estimación de emisiones (MtCO₂) bajo el escenario de eficiencia energética, 2000-2030. (elaboración propia)



En la ilustración 19 se puede apreciar esta reducción, pasando de 273 MtCO₂e en el escenario base a 218,9 MtCO₂e en el escenario donde los países logran las metas de eficiencia energética. El ahorro de emisiones es observable en todas las regiones, comenzando por el Cono Sur con una reducción de 33,7 %, la Región Andina de 14,62 %, Centroamérica y México de 9,7 % y el Caribe de 4,0 %.





4 BENEFICIOS DE LA ELECTROMOVILIDAD EN ALC

Según cifras del *Energy Hub* (IDB, 2020), en 2019 el 39 % de las emisiones de CO₂ en ALC provinieron del sector transporte, seguido por el sector electricidad con 22 %, lo que indica cuán urgente es la colaboración entre ambas industrias para descarbonizar las economías. Una pieza importante para acelerar la disminución de emisiones de ambas industrias es la batería, particularmente aquellas que permitan una mayor eficiencia de los vehículos eléctricos. El incremento de la electromovilidad, el reemplazo de vehículos con motor de combustión interna por vehículos eléctricos, es un paso importante hacia la reducción de emisiones de carbono. La transición energética que están llevando a cabo los países en sus distintas matrices eléctricas acompañada de la electrificación del parque vehicular permitirá alcanzar la meta de cero emisiones netas.

El nivel de impacto que tendrá este reemplazo en las metas de transición energética dependerá no solo de la velocidad de adopción de los vehículos eléctricos, sino también del ritmo de descarbonización de la matriz eléctrica, una vez que su adopción genere una demanda excepcional por electricidad. Esta sección analiza el efecto que tiene la adopción de vehículos eléctricos en la demanda eléctrica, además de los efectos directos e indirectos que tiene esta adopción sobre las emisiones del sector transporte en ALC.

Para estimar estos efectos se evaluaron diferentes tasas de reemplazo de vehículos tradicionales con motor de combustión interna por vehículos eléctricos. Para cada uno de estos escenarios, se estima una curva de adopción de Bass (estas curvas son conocidas por tener una forma de S) asumiendo una tasa fija de adoptantes igual a la calibrada en Mejdalani et al. (2019) para paneles solares fotovoltaicos, mientras la tasa de imitación (*bandwagon effect*) es calculada por el propio modelo matemático.

A pesar de que esta metodología no se caracteriza por su poder predictivo, nos permite hacer un análisis de sensibilidad entre distintos escenarios. Por ejemplo, el escenario más conservador, aquel sin una adopción significativa de vehículos eléctricos, hasta un escenario más optimista donde las economías están por alcanzar la meta de cero emisiones netas en 2050 (IEA, 2021). Por cuestión de datos, realizamos el análisis de sensibilidad en una muestra representativa de 14 países de ALC.

Cono Sur	Región Andina	Centroamérica y el Caribe
Argentina	Bolivia	Costa Rica
Brasil	Colombia	Guatemala
Chile	Ecuador	México
Paraguay	Perú	Panamá
Uruguay		República Dominicana

Para cada país, recopilamos la siguiente información:

- i. Tamaño de la flota de vehículos livianos en 2020 (o 2019 cuando no se disponía de datos más actualizados) (Global Fleet, 2021).
- ii. Tasa de crecimiento promedio de la flota de vehículos ligeros en los últimos 5 años (Global Fleet, 2021).
- iii. Intensidad de las emisiones de CO₂ equivalentes del sector del transporte por millón de vehículos (Climate Watch, 2021).
- iv. Intensidad de las emisiones de la matriz eléctrica, presentada anteriormente en la sección 2.

Por último, suponemos además que la tasa de crecimiento de la flota de vehículos livianos y la intensidad de las emisiones de CO₂ por millón de vehículos se mantendrán constantes en todos los países hasta 2030. En la práctica, esto implica que: (1) los ingresos reportados por las ventas de vehículos livianos son inelásticos, pero más importante, estos dos supuestos asumen que (2) no habrá una ganancia tecnológica significativa en motores de combustión interna que reduzcan la intensidad de las emisiones de la flota. Además, asumimos que un vehículo eléctrico consume en promedio 0,15 kWh por kilómetro, y que cada vehículo recorre, en promedio, 15 000 kilómetros en un año.

4.1 ESCENARIOS DE ADOPCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

El impacto esperado sobre las emisiones se puede dividir en dos efectos con signo contrario: i) efecto directo (-) en la reducción de las emisiones de carbono del sector del transporte; y ii) efecto indirecto (+) debido al aumento de las emisiones de carbono del sector eléctrico por aumento de la demanda. Por lo que, el impacto total es la suma de los efectos directos (-) e indirectos (+) sobre las emisiones de

carbono. Cuanto mayor sea la intensidad de las emisiones (CO_2/KWh) de la matriz eléctrica proyectada hacia el futuro, menor será la ganancia de descarbonización esperada con la introducción de vehículos eléctricos en la flota. Es por ello, que la electromovilidad sin transición energética es solo un viaje a la mitad del camino, y viceversa.

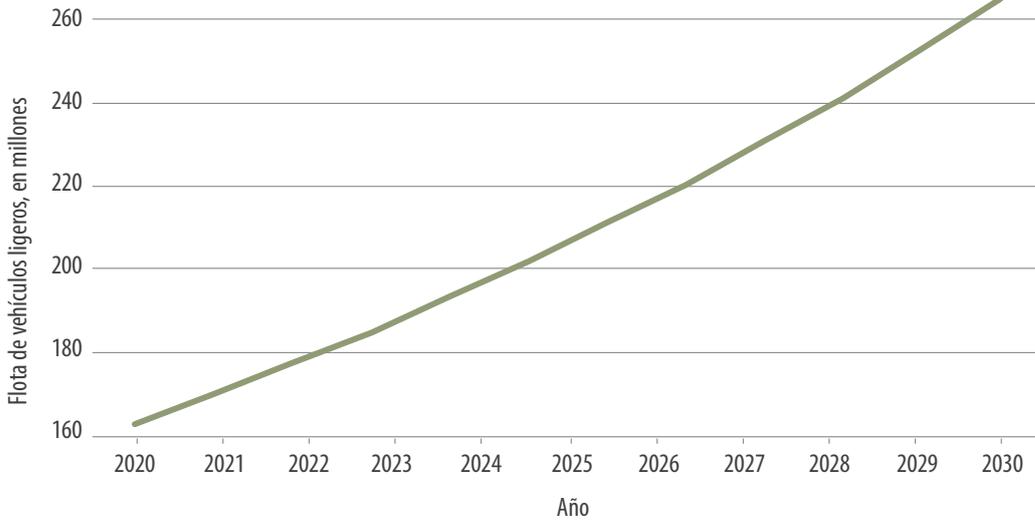
En las siguientes dos secciones presentamos los resultados regionales y por país de los 7 distintos escenarios de adopción de vehículos eléctricos definidos a continuación. Los escenarios parten del contexto más conservador al más optimista.

Escenario	Características
<i>Business as Usual (BAU)</i>	No habrá participación significativa de vehículos eléctricos hasta 2030, manteniéndose la cuota de mercado en niveles cercanos al 0 %.
Conservador	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 1 % para 2030.
Moderado	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 5 % para 2030.
IEA-Desarrollo sostenible	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 8,2 % en 2030. Este escenario se basa en la publicación <i>Global Electric Vehicles Outlook</i> de la IEA (2020).
Optimista	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 10 % en 2030.
IEA-Políticas estatales	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 12,2 % en 2030. Este escenario se basa en la publicación <i>Global Electric Vehicles Outlook</i> de la IEA (2020).
IEA-Emissiones Cero Netas (NZE)	La cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanzará el 18,8 % en 2030. Este escenario se basa en la publicación <i>Net Zero Emissions</i> de la IEA (2021), que predice que para 2030, los vehículos eléctricos representarán el 60 % de las ventas de vehículos livianos nuevos.

4.2 RESULTADOS REGIONALES

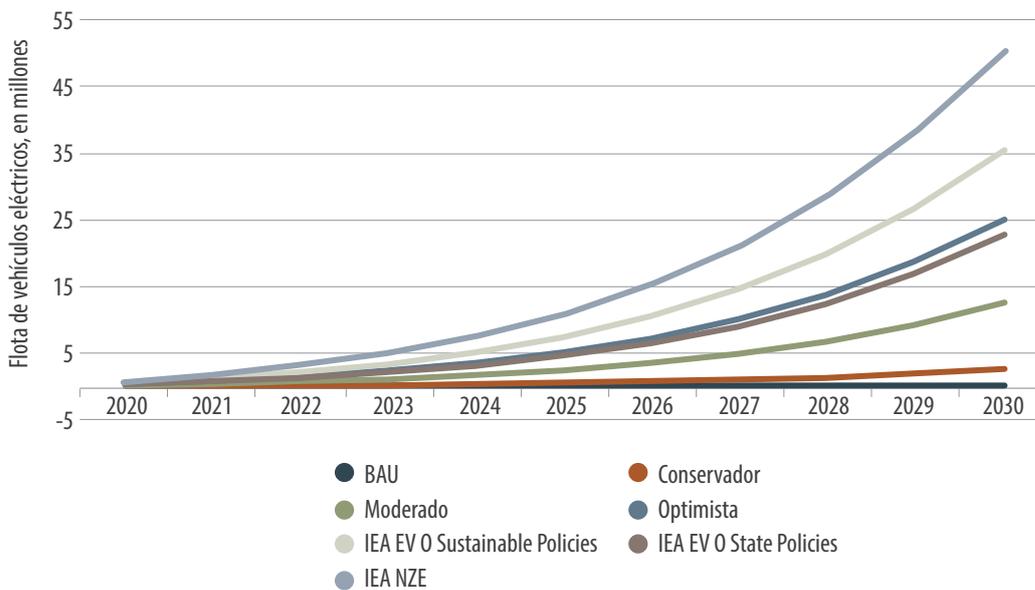
La estrategia de estimación fue la siguiente, para obtener los resultados regionales primero se proyecta el incremento de la flota de vehículos livianos para 2030 de la muestra de 14 países de ALC. En la ilustración 20 se puede apreciar que, para el año 2030, la flota de vehículos ligeros alcanzará cerca de 265 millones de unidades en circulación, lo que se traduce en un incremento promedio anual del 5 % entre 2020 y 2030.

Ilustración 20. Flota de vehículos ligeros en América Latina y el Caribe. (elaboración propia)



Una vez proyectada la flota de vehículos ligeros, estimamos los siete escenarios según los supuestos de adopción en cada uno de ellos. La ilustración 21 muestra el total de la flota de vehículos eléctricos en millones de unidades por año. Los resultados revelan que, en el caso más optimista, el escenario IEA-NZE, se espera una flota de 53 millones de vehículos eléctricos en 2030. Recordemos que este escenario está basado en los cálculos de la IEA (2021) para alcanzar el escenario de cero emisiones netas. Se observa también que, al finalizar la década, la tendencia de crecimiento se acelera, lo que indica que hay espacio para una adopción aún mayor en los siguientes años. Destaca que en 4 escenarios se superan los 20 millones de unidades de vehículos eléctricos en la región, y esto sucede cuando la cuota de mercado de vehículos eléctricos alcanza por lo menos 12,2 % en 2030 (escenario de políticas estatales).

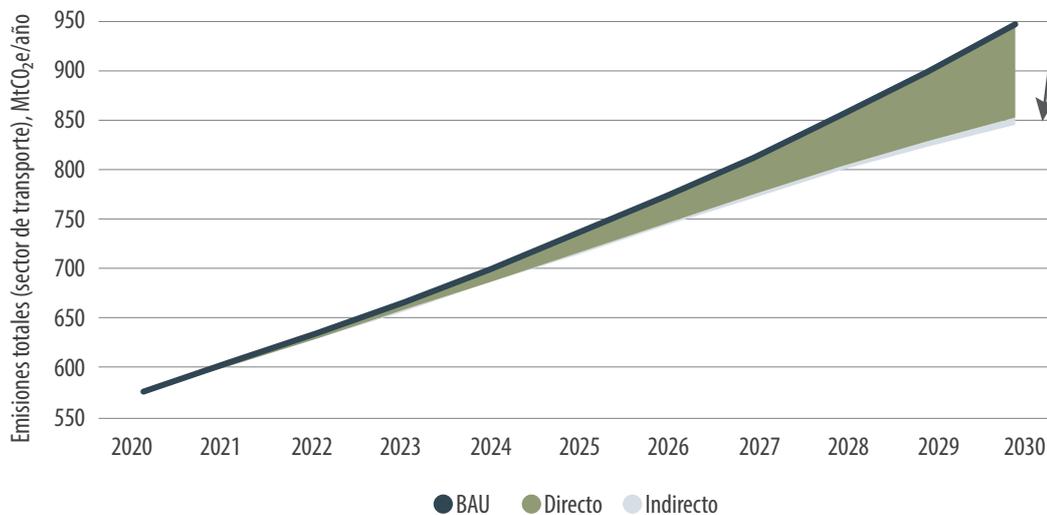
Ilustración 21. Flota de vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe según distintos escenarios de adopción. (elaboración propia)



Previamente mencionamos que el impacto total que tenga la adopción de vehículos eléctricos sobre las emisiones dependerá de dos efectos de dirección opuesta. Entonces el siguiente paso, después de estimar la flota de vehículos eléctricos, fue calcular las emisiones del sector transporte. La ilustración 22 compara las emisiones de dos escenarios, uno donde no se presenta una adopción de vehículos eléctricos (BAU, la cuota de mercado es cercana al 0 %) contra el escenario optimista, en el que el 10 % de la flota de vehículos livianos con motores de combustión interna se reemplazan por vehículos eléctricos hasta 2030. Podemos observar que las emisiones del escenario BAU tienen un aspecto de línea de 45 grados, mientras que en el optimista es más curvada. La distancia entre estas dos tendencias de emisiones se puede descomponer en efectos directos e indirectos. En promedio, el efecto indirecto (+8,27 MtCO₂e) generado por el aumento de la demanda eléctrica es pequeño en comparación con el efecto directo de sustitución (-93,75 MtCO₂e), promoviendo un saldo negativo en las emisiones de CO₂ de 85,48 MtCO₂e, o 9,1 %.

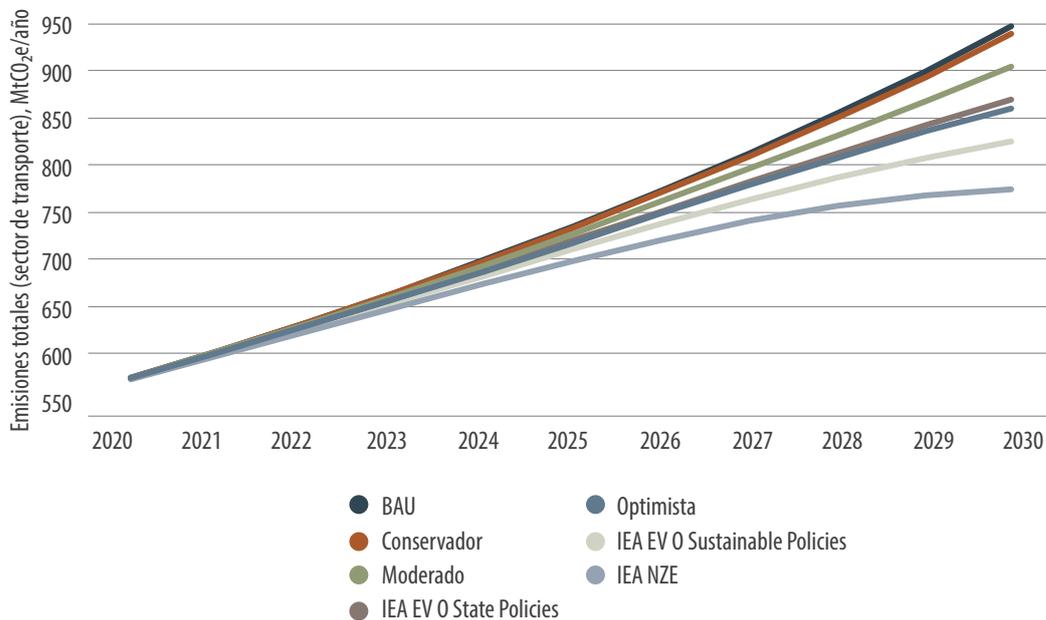
La ilustración 22 ofrece otra perspectiva. A lo largo de estos 10 años, la reducción acumulada de emisiones de CO₂ asciende a 297 MtCO₂e. Esta reducción acumulada, representada por la flecha mirando hacia abajo, supera la suma de las emisiones anuales de México (193 MtCO₂e en 2018) y Brasil (88 MtCO₂e en 2018) en la producción de electricidad o con fines de calefacción.

Ilustración 22. Emisiones del sector transporte en América Latina y el Caribe escenario BAU vs escenario optimista. (elaboración propia)



De manera similar, los otros escenarios también revelan una reducción significativa en las emisiones de CO₂ por el reemplazo de vehículos con motores de combustión interna por vehículos eléctricos. En el escenario con una mayor reducción, IEA-NZE (línea azul claro), se espera una reducción de 170 MtCO₂e en el año 2030, en comparación con el escenario BAU (línea azul oscuro). En este escenario, la reducción acumulada de CO₂ a lo largo de 10 años asciende a 616 MtCO₂e (ver ilustración 23).

Ilustración 23. Emisiones del sector transporte en ALC según cada escenario de adopción.
(elaboración propia)



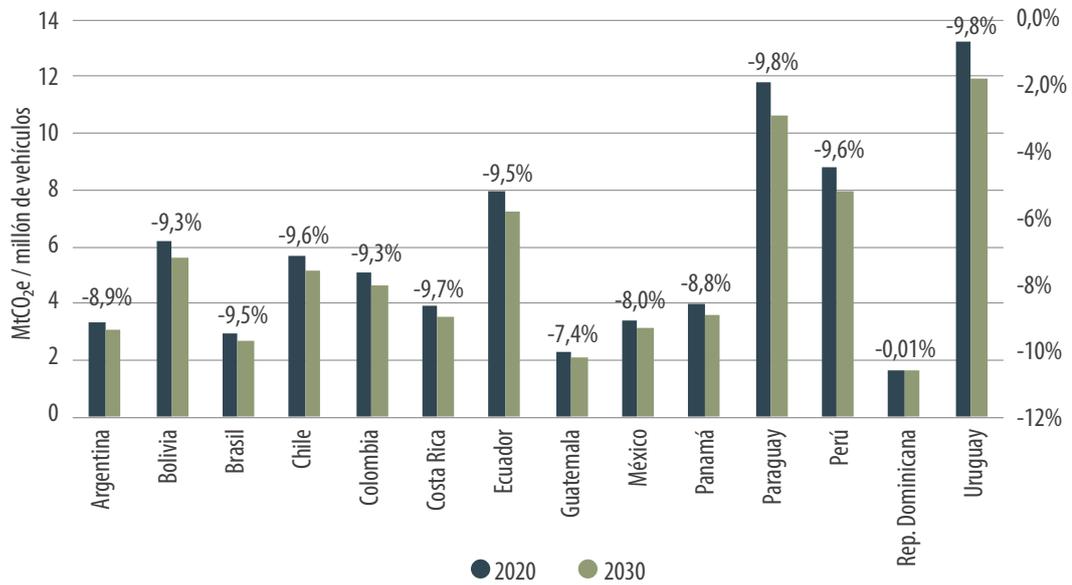
El propósito de modelar estos escenarios es mostrar el espacio de maniobra que los gobiernos tienen en el diseño de políticas de adopción de vehículos eléctricos; sin embargo, la probabilidad de que estos resultados se materialicen dependerá en mayor o menor medida de su ejecución y, claramente, del ritmo de reemplazo y adopción que los hogares y empresas tengan.

4.3 RESULTADOS POR PAÍS

En la presente sección se utiliza la información de 14 países latinoamericanos para modelar la adopción de vehículos eléctricos, comparando la intensidad de las emisiones de la flota de vehículos livianos ($\text{MtCO}_2\text{e} / \text{millón de vehículos}$) entre 2020 y 2030 para cada uno de los países. El indicador en 2030 compara el escenario de reemplazo de flota del 10 %.

La ilustración 24 muestra que el cambio en la intensidad de las emisiones está directamente relacionado con la diferencia entre los efectos directos e indirectos del reemplazo. El efecto indirecto se deriva de la trayectoria de las emisiones de la matriz tecnológica del país. Cuanto mayor sea el esfuerzo por descarbonizar la matriz de generación eléctrica, menos onerosa será la inclusión del exceso de demanda provocado por la adopción de vehículos eléctricos. Se observa que la intensidad de las emisiones se reduce significativamente en los países de forma heterogénea, con la excepción de República Dominicana que tuvo un efecto significativo según las características de su matriz eléctrica.

Ilustración 24. Intensidad de las emisiones de la flota de vehículos por país, 2020 vs 2030.
(elaboración propia)



A manera de resumen, bajo el escenario base, la brecha de emisiones se calcula en 256 megatoneladas de CO₂ equivalente al terminar la década, mientras que en el escenario de eficiencia energética esta se reducirá a 218,9 MtCO₂e al año 2030. Si a estos escenarios, se le sumase la expansión de vehículos eléctricos, al año 2030 se esperaría una reducción adicional de 170 MtCO₂e bajo el escenario más optimista de adopción de coches eléctricos.





5 CONCLUSIÓN

En las últimas décadas, el sector eléctrico en América Latina y el Caribe ha estado en constante expansión, impulsado por el crecimiento de los países de la región, por el desenvolvimiento de la actividad industrial y la implementación de políticas públicas que promueven el acceso universal a la electricidad. Sin embargo, el inicio de la década del 2020 llamó a preguntarse cuán lejos estamos de alcanzar las metas de reducción de emisiones, sobre todo, cuando los países sufrieron un estrés económico provocado por la pandemia producida por la COVID-19.

Este reporte invita a discutir el rumbo que están tomando los distintos sectores eléctricos de los países, haciendo uso de la metodología del estudio *¡A Todas las Luces!* (Yépez, et al. 2018) se actualizaron las proyecciones de demanda de electricidad y con base en los planes de expansión de los países se estimaron las distintas matrices de generación. Los resultados de este ejercicio sugieren que para el año 2030 faltaría todavía reducir una brecha de 273 megatoneladas de CO₂ equivalente, y con esto llegar a la meta de cero emisiones netas en el sector eléctrico en 2050. Entre los hallazgos principales, el carbón será la fuente que mayor reducción en la participación experimentará a lo largo de esta década, y las fuentes de generación renovable no convencional tendrán un auge empujado ciertamente por la caída de sus costos.

En materia de inversión, la región que mayor capacidad invertirá a lo largo de esta década es el Cono Sur con 79 617 MW, gran parte de esta inversión estará localizada en Brasil. Seguido por Centroamérica con 45 678 MW y la región Andina con 19 313 MW. Por último, estimamos que para abastecer la demanda de electricidad, los países del Caribe requerirán invertir un aproximado de 6328 MW al 2030. Toda esta suma de necesidades de inversión asciende a un aproximado de USD 226 mil millones repartidos a lo largo de la década.

Los resultados presentados brindan un panorama actualizado de la oferta de electricidad, las necesidades de inversión y las emisiones del sector. Pero también aportan instrumentos para el diseño de políticas a partir de distintos escenarios. Se mostró que, si los países de la región alcanzaran los estándares de eficiencia energética estimados por la Agencia Internacional de Energía de 4 %, la demanda eléctrica regional al 2030 sería 25,9 % inferior a nuestro escenario base. Esto también se traduciría en una reducción de las emisiones, ya que las estimaciones sugieren una diferencia del 20 % con respecto al escenario inicial, reduciendo con esto la brecha de emisiones al 2030. La cuarta sección del reporte se dedicó a explorar el impacto esperado que tendría una expansión de la electromovilidad sobre las emisiones. Se observa que, entre los casos estimados, el más optimista pronosticaba que para el año 2030, aproximadamente, 53 millones de vehículos eléctricos estarían circulando en la región. Bajo este escenario se espera una reducción acumulada de 616 MtCO₂e a lo largo de 10 años.

Cuando se publicó el primer *¡A Todas las Luces!*, en 2018, no había forma de prever la magnitud de un choque externo como el que tuvo la pandemia sobre la región, capaz de paralizar sectores de la economía, retrasar proyectos y exigir grandes aportes públicos para el alivio de la pobreza y la recuperación económica. No obstante, la recuperación económica abre la oportunidad para acelerar el proceso de transición y más allá de lo que habían previsto los planes de expansión. No obstante, la velocidad de la recuperación dependerá de una cohesión de factores que incluyen sectores económicos, entidades públicas y cooperación internacional. Los países de América Latina y el Caribe deben hacer uso de todas las herramientas a su alcance y continuar en el camino de descarbonizar sus economías y de esta forma reducir la brecha de emisiones de cara al año 2050.



