

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03000

Impacto económico de la transición energética en Ecuador

Rafael Soria

Daniel Villamar

Pedro Rochedo

Banco Interamericano de Desarrollo

Departamento de Países del Grupo Andino

Sector de Infraestructura y Energía

Septiembre 2024

Impacto económico de la transición energética en Ecuador

Rafael Soria

Daniel Villamar

Pedro Rochedo

Banco Interamericano de Desarrollo

Departamento de Países del Grupo Andino

Sector de Infraestructura y Energía

Septiembre 2024

Catalogación en la fuente proporcionada por la

Biblioteca Felipe Herrera del

Banco Interamericano de Desarrollo

Soria, Rafael.

Impacto económico de la transición energética en Ecuador / Rafael Soria, Daniel Villamar, Pedro Rochedo.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3000)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Energy policy-Ecuador. 2. Renewable energy sources-Ecuador. 3. Energy development-Environmental aspects-Ecuador. 4. Electric power consumption-Ecuador. 5. Sustainable transportation-Ecuador. 6. Carbon dioxide mitigation-Ecuador. I. Villamar, Daniel. II. Rochedo, Pedro. III. Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento de Países del Grupo Andino. IV. Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Energía. V. Serie.

IDB-TN-3000

Palabras clave: Descarbonización, transición energética, transporte, energías alternativas.

Códigos JEL: Q42, Q54, Q58, O13, R41.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2024 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. 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 Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). 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 y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Nota técnica: Impacto económico de la transición energética en Ecuador

Autores:

Rafael Soria: Institute for Energy and Materials, Universidad San Francisco de Quito USFQ

Daniel Villamar: Institute for Energy and Materials, Universidad San Francisco de Quito USFQ

Pedro Rochedo: Universidade Federal Do Rio de Janeiro UFRJ

Fecha: 02/09/2024

Resumen

Esta nota técnica contextualiza la situación del sector energético, incluyendo el transporte, en Ecuador. También se presenta una síntesis de un ejercicio de prospectiva energética a 2050, en varios escenarios, usando la herramienta de planificación integrada ELENA [1]. Fueron analizados tres escenarios: Políticas Actuales, Desarrollo Sostenible y Descarbonización Profunda a 2050. Los resultados e implicaciones de este ejercicio de modelación son presentados y discutidos. Finalmente, existe un apartado para exponer las conclusiones extraídas de este estudio y las posibles políticas públicas que se podrían implementar para promover una transición energética en Ecuador.

1. Introducción

Los ciudadanos conscientes de la urgencia de mitigar el cambio climático global analizan como un imperativo la necesidad de replantear el desarrollo futuro con una visión de eficiencia en el uso de recursos naturales, con menor impacto ambiental. El sector energético está fuertemente ligado al desarrollo económico y por esto se requiere una transición energética capaz de desvincular el uso de energía de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). En las últimas décadas, el desarrollo global y en gran escala de paneles solares fotovoltaicos y turbinas eólicas han permitido reducir sus costos de fabricación, volviéndolos más competitivos.

La generación eléctrica a partir de fuentes energéticas renovables es indispensable para la transición energética, ya que la electrificación de los consumos energéticos en los distintos sectores se presenta como una de las soluciones transversales para la descarbonización nacional. El transporte terrestre, por ejemplo, que es uno de los sectores más contaminantes y que enfrenta importantes barreras para avanzar hacia la transición, tiene en la electrificación una medida clave para mitigar el cambio climático, que deberá ser acompañada de una reducción del transporte motorizado individualizado. Este panorama se repite en todos los sectores que consumen energía. Cada sector tiene un abanico de tecnologías que le permiten aumentar la eficiencia en el uso de energías u otros métodos para abatir emisiones. Para

determinar caminos de descarbonización adecuados se debe evaluar alternativas de desarrollo. Por este motivo, el objetivo de este estudio es modelar escenarios de descarbonización de la matriz energética de Ecuador, y estimar su impacto en la economía nacional al año 2050.

Los escenarios modelados recogen diferentes evoluciones de las principales fuerzas de cambio (*drivers*) que determinan la transición energética en Ecuador y en la región. La narrativa de estos escenarios fue definida en conjunto entre el equipo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el equipo técnico de cada uno de los países de la Comunidad Andina, incluyendo el equipo USFQ que modela Ecuador. Los escenarios seleccionados están inspirados en los formulados por la Agencia Internacional de Energía, en su publicación *World Energy Outlook 2021* [2].

2. Contexto energético nacional

El desarrollo energético en Ecuador está moldeado por dos ejes: su trayectoria como país petrolero, y el desarrollo de su sector eléctrico con el aprovechamiento de recursos renovables. Ecuador aún mantiene una gran dependencia económica a su industria petrolera, cuya infraestructura de explotación se despliega mayoritariamente en la región amazónica. El petróleo de la Amazonía es de dos clases: el crudo Napo, con un grado API entre 18° y 19°, y el crudo Oriente, con un grado API de aproximadamente 24°. Existe un campo en la región Costa que produce un petróleo ligero, pero su producción se considera marginal.

En la producción nacional, el crudo Oriente representa el 70%, mientras que el crudo Napo es aproximadamente el 30% restante y el crudo ligero de la península de Santa Elena bordea el 0,5%. Estudios revelan que la era petrolera de Ecuador podría iniciar su fin en los próximos años ya que el pico máximo de producción ya fue alcanzado (para las reservas y recursos conocidos a la fecha) y la producción anual ya declina progresivamente, lo cual a su vez se ve afectado por la falta de inversión y condiciones habilitantes para nueva exploración y puesta en marcha de nuevos pozos de producción, que permitan incrementar el volumen de reservas probadas [3].

Hasta diciembre 2021, la empresa pública de petróleos Petroecuador estimó las reservas totales de crudo (3P) en 2.061,0 millones de barriles (MMbbls) y en 425.794,0 millones de pies cúbicos (MMft³) sus reservas totales (3P) de gas natural [4]. La recuperación secundaria de crudo es aún incipiente, pero será necesaria si se quiere aumentar el factor de recobro en los campos maduros. Una tercera parte del crudo producido es refinada en Ecuador para abastecer el consumo local de derivados, mientras que el resto se exporta. La economía de Ecuador se basa en un modelo primario exportador donde el petróleo juega un papel fundamental en la balanza comercial. En 2021 la exportación de crudo representó un tercio de las exportaciones del país [5].

Por otro lado, la generación eléctrica en Ecuador ha tenido una historia compartida principalmente entre un origen fósil y un origen hídrico. El *boom* petrolero de los años setenta se reflejó en una generación

térmica importante que, desde los años ochenta, se complementó con la generación hídrica. En la actualidad, el abanico de tecnologías que componen la generación eléctrica incluye algunas alternativas para aprovechar las fuentes energéticas renovables, como la solar, la eólica y la biomasa; sin embargo, la generación termoeléctrica a partir de combustibles fósiles y la hidroenergía suministran más del 98% de la electricidad del país [6].

Desde 2007, un renovado interés por alcanzar una matriz energética robusta y limpia impulsó una ola de inversión en hidroenergía. En 2020, la capacidad efectiva instalada en Ecuador era de 2984 MW para centrales térmicas, 5064 para centrales hidroeléctricas y 48 MW de renovables no convencionales [7]. En un año con condiciones hídricas favorables, como 2021, la generación hidroeléctrica representó 90% de la generación eléctrica total [6]. Sin embargo, debido al carácter variable de las tecnologías renovables y su ubicación geográfica, su expansión demanda también de la operación de centrales térmicas flexibles, opciones de almacenamiento de energía (en diversas formas) y expansión de los sistemas de transmisión y distribución, incluyendo el fortalecimiento de las interconexiones con los países vecinos. Estas inversiones no se han materializado en la última década, lo que, sumado a una hidrología muy seca y otras falencias gerenciales, explica la crisis eléctrica de 2023, cuando el país sufrió fuertes racionamientos.

Analizando desde los sectores de consumo energético, los sectores residencial y comercial están altamente electrificados y existen políticas que buscan aumentar el uso de electricidad como remplazo del gas licuado de petróleo (GLP), utilizado en cocción y calentamiento de agua. En la industria, 40% de la energía utilizada es eléctrica, existiendo un margen importante para aumentar la electrificación.

Por otro lado, como en muchos países, uno de los sectores de alto consumo energético y con un alto nivel de emisiones es el transporte. Este es un sector totalmente dominado por combustibles fósiles y, por lo tanto, uno de los sectores con mayor potencial para reducir emisiones de GEI, a la par de que mejore el servicio de transporte público, que reduzca la accidentabilidad, etc. En Ecuador, el transporte es casi exclusivamente terrestre, por carretera. El segmento de carga representa el 64% del consumo energético del sector transporte, que representa aproximadamente el 50% del total de consumo energético del país. Por este gran consumo, el diésel y la gasolina representan, cada uno, cerca de 30% del consumo en la matriz energética nacional. Existen algunas iniciativas recientes para reducir las emisiones en algunas ciudades como es el caso del tranvía en Cuenca o el metro en Quito. Sin embargo, el parque vehicular demuestra un crecimiento rápido, aumentando en 70% en la última década.

