

Actualización **Plan Energético Nacional (PEN) 2022 - 2052**

Subdirección de Demanda
Tomo I

Ministro de Minas y Energía

Andrés Camacho Morales

Director General UPME

Carlos Adrián Correa Flórez

Subdirectores - UPME

José Lenin Morillo – Subdirección de Demanda

Javier Martínez - Subdirección de Energía Eléctrica

Mauricio Palma - Subdirección de Hidrocarburos

Tatiana Araque - Subdirección de Minería

Colaboradores UPME

Aida Amaris de Arco

Fernando Andrade

Olga González González

William Alberto Martínez

Diana Montaña Silva

Ingrid Gissella Quiroga

Cristian David Rodríguez

Asesores externos

Sofía Delgado Ramos

Erika Flórez Chala

David Andrés Serrato

Equipo de comunicaciones UPME

Linda Cárdenas

Diagramación y diseño:

María Fernanda Corredor

Diego Peñaranda

República de Colombia Ministerio de Minas y Energía

Bogotá D.C. - Colombia, marzo de 2024

Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022- 2052

Agradecimientos

Esta actualización del Plan Energético Nacional (PEN) es el resultado de una conversación de construcción colectiva. Por ello, la UPME agradece la participación en la actualización de esta versión a: Andrés Escobar (E-Concept), Astrid Martínez (Fedesarrollo), Tomas González (Centro CREE), Angela Cadena (Consultor), Juan Manuel España (EIA), Manuel Gómez (ENEL), Carlos Eraso (Ecopetrol), Maria Fernanda Ortiz y Camilo Tautiva (Invercolsa), Álvaro Villasante (GEB), Ximena Barrera (WWF), Juan Carlos Campos (E2), Jorge Pineda (Termoemcali), Carlos Cante (Fenalcarbon), Felipe de Gamboa (EDP), Oliveiro García (Andemos), Cecilia Maya (XM), Juan David Molina (Colombia Inteligente), Miguel Lotero, Luis Ernesto Luna (Electrohuila), Ana Duque y Camilo Blanco (Shell), John Sánchez Cardozo y Econometría S.A.

Así mismo agradecemos a los expertos que nos apoyaron en el ejercicio de mapeo tecnológico: Sandro Faruc (Ecopetrol), John Ramiro Agudelo (Universidad de Antioquia), Juan Manuel Mejía (Universidad Nacional de Colombia), Alexander Valencia, Silvia González, Luis de la Torre, Angelica Contreras (CAIA), Pablo René Díaz Herrera (Universidad Nacional Autónoma de México), Julián Jaramillo (Universidad Industrial de Santander), Fabio González (Corpoema), Andrés Amell Arrieta (Universidad de Antioquia), Angelica Ospina, Mariana Aristizábal (Consejo de Construcción Sostenible), Juan Carlos Campo (E2), Edison Cardona (ISA), Christian Larsen, Gustavo Diaz (CSIRO), German Lleras (Steer), Pilar Henríquez (Hinicio), Martha Isabel Cobo Ángel (USABANA), César Luis Barraza (USABANA), Felipe Toro (IREES), capitán Miguel Andrés Garnica (Armada de Colombia), Teniente de Navío Edwin Paipa (COTECMAR).

De igual forma, la UPME extiende un agradecimiento a los 584 asistentes y participantes de los talleres de construcción colectiva que se realizaron virtualmente en las regiones de: Chocó, Córdoba, Amazonía, Orinoquía, Eje Cafetero y Antioquia y presencialmente en las ciudades de Buenaventura, Villavicencio, Barrancabermeja, Santa Marta y Bogotá. Los talleres de participación ciudadana se realizaron bajo el Contrato C-109-2022 con el apoyo de Jaime Arteaga & Arteaga Consultores.

Este trabajo es el fruto del trabajo coordinado entre las áreas de la UPME. Los escenarios de prospectiva de oferta de hidrocarburos fueron construidos con la colaboración de Carolina Cruz, Fernando Andrade y Grigory Massy. En los escenarios de generación de energía eléctrica se trabajó en conjunto con Javier Martínez, Luis Hernández y Henry Zapata. Los escenarios de carbón y la narrativa acerca de los minerales estratégicos fueron construidos con el apoyo de Juan Carlos Loaiza, Rubén Chanci y Camilo Alejandro Gómez. Los escenarios

macroeconómicos (PIB, crecimiento económico, inflación de energéticos) fueron construidos con la colaboración de Romel Rodríguez Hernández. Los escenarios relacionados con el Balance Energético Colombiano (BECO), hogares y población, fueron construidos con la colaboración de Juan Francisco Martínez. Y finalmente, un agradecimiento especial a Lina Escobar Rangel y Christian Jaramillo por su rol decisivo en la construcción y actualización de este PEN.