6 REFERENCIAS

- Al-mulali, Usama, Gholipour Fereidouni, Hassan & Lee, Janice Y.M. 2014. "Electricity consumption from renewable and non-renewable sources and economic growth: Evidence from Latin American countries." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, issue C, p. 290-298.
- Bhattacharyya, Subhes C. 2011. "Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance." 1st Edition, Springer, New York. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1>.
- Box, G. & Jenkins, G. 1970. "Time Series Analysis: Forecasting and Control." Holden-Day, San Francisco.
- Chen, Sheng-Tung, Kuo, Hsiao-I & Chen, Chi-Chung. 2007. "The relationship between GDP and electricity consumption in 10 Asian countries." *Energy Policy*, 35, issue 4, p. 2611-2621.
- Fan, Shu & Hyndman, Rob. 2011. "The price elasticity of electricity demand in South Australia." *Energy Policy*, 39, issue 6, p. 3709-3719.
- Jimenez, Raul & Mercado, Jorge, 2014. "Energy intensity: A decomposition and counterfactual exercise for Latin American countries." *Energy Economics*, Elsevier, vol. 42(C), pages 161-171.
- IEA, Announced wind and solar PV average auction prices by commissioning date, 2012-2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/announced-wind-and-solar-pv-average-auction-prices-by-commissioning-date-2012-2020>
- Magazzino, C. 2014. "Electricity Demand, GDP and Employment: Evidence from Italy." *Frontiers in Energy*, 8, 1, 31-40, ISSN: 2095-1701
- Mejdalani, A., López-Soto, D., Nogales, A., Tolmasquim, M., & Hallack, M. 2019. "Advancing the Policy Design and Regulatory Framework for Renewable Energies in Latin America and the Caribbean for Grid-Scale and Distributed Generation." Washington, DC, United States: Inter-American Development Bank.
- Yépez-García, R.A., Hallack, M., Ji, Y., & López Soto, D. 2018. "The Energy Path of Latin American and the Caribbean." Inter-American Development Bank. Energy Division. VI. Series. <http://dx.doi.org/10.18235/0001508>.



7 ANEXOS

7.1 ANEXO A: DATOS Y METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA

En esta sección se presenta la metodología y los datos utilizados para estimar la proyección de demanda de electricidad para ALC. Según la literatura económica existen distintos métodos para estimar la demanda de electricidad de largo plazo. Bhattacharya (2011) enlista los métodos para el cálculo de la demanda futura de energía eléctrica más utilizados por investigadores y reguladores. De acuerdo con el autor, estos métodos pueden ser agrupados en 7 distintas categorías: (i) Basados en indicadores económicos; (ii) análisis de tendencia histórica; (iii) encuestas de hogares y empresas; (iv) modelos de insumo-producto; (v) evaluación de escenarios energéticos; y, (vi) redes neuronales artificiales.

En un análisis sobre los métodos de estimación más utilizados por las agencias y reguladores de ALC, la publicación *¡A Todas las Luces!* (en inglés publicado como *The Energy Path*, Yépez, et al. en 2018) comprobó que los literales (i) y (ii) son los más comunes. Estos métodos, además de ser más prácticos y comprensibles, disfrutaban de una amplia aprobación por los agentes del mercado. Además que requieren de una menor cantidad de datos para su estimación, y tienen un bajo costo de implementación, comparado con otros métodos alternativos.

En este reporte optamos por una estimación combinada, incluyendo indicadores históricos y sus proyecciones como la tendencia histórica de la demanda por electricidad. Para la selección de variables se eligieron aquellas variables cuya relación con la demanda eléctrica tiene extensa evidencia empírica reconocida en la literatura económica. La estimación del modelo de proyección de largo plazo está también inspirada en el ejercicio de proyección de Yépez et al. (2018), quienes estimaron la demanda de electricidad de 26 países de América Latina y el Caribe para el periodo 2018-2040. La estimación de

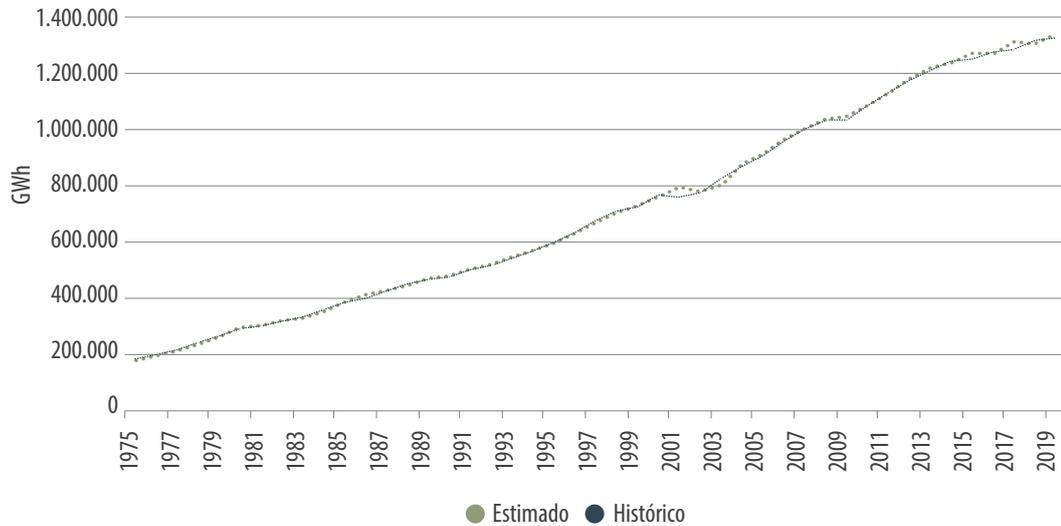
demanda fue realizada utilizando 3 distintas fuentes de datos: (i) La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para obtener consumo final total durante el periodo 1971-2019; (ii) los indicadores macroeconómicos del Banco Mundial; (iii) los datos disponibles de tarifas de electricidad en la plataforma *Energy Hub* del Banco Interamericano de Desarrollo.

De manera específica, el tipo de modelo utilizado para estimar las proyecciones de demanda fue un ARIMAX, el cual es un modelo autorregresivo integrado de promedio móvil con variables exógenas. Este modelo econométrico es una generalización de la clase de modelos ARIMA que permite analizar y proyectar series temporales utilizando comportamientos pasados y variables exógenas. El modelo consta de 4 partes. Una primera parte corresponde a la (i) integración o diferenciación (normalmente referida por la letra *d*), un (ii) elemento autorregresivo (la letra *p*), al cual se le suma un (iii) promedio móvil (la letra *q*), y controles referidos a (iv) variables exógenas (letra *x*). Cada una de las partes ejecuta una importante función en la estimación, la integración o diferenciación garantiza que la serie temporal sea descrita como un proceso estacionario. Un proceso estacionario es aquel en que existe un proceso estocástico con distribución de probabilidades fija para todos los instantes de tiempo. Esto implica que la media y la varianza de la serie temporal es constante a lo largo del tiempo. La parte autorregresiva toma en cuenta los valores pasados de la variable de estudio, en cierta forma captura su tendencia. Mientras que el promedio móvil es el valor de los *q* errores de estimación pasados. Las variables exógenas contribuyen a explicar la trayectoria de la variable dependiente. En este estudio, incluimos la proyección del PIB y la tarifa de electricidad como variables exógenas. Algunos ejemplos de la relación entre demanda eléctrica y actividad económica se encuentran en los siguientes artículos: Magazzino (2014); Chen y Kuo (2007); Jimenez y Mercado (2014); Al-mulali, Fereidouni y Lee (2014). En cuanto a la relación entre la demanda y precios, el artículo de Fan and Hyndman (2011) es un buen punto de partida.

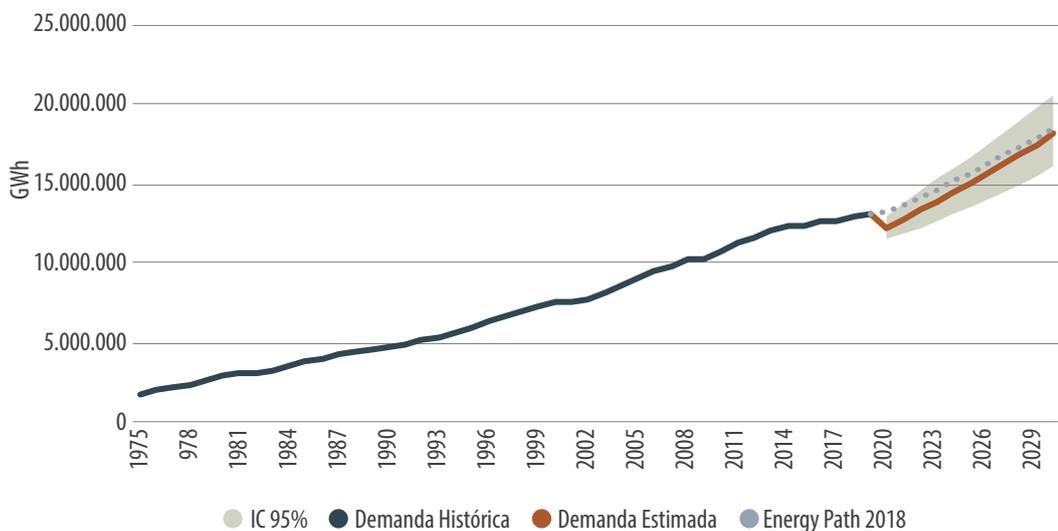
A continuación, se presenta la ecuación de referencia utilizada para la estimación de demanda de electricidad. El modelo es una combinación lineal de las 4 partes antes mencionadas, donde TFC es el Consumo Total Final (en inglés: Total Final Consumption), y es la variable de estudio que se busca proyectar. Por último, para la correcta especificación de la ecuación (valores de *d*, *p*, *q*) utilizamos un método muy recurrente en la literatura de series de tiempo, y es el método de Box-Jenkins (Box and Jenkins, 1970):

$$\underbrace{y'(TFC)_t}_{\text{differenced time series}} = \underbrace{\sum_{i=1}^p \beta_i y'(TFC)_{t-p}}_{AR(p)} + \underbrace{\sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-q}}_{MA(q)} + \underbrace{\sum_{m=1}^k \alpha_m x_m}_{\text{Exogenous variables}}$$

El modelo de predicción debe ser capaz de explicar el pasado en cualquier momento. Es decir, el modelo econométrico seleccionado debe presentar un buen ajuste histórico para ser capaz de proyectar el futuro. A continuación, en la figura A.1. se muestran dos líneas, la azul punteada es la estimación de demanda eléctrica resultado del modelo ARIMAX y la línea azul continua representa la demanda de electricidad histórica regional a partir de 1975 a 2019. Vemos que ambas curvas están superpuestas, lo que son buenas señales del ajuste del modelo en términos históricos. En términos de supuestos, asumimos que toda la generación va directo al consumo final, por lo que no descontamos las pérdidas eléctricas.

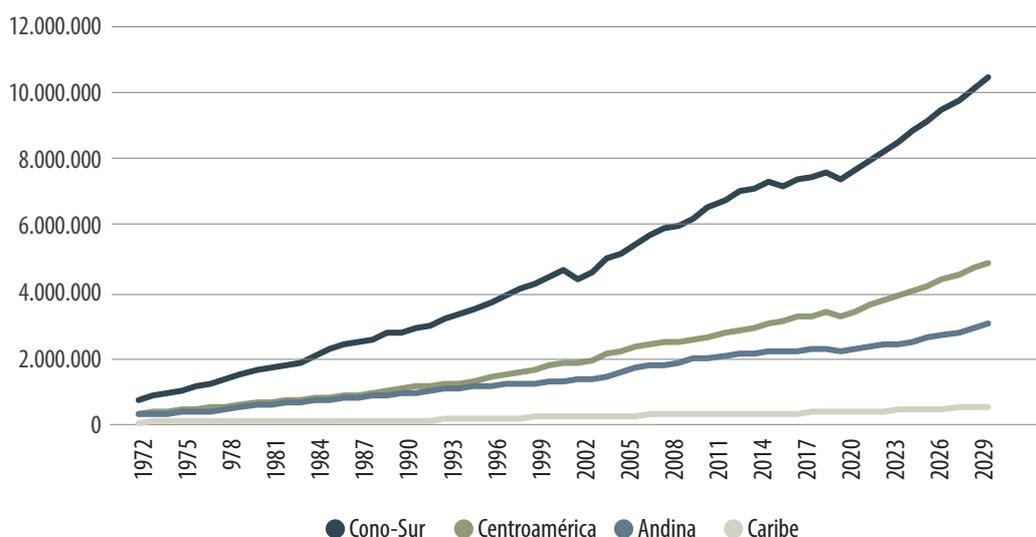
Figura A.1. Demanda histórica y proyección ARIMAX, 1975-2019. (elaboración propia)

Además, como cualquier otro método estadístico de proyección de datos temporales, el error es acumulativo y se incrementa con los períodos subsecuentes. Es decir, pese a que el error estimado para el primer año proyectado es pequeño, es muy probable que los errores estimados para los últimos años de la proyección sean grandes. Es por ello que es necesario calcular intervalos de confianza de las estimaciones. La figura A.2. muestra los intervalos de confianza de las estimaciones futuras de demanda, se observa que la proyección de demanda de electricidad (línea azul celeste) se encuentra dentro de los intervalos de confianza (espacio gris). Las dos figuras anteriores nos demuestran que el modelo no solo tiene un buen ajuste en términos históricos, también es una herramienta útil para predecir la demanda de electricidad regional.

Figura A.2. Proyección de demanda de electricidad regional a 2030. (elaboración propia)

Se replicó el ejercicio para cada una de las subregiones de América Latina y el Caribe, los resultados señalan que la demanda de electricidad en el Cono Sur crecerá a una tasa de crecimiento de 3.3 % en promedio anual durante la década, la región compuesta por México y América Central lo harán a 3.7 %, los países de la región Andina lo harán a una tasa de crecimiento de 3.1 % y el Caribe a un 3.9 %. A continuación, la figura A.3. muestra la demanda de electricidad histórica y las proyecciones para cada una de las subregiones respectivamente.

Figura A.3. Histórico y proyección regional de la demanda de electricidad, 1972-2030. (elaboración propia)



7.2 ANEXO B: OFERTA DE ELECTRICIDAD E INVERSIONES

7.2.1 Suministro de electricidad

Para estimar la matriz de generación de cada uno de los países, así como el cálculo de las inversiones, seguimos la metodología descrita en Yépez et al. (2018). Esta metodología utiliza como fuente principal de información los planes de expansión de la generación eléctrica de los distintos países de la región. Al incorporar al análisis las proyecciones de los distintos planes de expansión se toman en cuenta las intenciones de los gobiernos y sus distintos ejercicios de planificación.

Sin embargo, existen aún obstáculos en la región para hacer del ejercicio de planificación una práctica de manera recurrente. En muchos casos se enfrentó el desafío de no encontrar una actualización del plan con proyecciones que alcancen el año 2030, en estos casos asumimos que la última matriz proyectada por el plan se mantiene constante hasta el final de la década. En los casos en los que no se cuenta con un plan de expansión de referencia también asumimos que el país mantendrá la misma composición de su matriz de generación en los años venideros. Este supuesto es conservador, ya que detrás de él se supone que, a lo largo de la década, el país no hará ninguna modificación en el tipo de tecnologías que suministran la electricidad. La siguiente tabla muestra los planes de expansión considerados dentro del análisis y su periodo de expansión. Para el caso de los países del Caribe y en aquellos donde no fue posible conseguir un plan de expansión público y actualizado asumimos que no habrá cambios en la composición de su matriz de generación, a este supuesto se

le denominó supuesto de perpetuidad. En el caso de Venezuela, no fueron incluidas sus proyecciones debido a la ausencia de información actualizada, pública y oficial, que pueda ser armonizable con el resto de las regiones.

Tabla B.1. Planes de expansión eléctrica de los países de América Latina y el Caribe. (elaboración propia)

País	Región	Nombre	Periodo de planificación
Chile	Cono Sur	Planificación Energética de Largo Plazo	2023-2027
Brasil	Cono Sur	Plano Decenal de Expansão de Energia 2030	2030
Uruguay	Cono Sur	Plan Quinquenal 2019-2023	2019-2023
Argentina	Cono Sur	Escenarios Energéticos 2040	2040
Argentina	Cono Sur	Escenarios Energéticos 2030	2040
Argentina	Cono Sur	Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética	2030
Paraguay	Cono Sur	Plan Maestro de Generación y Transmisión	2025
Bolivia	Andina	Plan Eléctrico	2025
Perú	Andina	Plan Energético Nacional 2014-2025	2014-2025
Ecuador	Andina	Plan Maestro de Electrificación	2019-2027
Colombia	Andina	Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033	2019-2033
Colombia	Andina	Plan de Expansión de Generación 2017-2031	2017-2031
Colombia	Andina	Plan Energético Nacional 2020-2050	2020-2050
Venezuela	Andina	Plan de la Patria 2019-2025	2019-2025
México	Centroamérica y México	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032	2018-2032
Guatemala	Centroamérica y México	Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación 2020-2050	2020-2050
Nicaragua	Centroamérica y México	Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2019-2033	2019-2033
El Salvador	Centroamérica y México	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019-2028	2019-2028
Honduras	Centroamérica y México	Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional	2019-2029
Honduras	Centroamérica y México	Análisis del Impacto de la Emergencia Nacional COVID-19 en la Planificación Operativa de Mediano Plazo	2020-2029

País	Región	Nombre	Periodo de planificación
Costa Rica	Centroamérica y México	Plan De Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2034	2018-2034
Panamá	Centroamérica y México	Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019-2033	2019-2033
Belice	Centroamérica y México	Assessment of the Electricity Generation System	2020-2035
Haití	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
República Dominicana	Caribe	Planificación de Inversiones en Generación Eléctrica	2020-2040
Barbados	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
Bahamas	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
Surinam	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
Guyana	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
Trinidad y Tobago	Caribe	Supuesto de perpetuidad	
Jamaica	Caribe	Supuesto de perpetuidad	

El siguiente paso fue homogenizar los datos de generación eléctrica de todos los planes de expansión disponibles con los datos de generación históricos publicados en el Energy Hub del Banco Interamericano de Desarrollo. Con esto se creó una serie cronológica única para cada fuente energética de cada país: carbón, petróleo, gas natural, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, eólica, solar y nuclear. Se agregaron todas las matrices de los países y con esto se construyó la matriz de generación de América Latina y el Caribe para el periodo 2020-2030.

7.2.2 Estimación de inversión en nueva capacidad, transmisión y depreciación discontinua

De igual manera que las estimaciones de oferta de electricidad, la metodología utilizada para estimar las necesidades de inversión proviene del reporte *A Todas las Luces* de Yépez et al. (2018). Los requerimientos de inversión se dividen principalmente en tres fuentes: (i) Nueva capacidad —es toda capacidad relacionada a los planes de expansión de los países y la capacidad adicional para cubrir la demanda proyectada a futuro—; (ii) depreciación discontinua —aquella capacidad que llegará a su vida útil y será necesario su reemplazo—; y, (iii) expansión de redes eléctricas necesarias para satisfacer la creciente demanda.

El procedimiento para estimar la primera categoría se basa en tomar lo proyectado por el gobierno y sumarle la brecha entre la proyección de demanda y la cantidad de energía estimada según el plan de expansión del gobierno. Por lo que, la categoría de nueva capacidad se enfoca en las plantas de generación necesarias para satisfacer el crecimiento de la demanda. En caso de que la demanda proyectada sea mayor a la oferta descrita en el plan, se calcula esta brecha en GWh y se reparte entre los distintos tipos de fuente según la matriz de generación de cada país. Después se transforma a MW utilizando

datos a nivel de planta, y finalmente se multiplica la capacidad por el costo de capital unitario. La siguiente tabla muestra los costos utilizados para cada una de las tecnologías.

Tabla B.2. Costos promedio de capital. (elaboración propia desde datos del IPCC, la EIA y NREL)

Tipo	Overnight Capex (USD/kW)	Optimal Utilization Factor
Carbón	1880,0	4730,4
Petróleo	800,0	2102,4
Gas natural	831,0	4758,1
Nuclear	4700,0	8 103,0
Hidroeléctrica	3263,0	5535,5
Geotérmica	3173,0	7884,0
Solar	820,5	2694,6
Eólica	1065,5	3560,5
Biocombustibles	980,5	5308,6

Para estimar los requerimientos de inversión asociados a la depreciación discontinua, primero calculamos la antigüedad de la capacidad instalada y definimos la fecha de reemplazo o vida útil por tipo de tecnología. Al igual que con las estimaciones de nueva capacidad, se convirtieron los GWh generados desde 1971 a MW. Una vez convertidos a MW, las fechas de reemplazo de cada tecnología se calcularon en función al ciclo de vida útil de cada tipo de planta según datos del modelo META del Banco Mundial. Por ejemplo, las termoeléctricas a base de carbón tienen una vida útil de 30 años, por lo que cierta capacidad instalada en 1980 deberá ser reemplazada en 2010. Al usar esta relación asumimos que una vez que la tecnología llega al fin de su vida útil, se reemplazará por completo, dando lugar a una discontinuidad. Advertimos también que este cálculo no está asociado a un costo de mantenimiento y pretende ser más una aproximación al costo de reposición de la capacidad instalada y un acercamiento al nivel de inversión que los países tienen que hacer para mantener los niveles actuales de generación en buen estado.

Por último, la inversión en redes eléctricas está asociada a la siguiente ecuación:

$$Redes_{t,k}^{\square} = \pi_k * (G_{t,k} - G_{t-1,k}) * C_k$$

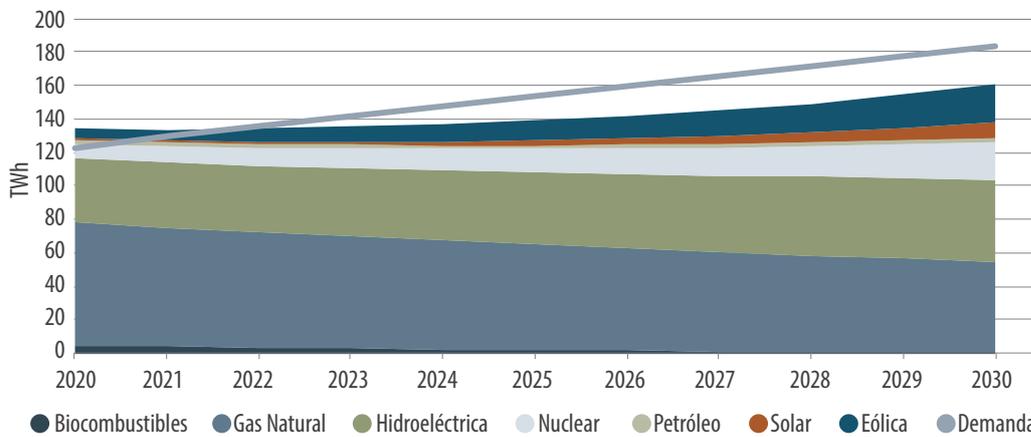
Donde π_k es la longitud adicional de la red de transmisión requerida para cada unidad de generación adicional (km/GWh), el término en paréntesis es el incremento en la demanda de electricidad de un año al otro (t) en el k-esimo país, y C_k es el costo unitario de los activos de la red (USD/km).

7.3 ANEXO C: RESULTADOS POR PAÍS

7.3.1 Argentina

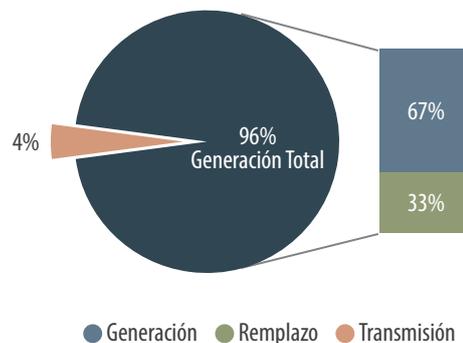
Estimase que la demanda de electricidad en Argentina incrementará 4,1 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 184 TWh en 2030. La matriz de generación estimada en 2030 se compondrá: 33,6 % de gas natural; 30,8 % de hidroeléctricas; 14,3 % de eólica; 14 % de nuclear; 5,5 % de solar; 1,4 % de petróleo; y, 0,4 % de biocombustibles. Estimase que la participación de la energía eólica en 2030 incrementará 10 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía nuclear 8 pp., la energía solar 5 pp., y la energía hidroeléctrica 3 pp. Mientras que la participación de gas natural disminuirá 21 pp. y la de biocombustibles 3 pp.