3. Supuestos de modelaje y escenarios

3.1 Modelo ELENA

En este trabajo, usamos una aplicación de la plataforma MESSAGE [8,9], denominada ELENA (*Ecuador Land Use and Energy Network Analysis model*) [1,10], que modela de forma *bottom-up* las cadenas de transformación de energía del sistema energético de Ecuador, tanto en el año base (2015), como su evolución a 2050, sujeto a las consideraciones macroeconómicas y políticas (*top-down*) de los escenarios seleccionados. Una estructura simplificada del modelado de la cadena de conversión de energía y usos de suelo en ELENA se presenta en la **Error! Reference source not found..**

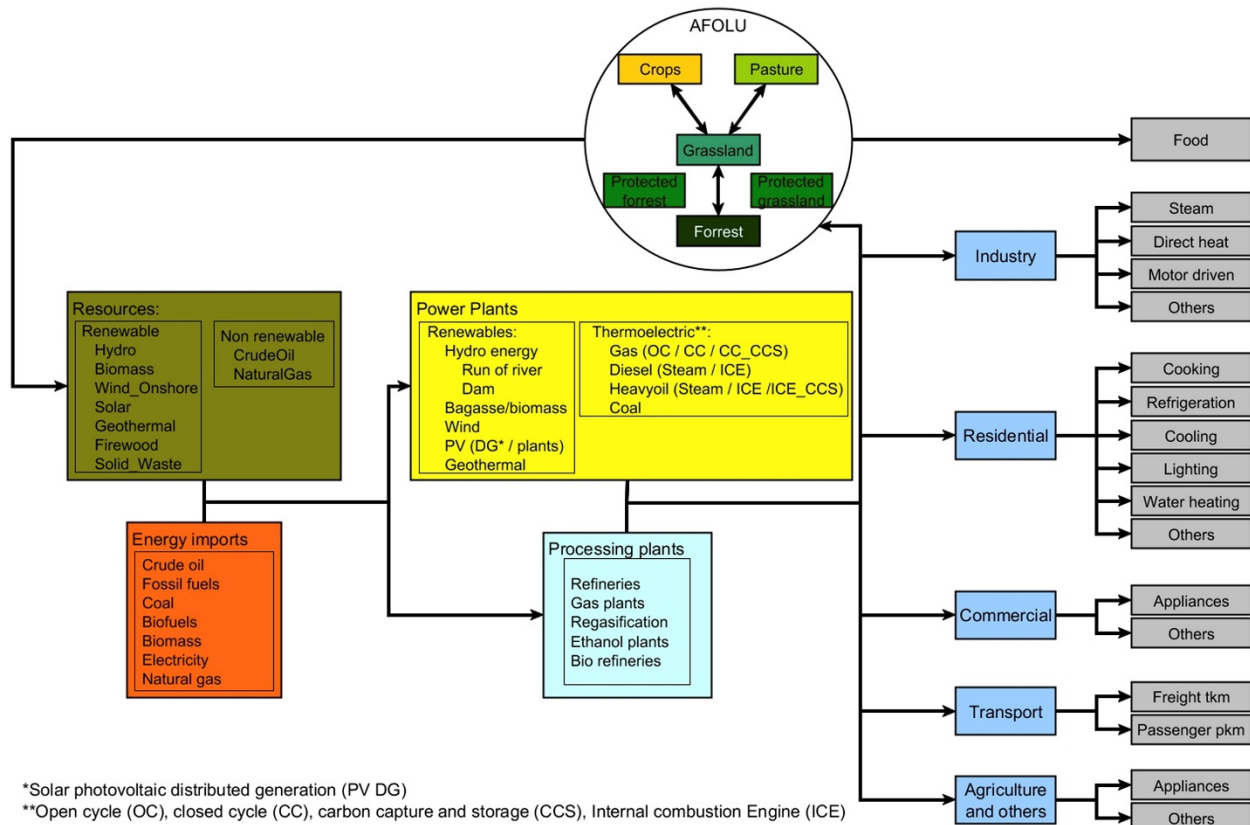


Figura 1: Representación de la cadena de conversión del sistema de energía y uso del suelo en el modelo ELENA [1]

El modelo ELENA se desarrolló con el apoyo técnico de la Universidad Federal de Río de Janeiro en Brasil durante el proyecto *Deep Decarbonization Pathways Project in Latin America and the Caribbean* (DDP-LAC), financiado por el BID en 2018. La herramienta se usa para evaluar escenarios de largo plazo de evolución de la matriz energética de Ecuador. Permite evaluar la expansión del sistema energético, posibles cambios en los usos del suelo y la evolución de las emisiones de GEI hasta 2050. Es un modelo integrado de optimización, que toma en cuenta la cadena completa de conversión de

energía, desde la energía primaria hasta la útil¹, en cada uno de los sectores económicos, y se minimiza el costo total de expansión del sistema hasta el final del horizonte de estudio (*perfect foresight*), sujeto a las restricciones de cada escenario. ELENA también modela el sistema de usos del suelo; calcula los cambios en los usos del suelo según una demanda alimentaria y según los escenarios de deforestación/reforestación hasta el 2050. Las demandas de energía útil y de alimentos, así como los escenarios de deforestación y reforestación se calculan de manera exógena. Algunos de los resultados entregados por el modelo son la evolución de la matriz energética desagregada por sectores de consumo final y la evolución de las emisiones de GEI hasta 2050.

3.2 Descripción de los escenarios evaluados

El ejercicio de modelado para Ecuador consideró tres escenarios, cuyas características y supuestos generales se presentan a continuación:

- **Base:** Es un escenario tendencial que mantiene la estructura conocida hasta 2020 y no hay cambios estructurales al 2050. Es un escenario de expansión guiado por la optimización de mínimo costo total del modelo ELENA, sujeto a restricciones que incorporan las políticas en curso conocidas y limitación de recursos naturales, etc. Los consumos crecen con los principales *drivers* explicados en la sección 3.3.
- **Políticas Actuales (APS):** Su narrativa está inspirada en la del escenario de Compromisos Anunciados (APS, del inglés *Announced Pledges Scenario*) [1], que asume que todos los compromisos climáticos asumidos por los gobiernos de todo el mundo, incluidas las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) y los objetivos de emisiones netas cero a largo plazo, se cumplirán en su totalidad y a tiempo. Para el caso de Ecuador, este escenario incluye las políticas gubernamentales anunciadas por el país, como su primer NDC incondicional; es decir, se trata de una descarbonización cuya velocidad de implementación y nivel de ambición climática responde a las actuales circunstancias nacionales de financiamiento, institucionalidad y marco legal, a lo cual el país se comprometió incondicionalmente.
- **Energía para Neto Cero en 2070 (SDS):** Contiene una narrativa inspirada en la del escenario de Desarrollo Sostenible (SDS, del inglés *Sustainable Development Scenario*) [1], que considera que los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas relacionados con energía -acceso universal a la energía y las principales mejoras en la calidad del aire- se cumplan en el largo plazo. En este escenario se alcanza las emisiones globales de CO₂ netas cero hasta 2070

¹ Energía útil o servicio energético, se refiere a la forma de energía que realmente se usa en cada sector de consumo para atender demandas: iluminación, refrigeración, calefacción, cocción, fuerza motriz, pasajero-kilómetro (PKM) en transporte de pasajeros, tonelada-kilómetro (TKM) en transporte de carga, etc. Formas de energía primaria y secundarias (aquellas que sufrieron transformaciones), pueden ser aprovechadas en los sectores de consumo final para atender necesidades de energía útil.

como máximo. Es un escenario de descarbonización que supone mayor velocidad y esfuerzo en comparación con el de políticas actuales, considerando las circunstancias nacionales. Aplicado al contexto nacional, este escenario considera la contribución a la mitigación del sector energético ecuatoriano con el objetivo de alcanzar emisiones netas de CO2 cero a nivel nacional en 2070.

- **Energía para Neto Cero en 2050 (NZE):** Está inspirado en el escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (NZE, del inglés *Net Zero Emissions by 2050*) de [1], que establece un camino estrecho, pero alcanzable, para que el sector energético mundial alcance los ODS relacionados con energía (antes mencionados), y alcance las emisiones globales de CO2 netas cero hasta 2050 como máximo. Es el escenario más ambicioso de descarbonización. Un escenario así, para Ecuador, analiza la contribución que debe hacer el sector energético con el objetivo de alcanzar emisiones de CO2 netas cero a nivel nacional en 2050.

Dado que en ELENA se modela los sectores de Energía (que incluye a transporte, residencial, comercial, industrial, no especificados, y autoconsumo del sector energético), Agricultura (que incluye agrícola y pecuaria) y USCUS (Usos del Suelo, Cambio en los Usos del Suelo y Silvicultura), se puede argumentar que la mayor parte de las emisiones nacionales fueron modeladas, solo quedando afuera las de los sectores Residuos (sólidos y líquidos) y Procesos Industriales (emisiones que no provienen de la combustión, provienen de reacciones químicas durante los procesos industriales). Por ello, los escenarios “Energía para Neto Cero”, son una buena aproximación de lo que sería un escenario “Neto Cero Nacional”.

a3.3 Supuestos de modelaje

3.3.1 Los *drivers* macroeconómicos

Las fuerzas de cambio de tipo macroeconómico, o también llamadas *drivers*, determinan la evolución de los consumos energéticos de los sectores modelados en ELENA. La proyección de estos indicadores es igual en todos los escenarios, lo que garantiza que el nivel de consumo de energía útil sea el mismo. Se determinó que para 2050 el PIB alcanzaría un valor de 192.410 millones USD y la población sería de 22.27 millones de habitantes.

Se considera que la demanda de sectores como transporte de pasajeros y residencial estará ligada al crecimiento poblacional, mientras que para sectores como el comercial o el transporte de carga la evolución será marcada por el crecimiento del PIB. Además de estos parámetros, transversales a varios sectores del modelo, la evolución en cada sector es también delineada por ciertas restricciones relacionadas con disponibilidad de recursos naturales o con tendencias históricas.

3.3.2 Transporte

En un escenario de Políticas Actuales se mantendría la tendencia de individualización del transporte, así como la del crecimiento de la distancia recorrida. Esta tendencia solo se rompe en el escenario **Neto**

Cero 2050, donde se considera un crecimiento del transporte no motorizado, que alcanzaría un 10% de los viajes realizados. Además, en el escenario Neto Cero 2050, se proyecta un incremento en la ocupación vehicular de 8% para autos, 43% para buses y 9% para motos. En el mismo escenario también existiría una reducción de las distancias medias recorridas de 15%, 8% y 36% en transporte de pasajeros para autos, motos y buses, respectivamente. En el segmento de carga, una mayor eficiencia del transporte se lograría con un aumento de la ocupación vehicular y un mejor aprovechamiento de la flota según su tamaño para el transporte de última milla. Esto iría de la mano con la implementación de “puertos secos” y estaciones centralizadas de acopio de carga. El rol de un tren de carga en los escenarios de descarbonización ayudaría a reducir el transporte carretero de tipo mediano y pesado, cubriendo hasta un 10% del total de carga transportada en el largo plazo.