El grupo de trabajo autor de este documento está conformado por: Aida Amaris de Arco, Fernando Andrade, Sofía Delgado Ramos, Lina Escobar Rangel, Olga González González, William Alberto Martínez Moreno, Diana Montaña Silva, José Lenin Morillo Carrillo, Ingrid Gissella Quiroga Mojica, Cristian David Rodríguez Reyes, David Andrés Serrato Tobón y como asesora externa: Erika Flórez Chala.

Contenido

El PEN 2022-2052 en 5 mensajes clave.....	7
Introducción.....	9
Punto de partida y de llegada.....	13
Matriz de Entorno.....	14
Factores políticos.....	14
Factores económicos.....	15
Factores sociales.....	16
Factores tecnológicos.....	17
Factores ambientales.....	19
Recursos e infraestructura actuales.....	21
Petróleo y capacidad de refinación.....	22
Gas Natural.....	24
Carbón.....	25
Producción de energía eléctrica.....	25
Usos finales y precios relativos de los energéticos.....	27
Precios relativos de los energéticos.....	28
Punto de llegada.....	31
Visión y relación con ODS.....	31
PEN alineado con la Transición Energética Justa.....	32
Escenarios energéticos de largo plazo.....	35
Escenarios energéticos prospectivos.....	36
Mapeo tecnológico.....	37
Combustibles líquidos, gas y bioenergía.....	38
Generación de energía, almacenamiento en baterías y digitalización.....	39
Hidrógeno – CCUS.....	40
Vehículos y equipos de uso final.....	41
Escenarios de planeación energética.....	42
Escenarios de oferta energética.....	42
Escenarios Prospectivos de Oferta y Demanda.....	51
Descripción general de la herramienta de modelación energética.....	67
Resultados por escenario prospectivo.....	69
Actualización.....	69
Oferta energética.....	75
Modernización.....	81
Oferta energética.....	88
Inflexión.....	94
Oferta energética.....	100
Innovación.....	107
Oferta energética.....	114

Transición energética (TE).....	121
Oferta energética.....	127
Comparación de escenarios prospectivos.....	132
Resultados energéticos.....	132
Usos de energéticos por sector de consumo.....	134
Composición de la oferta primaria de energía.....	142
Resultados económicos.....	150
Resultados de Emisiones de GEI.....	155
Medidas y acciones recomendadas por escenario.....	160
Comparación de escenarios con objetivos PEN 2022- 2052.....	162
Conclusiones.....	163
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento.....	163
Pilar 2. Adaptación y mitigación del cambio climático.....	164
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico.....	165
Pilar 4. Conocimiento e innovación.....	166
Bibliografía.....	167
SIGLAS Y ABREVIACIONES.....	173

El PEN 2022-2052 en 5 mensajes clave

El Plan Energético Nacional – PEN 2022-2052 es un ejercicio prospectivo de planeación a largo plazo que propone diferentes caminos y alternativas tecnológicas para la producción y consumo de energía, en línea con los principios de una Transición Energética Justa. Este plan es una herramienta para comprender y dimensionar la transformación energética, identificando oportunidades para un suministro sostenible de energía y una transformación integral en los sectores de demanda, incorporando elementos y criterios de transición justa.

Es importante destacar que la transformación energética implica cambios profundos en el funcionamiento de los sectores energéticos y en el uso de los recursos por parte de la sociedad. Este proceso a largo plazo requiere inversiones significativas y conlleva a cambios en el comportamiento de las personas, siendo fundamental garantizar la equidad en la transición y considerar los aspectos de justicia social y distribución de beneficios. El nivel de ambición determinará el grado de avance del país en el cumplimiento de sus compromisos ambientales y climáticos, así como en el desarrollo de un sector más eficiente, competitivo y con nuevas capacidades.

A nivel mundial, existen diversas tecnologías disponibles tanto para la generación de energía como para una mejor gestión de la demanda. La digitalización, la automatización y la adopción de equipos finales más eficientes complementan los procesos de sustitución de combustibles, y son clave para aumentar la competitividad del país en el marco de la transición justa y la descarbonización. La toma oportuna de decisiones, respaldada por políticas públicas y mecanismos de inversión, es fundamental para la adopción de tecnologías y prácticas sostenibles que contribuyan a estos objetivos.

Sin embargo, se enfrentan desafíos en la implementación del cambio en el usuario final, especialmente en la necesidad de satisfacer una demanda de energía en crecimiento utilizando menos combustibles fósiles. Romper con las tendencias históricas del sector energético y aprovechar las opciones tecnológicas, así como los recursos disponibles son aspectos cruciales para alcanzar la descarbonización y garantizar una transición justa. El sector transporte desempeña un papel fundamental en esta transformación, ya que ofrece diversas alternativas energéticas, tecnologías disponibles y cambios modales que representan grandes oportunidades de cambio en línea con los objetivos de sostenibilidad y equidad.