Ilustración C.1. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



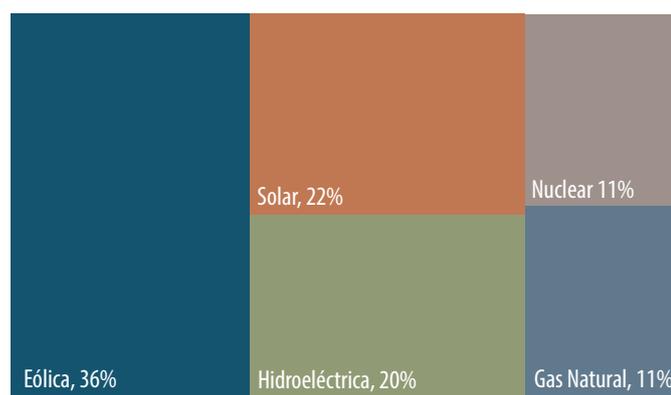
Estimase que Argentina invertirá un total de USD 54 mil millones a 2030. De los cuales, USD 51,6 mil millones se invertirán en generación (67 % en nuevas plantas y 33 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 2,4 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.2. Inversión total: USD 54 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



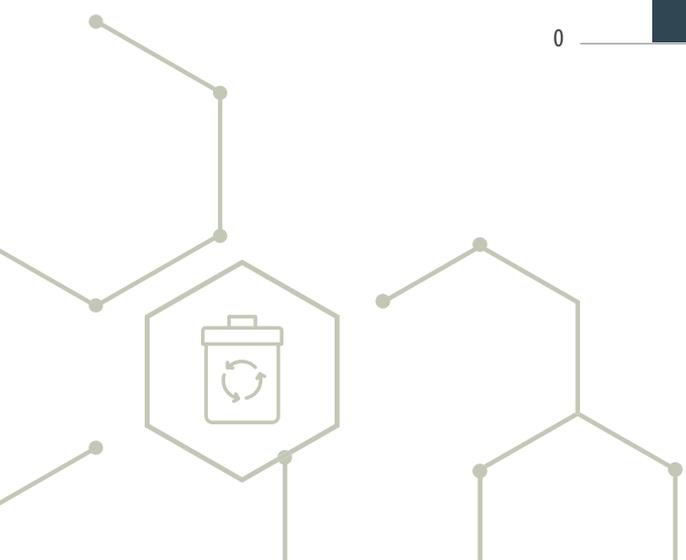
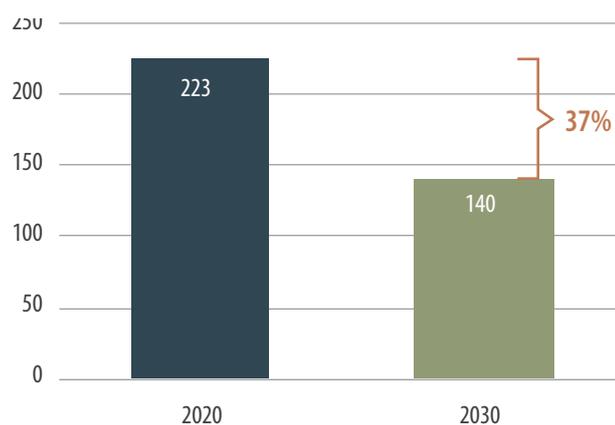
De la inversión total en nuevas plantas de generación, estimase que el país invertirá aproximadamente USD 12 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 9,9 mil millones en plantas nucleares, USD 7 mil millones en plantas eólicas, USD 3,3 mil millones en plantas solares, USD 1,7 mil millones en plantas térmicas a base gas natural, USD 357 millones en plantas térmicas a base petróleo, USD 21 millones en plantas térmicas a base biocombustible. En términos de capacidad, para Argentina esto significa 19 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.3. Inversión en nueva capacidad: 19 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, estimase que Argentina reducirá en 37 % su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

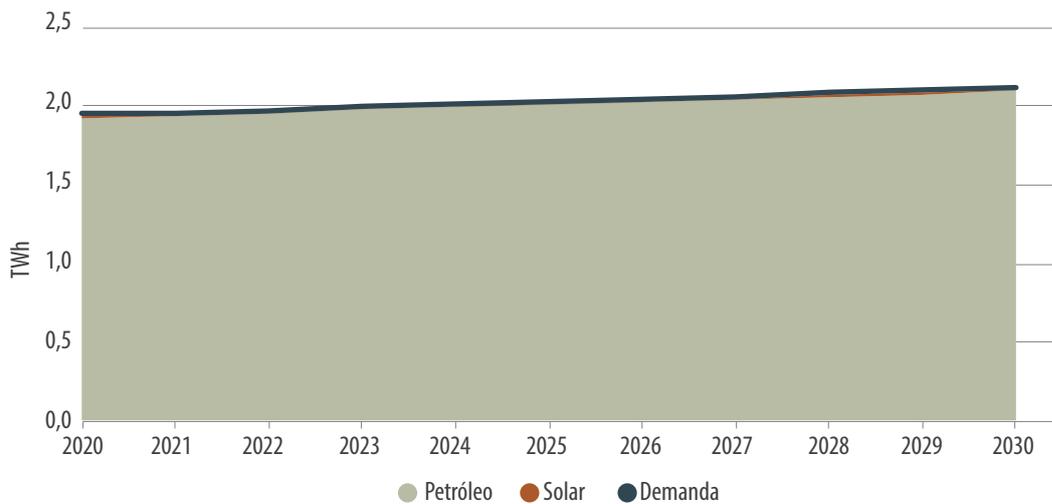
Ilustración C.4. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.2 Bahamas

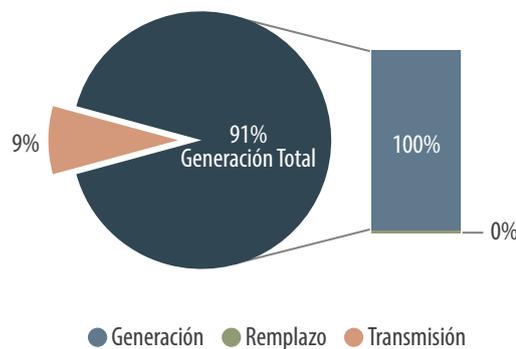
Estimase que la demanda de electricidad en Bahamas incrementará 0,8 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 2,1 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 99,9 % de petróleo y 0,01 % de solar. No se consideran aquí iniciativas de transformación de la matriz eléctricas y metas anunciadas de capacidad por fuente de generación eléctrica que no tenían datos disponibles, oficiales y públicos en el momento que se realizó el estudio (para mayores detalles de la metodología y datos ver anexo A y B.)

Ilustración C.5. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



Bahamas invertirá un total de USD 71,2 millones a 2030. De los cuales, USD 64,6 millones se invertirán en generación (100 % en nuevas plantas y 0 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 6,6 millones en líneas de transmisión.

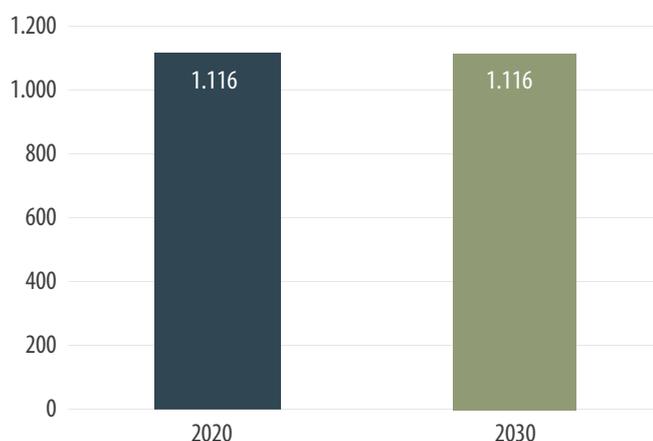
Ilustración C.6. Inversión total: USD 71,2 millones, 2020-2030. (elaboración propia)



De la inversión total en nuevas plantas de generación, estimase que el país invertirá aproximadamente USD 64,5 millones en plantas térmicas a base petróleo, y USD 0,1 millones en plantas solares. En términos de capacidad esto significa una inversión de 81 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

En cuanto a sus emisiones, vistas las características de los modelos, que asume la ausencia de cambio en la composición de la matriz eléctrica, estimase que Bahamas mantendrá su intensidad de 1116 tCO₂/GWh en 2030.

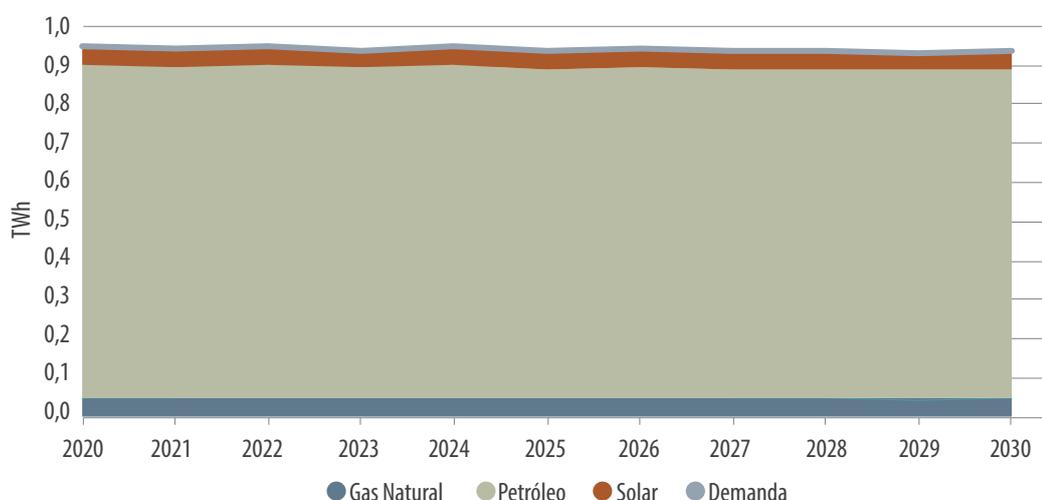
Ilustración C.7. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.3 Barbados

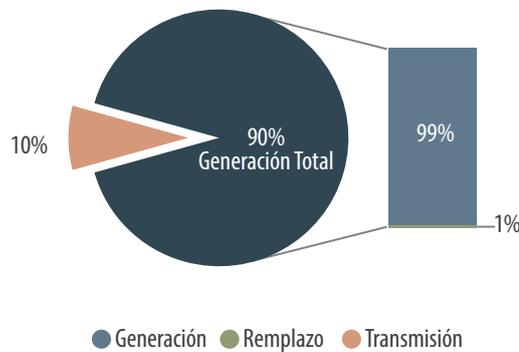
Estimase que la demanda de electricidad en Barbados disminuirá 0,2 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 934 GWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 90 % de petróleo, 5 % de solar y 5 % de gas natural. No se consideran aquí iniciativas de transformación de la matriz eléctricas y metas anunciadas de capacidad por fuente de generación eléctrica que no tenían datos disponibles, oficiales y públicos en el momento que se realizó el estudio (para mayores detalles de la metodología y datos ver anexo A y B).

Ilustración C.8. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



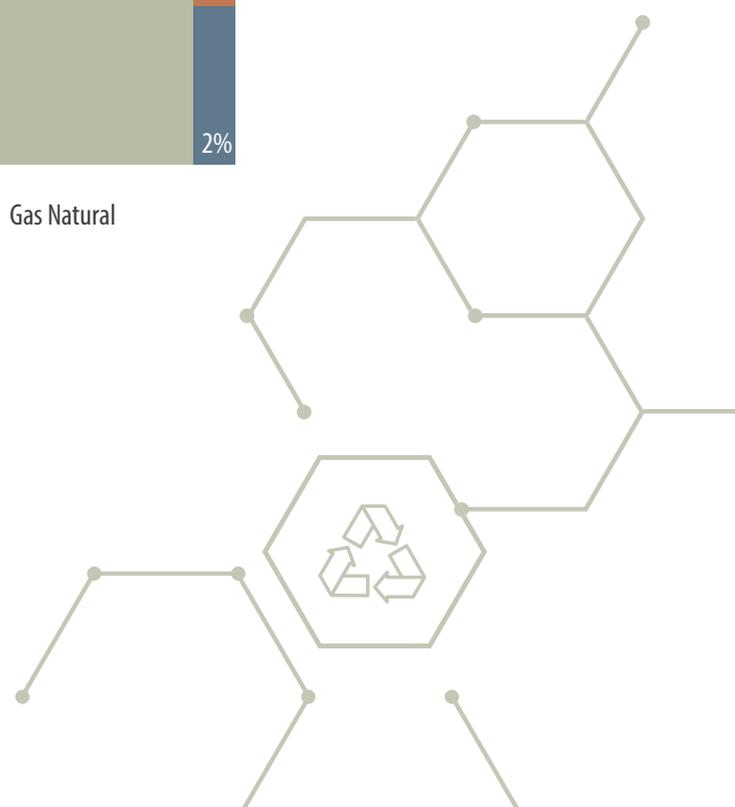
Estimase que Barbados invertirá un total de USD 9,6 millones a 2030. De los cuales, USD 8,7 millones se invertirán en generación (99 % en nuevas plantas y 1 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,9 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.9. Inversión total: USD 9,6 millones, 2020-2030. (elaboración propia)



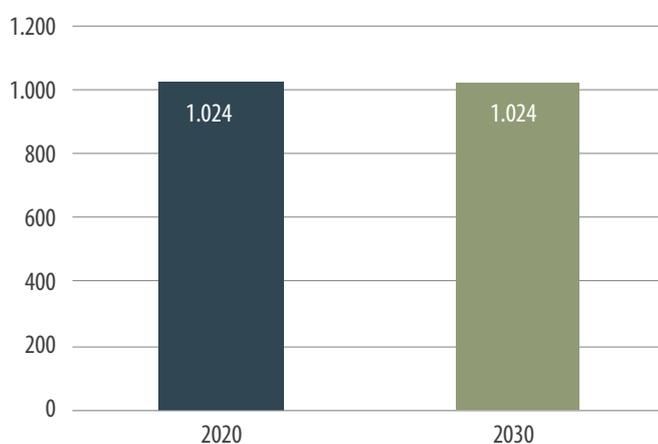
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 8 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 0,4 millones en plantas solares, y USD 0,2 millones en plantas térmicas a base gas natural. En términos de capacidad, Barbados invertirá 11 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.10. Inversión en nueva capacidad: 11 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, retomando las características del modelo, Barbados mantendrá la composición de la matriz eléctrica en 1024 tCO₂/GWh para 2030.

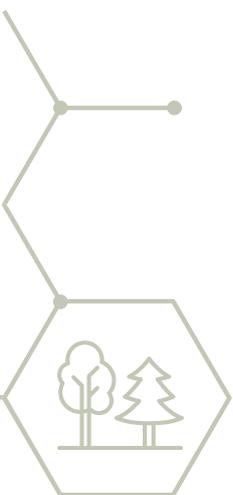
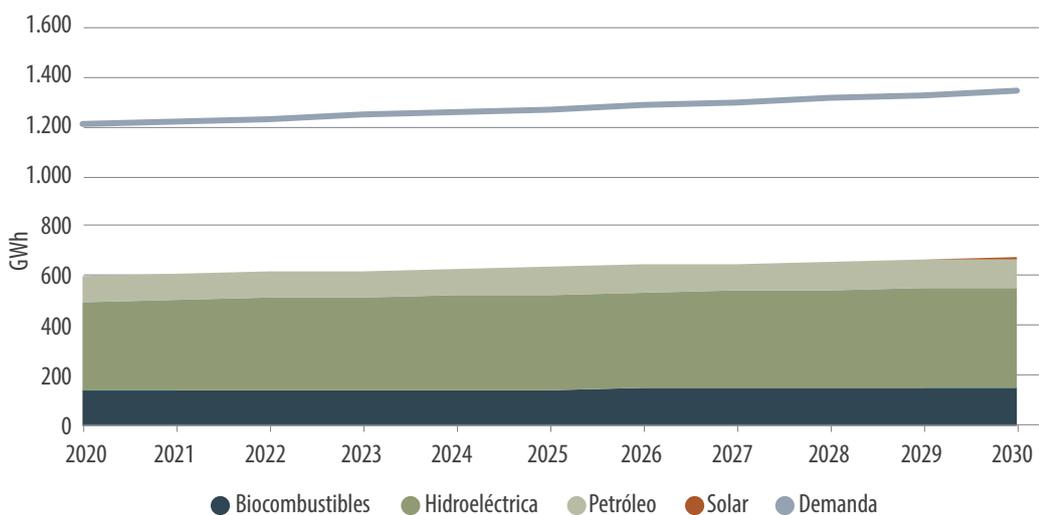
Ilustración C.11. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.4 Belice

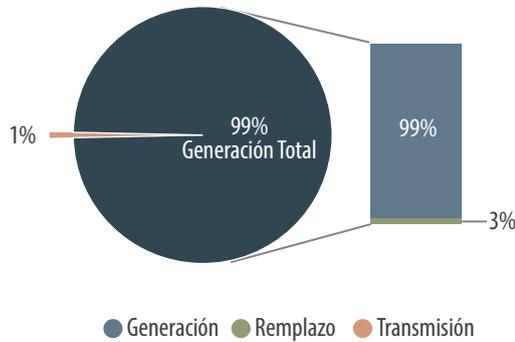
Estimase que la demanda de electricidad en Belice incrementará 1,1 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 1,3 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 60 % de hidroeléctricas, 23 % de biocombustibles y 17 % de petróleo.

Ilustración C.12. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



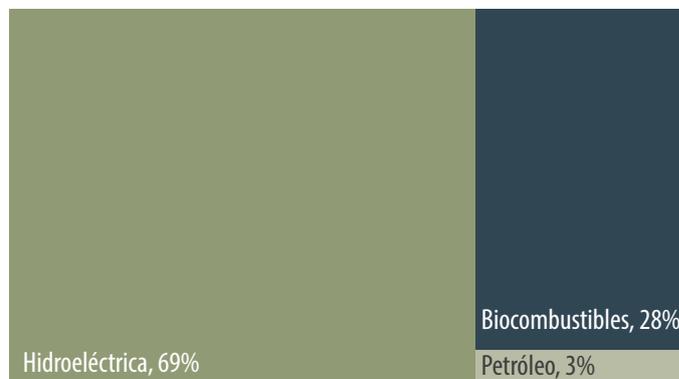
Belice invertirá un total de USD 779 millones a 2030. De los cuales, USD 774 millones se invertirán en generación (97 % en nuevas plantas y 3 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 5 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.13. Inversión total: USD 779 millones, 2020-2030. (elaboración propia)



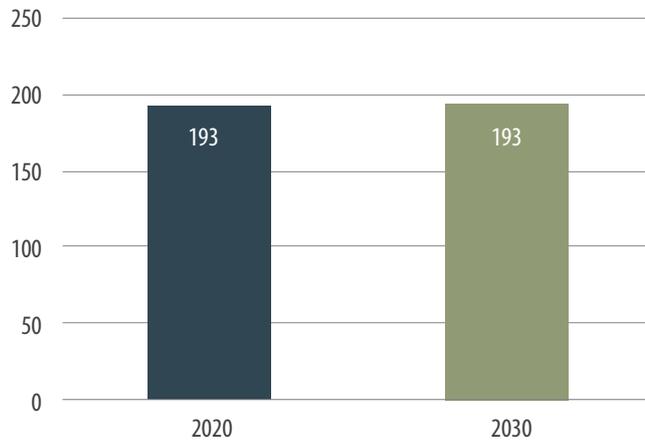
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 472 millones en centrales hidroeléctricas, USD 223 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 58 millones en plantas térmicas a base de biocombustible y USD 1 millón en plantas solares. En términos de capacidad, Belice invertirá 210 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.14. Inversión en nueva capacidad: 210MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Belice mantendrá su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

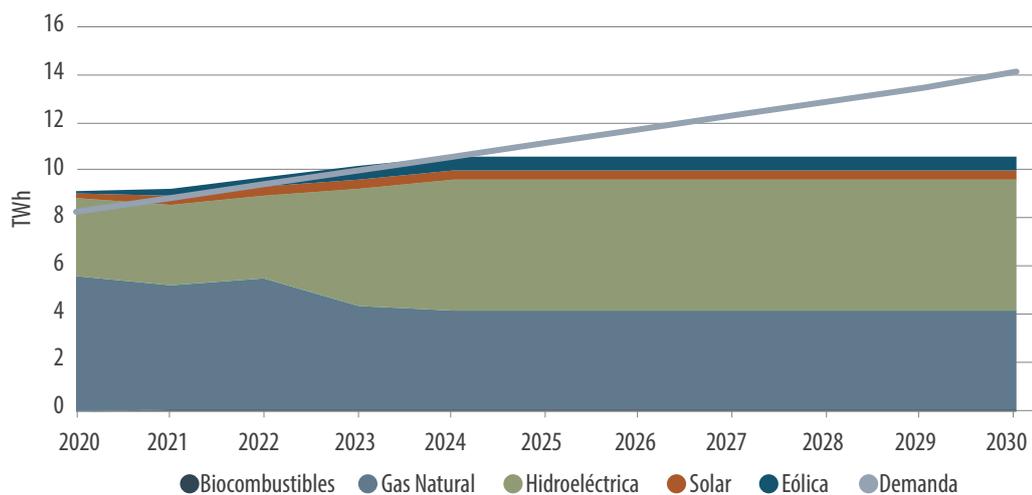
Ilustración C.15. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.5 Bolivia

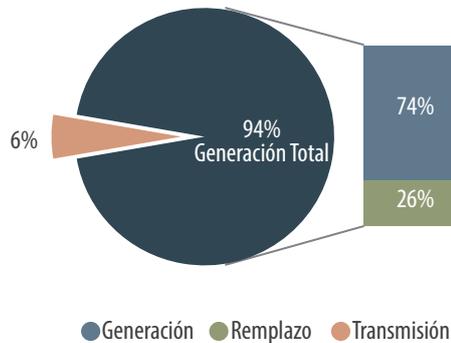
La demanda de electricidad en Bolivia incrementará 5,4 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 14 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 51,6 % de hidroeléctricas; 38,6 % de gas natural; 5,2 % de eólica; 3,7% de solar; y, 0,9 % de biocombustibles. La participación de la energía hidroeléctrica en 2030 incrementará 17 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía eólica 5 pp., la energía solar 1 pp., y la energía de biocombustibles 1 pp. Mientras que la participación de gas natural disminuirá 23 pp.