La electrificación del transporte será una medida clave para la descarbonización. Se espera que el precio de los autos eléctricos siga descendiendo para que en el mediano plazo puedan ser más competitivos, pero sin políticas favorables se supone que los autos de combustión seguirían dominando el mercado. Una mayor penetración de automóviles alternativos sería necesaria en un escenario de descarbonización, donde en 2050 podrían duplicar la cantidad de autos convencionales. Algo similar ocurriría en el segmento de transporte masivo, donde los buses con energía alternativa alcanzarían una penetración de 70%. Por otro lado, en el segmento de las motocicletas eléctricas de pequeño porte, donde los precios ya son competitivos ahora, se espera que sin ninguna política específica dominen el mercado en el mediano plazo. Esto ocurriría en todos los escenarios.

El etanol y el biodiesel incrementarían su participación en el transporte terrestre a través de las mezclas de biocombustible en el combustible fósil. Se trata de perfeccionar y profundizar iniciativas existentes, como la gasolina Ecopaís.

3.3.3 Industria

En los escenarios Base y de Políticas Anunciadas no hay variación en la electrificación de la Industria. Por el contrario, en la industria alimenticia y el segmento de “Otras Industrias” se prevé incrementar el uso de electricidad respectivamente en 6 y 11 puntos porcentuales para el escenario Neto Cero 2070, mientras que en el escenario más ambicioso el uso de energía eléctrica podría incrementar 7 puntos más.

La intensidad energética (energía consumida por unidad de producción física) en la industria se reduce un 12% en el escenario de Políticas Anunciadas gracias a la aplicación del Plan de Eficiencia Energética vigente.

Para los escenarios de descarbonización Neto Cero 2070 y Neto Cero 2050 se considera que se alcanzan altos estándares de eficiencia industrial hasta el final del horizonte, lo que reduciría en un 14%

el consumo energético de la mayoría de las industrias, exceptuando la industria minera, que está abriendo nuevas fronteras para la explotación en gran escala de metales.

Con respecto a la cogeneración industrial, en los escenarios Neto Cero 2070 y Neto Cero 2050, se plantea la implementación de 3.5 MW de cogeneración en la industria azucarera y de palma africana.

Adicionalmente, para el escenario Neto Cero 2050, se plantea el uso complementario (co-incineración) de biomasa residual en los hornos de la industria cementera, remplazando hasta un 10% del combustible fósil.

3.3.4 Residencial

El escenario de Políticas Actuales ya plantea una electrificación de usos finales en calentamiento de agua y cocción: 65% y 11,5% de los hogares atenderían estos consumos con energía eléctrica. En un escenario moderado de descarbonización, como es el Neto Cero 2070, estos valores aumentarían a 100% y 30%.

En el escenario de descarbonización Neto Cero 2050, el uso de electricidad para cocción aumentaría a 50%. Esto sería posible gracias a campañas de concientización ambiciosas.

Para otros artefactos eléctricos se considera que hasta 2050 sus eficiencias energéticas mejorarían según las innovaciones que el mercado presenta anualmente. También se considera una mayor difusión de tecnologías eficientes en los hogares, lo que impactaría especialmente en un menor consumo eléctrico asociado a iluminación, refrigeración y aires acondicionados.

Finalmente, el escenario Neto Cero 2050 considera una reducción de la necesidad de iluminación y un uso más consciente de aires acondicionados.

3.3.5 Generación eléctrica

Para todos los escenarios se considera que el Plan Maestro de Electrificación se cumple hasta 2025. También se incluye el proyecto hidroeléctrico Santiago (2.400 MW) en los escenarios de descarbonización. El escenario Neto Cero 2050 alcanza 800 MW de fotovoltaico hasta 2050. La instalación de nuevas hidroeléctricas considera una curva de costos de capital creciente, mientras que para las ERNC se considera una curva de costos cuyos valores se reducen a futuro por efecto del aprendizaje tecnológico global, y de economías de escala y alcance.

3.3.6 Cambios de uso del suelo

El Sector de USCUS está integrado al modelo ELENA, junto a los sectores de energía y agricultura. Si bien USCUS no es necesariamente un sector de alto consumo energético, tiene un rol vital en mitigación si se consideran los bosques como un sumidero de carbono, y la deforestación como una actividad muy emisora de carbono. En los escenarios base y de políticas anunciadas se perdería aproximadamente 2,3 millones de hectáreas entre 2020 y 2050 debido a las altas tasas de deforestación bruta y las limitaciones para agregar más áreas boscosas primarias a programas de conservación de bosques. En el escenario de desarrollo sostenible SDS, la deforestación va reduciendo durante el periodo 2020- 2045, perdiendo solamente 400.000 hectáreas hasta 2045, y recuperando 300.000 hectáreas, en comparación al 2020. Mientras que, en el escenario más ambicioso de Neto Cero NZE, la deforestación alcanza su pico en 2040 cuando se habría perdido 1,2 millones de hectáreas en comparación a 2020, y luego se va recuperando bosque hasta estabilizar en 2050 en una pérdida de 600.000 hectáreas de bosque con respecto al valor de 2020.

4. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de los cuatro escenarios analizados.

4.1 Oferta local de energía

La Figura 2 presenta la oferta local de energía por tipo de energía primaria. Todos los escenarios atienden la demanda energética de una misma población, para alcanzar un mismo Producto Interno Bruto (PIB), hasta 2050. Pero, a pesar de ello, cada escenario requiere una diferente cantidad de energía hasta 2050 debido a las diferencias expuestas en las narrativas de evolución sectorial de cada escenario. Se debe enfatizar que la transición energética no se opone al incremento en el consumo energético ni al desarrollo económico, pues los escenarios contienen las mismas demandas de energía útil, pero estas son atendidas con otras formas de energía final y otras tecnologías. En los escenarios de descarbonización Neto Cero existe un desacople entre PIB y emisiones de GEI, debido al uso de energía renovable y mayor eficiencia energética. El escenario de mayor descarbonización es el que requiere mayor cantidad de energía total, debido a la baja eficiencia de las tecnologías renovables (solar FV, eólica y opciones de biomasa energética). La matriz de energía mantiene una alta dependencia al petróleo y sus derivados, que en su mayoría siguen siendo importados. En los escenarios de descarbonización se observa el aumento de biomasa energética y de hidroeléctrica. Sin embargo, incluso con un gran aprovechamiento de estas fuentes, en 2070 se requeriría en los escenarios SDS y NZE de un 63% y 45% de combustibles de origen fósil.

El gran despliegue de biomasa se debe a dos razones. Por un lado, se requiere plantaciones forestales comerciales que provean madera a plantas de biorrefinería, donde se produciría diésel avanzado,

biocombustible que reemplazaría al diésel fósil en el sector de transporte de carga pesada. Por otro lado, también se requiere algo de biomasa para abastecer plantas termoeléctricas renovables, principalmente basadas en calderas de biomasa para generar vapor que impulsaría turbinas de vapor, sin o con el módulo de captura y secuestro de CO2.

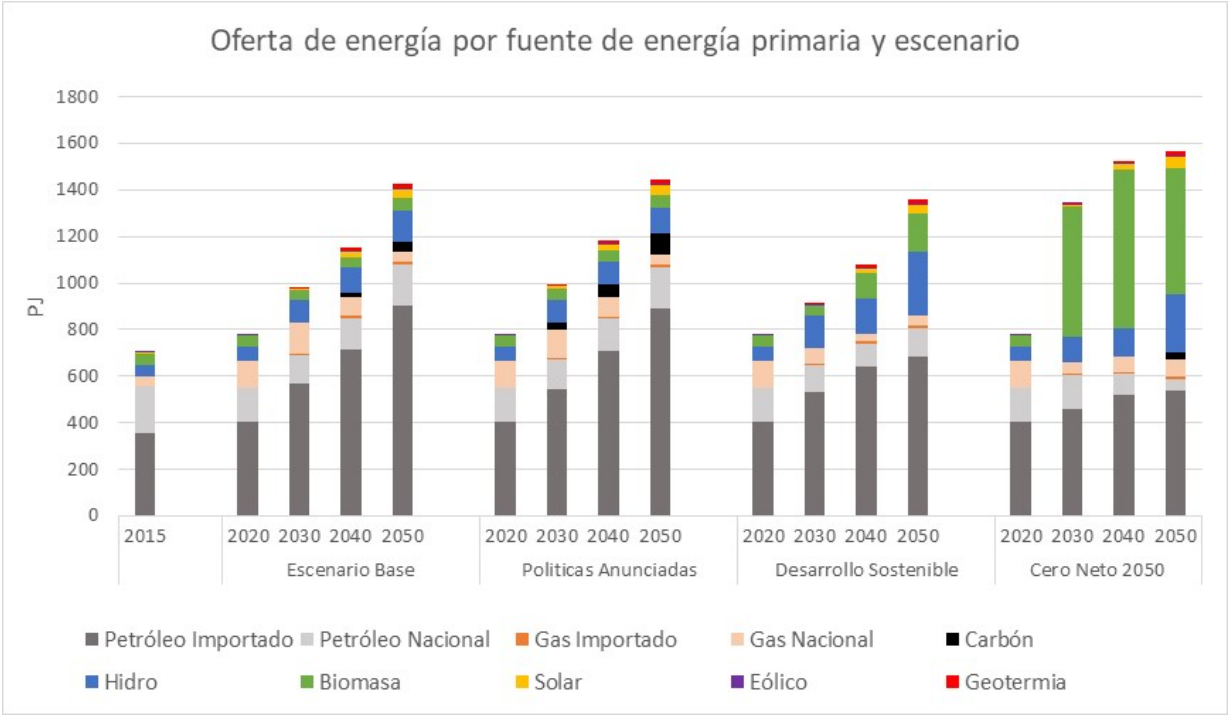


Figura 2: Evolución de la oferta local energética por fuente de energía primaria y escenario.

4.2 Consumo final de energía

La Figura 3 muestra la evolución en el consumo nacional de energía por tipo de energía primaria de origen. En 2015 el consumo fue de 524 PJ, mientras que en 2050 el consumo alcanza 998 PJ en el escenario APS, 1110 PJ en SDS, y 1384 PJ en NZE. Los combustibles fósiles continúan teniendo un papel preponderante, en APS estos representan 77% del consumo total en 2050, en cuanto esta relación representa 55% en SDS y 37,5% en NZE. Es evidente que escenarios de descarbonización requieren una remoción drástica de los combustibles fósiles; sin embargo, de los escenarios analizados se percibe que no es factible remover en su totalidad estos energéticos hasta 2050.