Ilustración C.16. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



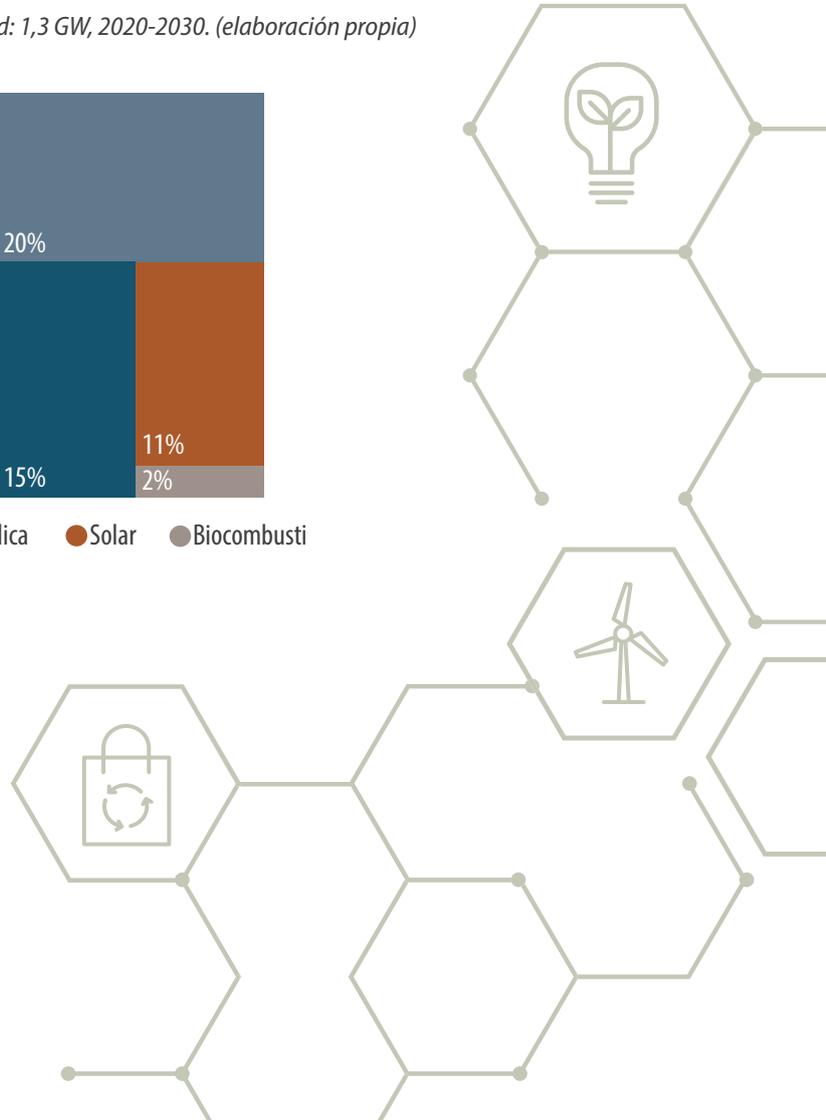
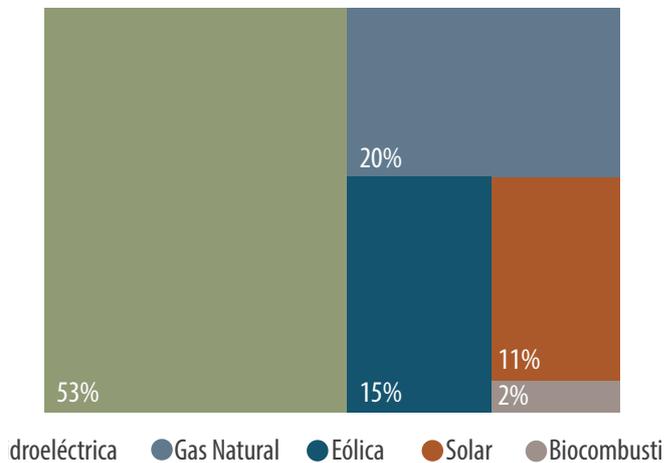
Bolivia invertirá un total de USD 3,9 mil millones a 2030. De los cuales, USD 3,7 mil millones se invertirán en generación (74 % en nuevas plantas y 26 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 225 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.17. Inversión total: USD 3,9 mil millones de dólares, 2020-2030. (elaboración propia)



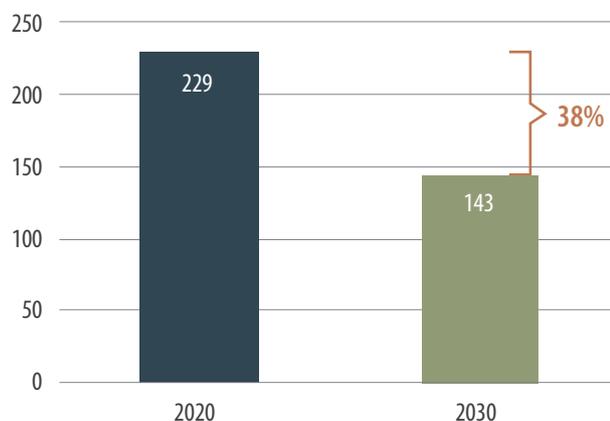
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 2 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 210 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 200 millones en plantas eólicas, USD 117 millones en plantas solares y USD 21 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Bolivia invertirá 1,3 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.18. Inversión en nueva capacidad: 1,3 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Bolivia reducirá en 38 % su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

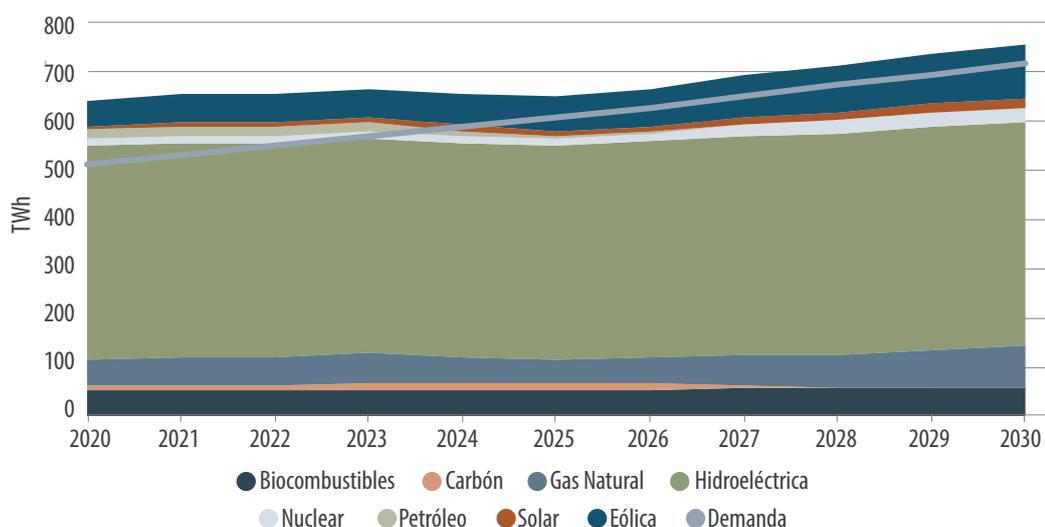
Ilustración C.19. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.6 Brasil

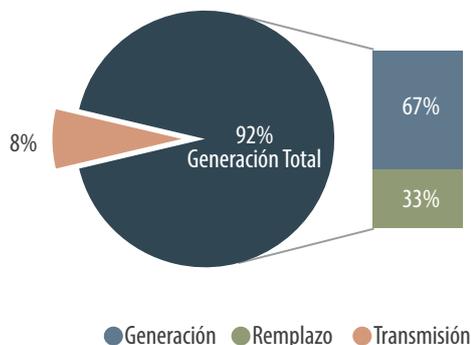
Estimase que la demanda de electricidad en Brasil incrementará 3,5 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 716 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 60,6 % de hidroeléctricas; 14,4 % de eólicas; 10,9 % de gas natural; 7,4 % de biocombustibles; 3,4 % de nuclear; 2,7 % de solar; 0,3 % de carbón; y, 0,1 % de petróleo. La participación de la energía eólica en 2030 incrementará 6 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía por gas natural 3 pp., la energía solar 2 pp., y la energía nuclear 1 pp. Mientras que la participación de las hidroeléctricas disminuirá 7 pp., la de petróleo 2 pp., la de carbón 1 pp., y la de biocombustibles 1 pp.

Ilustración C.20. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



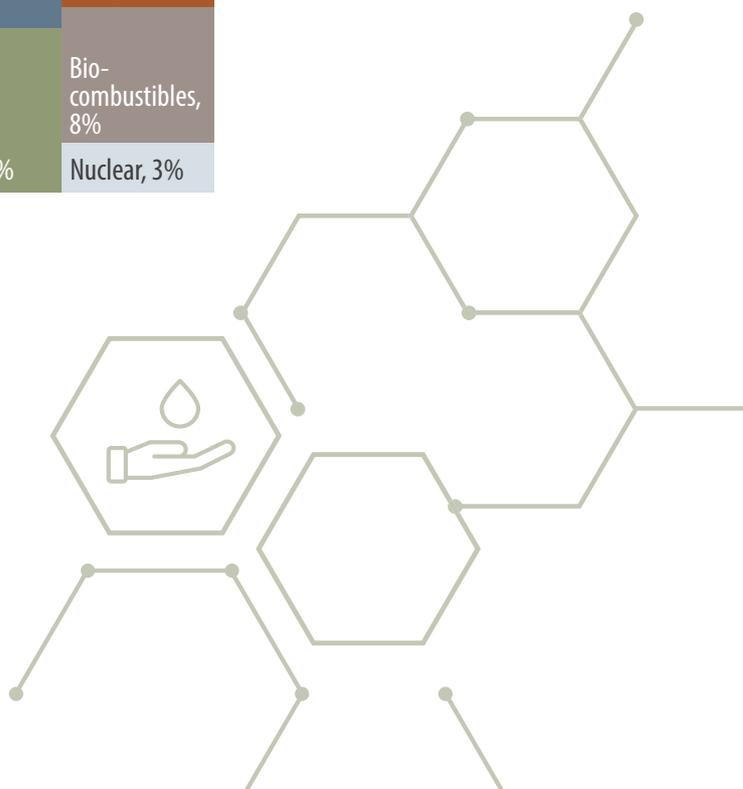
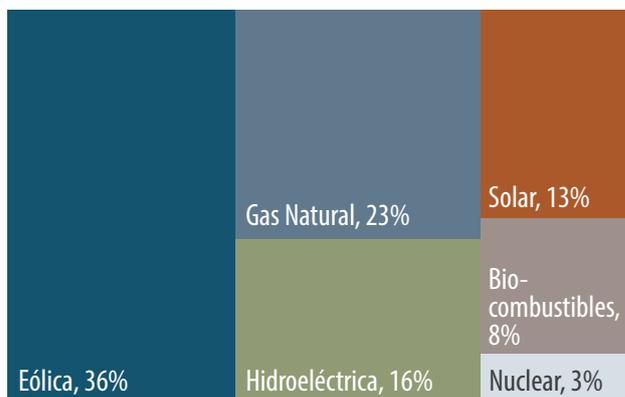
Brasil invertirá un total de USD 100,5 mil millones a 2030. De los cuales, USD 92,5 mil millones se invertirán en generación (67 % en nuevas plantas y 33 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 8 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.21. Inversión total: USD 100,5 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



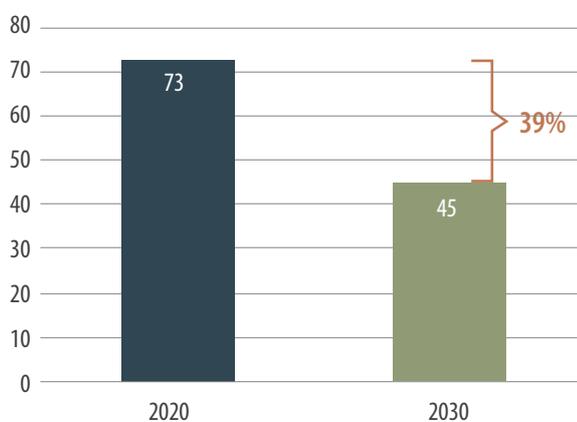
De la inversión total en nuevas plantas de generación, estimase que el país invertirá aproximadamente USD 22 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 16 mil millones en plantas eólicas, USD 8 mil millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 6 mil millones en plantas nucleares, USD 5 mil millones en plantas solares, USD 4 mil millones en plantas térmicas a base de biocombustible y USD 230 millones en plantas térmicas a base de petróleo. En términos de capacidad, Brasil invertirá 43 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.22. Inversión en nueva capacidad: 43 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Brasil reducirá en 39 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

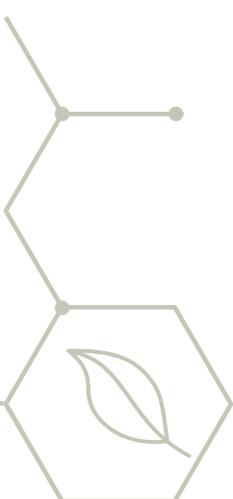
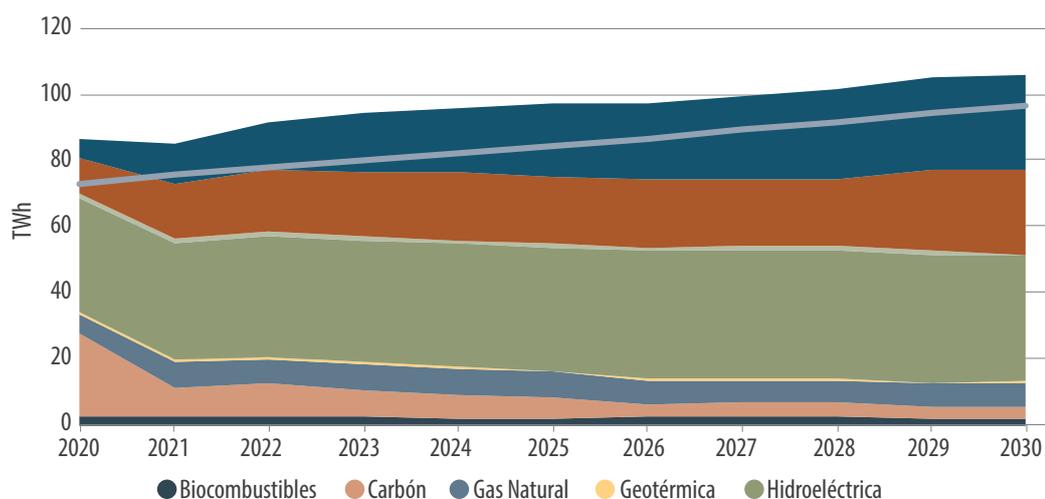
Ilustración C.23. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.7 Chile

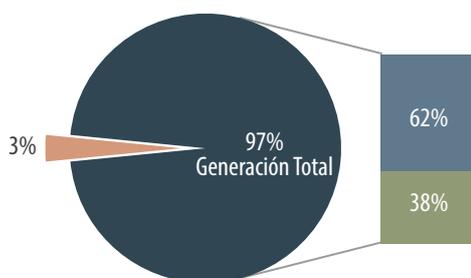
Chile es el país que tiene mayor expectativa de disminución de emisiones de CO₂ de su matriz eléctrica. Estimase que la demanda de electricidad en Chile incrementará 2,9 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 97 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 36 % de hidroeléctricas; 27 % de eólica; 24 % de solar; 7 % de gas natural; 3 % de carbón; 2 % de biocombustibles; y, 1 % de geotérmica. La participación de la energía eólica en 2030 incrementará 20 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, y la energía solar 12 pp. Mientras que la participación de carbón disminuirá 26 pp., la hidroeléctrica 3 pp., la de petróleo 2 pp., y la de biocombustibles 1 pp.

Ilustración C.24. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



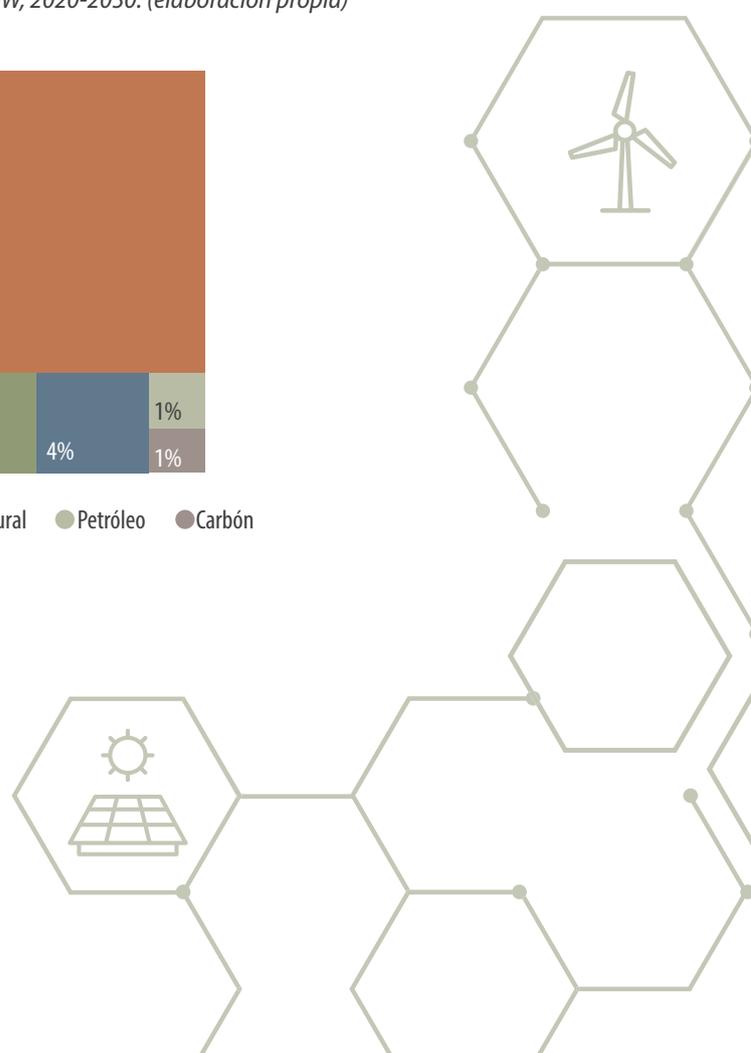
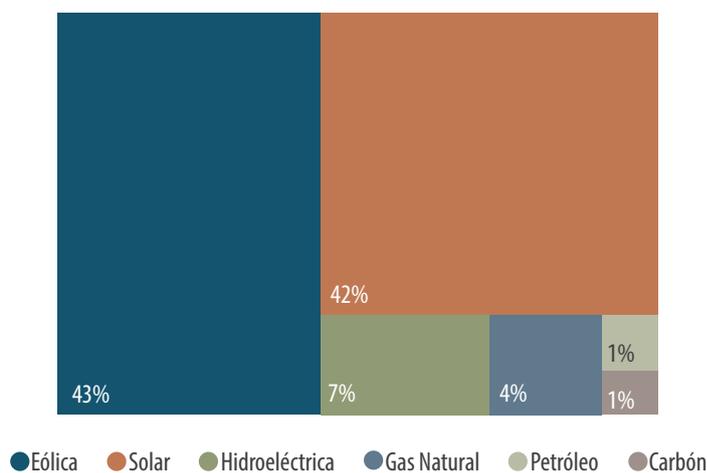
Chile invertirá un total de USD 29 mil millones a 2030. De los cuales, USD 28 mil millones se invertirán en generación (62 % en nuevas plantas y 38 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 1 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C. 25. Inversión total: USD 29 mil millones de dólares, 2020-2030. (elaboración propia)



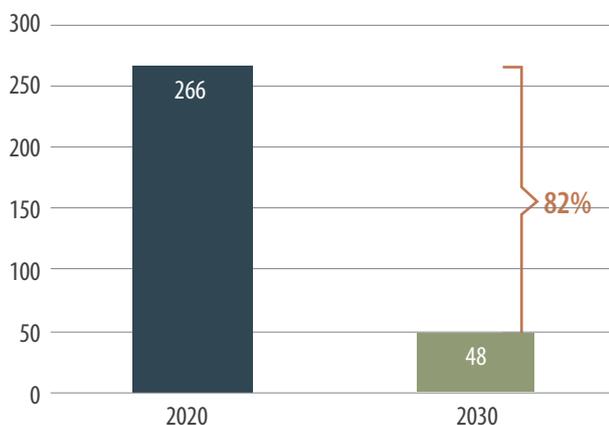
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 7,1 mil millones en plantas eólicas, USD 5,4 mil millones en plantas solares, USD 3,5 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 570 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 300 millones en plantas térmicas a base de carbón, USD 161 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 108 millones en centrales geotérmicas y USD 67 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Chile invertirá 15,5 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.26. Inversión en nueva capacidad: 15,5 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, estimase que Chile reducirá en 82 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

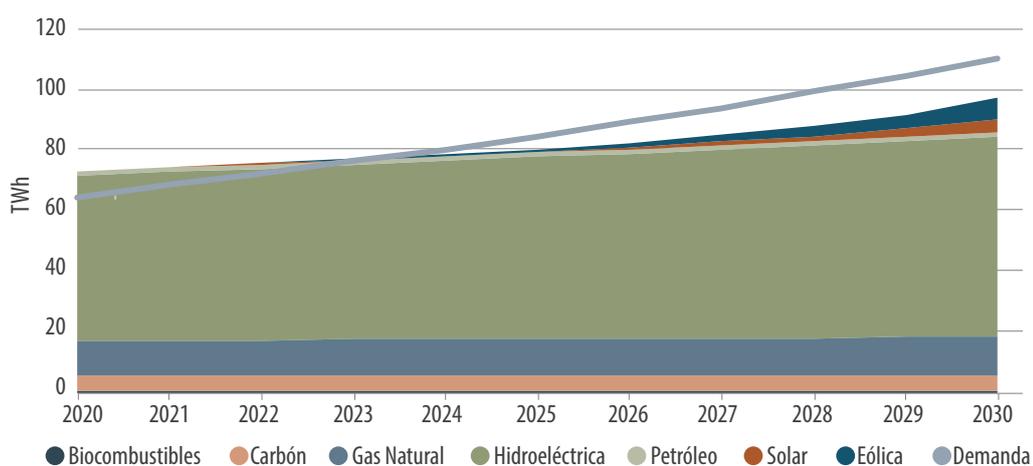
Ilustración C.27. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.8 Colombia

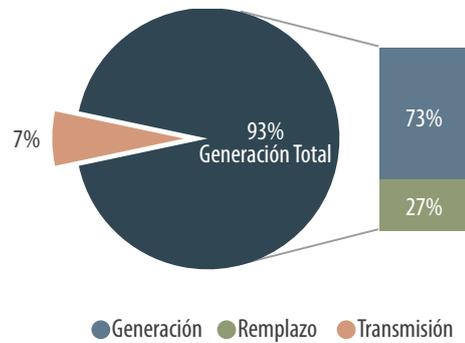
La demanda de electricidad en Colombia incrementará 5,5 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 110 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 68 % de hidroeléctricas; 13,4 % de gas natural; 7,5 % de eólica; 5,1 % de carbón; 4 % de solar; y, 1,8 % de petróleo. La participación de la energía eólica en 2030 incrementará 7 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, y la energía solar 4 pp. Mientras que la participación de las hidroeléctricas disminuirá 7 pp., la de gas natural 3 pp. y la de carbón 2 pp.

Ilustración C.28. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



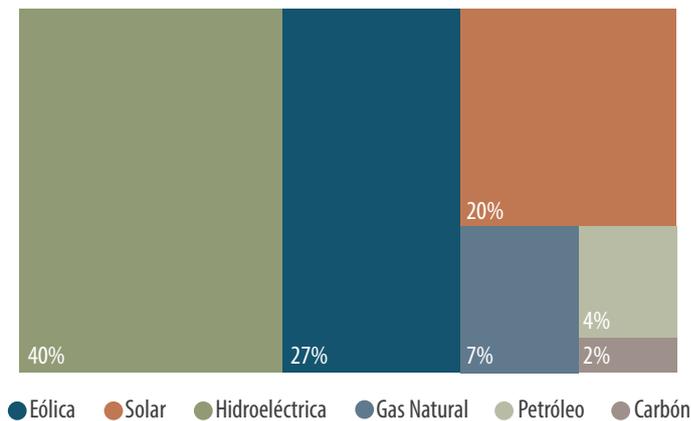
Colombia invertirá un total de USD 24,8 mil millones a 2030. De los cuales, USD 23 mil millones se invertirán en generación (73 % en nuevas plantas y 27 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 1,8 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.29. Inversión total: USD 24,8 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



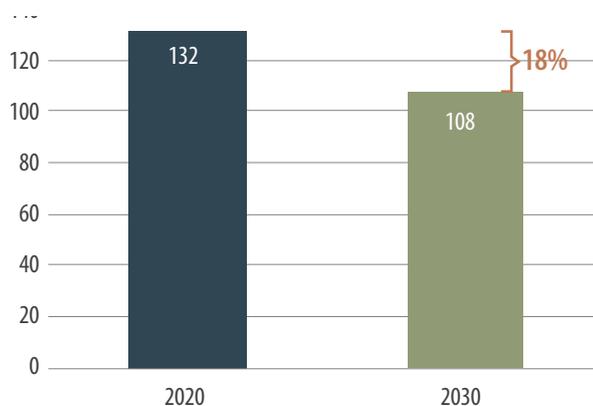
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 11,5 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 2,5 mil millones en plantas eólicas, USD 1,4 mil millones en plantas solares, USD 516 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 397 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 253 millones en plantas térmicas a base de carbón y USD 22 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Colombia invertirá 9 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.30. Inversión en nueva capacidad: 9 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Colombia reducirá en 18 % su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

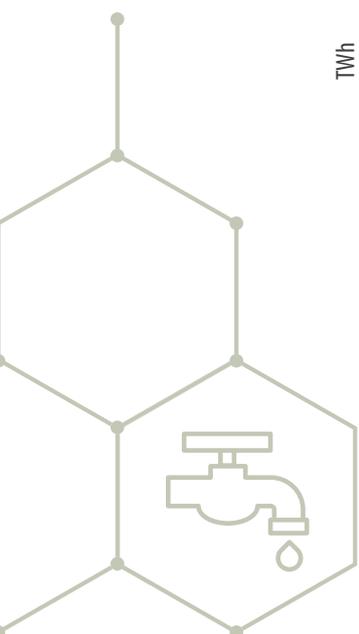
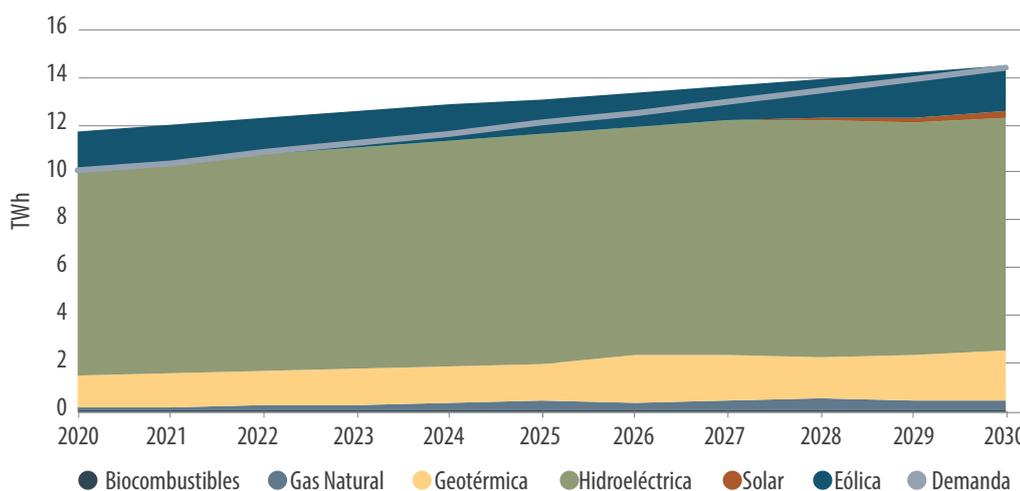
Ilustración C.31. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.9 Costa Rica

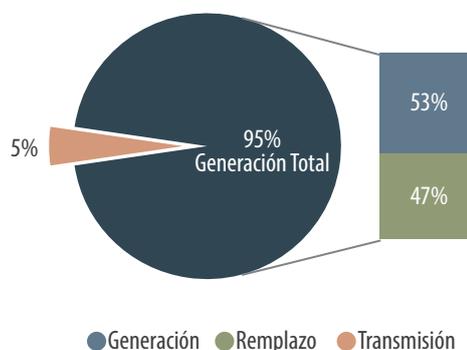
La demanda de electricidad en Costa Rica incrementará 3,6 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 14 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 67,6 % de hidroeléctricas; 14 % de geotérmicas; 13,4 % de eólicas; 2,5 % de gas natural; 1,8 % de solar; y, 0,6 % de biocombustibles. La participación de la energía geotérmica en 2030 incrementará 2,2 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, el gas natural 2,1 pp., la energía solar 1,6 pp., y la energía eólica 0,6 pp. Mientras que la participación de las hidroeléctricas disminuirá 6,3 pp.