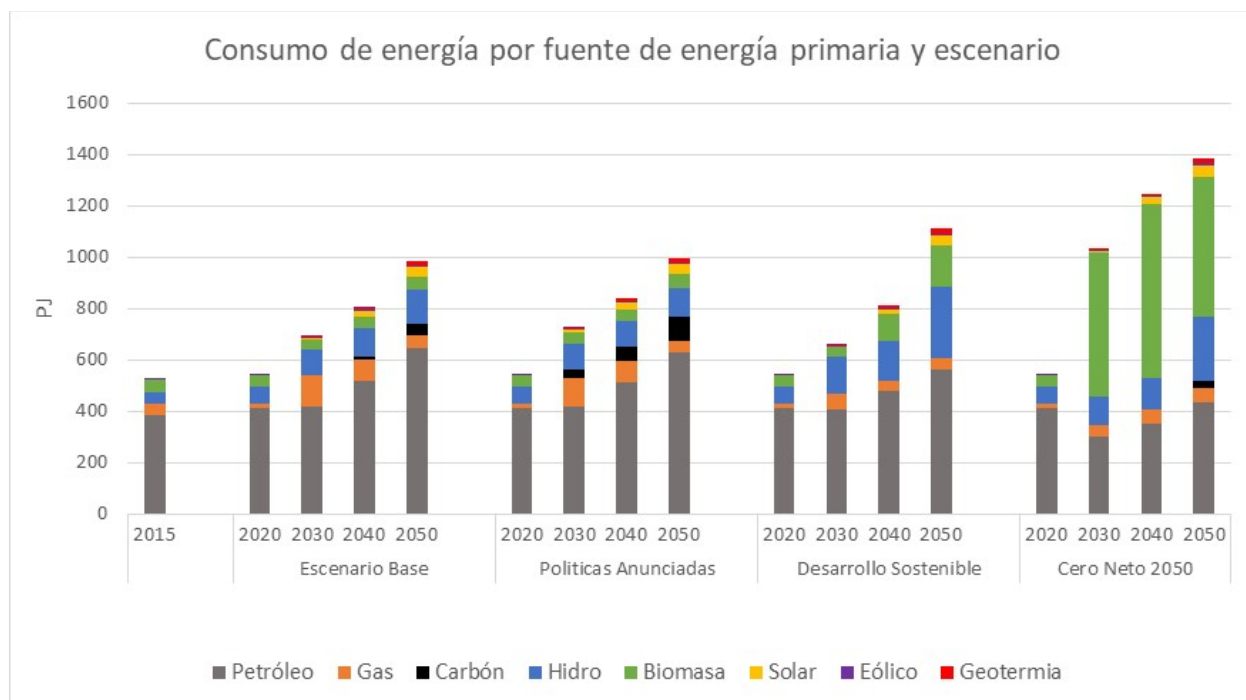


Figura 3: Evolución en el consumo de energía por tipo de energía primaria y escenario

La visión actual del futuro percibe la dificultad para sustituir combustibles fósiles en la industria energo-intensiva, que los usa para suplir necesidades de calor directo (hornos) y calor indirecto (calderas que producen vapor para procesos industriales). También es compleja la sustitución de derivados de petróleo en el transporte, especialmente en el transporte de carga pesada, donde debido a la geografía de Ecuador y a las distancias de viaje, la opción de electrificación muestra una penetración tímida en el largo plazo. A pesar de que el modelo ELENA cuenta con opciones tecnológicas basadas en hidrógeno, este combustible tampoco es escogido a gran escala como parte de la solución de mínimo costo.

Nuevamente se revela la importancia de la biomasa en la cadena de energía. En 2020 esta representaba apenas un 9% del consumo energético (leña, etanol de caña de azúcar, electricidad producida con biogás y con aceite de *jathrophas curcas*) [2]. En los escenarios de descarbonización, especialmente en NZE, la biomasa energética juega un papel fundamental para la transición. En NZE, en 2050, la biomasa energética atiende el 39% del consumo energético, alcanzando su mayor participación (54%) en 2040. Esta expansión tan importante en el uso de la biomasa debe ser mejor estudiada, considerando no solo la disponibilidad y la aptitud de superficie agrícola y de agua para estos cultivos energéticos, sino también los costos y beneficios desde una perspectiva social, ambiental y económica (empleo y renta) a nivel local y nacional.

Se debe analizar los incentivos perversos que podría generar un sector energético mal regulado donde la biomasa se perciba como un gran negocio. Superando las barreras y conflictos, la industria de biomasa

tiene potencial para dinamizar la economía y acelerar la transición energética. Escenarios de descarbonización de América Latina realizados por la OLADE también muestran a la biomasa energética (leña + biocombustibles) como un gran actor y pilar de la transición energética hasta 2050, por ejemplo, en 2050 se alcanzaría 34% en Brasil, 11% en México, 17% en Centro América, 14% en la Zona Andina, 17% en el Cono Sur, resultando en un total de 23% a nivel de América Latina y Caribe (ALC) [11].

4.3 Sector eléctrico

Como se mencionó, una de las posibles medidas de descarbonización que se visualiza es la electrificación de algunos sectores. Sin embargo, exigir una mayor participación eléctrica sin considerar las fuentes de esa generación y las tecnologías usadas puede llevar a un desplazamiento de emisiones de un sector a otro. Por lo descrito, se vuelve necesario analizar la evolución de la matriz eléctrica en los diferentes escenarios. La Figura 4 presenta la evolución de la matriz de generación eléctrica.

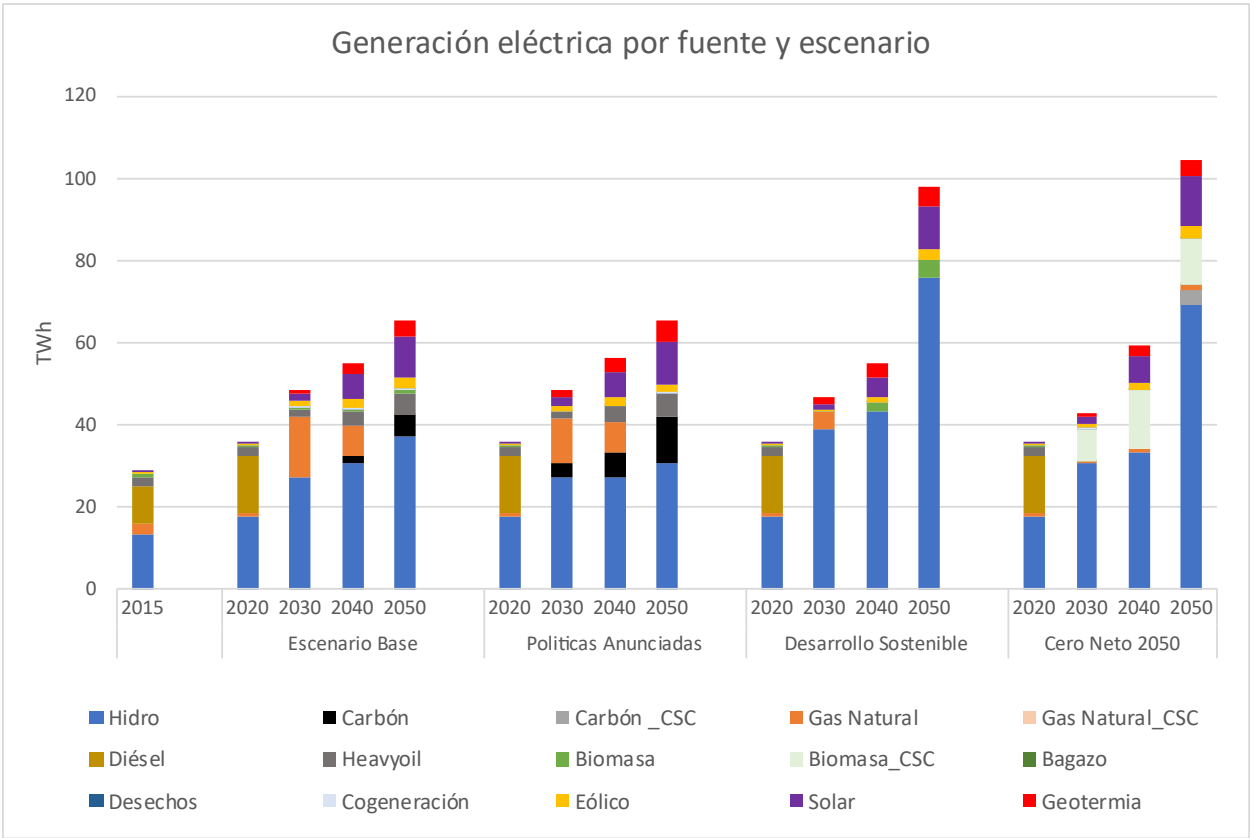


Figura 4: Generación eléctrica por fuente y escenario

Los escenarios que en 2050 tienen una mayor generación son el SDS con 98 TWh y NZE con 105 TWh. Se observa un despliegue similar de energías no convencionales como la solar, la eólica y la geotermia en todos los escenarios. La mayor diferencia que presentan los escenarios de descarbonización es un mayor aprovechamiento de electricidad de origen hidro. Además, en el escenario NZE destaca la

aparición de la tecnología de biomasa con captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés o CSC en español). Para este escenario, en 2050, la hidroenergía representa 66% de la generación, seguido de 10% de biomasa CCS y 18% de participación de la generación con energía renovable no convencional (ERNC). La Figura 5 presenta la capacidad instalada para generación eléctrica por fuente y escenario. Su composición es muy similar a la del gráfico de generación, por lo que no se abundará en detalles descriptivos. Se observa que inicialmente el sistema tiene una capacidad de 6 GW en 2015 y que para 2050 los escenarios APS, SDS y NZE alcanzan valores de 16,7 GW, 25,4 GW y 27,1 GW, respectivamente.

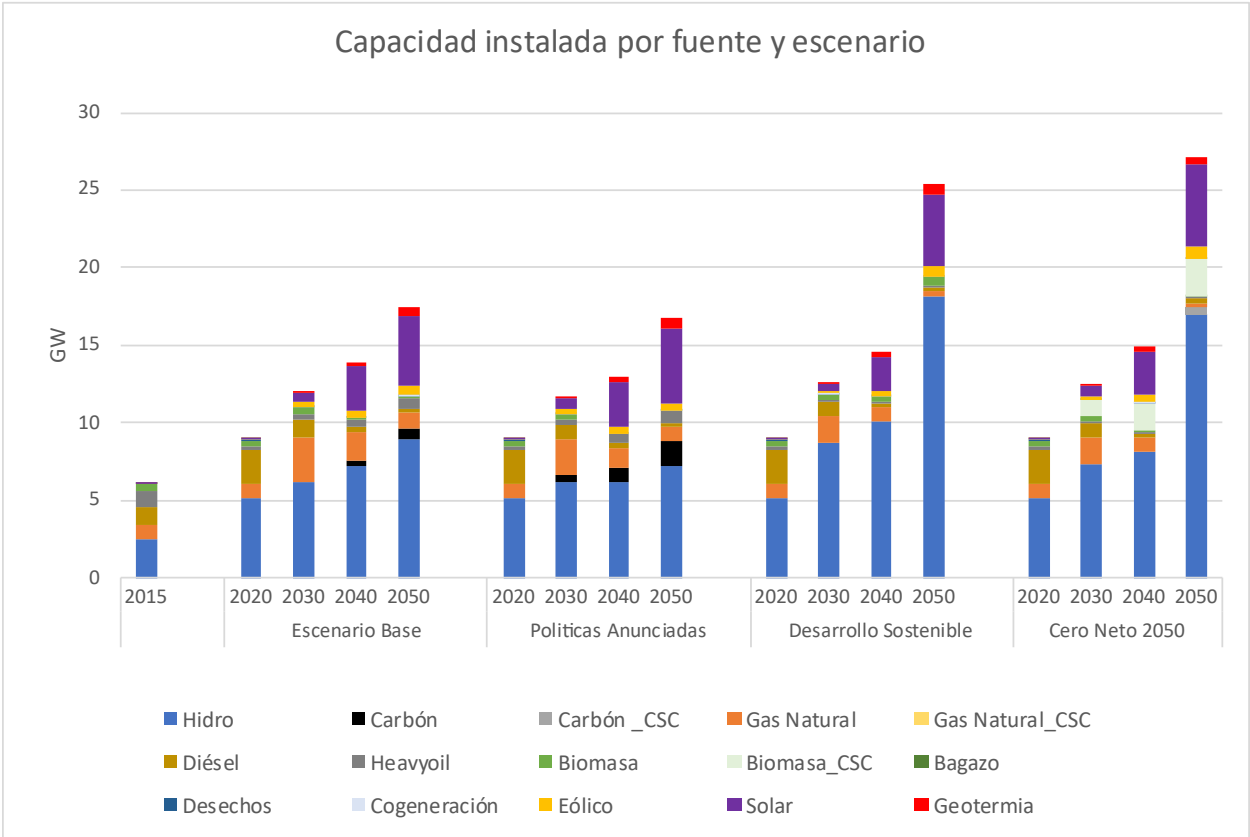


Figura 5: Capacidad instalada para generación eléctrica por fuente y escenario

4.4 Sector transporte

A continuación, se analiza la evolución del parque vehicular para autos particulares, buses y camiones, en los distintos escenarios.

Para los escenarios APS y SDS la transición energética en el transporte es marginal, solo un 3% del transporte en 2050 será alternativo. Por otro lado, de acuerdo con la Figura 6, en el escenario NZE se observa que en el mediano plazo los vehículos híbridos ayudan en la transición tecnológica, para en 2050 consolidar una flota donde el 69% de vehículos es de propulsión alternativa. En los escenarios de

descarbonización no solo el perfil tecnológico de la flota es diferente, sino que el tamaño del parque automotor es sustancialmente menor. Esto se conseguirá gracias a mayor uso de transporte público masivo, y concientización de los ciudadanos, quienes optarían por vivir cerca del trabajo y unidades educativas, también por mejor planificación urbana que acerque servicios públicos a las áreas pobladas, que deberían crecer principalmente en altura (edificios). Todos estos cambios contribuirán a que el parque automotor sea menor y que sea usado con mayor ocupación y recorriendo menor distancia anualmente.

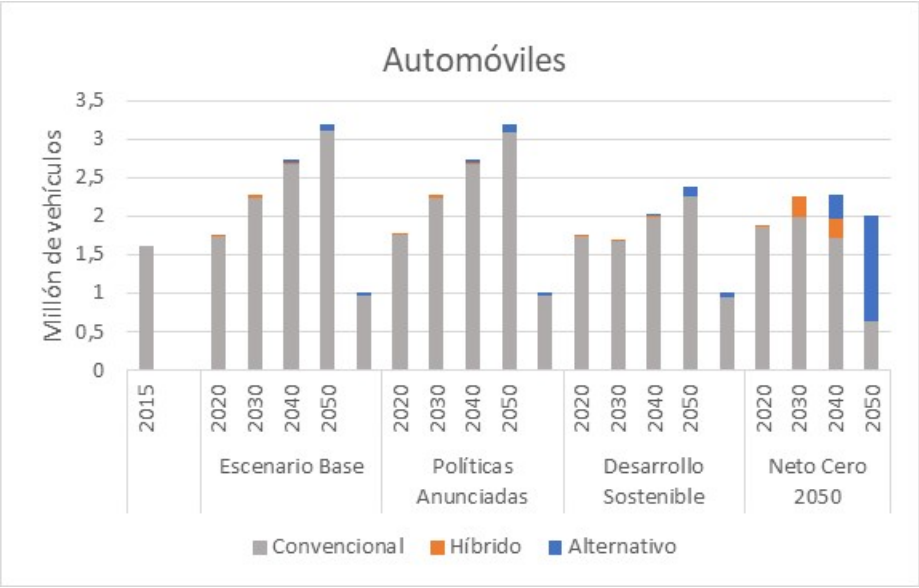


Figura 6: Evolución de la flota de automóviles por escenario

En el segmento de transporte público, el panorama es muy similar. La flota de buses, que se presenta en la Figura 7, tiene una transición mínima en los escenarios APS y SDS, pero en el escenario NZE alcanza un 71% de vehículos de propulsión alternativa para 2050.

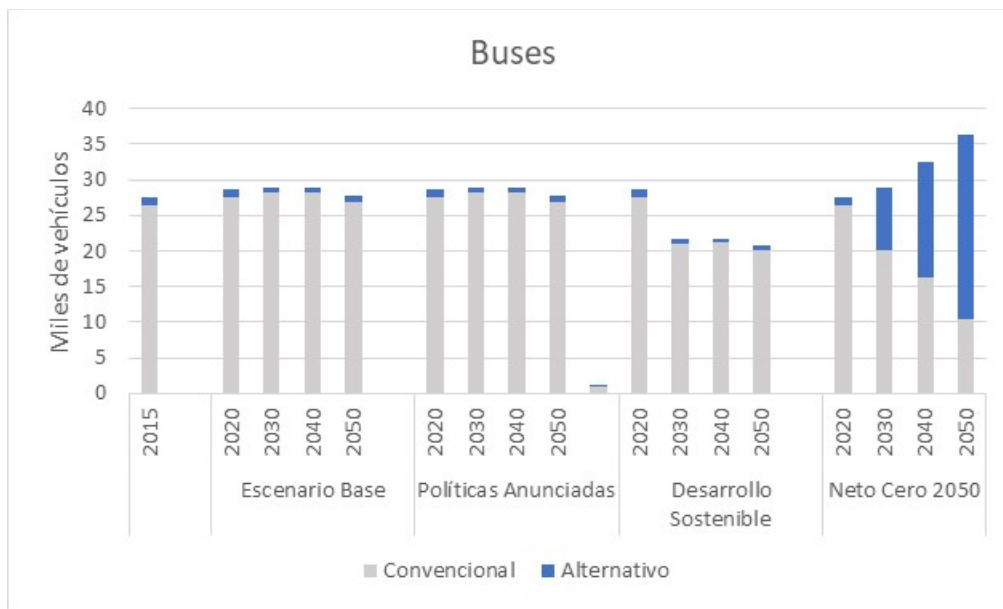


Figura 7: Evolución de la flota de buses por escenario

En el segmento de transporte de carga, como se observa en la Figura 8, una transición tecnológica resulta mucho más difícil. Incluso en los escenarios de descarbonización solo se consigue un 10% de vehículos con propulsión alternativa.

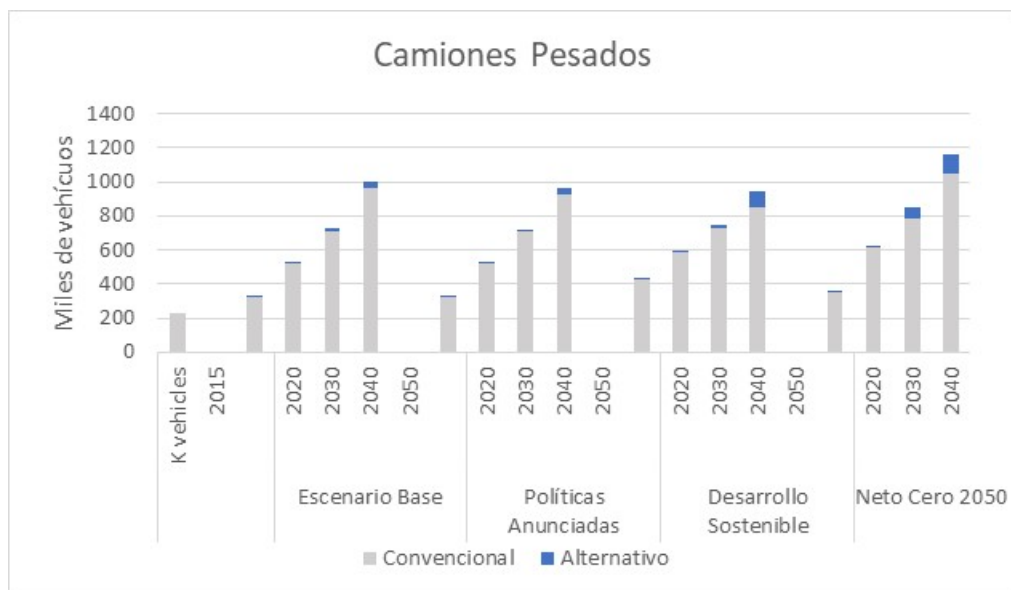


Figura 8: Evolución de la flota de camiones pesados por escenario

4.5 Emisiones de CO2

Al hablar de escenarios de descarbonización, uno de los principales instrumentos de análisis es la trayectoria de las emisiones de GEI dentro del período de estudio. La Figura 9 muestra las trayectorias de emisiones de CO2, en cada escenario modelado. Es importante recordar que el sector energía emite mayoritariamente CO2, pero el sector USCUS y Agricultura emiten CO2, CH4 y N2O. Entonces, la Figura 9 y la Figura 10 presentan únicamente la evolución en CO2. Si bien el modelo ELENA calcula también CH4 y N2O, en ambas figuras indicadas no se presenta el total de GEI en CO2e, sino únicamente el CO2.