Ilustración C.32. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



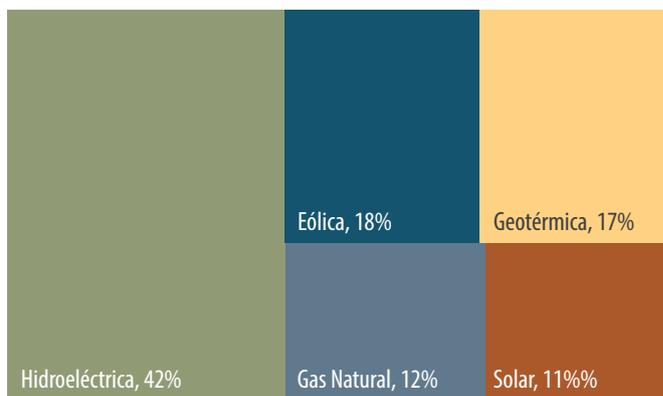
Costa Rica invertirá un total de USD 3,5 mil millones a 2030. De los cuales, USD 3,3 mil millones se invertirán en generación (53 % en nuevas plantas y 47 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,2 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.33. Inversión total: USD 3,5 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



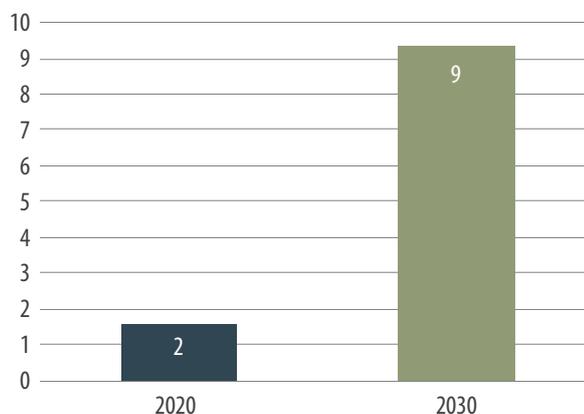
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 1 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 416 millones de dólares en centrales geotérmicas, USD 145 millones en plantas eólicas, USD 79 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 73 millones en plantas solares y USD 1,3 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Costa Rica invertirá 773 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.34. Inversión en nueva capacidad: 773 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Costa Rica incrementará en 505 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

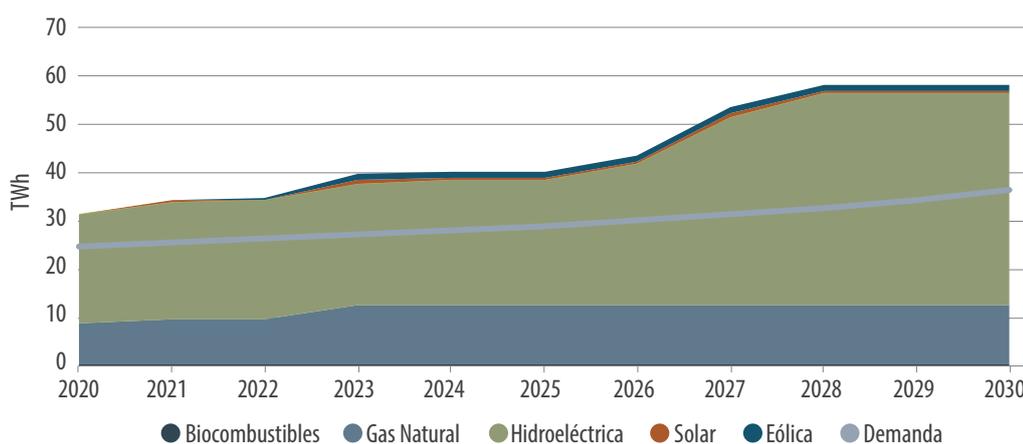
Ilustración C.35. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.10 Ecuador

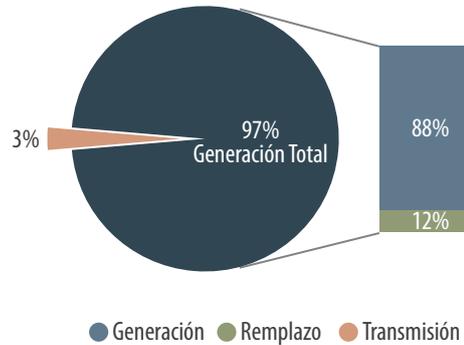
La demanda de electricidad en Ecuador incrementará 3,9 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 36 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 75 % de hidroeléctricas; 21 % de gas natural; 2 % de eólica; 1 % de solar; y, 1 % de biocombustibles. La participación de la energía hidroeléctrica en 2030 incrementará 4 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía eólica 2 pp., y la energía solar 1 pp. Mientras que la participación del gas natural disminuirá 6 pp. y la de biocombustibles 1 pp.

Ilustración C.36. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



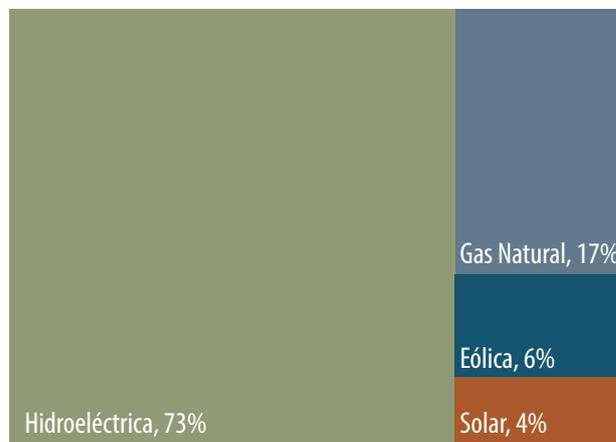
Ecuador invertirá un total de USD 16,3 mil millones a 2030. De los cuales, USD 15,8 mil millones se invertirán en generación (88 % en nuevas plantas y 12 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,5 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.37. Inversión total: USD 16,3 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



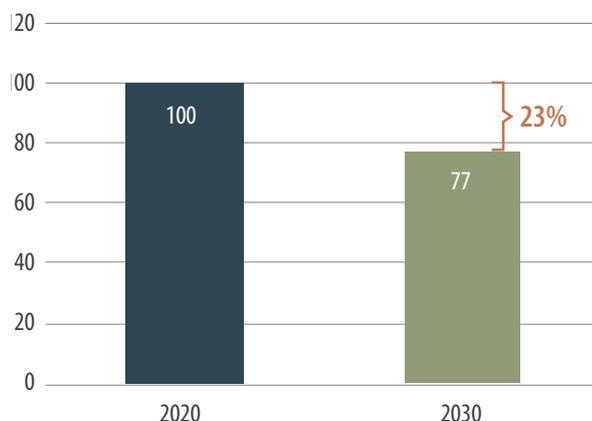
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 13 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 734 millones de dólares en plantas térmicas a base de gas natural, USD 367 millones en plantas eólicas y USD 180 millones en plantas solares. En términos de capacidad, Ecuador invertirá 5 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.38. Inversión en nueva capacidad: 5 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Ecuador reducirá en 23 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

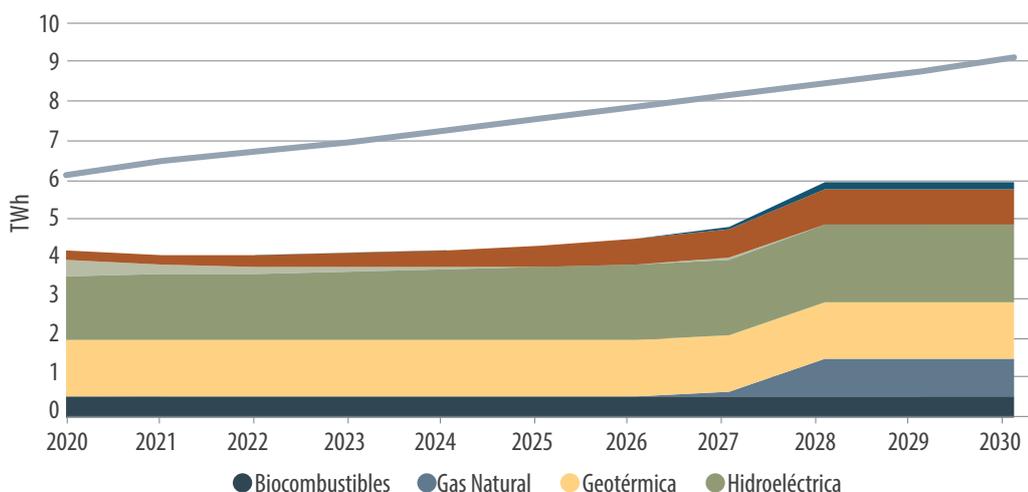
Ilustración C.39. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.11 El Salvador

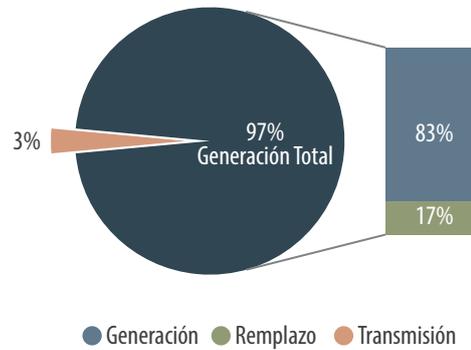
La demanda de electricidad en El Salvador incrementará 4 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 9 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 34 % de hidroeléctricas; 24 % de geotérmica; 16 % de gas natural; 15 % de solar; 9 % de biocombustibles; y, 3 % de eólica. La participación del gas natural en 2030 incrementará 16 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía solar 10 pp., y la energía eólica 3 pp. Mientras que la participación del petróleo disminuirá 10 pp., la geotérmica 10 pp., la hidroeléctrica 5 pp., y la de biocombustibles 3 pp.

Ilustración C.40. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



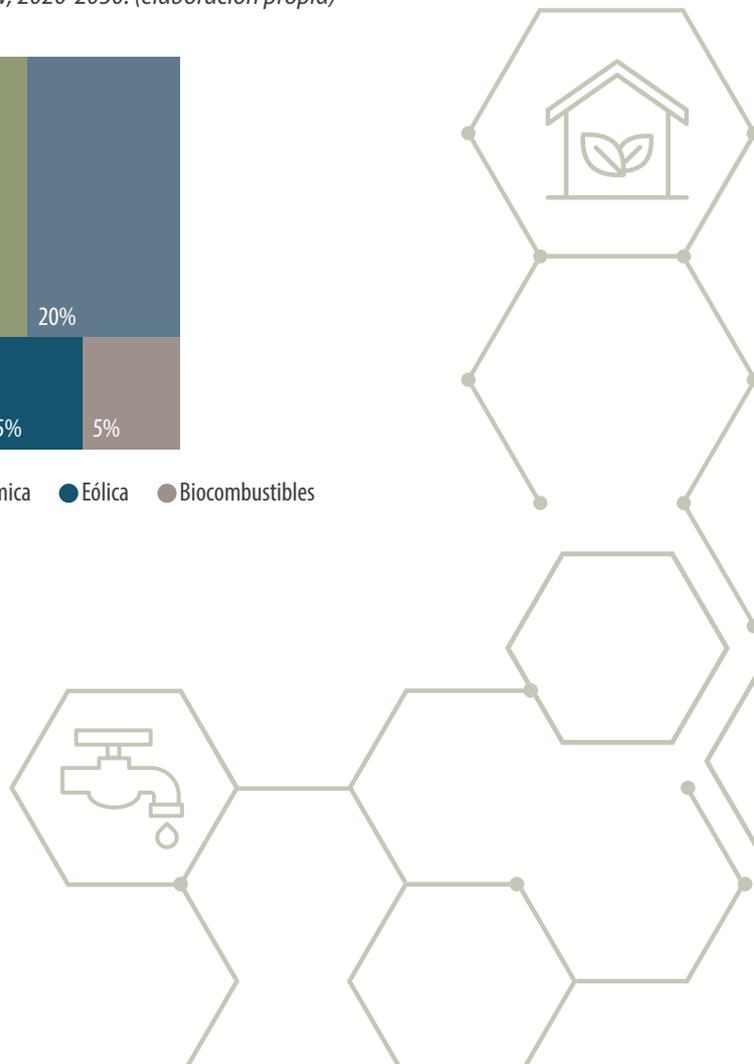
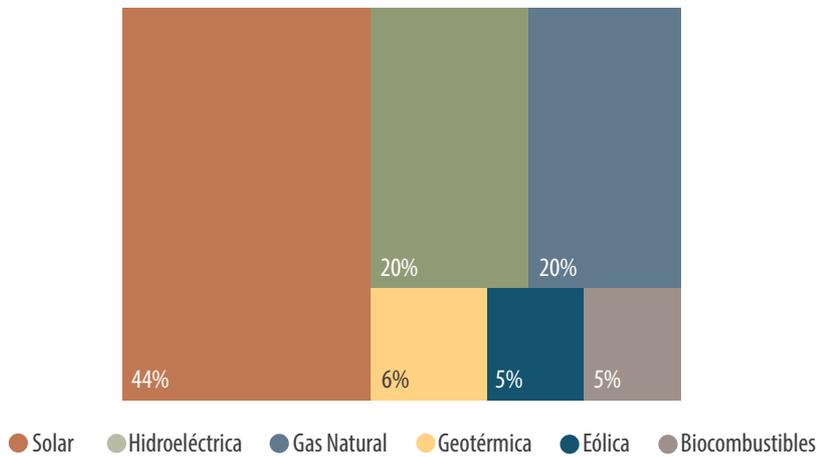
El Salvador invertirá un total de USD 3,8 mil millones a 2030. De los cuales, USD 3,7 mil millones se invertirán en generación (83 % en nuevas plantas y 17 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,1 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.41. Inversión total: USD 3,8 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



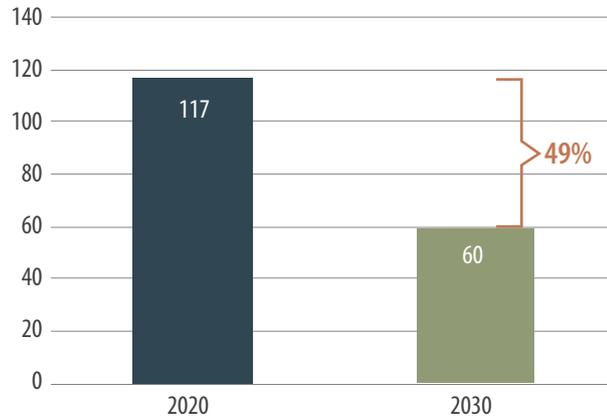
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 1,4 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 755 millones en parques solares, USD 383 millones en centrales geotérmicas, USD 342 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 112 millones en plantas eólicas, USD 100 millones en plantas térmicas a base de biocombustible y USD 8 millones en plantas térmicas a base de petróleo. En términos de capacidad, El Salvador invertirá 2 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.42. Inversión en nueva capacidad: 2 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, El Salvador reducirá en 49 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

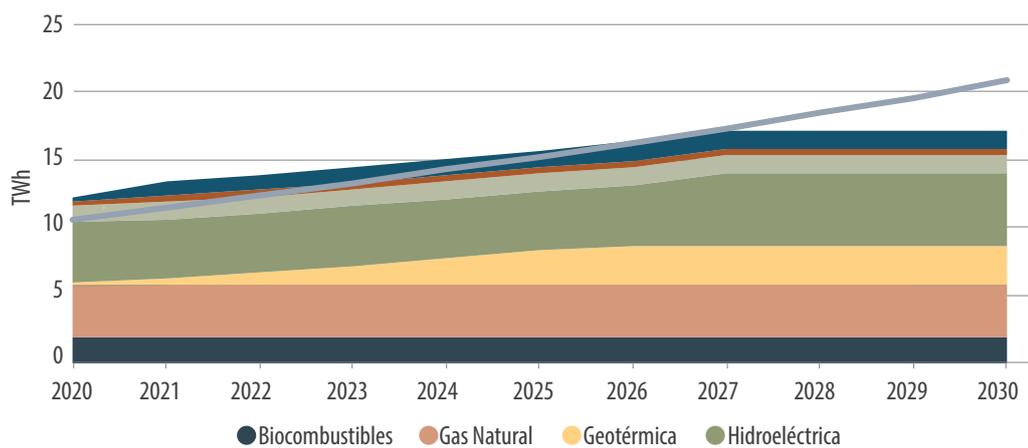
Ilustración C.43. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.12 Guatemala

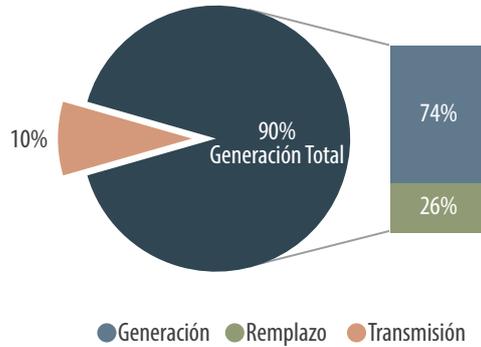
La demanda de electricidad en Guatemala incrementará 6,9 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 21 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 31,2 % de hidroeléctricas; 22,4 % de carbón; 16,8 % de geotérmica; 11 % de biocombustibles; 8,5 % de eólica; 7,4 % de petróleo; y, 2,6 % de solar. La participación de la energía geotérmica en 2030 incrementará 15 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía eólica 6 pp., y la energía solar 1 pp. Mientras que la participación de carbón disminuirá 9 pp., la de hidroeléctrica al 5 %, la de biocombustibles al 4 % y la de petróleo 3 pp.

Ilustración C.44. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



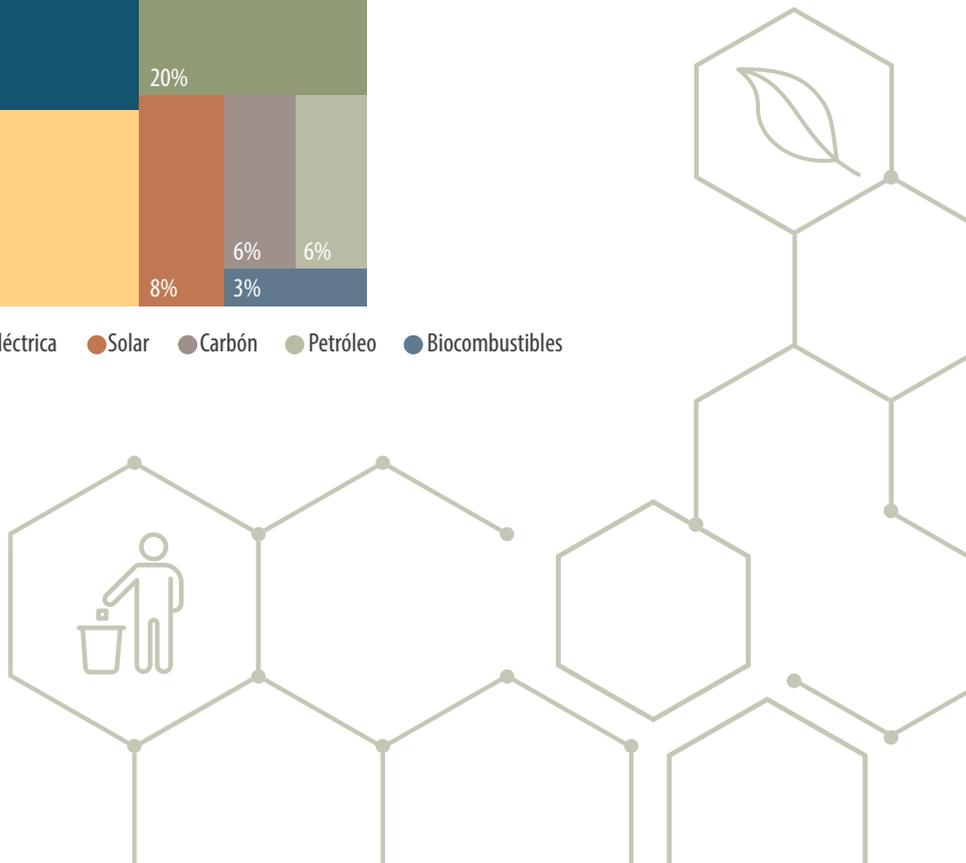
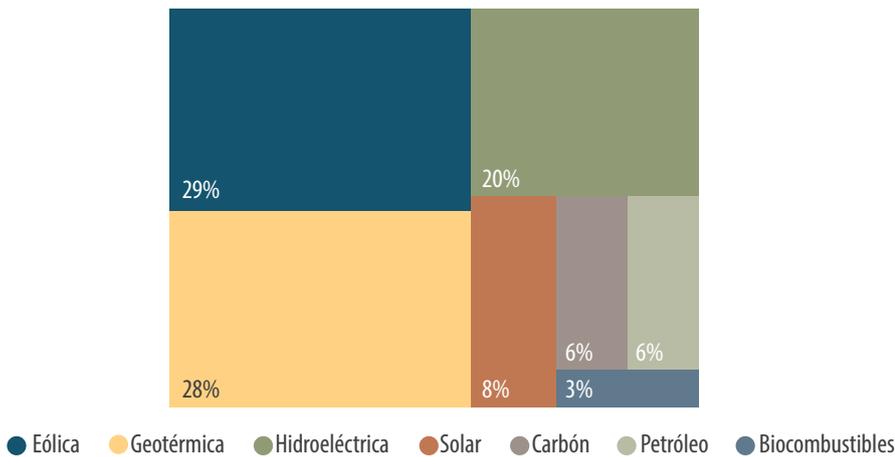
Guatemala invertirá un total de USD 4 mil millones a 2030. De los cuales, USD 3,6 mil millones se invertirán en generación (74 % en nuevas plantas y 26% en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,4 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.45. Inversión total: USD 4 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



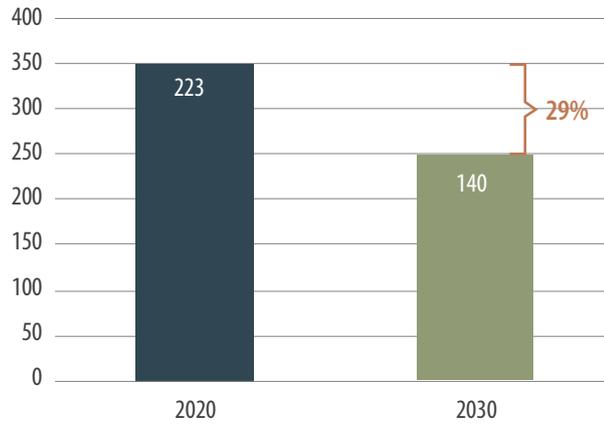
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 1,1 mil millones en centrales geotérmicas, USD 826 millones en centrales hidroeléctricas, USD 390 millones en plantas eólicas, USD 139 millones en plantas térmicas a base de carbón, USD 99 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 88 millones en plantas solares y USD 31 millones en plantas térmicas a base de biocombustibles. En términos de capacidad, Guatemala invertirá 1,3 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.46. Inversión en nueva capacidad: 1,3 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Guatemala reducirá en 29 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

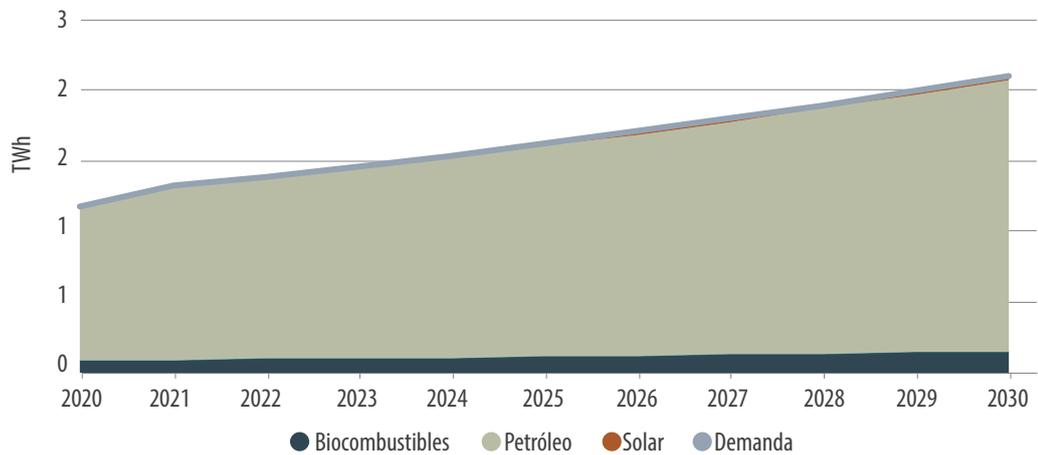
Ilustración C.47. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.13 Guyana

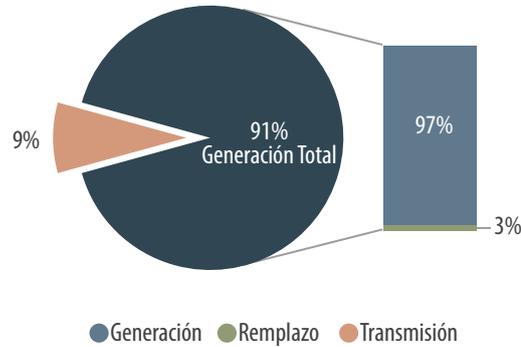
La demanda de electricidad en Guyana incrementará 5,9 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 2,1 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 92 % de petróleo, 7 % de biocombustibles, y 1 % de solar.