Se optó por esta forma de visualización pues va en línea con la definición de carbono neutralidad que en este estudio se maneja. **Se ha considerado que el “Neto Cero” significa emisiones netas de CO2 igual a cero, lo que evidentemente significa que las emisiones totales nacionales de GEI en CO2e aún serán positivas en todos los escenarios.** Esta definición aplica para este estudio por fines prácticos, y de ninguna forma representa la posición del BID o del Gobierno ecuatoriano respecto a la definición de carbono neutralidad o neto cero.

Los escenarios base y de políticas anunciadas avanzan por trayectorias similares de emisiones, mientras el escenario base se explica por la decisión de mínimo costo total de la optimización de Elena, el de políticas anunciadas simula las principales políticas de expansión del sector energético, aumentando ligeramente sus emisiones en el largo plazo. Los escenarios de descarbonización tienen pendientes negativas pues las emisiones anuales de CO2 van reduciendo.

En el escenario de desarrollo sostenible SDS, las emisiones anuales de CO2 en 2050 reducen hasta 24MtCO2/año, mientras que en el escenario Neto Cero NZE, el mismo valor alcanza 1,7 MtCO2/año. Como se explicó antes, al considerar los otros GEI se constata que las emisiones son mayores en todos los escenarios, por ejemplo, en el escenario Neto Cero NZE, las emisiones de GEI en 2050 suman cerca de 36 MtCO2e. Las trayectorias de emisiones de los dos escenarios de descarbonización son inducidas/forzadas al usar un precio del carbono en el modelo ELENA, que evoluciona como se muestra en la Figura 13.

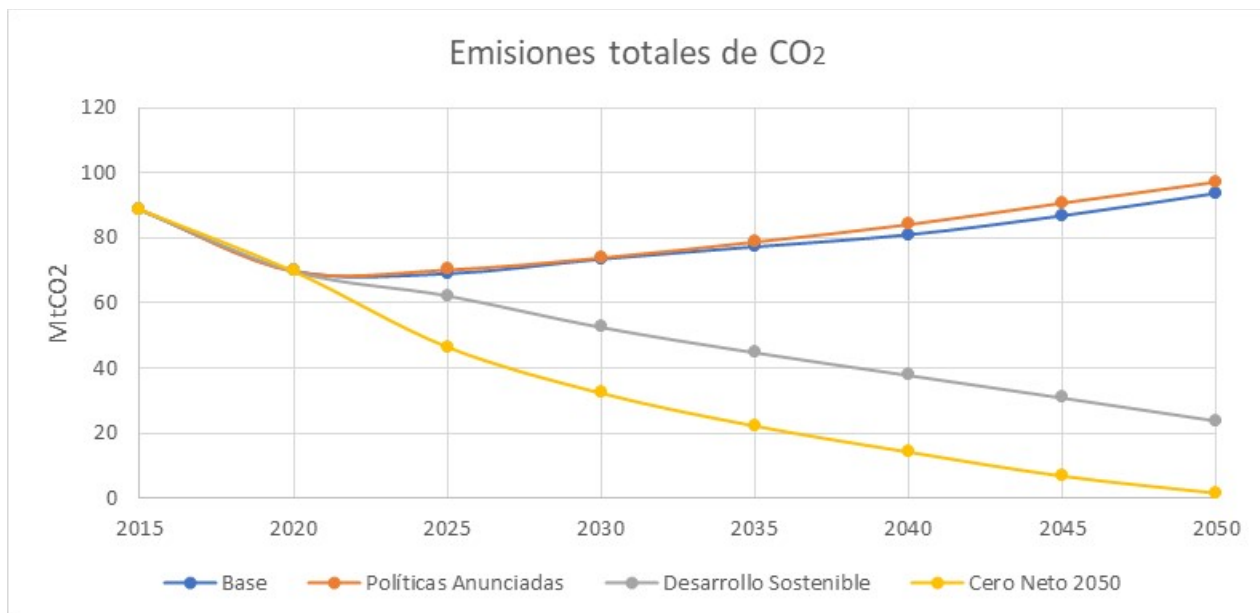


Figura 9: Emisiones totales de CO₂.

Nota: Esta gráfica no incluye CH₄ y N₂O en términos de CO₂e, es únicamente CO₂.

Las emisiones anuales de CO₂ que reúnen los sectores Energía (incluyendo combustión de energías fósiles en Agricultura) y USCUS se presentan en la Figura 10. En 2015 representan 88,9 MtCO₂/año, y su evolución a 2050 varía según el escenario. En APS se alcanza 97,2 MtCO₂/año; en SDS se alcanza una descarbonización importante, lo que conduce a 24 MtCO₂/año; y en el escenario NZE se alcanza 1,7 MtCO₂/año, es decir, prácticamente se logra la carbono neutralidad en 2050. En SDS se llega a 2050 con emisiones anuales de CO₂ positivas, sin embargo, su tendencia proyecta las emisiones anuales netas cero en 2070. Se aprecia que, con los esfuerzos adecuados, existen caminos de descarbonización para Ecuador. Sin embargo, es claro que actualmente el país no está encaminado hacia la descarbonización. Para poder evaluar la contribución de cada sector en estas trayectorias, se presenta a continuación un detalle de las emisiones anuales de CO₂.

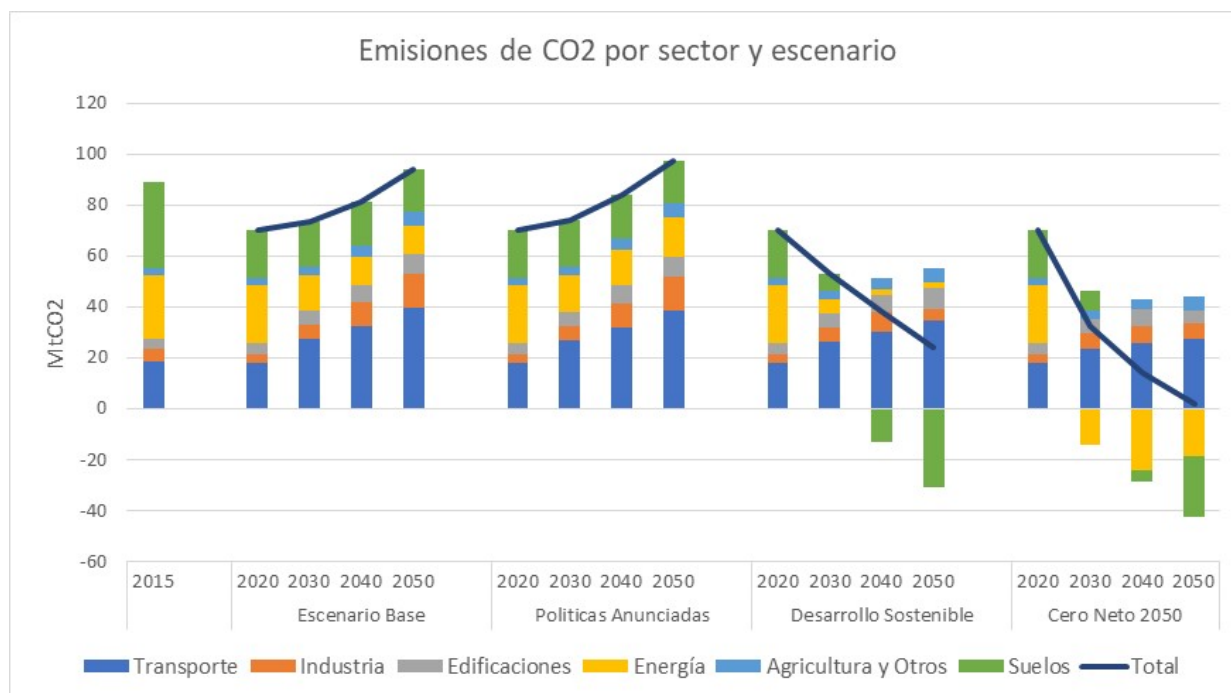


Figura 10: Emisiones/absorciones de CO2 por sector y escenario.

Nota: Esta gráfica no incluye CH4 y N2O en términos de CO2e, es únicamente CO2.

Se aprecia en los escenarios de menor ambición que el transporte y el sector eléctrico siguen caminos opuestos. Por un lado, las políticas actuales ya encaminan la generación eléctrica hacia un futuro de menores emisiones, mientras que la falta de políticas claras para el transporte, que es un sector creciente, refleja un aumento en las emisiones. Otro sector que aporta a las emisiones en estos escenarios, aunque de manera constante pues se mantiene una tasa de deforestación, es USCUS.

Por otra parte, la descarbonización de los escenarios SDS y NZE se logra en gran medida gracias al sector USCUS. Programas de conservación de bosques primarios, de reforestación y manejo sostenido de bosques, y en mucha menor medida, las plantaciones de bosques comerciales (sector Agricultura) para aprovechamiento de biomasa son las claves para reducir las emisiones de CO2. Con las acciones de política necesarias que evidencien el esfuerzo antropogénico, los bosques pueden ofrecer importantes sumideros de CO2, lo que es fundamental para compensar las emisiones positivas de CO2 en los otros sectores.