Ilustración C.48. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



Guyana invertirá un total de USD 378 millones a 2030. De los cuales, USD 342 millones se invertirán en generación (97% en nuevas plantas y 3 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 36 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.49. Inversión total: USD 378 millones de dólares, 2020-2030. (elaboración propia)



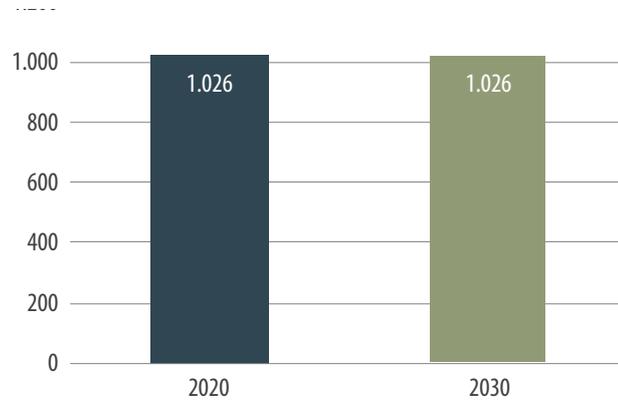
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 319 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 12 millones en plantas térmicas a base de biocombustible y USD 3 millones en plantas solares. En términos de capacidad, Guyana invertirá 414 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.50. Inversión en nueva capacidad: 414 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Guyana no reducirá su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

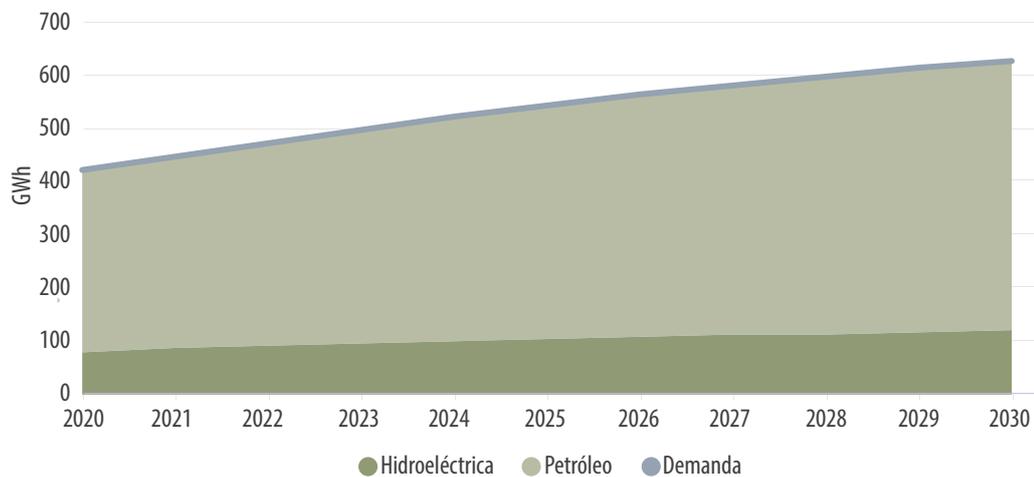
Ilustración C.51. *Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)*



7.3.14 Haití

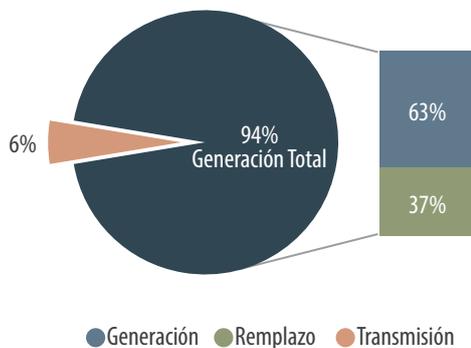
La demanda de electricidad en Haití incrementará 4 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 627 GWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 81 % de petróleo, y 19% de hidroeléctrica.

Ilustración C.52. *Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)*



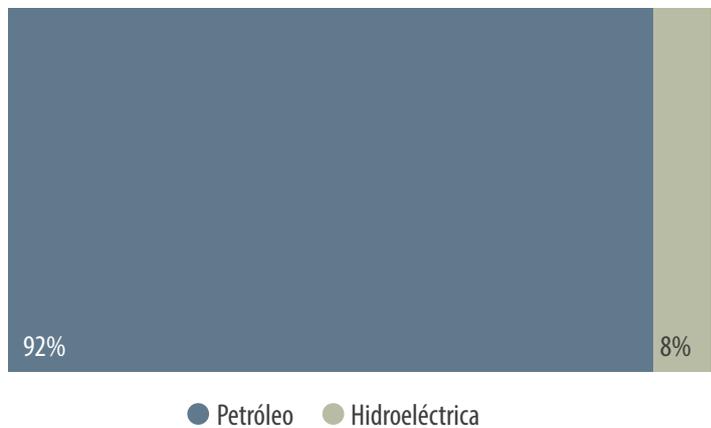
Haití invertirá un total de USD 144 millones a 2030. De los cuales, USD 136 millones se invertirán en generación (63 % en nuevas plantas y 37 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 8 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.53. Inversión total: USD 144 millones, 2020-2030. (elaboración propia)



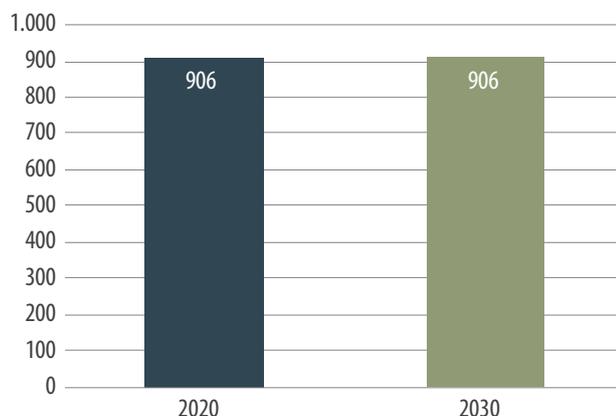
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 63 millones en plantas térmicas a base de petróleo, y USD 23 millones en centrales hidroeléctricas. En términos de capacidad, Haití invertirá 86 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.54. Inversión en nueva capacidad: 86 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Haití mantendrá su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

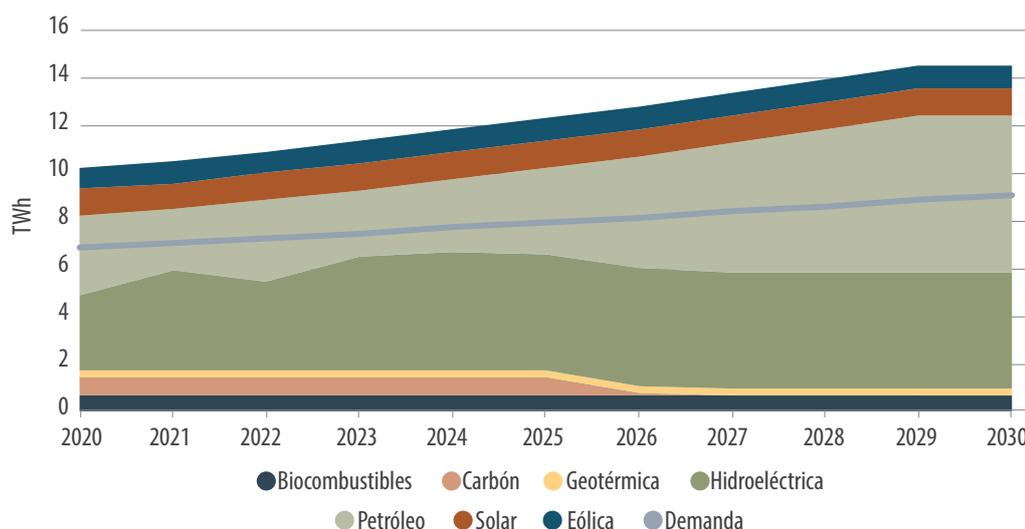
Ilustración C.55. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.15 Honduras

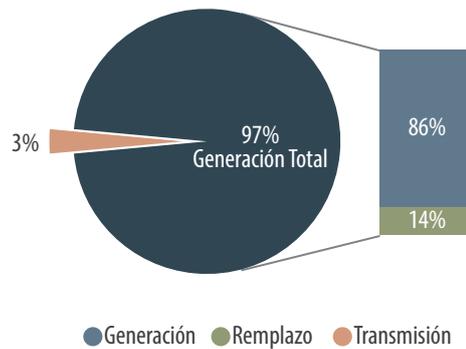
La demanda de electricidad en Honduras incrementará 2,8 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 9 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 45,6 % de petróleo; 33,6 % de hidroeléctricas; 7,88 % de solar; 6,4 % de eólica; 4,6 % de biocombustibles; y, 2,1 % de geotérmicas. La participación de petróleo en 2030 incrementará 13 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, y la energía hidroeléctrica 3 pp. Mientras que la participación de carbón disminuirá 8 pp., la solar, la eólica y la solar al 3%, la de biocombustibles al 2% y la geotérmica 1 pp.

Ilustración C.56. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



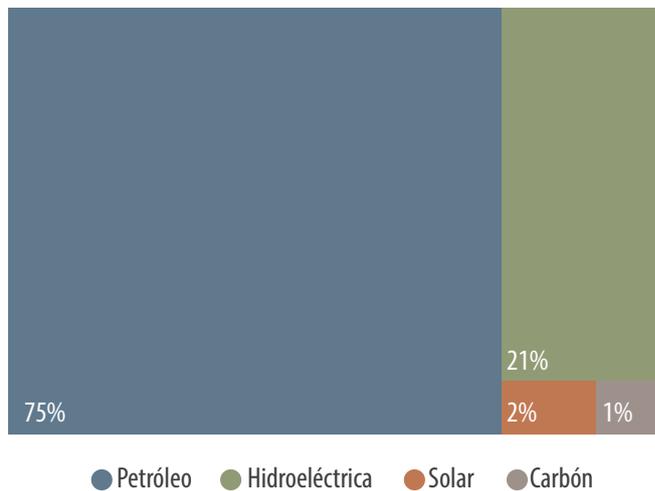
Honduras invertirá un total de USD 2,83 mil millones a 2030. De los cuales, USD 2,75 mil millones se invertirán en generación (86 % en nuevas plantas y 14 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 86 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.57. Inversión total: USD 2,83 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



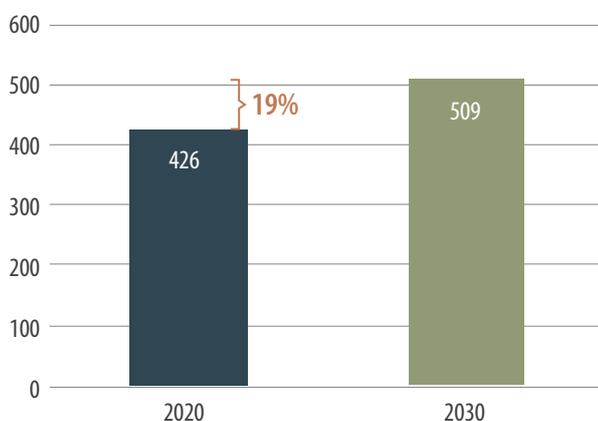
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 1,2 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 1 mil millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 43 millones en plantas térmicas a base de carbón, USD 26 millones en plantas solares y USD 12 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Honduras invertirá 1,8 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.58. Inversión en nueva capacidad: 1,8 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Honduras incrementará en 19 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

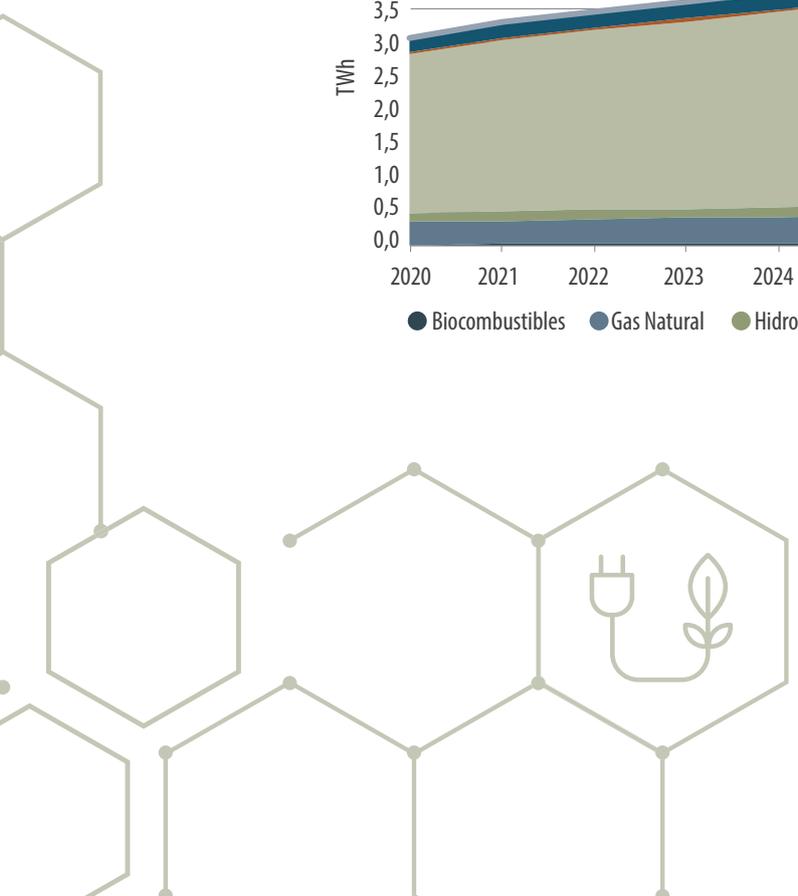
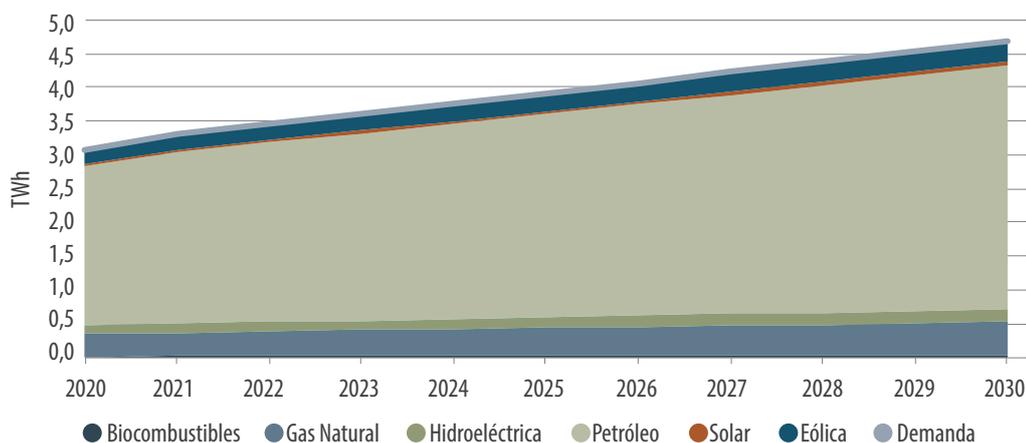
Ilustración C.59. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.16 Jamaica

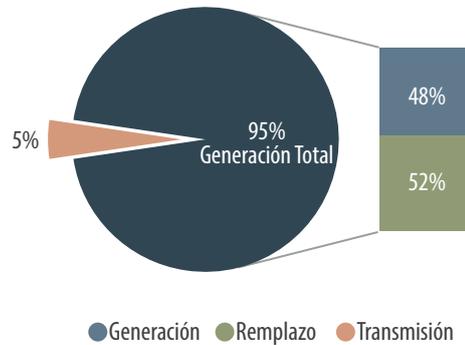
La demanda de electricidad en Jamaica incrementará 4,3 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 4,7 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 77 % de petróleo; 11 % de gas natural; 7 % de eólica; 4 % de hidroeléctrica; y, 1 % de solar.

Ilustración C.60. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



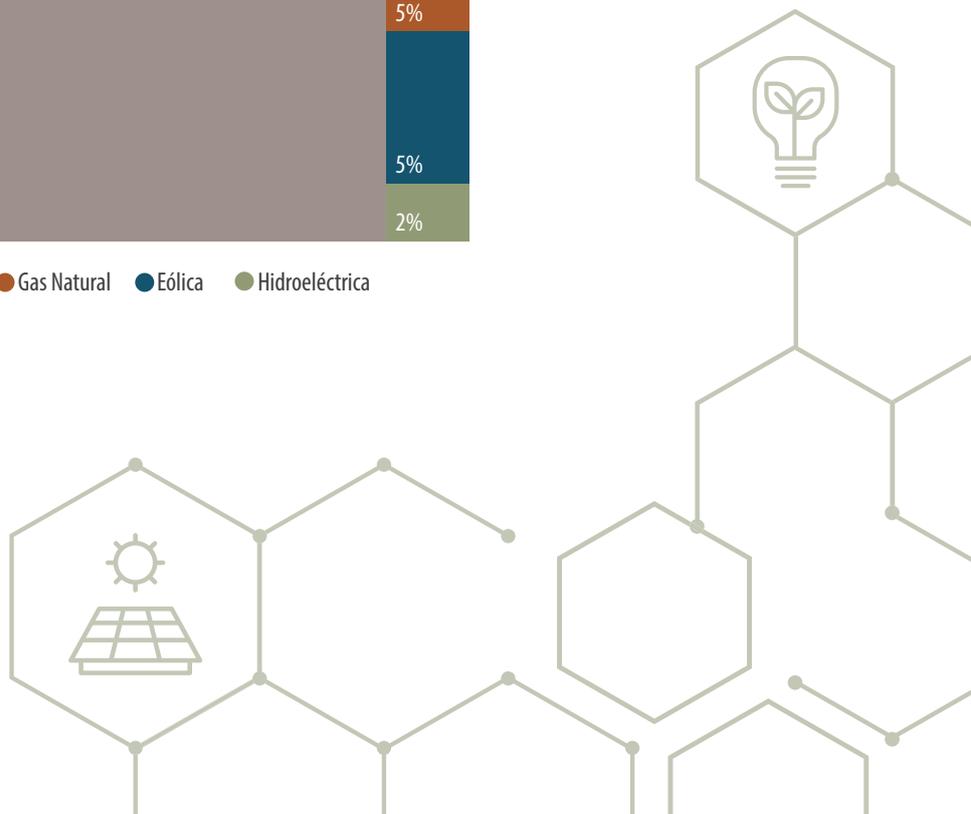
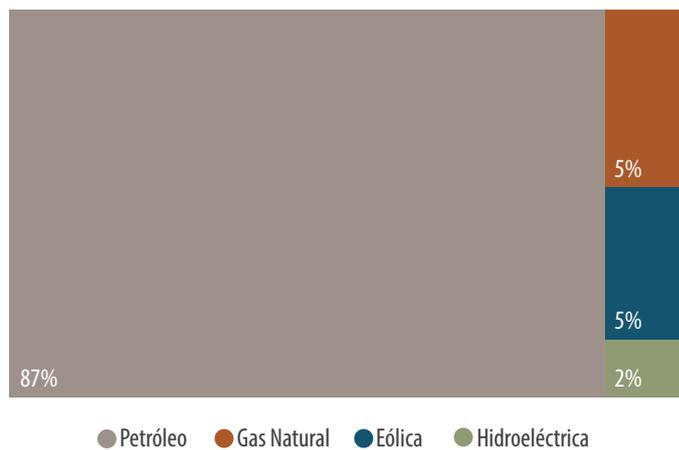
Jamaica invertirá un total de USD 1,3 mil millones a 2030. De los cuales, USD 1,2 mil millones se invertirán en generación (48 % en nuevas plantas y 52 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 63 millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.61. Inversión total: USD 1,3 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



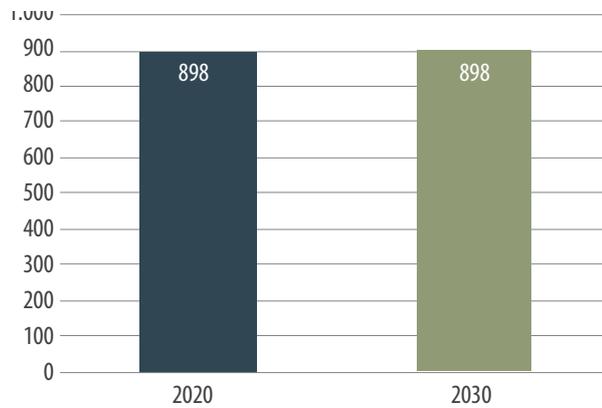
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 471 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 39 millones en centrales hidroeléctricas, USD 33 millones en plantas eólicas, USD 30 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 5 millones en plantas solares y USD 1,3 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Jamaica invertirá 676 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.62. Inversión en nueva capacidad: 676 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Jamaica mantendrá su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

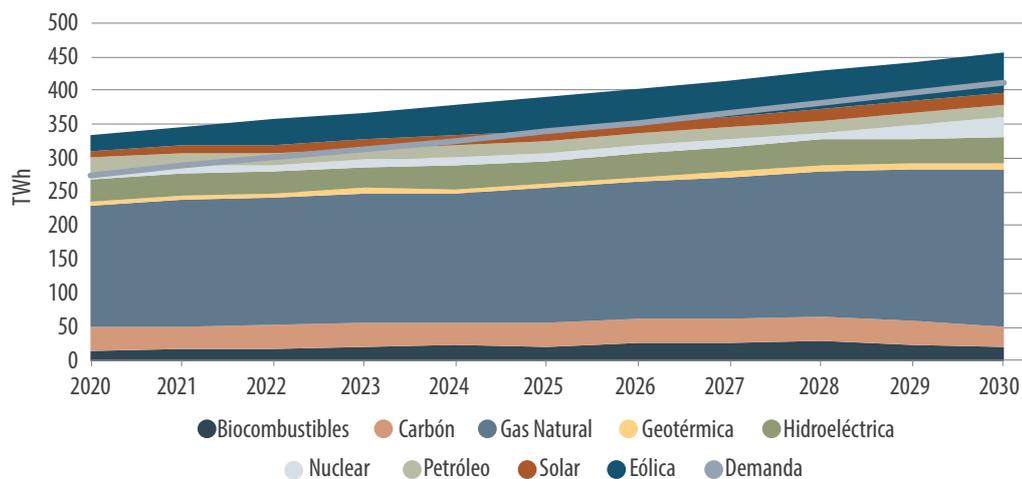
Ilustración C.63. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.17 México

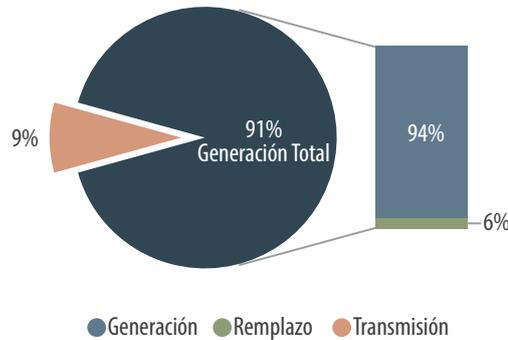
La demanda de electricidad en México incrementará 4,1 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 410 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 51 % de gas natural; 13 % de eólica; 9 % de hidroeléctrica; 6 % de nuclear; 6 % de carbón; 5 % de biocombustibles; 4 % de solar; 4 % de petróleo; y, 2 % de geotérmica. La participación de la energía eólica en 2030 incrementará 6 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía nuclear 3 pp., la energía solar 1 pp., y la energía geotérmica 1 pp. Mientras que la participación de carbón disminuirá 4 pp., la de petróleo 3 pp., la de gas natural 2 pp. y la de hidroeléctricas 1 pp.