En el escenario NZE, el sector Eléctrico (gracias al uso de plantas termoeléctricas con captura y secuestro de CO2) y USCUS (gracias a bosques) logran absorber la misma cantidad que los otros sectores producen (Transporte es el más importante). Se puede apreciar que en los diferentes escenarios el transporte se presenta como un sector de muy altas emisiones.

4.6 Indicadores de costos asociados

En el modelo ELENA es posible cuantificar las inversiones y los costos anuales de operación y mantenimiento, fijos y variables, necesarios para alcanzar un escenario determinado. A continuación, se presentan las figuras que detallan los costos sectoriales para los escenarios Base y Neto Cero 2050 (NZE). La Figura 11 presenta los costos de capital o inversión, en millones de dólares en moneda 2020, como valor presente 2020, de todo el periodo 2020-2050. Procesos energéticos incluye los costos del sector Hidrocarburos (exploración, producción, transporte, refinerías) y plantas de hidrógeno. En el sector Residencial se incluye el costo de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida. En el sector Eléctrico se incluye costos de generación, transmisión y distribución. Finalmente, en el sector Transporte están incluidos los costos de los vehículos y red de electrolineras.

Se muestra la inversión acumulada del periodo 2020 a 2050, actualizada al año 2020 con tasa de descuento de 10%. Una gran parte de esta inversión, la relacionada a infraestructura y servicios públicos, la debería realizar el Estado de forma directa o a través de compañías mixtas.

Estos valores se presentan en el escenario Base y en el NZE. En cuestión de inversión, el transporte requiere la mayor cantidad, una inversión de 130 billones de dólares en el escenario referencial y un 17% más en el escenario NZE. El sector eléctrico requiere igualmente una inversión de 23 billones de dólares en el escenario base, pero este valor se duplica para apuntalar la transición energética, alcanzando 50 billones de dólares en el escenario NZE. En lo referente a procesos energéticos, la inversión asciende a 40 billones de dólares en el escenario base y se reduce a 23 billones de dólares en el escenario de descarbonización NZE. De manera opuesta, la inversión en biocombustibles es marginal en un escenario tendencial, bordea los 700 millones de dólares, pero asciende a 8,6 billones de dólares en el escenario NZE.

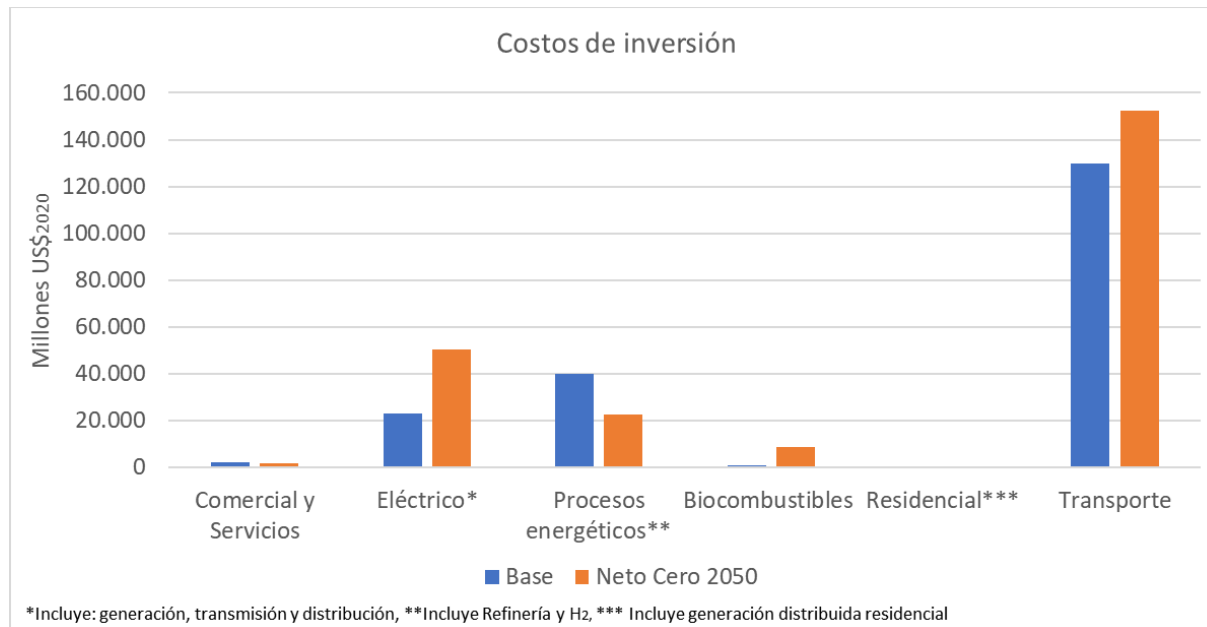


Figura 11: Costos de inversión del periodo 2020 – 2050, en valor presente 2020

La Figura 12 presenta los costos totales de operación y mantenimiento del periodo 2020-2050, en valor presente 2020. Analizando los costos de operación y mantenimiento, es el sector procesos energéticos el que reporta mayores costos, con 123 y 67 billones de dólares para los escenarios base y NZE, respectivamente. La industria de biocombustibles nuevamente reporta valores marginales en el escenario Base con 615 millones de dólares, mientras que la operación y mantenimiento en el escenario NZE alcanza los 13,5 billones de dólares. Finalmente, el sector eléctrico reporta un costo de 10,3 billones en el escenario Base y casi se duplica con 18,5 billones en una transición energética NZE. Los sectores Comercial y Servicios, y Residencial no presentan una diferencia marcada entre los dos escenarios.

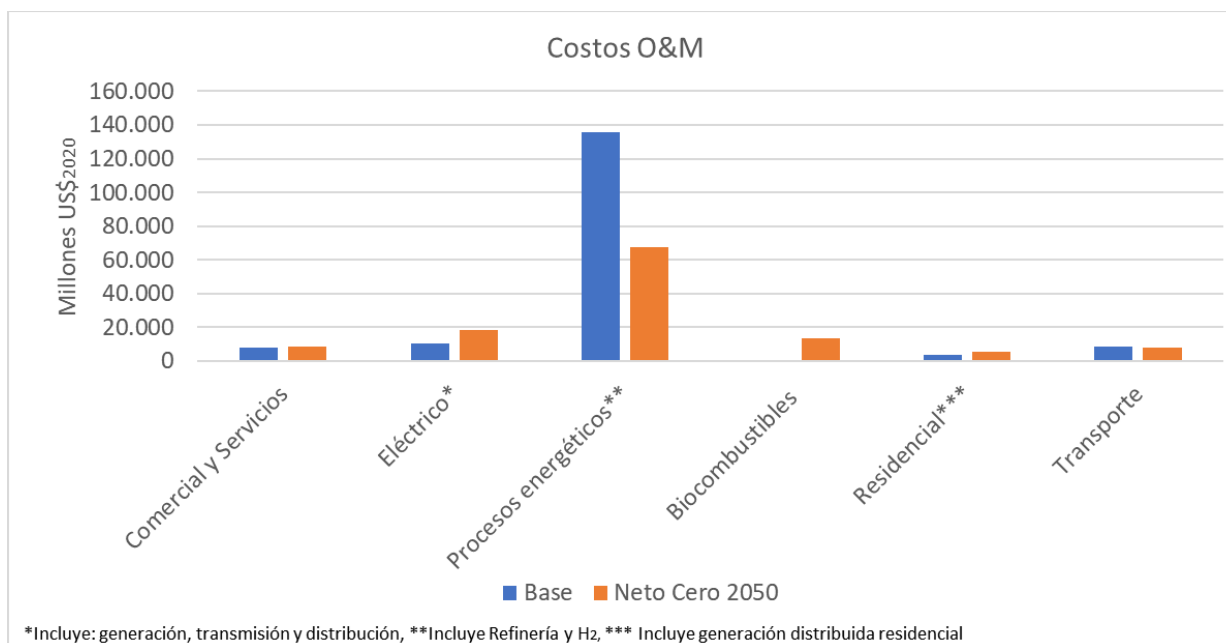


Figura 12: Costos de operación y mantenimiento

Desde una visión general, agrupando todos los costos expuestos, la inversión necesaria para la transición costaría 281 billones de dólares, lo que representa un 30% más que la inversión cuantificada en un escenario Base. Por el contrario, los costos de operación y mantenimiento de la transición a Neto Cero NZE ascienden a 134 billones de dólares, que es un 24% menor que en el escenario Base.

Un análisis adicional que permite realizar el modelo ELENA es un estimado del precio mínimo del carbono, que desencadenaría la transición hacia la descarbonización. El modelo de optimización ELENA decide por mínimo costo total sobre la expansión de infraestructura/tecnologías necesarias para abastecer las diferentes demandas de energía, sujeto a cumplir con un conjunto de restricciones. En este ejercicio, una de las restricciones fue las emisiones totales acumuladas máximas para Ecuador hasta 2050, lo que se conoce como *carbon budget*.

Esta restricción guía por completo la trayectoria de expansión, y, por tanto, la trayectoria de emisiones del escenario. De esta forma, se puede calcular el precio sombra de CO₂ asociado con el escenario de mitigación requerida. Igualmente, este valor de precio sombra al CO₂ se puede considerar como una aproximación al precio/impuesto al carbono necesario para lograr el camino de descarbonización deseado. La Figura 13 muestra las trayectorias de precio del carbono usadas en cada escenario de descarbonización, que en el medio plazo (hasta 2030) tienen un valor promedio de 29 USD/tCO₂ y 106 USD/tCO₂, en SDS y NZE, respectivamente. En el largo plazo (2030-2050), los valores medios son de 317 USD/tCO₂ y 456 USD/tCO₂, respectivamente.