Ilustración C.64. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



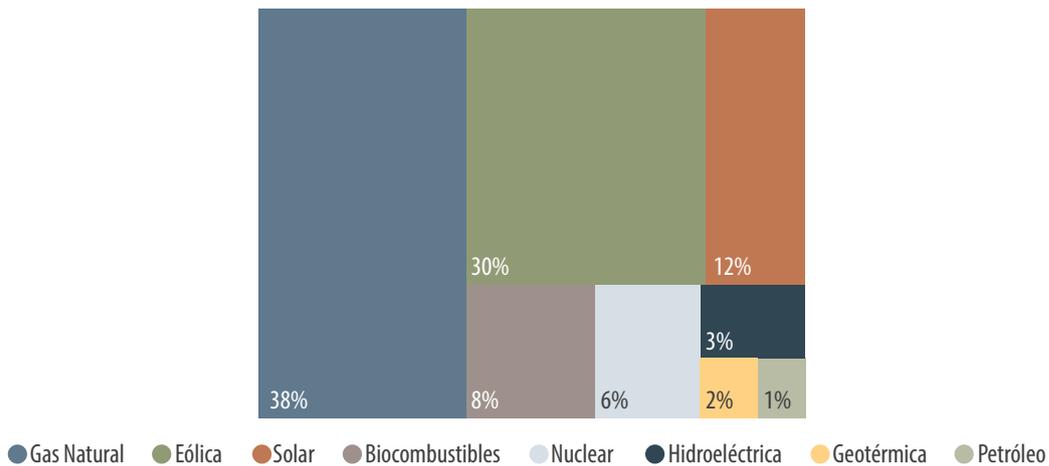
México invertirá un total de USD 55,5 mil millones a 2030. De los cuales, USD 50,3 mil millones se invertirán en generación (94 % en nuevas plantas y 6 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 5,2 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.65. Inversión total: USD 55,5 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



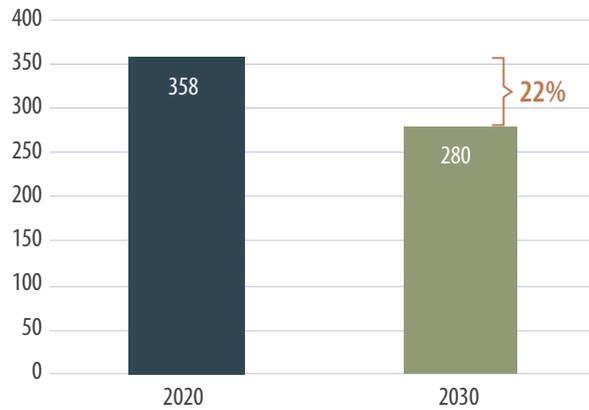
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 11,7 mil millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 11,6 mil millones en plantas eólicas, USD 10,8 mil millones en plantas nucleares, USD 4,1 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 3,7 mil millones en plantas solares, USD 2,8 mil millones en plantas térmicas a base de biocombustible, USD 1,9 mil millones en geotérmica, USD 392 millones en plantas térmicas a base de petróleo, y USD 126 millones en plantas térmicas a base de carbón. En términos de capacidad, México invertirá 37 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.66. Inversión en nueva capacidad: 37 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, México reducirá en 22 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

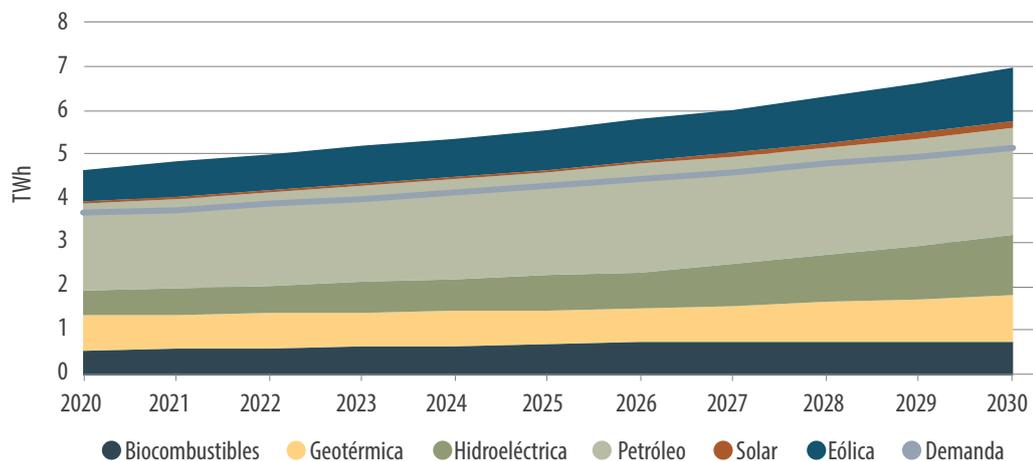
Ilustración C.67. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.18 Nicaragua

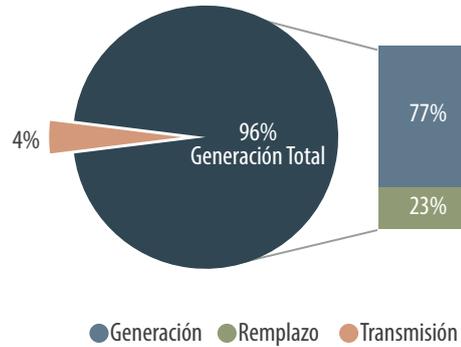
La demanda de electricidad en Nicaragua incrementará 3,4 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 5,1 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 35,4 % de petróleo; 19,1 % de hidroeléctrica; 17,1 % de eólica; 15,6 % de geotérmica; 10,5 % de biocombustibles; y, 2,3 % de solar. La participación de la hidroeléctrica, en 2030, incrementará 7 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, la energía solar 1 pp., y la energía eólica 1 pp. Mientras que la participación de petróleo disminuirá 7 pp., la de biocombustibles 2 pp. y la geotérmica 1 pp.

Ilustración C.68. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



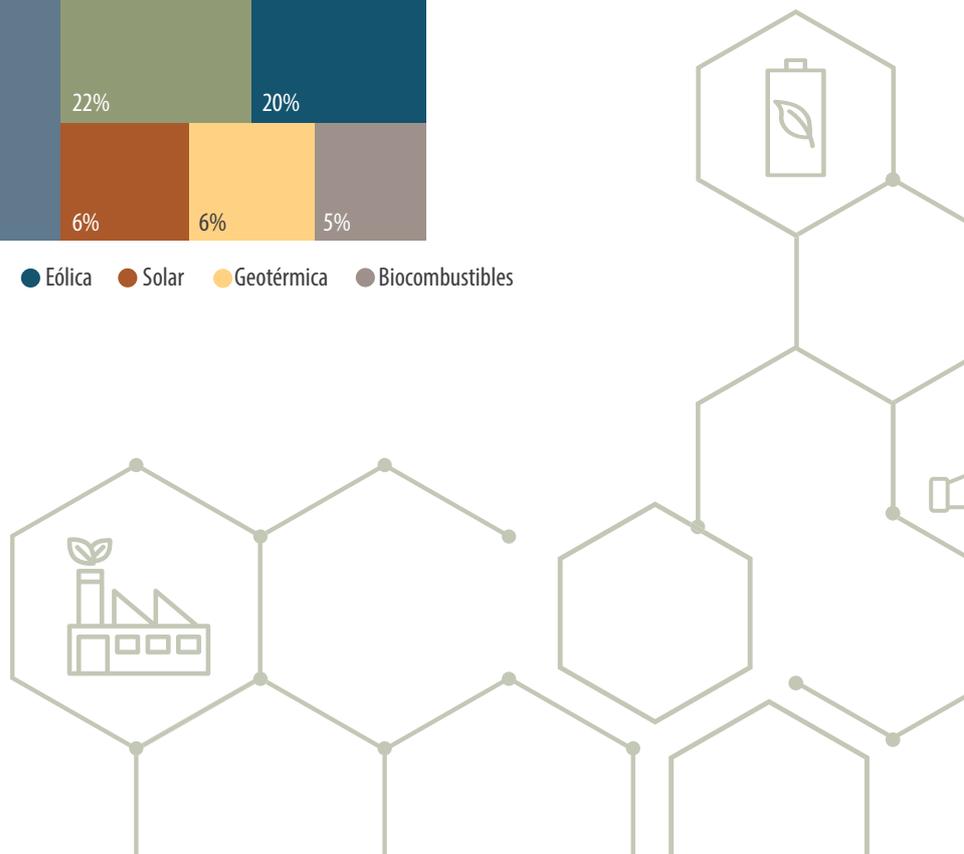
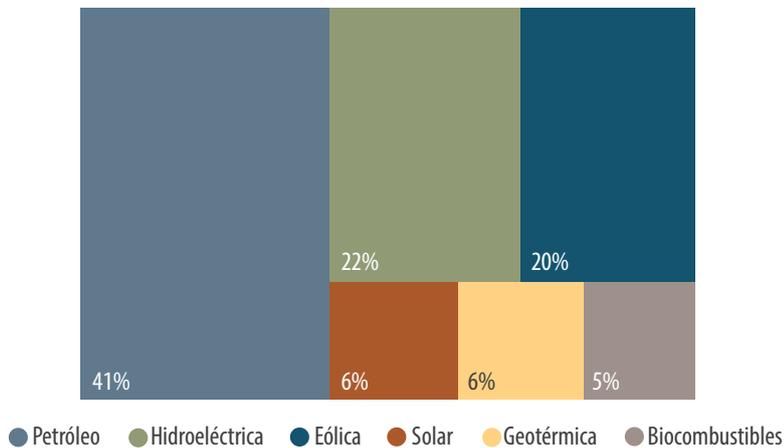
Nicaragua invertirá un total de USD 1,4 mil millones a 2030. De los cuales, USD 1,3 mil millones se invertirán en generación (77 % en nuevas plantas y 23 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,1 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.69. Inversión total: USD 1,4 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



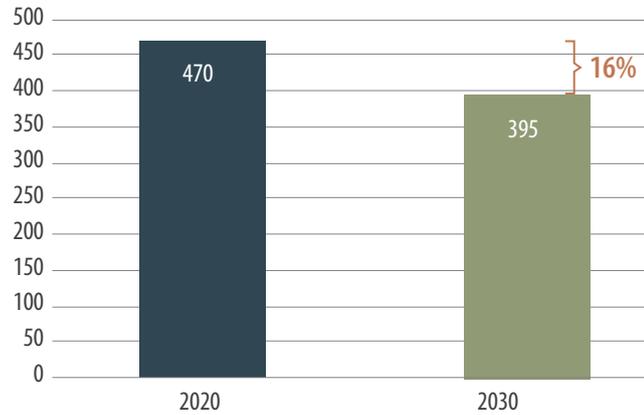
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 468 millones en centrales hidroeléctricas, USD 217 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 140 millones en plantas eólicas, USD 130 millones en centrales geotérmicas, USD 35 millones en plantas térmicas a base de biocombustible y USD 35 millones en plantas solares. En términos de capacidad, Nicaragua invertirá 665 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.70. Inversión en nueva capacidad: 665 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Nicaragua reducirá en 16 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

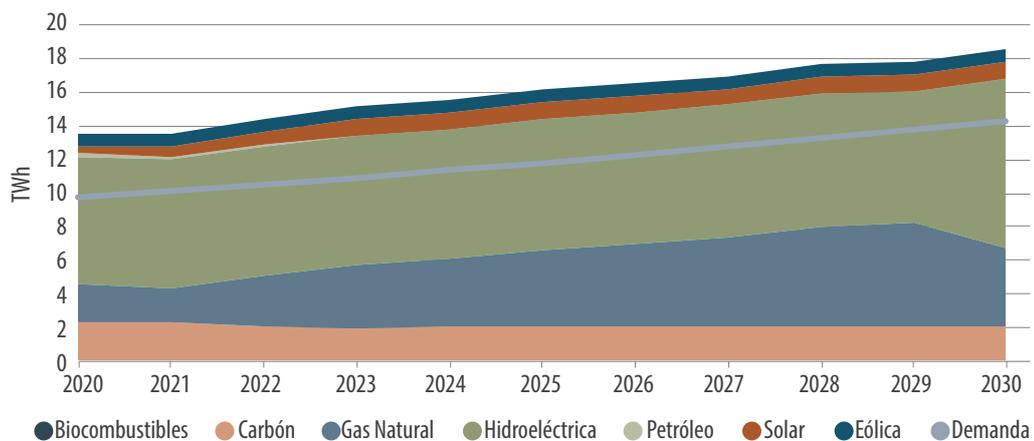
Ilustración C.71. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.19 Panamá

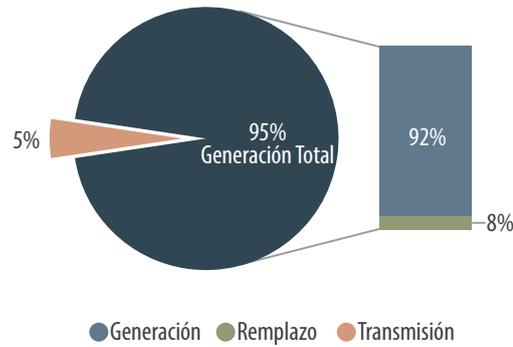
La demanda de electricidad en Panamá incrementará 4 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 14 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 54 % de hidroeléctricas, 26 % de gas natural, 11 % de carbón, 5 % de solar, y 4 % de eólica. La participación del gas natural en 2030 incrementará 9 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, y la energía solar 3 pp. Mientras que la participación de carbón disminuirá 6 pp., la hidroeléctrica 2 pp., la eólica 2 pp. y la de petróleo 1 pp.

Ilustración C.72. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



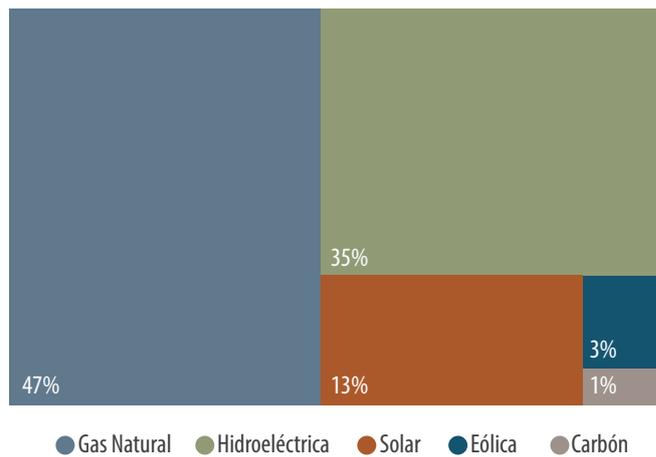
Panamá invertirá un total de USD 3,6 mil millones a 2030. De los cuales, USD 3,4 mil millones se invertirán en generación (92 % en nuevas plantas y 8 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,2 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.73. Inversión total: USD 3,6 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



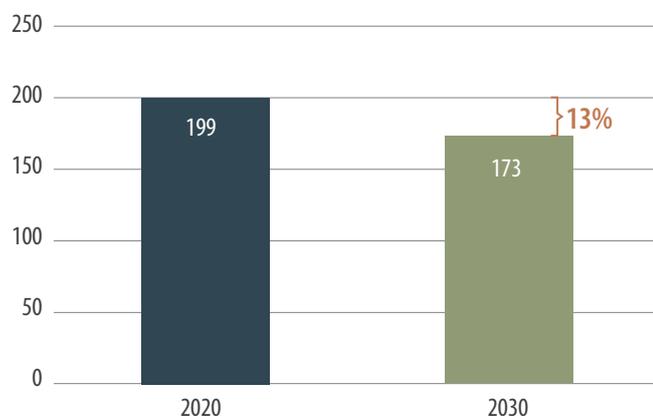
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 2 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 734 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 201 millones en plantas solares, USD 61 millones en plantas eólicas, USD 41 millones en plantas térmicas a base de carbón, USD 3 millones en plantas térmicas a base de biocombustible, y USD 2 millones en plantas térmicas a base de petróleo. En términos de capacidad, Panamá invertirá 1,9 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.74. Inversión en nueva capacidad: 1,9 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Panamá reducirá en 13 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

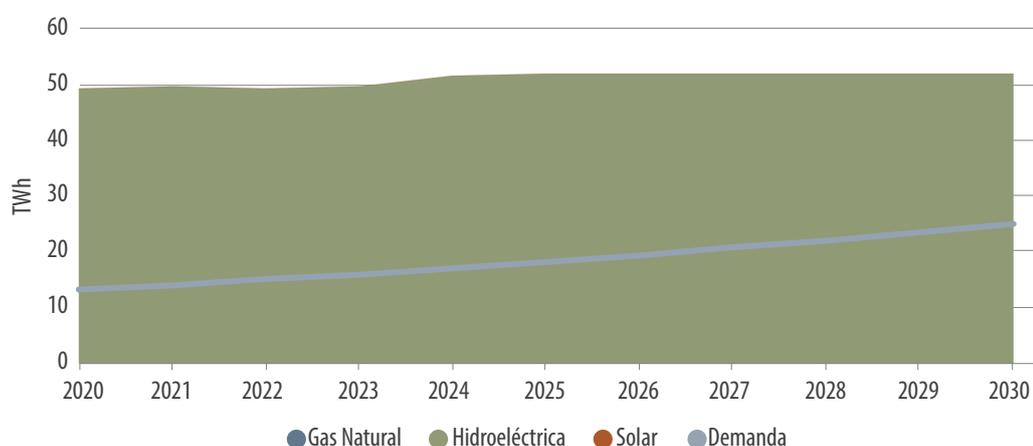
Ilustración C.75. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.20 Paraguay

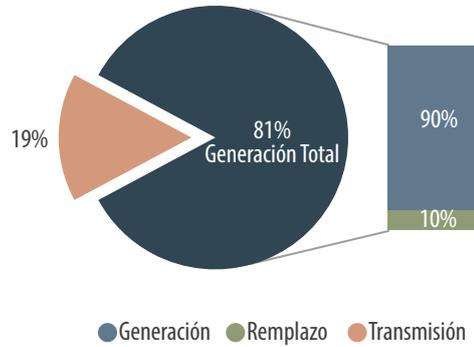
La demanda de electricidad en Paraguay incrementará 6,7 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 25 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 99,96 % de hidroeléctricas y 0.04 % de solar.

Ilustración C.76. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



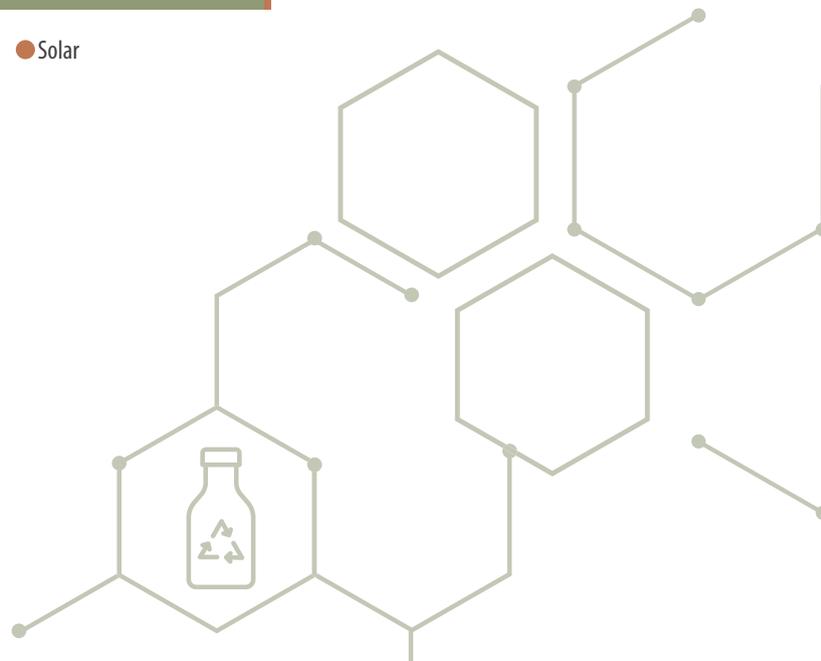
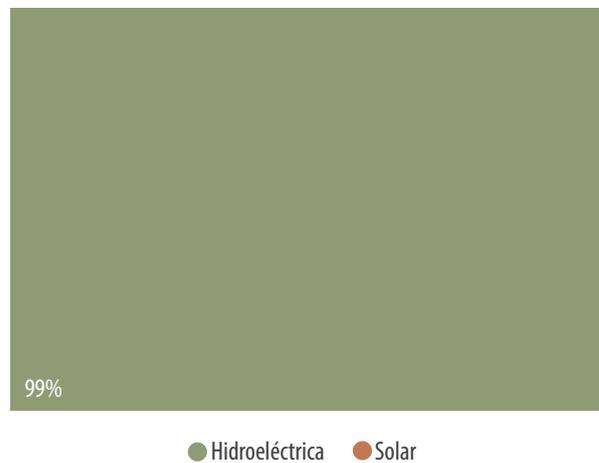
Paraguay invertirá un total de USD 2,5 mil millones a 2030. De los cuales, USD 2 mil millones se invertirán en generación (90 % en nuevas plantas y 10 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,5 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.77. Inversión total: USD 2,5 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



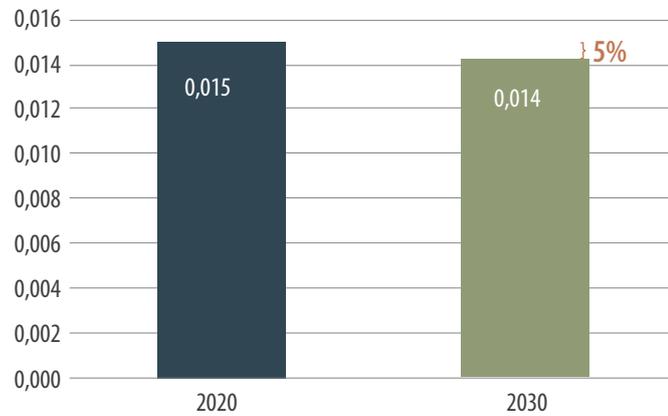
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 1,8 mil millones en centrales hidroeléctricas, y USD 6 millones en plantas solares. En términos de capacidad, Paraguay invertirá 568 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.78. Inversión en nueva capacidad: 568 MW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Paraguay reducirá en 5 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

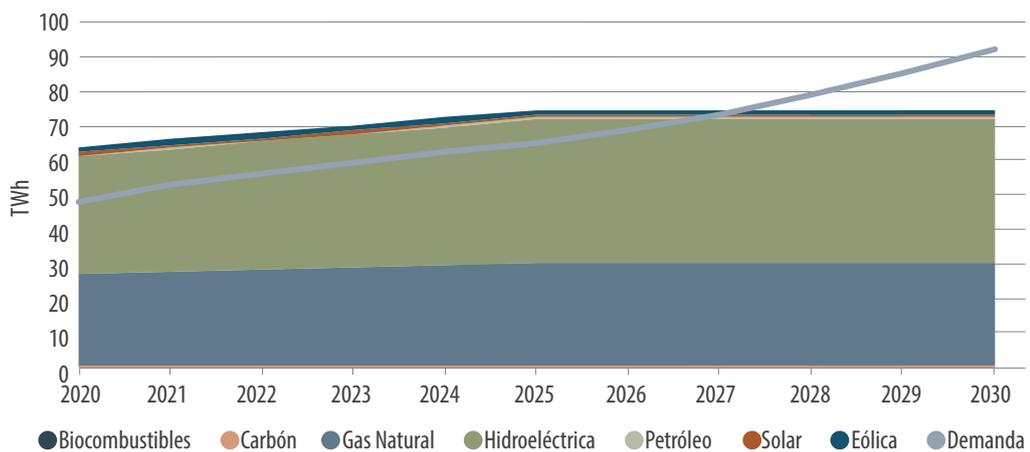
Ilustración C.79. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.21 Perú

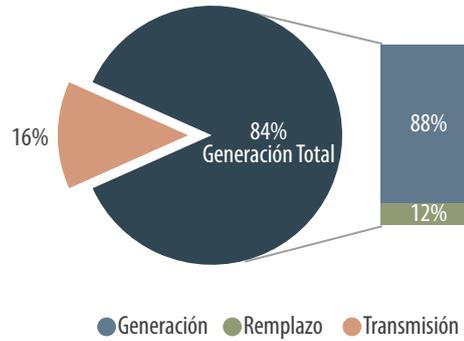
La demanda de electricidad en Perú incrementará 6,8 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 92 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 56,1 % de hidroeléctrica; 39,8 % de gas natural; 2,3 % de eólica; 1,1 % de solar; y, 0,4 % de biocombustibles. La participación de la energía hidroeléctrica en 2030 incrementará 2 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020. Mientras que la participación del gas natural disminuirá 2 pp.

Ilustración C.80. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



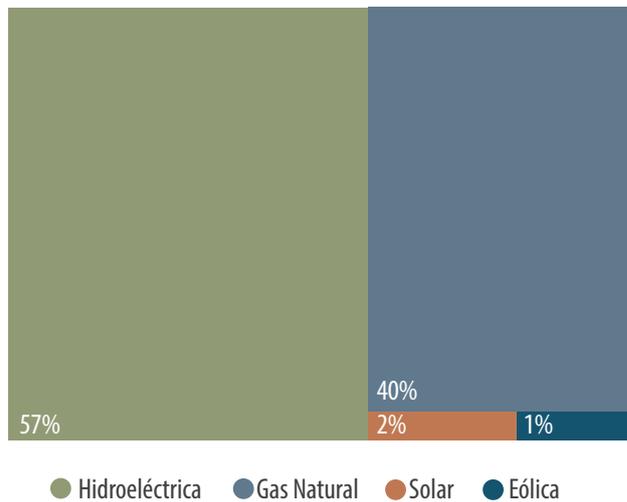
Perú invertirá un total de USD 11,1 mil millones a 2030. De los cuales, USD 9,4 mil millones se invertirán en generación (88 % en nuevas plantas y 12 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 1,7 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.81. Inversión total: USD 11,1 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



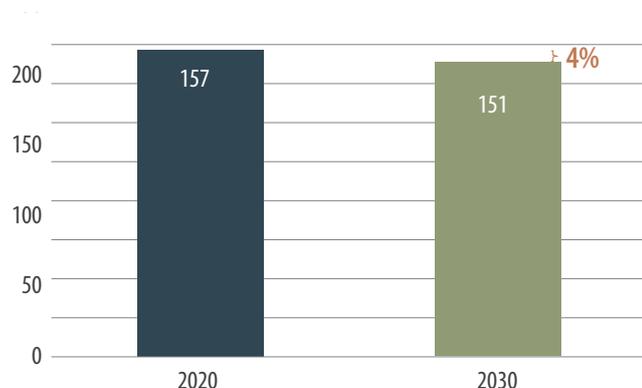
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 7 mil millones en centrales hidroeléctricas, USD 1,2 mil millones en gas natural, USD 61 millones en plantas eólicas, USD 38 millones en plantas solares, USD 31 millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 5 millones en plantas térmicas a base de carbón y USD 4 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, Perú invertirá 3,7 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.82. Inversión en nueva capacidad: 3,7 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Perú reducirá en 4 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

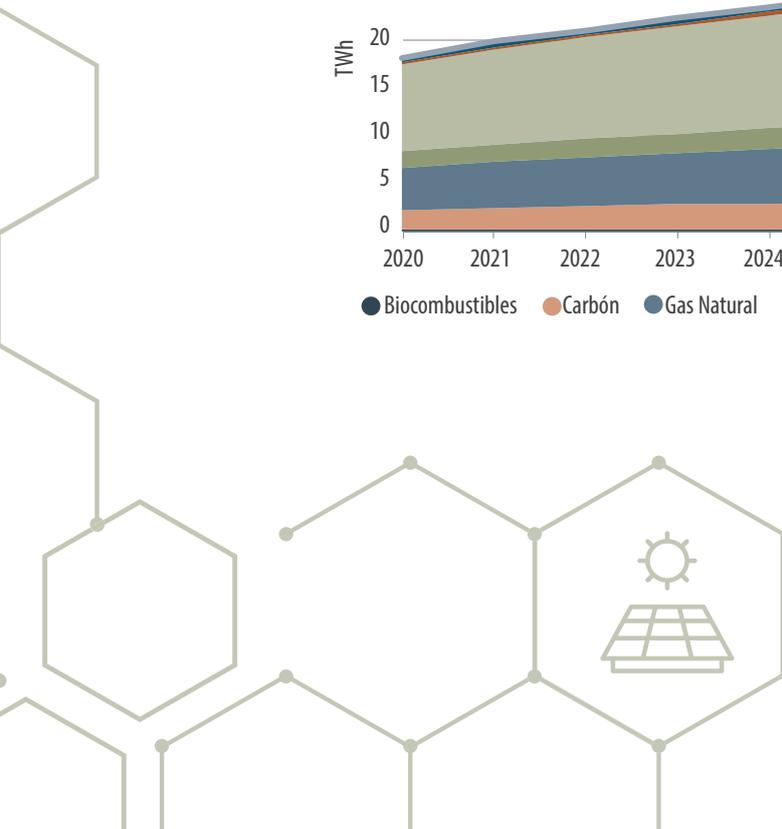
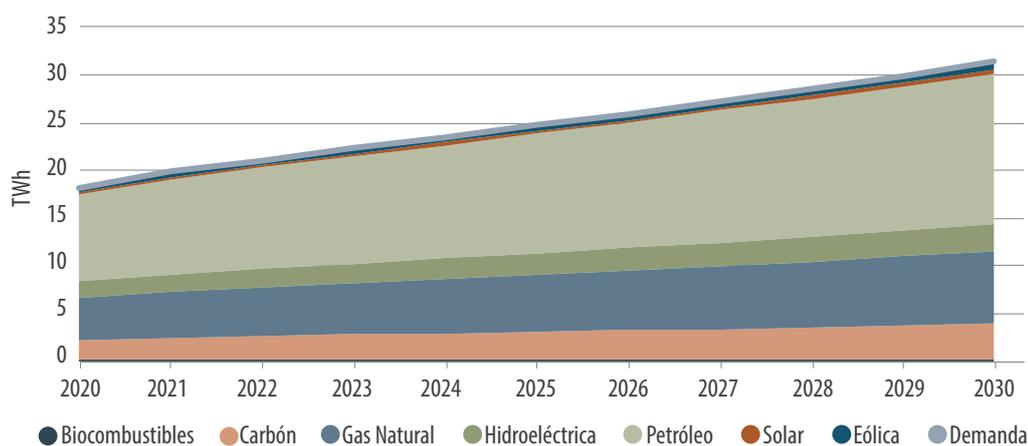
Ilustración C.83. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.22 República Dominicana

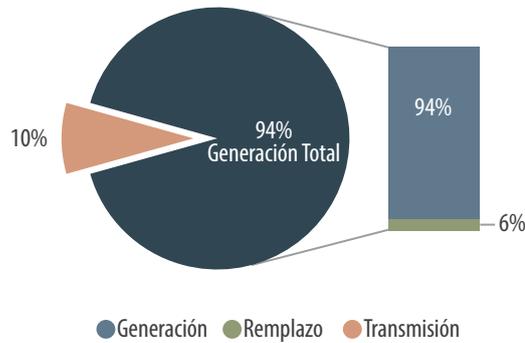
La demanda de electricidad en República Dominicana incrementará 5,6 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 31 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 50 % de petróleo; 24 % de gas natural; 12 % de carbón; 9 % de hidroeléctrica; 3 % de eólica; 1 % de solar; y, 1 % de biocombustibles.

Ilustración C.84. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



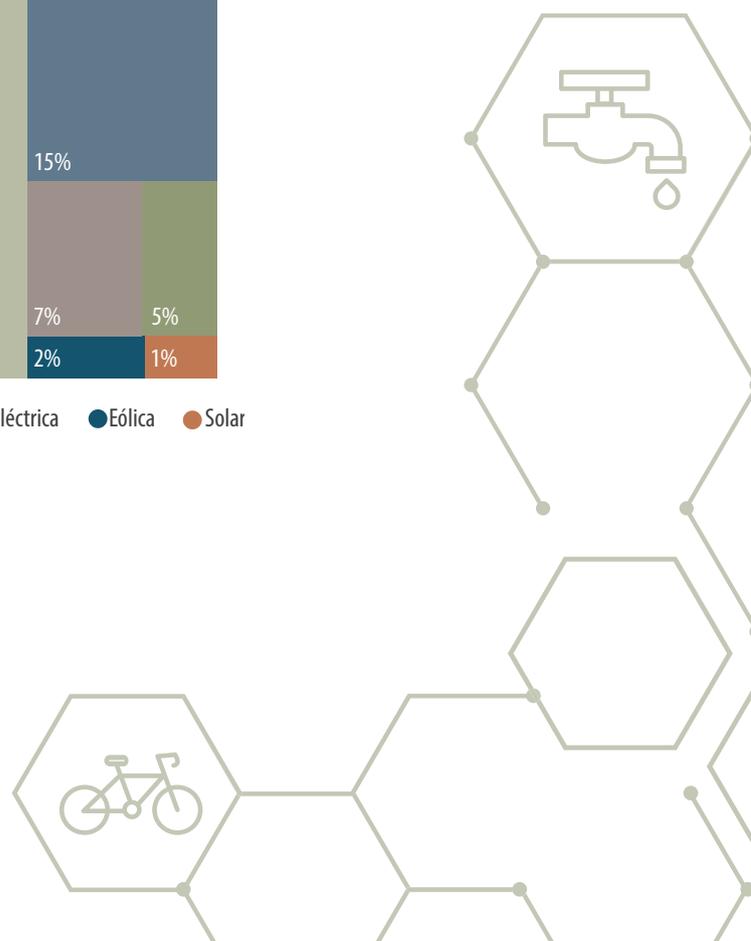
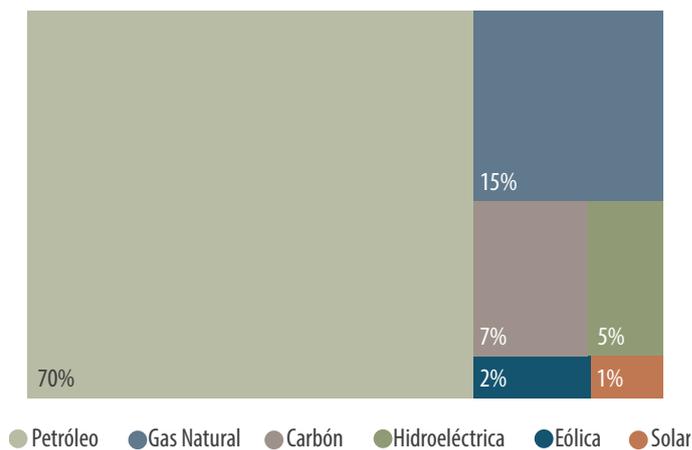
República Dominicana invertirá un total de USD 5,3 mil millones a 2030. De los cuales, USD 4,8 mil millones se invertirán en generación (94 % en nuevas plantas y 6 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,5 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.85. Inversión total: USD 5,3 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



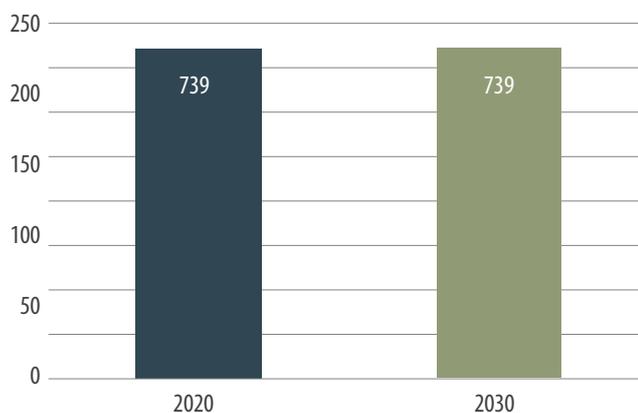
De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 2,5 mil millones en plantas térmicas a base de petróleo, USD 700 millones en centrales hidroeléctricas, USD 606 millones en plantas térmicas a base de carbón, USD 552 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 99 millones en plantas eólicas, USD 47 millones en plantas solares, y USD 26 millones en plantas térmicas a base de biocombustible. En términos de capacidad, República Dominicana invertirá 4,5 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.86. Inversión en nueva capacidad: 4,5 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, República Dominicana mantendrá su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

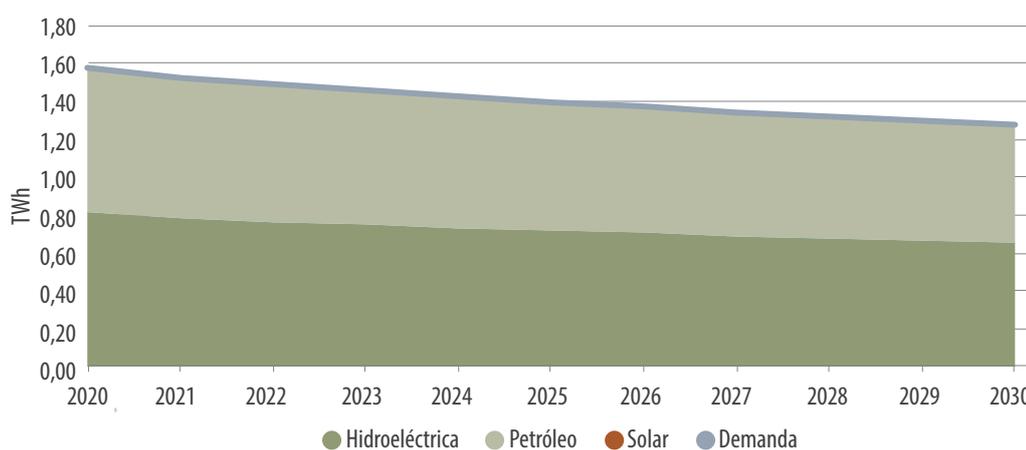
Ilustración C.87. *Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)*



7.3.23 Surinam

La demanda de electricidad en Surinam disminuirá -2,14 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 1,27 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 51,31 % de hidroeléctricas, 48,20 % de petróleo, y 0,49 % de solar.

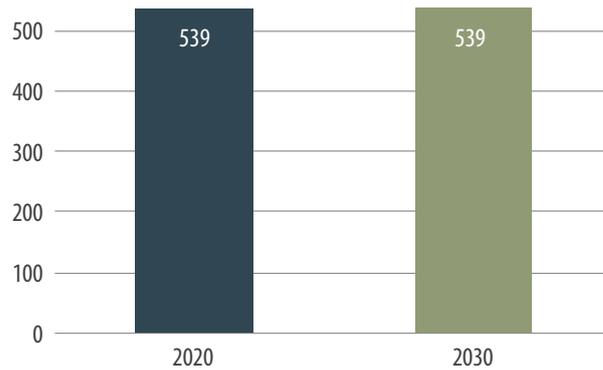
Ilustración C.88. *Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)*



Surinam invertirá un total de USD 116,33 millones a 2030. De los cuales, USD 116,33 mil millones se invertirán en generación (0 % en nuevas plantas y 100 % en reemplazo de las ya existentes).

En cuanto a sus emisiones, Surinam no reducirá su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

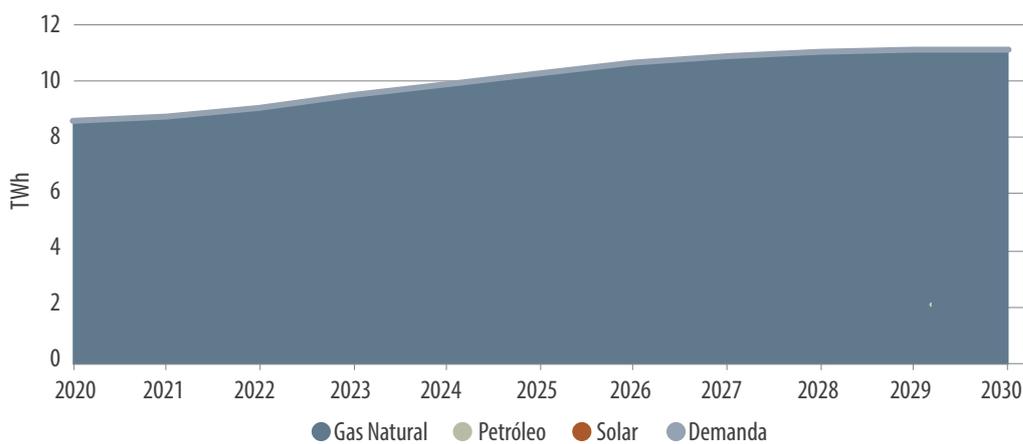
Ilustración C.89. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.24 Trinidad y Tobago

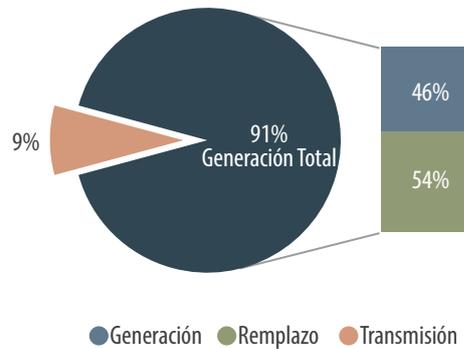
La demanda de electricidad en Trinidad y Tobago incrementará 2,6 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 11 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá 99,58 % de gas natural, 0,37 % de petróleo y 0,05 % de solar.

Ilustración C.90. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



Trinidad y Tobago invertirá un total de USD 1,07 mil millones a 2030. De los cuales, USD 970,92 millones se invertirán en generación (46 % en nuevas plantas y 54 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 98,73 millones en líneas de transmisión.

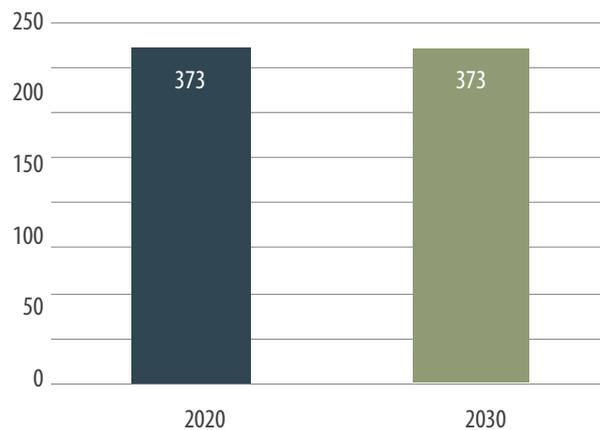
Ilustración C.91. Inversión total: USD 1,07 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 440 millones en plantas térmicas a base de gas natural, USD 3,54 millones en plantas térmicas a base de petróleo y USD 0,39 millones en plantas solares. En términos de capacidad, Trinidad y Tobago invertirá 535 MW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

En cuanto a sus emisiones, Trinidad y Tobago mantendrá su intensidad, medido como tCO_2/GWh para 2030.

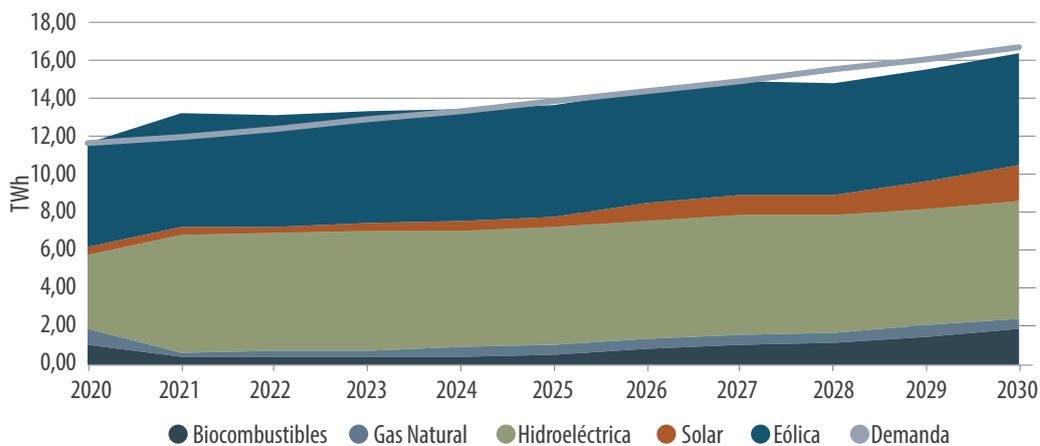
Ilustración C.92. Intensidad de emisiones (tCO_2/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)



7.3.25 Uruguay

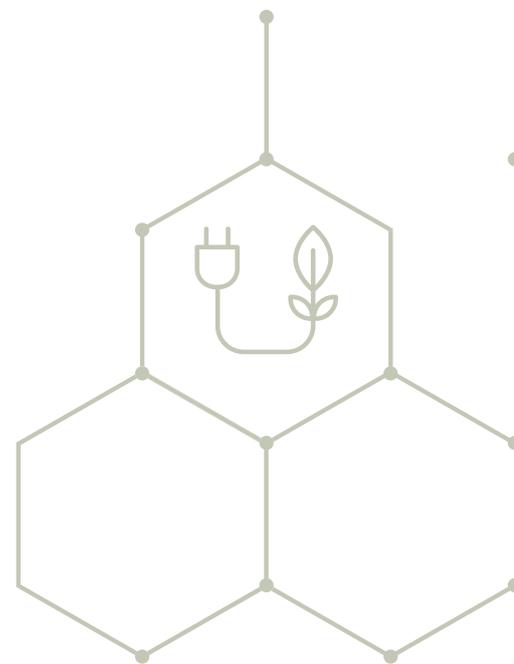
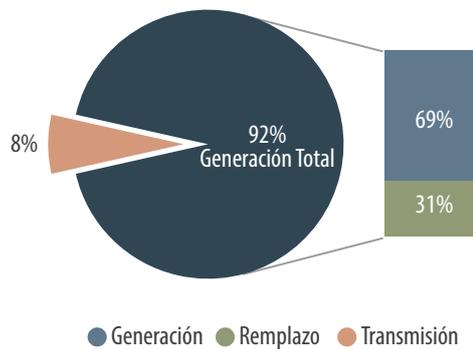
La demanda de electricidad en Uruguay incrementará 3,7 % en promedio anual hasta 2030. El país demandará 17 TWh en 2030. La matriz de generación en 2030 se compondrá: 37,6 % de hidroeléctricas; 36 % de eólica; 11,6 % de solar; 11,65 % de biocombustibles; y, 3,2 % de gas natural. La participación de gas natural en 2030 incrementará 8 puntos porcentuales (pp.) respecto a su participación en la matriz de 2020, las hidroeléctricas 4 pp., y biocombustibles 3 pp. Mientras que la participación de energía eólica disminuirá 11 pp. y la de gas natural 4 pp.

Ilustración C.93. Demanda y oferta de electricidad, proyección 2020-2030. (elaboración propia)



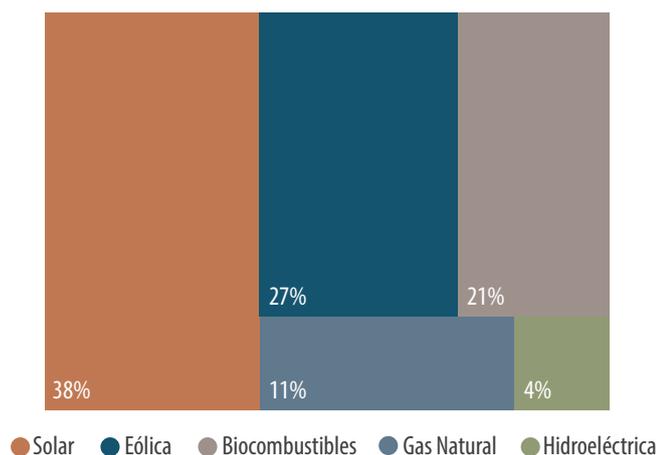
Uruguay invertirá un total de USD 2,60 mil millones a 2030. De los cuales, USD 2,41 mil millones se invertirán en generación (69 % en nuevas plantas y 31 % en reemplazo de las ya existentes), y USD 0,19 mil millones en líneas de transmisión.

Ilustración C.94. Inversión total: USD 2,60 mil millones, 2020-2030. (elaboración propia)



De la inversión total en nuevas plantas de generación, el país invertirá aproximadamente USD 510 millones en plantas solares, USD 463 millones en plantas eólicas, USD 328 millones en plantas térmicas a base de biocombustible, USD 216 millones en centrales hidroeléctricas, y USD 144 millones en plantas térmicas a base de gas natural. En términos de capacidad, Uruguay invertirá 1,6 GW en nueva capacidad a lo largo de la década de 2020-2030.

Ilustración C.95. Inversión en nueva capacidad: 1,6 GW, 2020-2030. (elaboración propia)



En cuanto a sus emisiones, Uruguay reducirá en 54 % su intensidad, medido como tCO₂/GWh para 2030.

Ilustración C.96. Intensidad de emisiones (tCO₂/GWh), 2020 vs 2030. (elaboración propia)