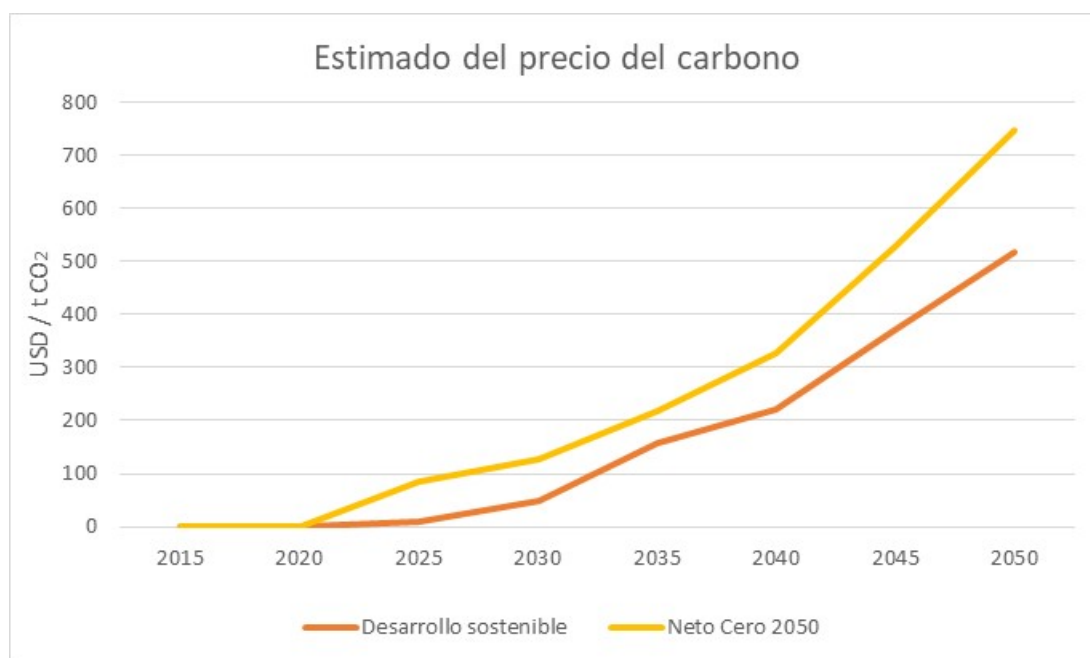


Figura 13: Evolución del estimado del precio del carbono en los escenarios de descarbonización

5. Principales conclusiones e implicaciones de política

En este apartado, se enlista de manera concisa las conclusiones obtenidas de este estudio que enmarca la transición energética en Ecuador:

- Existen varias trayectorias posibles o escenarios para descarbonizar Ecuador en el largo plazo. Este estudio analizó aquellas que surgen desde una lógica de mínimo costo total, sujeto a una restricción de emisiones de CO₂ máximas en el largo plazo. Es decir, son escenarios fruto de la optimización matemática del modelo ELENA, pero que aún deben ser discutidos y socializados con los diferentes actores sectoriales. Fruto de ese diálogo, estas trayectorias pueden cambiar sustancialmente, atendiendo cuestiones de economía política y la diversidad de criterios alrededor del tema.
- En un contexto de descarbonización, el sector de USCUS, específicamente la cobertura de bosques, jugaría un papel protagónico como sumidero de emisiones.
- Las plantaciones forestales comerciales pasarían a ser más importantes, pues serían fuente de biomasa para la generación eléctrica y producción de biocombustibles avanzados.
- Las actuales políticas que se están instaurando en Ecuador no llevan a una reducción significativa de emisiones en el largo plazo, exceptuando la planificación del sistema de

generación eléctrica que sí está enfocada en una expansión con alta participación hidroeléctrica.

- La transición energética potencia algunas industrias y deja de lado otras, esto debe ser analizado desde un punto de vista social y laboral para preparar una transición ordenada, que se asuma socialmente como una oportunidad y no como una imposición.
- A nivel de legislación, las discusiones de transición energética deben ser abordadas de forma técnica y responsable, para que países en vías de desarrollo no se conviertan en el destino de tecnologías obsoletas en los países desarrollados.
- La transición energética hacia el “Neto Cero” tiene un costo de inversión 30% mayor al de un escenario base, y estos montos adicionales financiarían los cambios en los sectores Eléctrico y Transporte, principalmente.
- La transición energética conlleva también costos anuales de operación y mantenimiento 24% menores con respecto al escenario base, el grueso de esta diferencia está en la industria hidrocarburífera.
- Se puede establecer el costo de la transición mediante el valor del precio sombra del carbono, que en el corto plazo bordearía los 100 dólares por tonelada de CO₂, y en el largo plazo sería cercano a 450 dólares por tonelada de CO₂. Estos son valores muy altos en comparación con los precios del carbono que se verifican en mercados de carbono o impuestos al carbono de países que ya están desarrollando este tipo de instrumentos económicos. Estos valores altos indican que la transición hacia la descarbonización es muy costosa y no sucederá espontáneamente. Para que esto suceda, son necesarias políticas específicas e importantes sumas de dinero. La disponibilidad de estos recursos desde el Estado ecuatoriano es muy limitada, por lo que la cooperación internacional y el sector privado, nacional y extranjero, jugarán un papel clave para financiar la transición energética.
- La dependencia de petróleo importado seguirá creciendo en el futuro a menos de que se logre una transición energética con un mejor aprovechamiento de los recursos naturales locales.
- A nivel de política, se debe buscar formas de fortalecer la planificación integrada de largo plazo, como un ejercicio continuo de mejora en las bases de datos y técnicas de modelamiento.
- Es importante retomar el Plan Maestro de Electricidad (PME), realizando a tiempo todas las actividades necesarias que permitan su ejecución en los plazos previstos. Si los grandes proyectos hidroeléctricos y las obras en transmisión y distribución se atrasan, se corre el riesgo de nuevos apagones hacia el final de cada año (estiaje en ambas cuencas hidroeléctricas). La solución improvisada para salir de estas crisis suele ser la

inversión emergente en termoeléctricas fósiles, lo cual constituye un *lock-in* tecnológico que retrasa aún más la transición hacia la descarbonización.

- Entre otras políticas importantes, se sugiere:
 - Es fundamental avanzar hacia la focalización de los subsidios a los combustibles [12], pues los subsidios son la principal barrera para que se desarrollen proyectos de energía renovable no convencional y eficiencia energética.
 - Generar incentivos para la industria de fabricación y reciclaje de baterías.
 - Crear un plan de chatarrización de vehículos de más de 15 años.
 - Retomar programas de electrificación, para cocción y calentamiento de agua sanitaria, en viviendas y el sector comercial.
 - Regular la importación y producción nacional de equipos del sector residencial y comercial, penalizando o prohibiendo los de baja eficiencia e incentivando de alguna forma el uso de los de alta eficiencia.
 - Realizar un estudio para identificar el potencial para el desarrollo de plantaciones forestales comerciales, que puedan abastecer de madera a biorrefinerías para producción de biocombustibles avanzados y a termoeléctricas a biomasa, sin poner en peligro ni la alimentación ni las zonas forestales conservadas. Estudios recientes muestran que hay un potencial importante para este tipo de plantaciones energéticas en Ecuador [13].
 - Organizar el transporte de mercancías mediante un ordenamiento de rutas y crear la infraestructura para “puertos secos”, que permita optimizar la logística de viajes.
 - Reorganizar las rutas de transporte público y otorgar líneas de crédito preferenciales para adquirir vehículos eléctricos. Impulsar la micromovilidad, dotando de la infraestructura para su circulación segura.
 - Aumentar las líneas de carriles exclusivos para buses. En horas pico de tránsito, facilitar la circulación de vehículos livianos con más de tres ocupantes. Habilitar plataformas de autos compartidos en entidades gubernamentales y privadas y generar incentivos como parqueos gratuitos para su uso.

6. Referencias

1. Villamar, D.; Soria, R.; Rochedo, P.; Szklo, A.; Imperio, M.; Carvajal, P.; Schaeffer, R. Long-Term Deep Decarbonisation Pathways for Ecuador: Insights from an Integrated Assessment Model. *Energy Strategy Rev.* 2021, 35, 100637, doi:10.1016/j.esr.2021.100637.
2. IEA, I.E.A. *World Energy Outlook 2021*; París, 2021.
3. Espinoza, V. S.; Fontalvo, J.; Martí-Herrero, J.; Ramírez, P.; Capellán-Pérez, I. Future Oil Extraction in Ecuador Using a Hubbert Approach. *Energy* 2019, 182, 520–534, doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061.
4. MERNNR, M. de E. y R.N.N.R. *Informe Anual Del Potencial Carburífero Del Ecuador*, 2020Ecuador.
5. Ministerio de Producción Comercio Exterior Inversiones y Pesca, M. *Boletín de Cifras Comercio Exterior*, 2022.
6. IIGE *Balance Energético Nacional 2021*; 2022.
7. MERNNR *Plan Maestro de Electricidad*; Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2018.
8. IAEA MESSAGE - *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and Their General Environmental Impacts - User Manual*; International Atomic Energy Agency: Vienna, 2007; p. 346.
9. IIASA MESSAGE: *A Modeling Framework for Medium- to Long-Term Energy System Planning, Energy Policy Analysis, and Scenario Development* 2019.
10. Bataille, C.; Waisman, H.; Briand, Y.; Svensson, J.; Vogt-Schilb, A.; Jaramillo, M.; Delgado, R.; Arguello, R.; Clarke, L.; Wild, T.; et al. Net-Zero Deep Decarbonization Pathways in Latin America: Challenges and Opportunities. *Energy Strategy Rev.* 2020, 30, 100510, doi:10.1016/j.esr.2020.100510.
11. OLADE *Panorama Energético de América Latina y el Caribe* 2023.
12. Schaffitzel, F.; Jakob, M.; Soria, R.; Vogt-Schilb, A.; Ward, H. Can Government Transfers Make Energy Subsidy Reform Socially Acceptable? A Case Study on Ecuador. *Energy Policy* 2020, 137, 111120, doi:10.1016/j.enpol.2019.111120.
13. Parra, C. R.; Ramírez, A.D.; Navas-Gracia, L. M.; Gonzales, D.; Correa-Guimaraes, A. Prospects for Bioenergy Development Potential from Dedicated Energy Crops in Ecuador: An Agroecological Zoning Study. *Agriculture* 2023, 13, 186, doi:10.3390/agriculture13010186.