El proceso de planeación a largo plazo realizado para el PEN 2022-2052 identifica un amplio abanico de tecnologías y opciones de aprovechamiento de recursos, incluyendo aquellas que promueven la justicia social y la descarbonización. Es esencial formular políticas públicas adecuadas y diseñar mecanismos financieros que faciliten la ejecución de proyectos alineados con estos objetivos. Estas inversiones son especialmente importantes, ya que muchos beneficios no se reflejan directamente en el usuario final, sino que tienen un impacto social, ambiental y sectorial que no siempre se considera en la toma de decisiones.

Finalmente, los ejercicios de participación comunitaria revelan la persistente necesidad de acceso a energía, así como la importancia de la presencia estatal en el territorio y el desarrollo a largo plazo de capacidades locales en proyectos del sector minero energético. También es fundamental reconocer la abundancia de recursos, especialmente renovables, y aprovechar el sector energético como una oportunidad para reducir las brechas de equidad, abordando los desafíos ambientales y de sostenibilidad en el marco de la política de Transición energética Justa - TEJ.

Los indicadores de seguimiento del PEN 2020-2050 revelan que el sector energético ha experimentado avances tendenciales acercándose al escenario Actualización de ese plan. Estos avances reflejan los esfuerzos realizados hasta ahora, así como la necesidad de un mayor compromiso y esfuerzo para lograr la transición energética. Para alcanzar este objetivo, es fundamental contar con políticas públicas adecuadas y la participación de todos los actores involucrados.

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta en este documento la actualización del Plan Energético Nacional - PEN 2020-2050, cuyo nuevo horizonte es 2022-2052.

¿Qué es el PEN y cuál es su propósito? El PEN 2022-2052 es un ejercicio prospectivo que tiene como propósito identificar las alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía, evaluando su impacto futuro en abastecimiento, competitividad y sostenibilidad, así como su impacto en términos de las finanzas públicas y la economía del país.

Los escenarios energéticos propuestos en el PEN no pretenden predecir el futuro, sino explorar y abordar la incertidumbre, comprender las implicaciones de las decisiones actuales, proponer soluciones, identificar riesgos y oportunidades, y establecer nuevas agendas para el sector energético.

Este ejercicio se basa en la visión a largo plazo del país, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), y los principios de la política de Transición Energética Justa - TEJ. Bajo esta óptica, el propósito del Estado colombiano es erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la paz y la prosperidad para todas las personas. Los escenarios de transición energética proporcionan una visión a largo plazo, la cual es guía en la toma de decisiones y la implementación de políticas concretas para lograr un sistema energético más sostenible, eficiente y coordinado entre los tomadores de decisiones, los actores del sector energético y la sociedad en general.

¿Cómo el sector energético puede aportar a la visión a largo plazo del país? El PEN se plantea la pregunta de cuáles son las alternativas que tiene el sector energético para contribuir a los objetivos del país.

Uno de los principales aportes que ofrece el PEN, es la oportunidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Mediante la transformación de la matriz energética hacia fuentes renovables y tecnologías más eficientes, se reduce la dependencia de combustibles fósiles y se disminuye la huella de carbono del país como una ruta hacia la descarbonización. La diversificación de la matriz energética también fortalece la seguridad energética al reducir la dependencia de fuentes externas, aumenta la autonomía energética y disminuye la vulnerabilidad ante la volatilidad de precios y la disponibilidad de combustibles.

Asimismo, la visión de transición energética del PEN puede impulsar la creación de empleo en sectores tales como: las energías renovables, la eficiencia energética, la investigación y el desarrollo tecnológico. Esto puede generar un impulso económico y favorecer el crecimiento económico a largo plazo. Además, a medida que se implementan tecnologías más eficientes y se expande la capacidad de generación de energía renovable, los costos de

producción y consumo de energía pueden reducirse, mejorando así la competitividad del país.

Sin embargo, el objetivo principal de las transformaciones en el sector energético radica en el impacto positivo que pueden tener en la calidad de vida de la población. Estas transformaciones deben estar al servicio de las necesidades de la sociedad y las expectativas de desarrollo a futuro.

¿Qué es la transición energética? La Transición Energética representa un cambio significativo en el sistema de energía de un país, influenciado por factores como la política energética, la estructura, la escala, la economía, las tecnologías y fuentes energéticas emergentes, y los comportamientos y preferencias de los consumidores. Esta estrategia fue propuesta como una forma de mitigación de los efectos y adaptación al cambio climático y se basa en enfoques nuevos para el uso eficiente de los recursos naturales. Además, se actualiza constantemente a medida que se producen avances sociales y tecnológicos. (Adaptada tomando como base: MME, Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia, mayo 2023. Ángela Cadena, Los retos de la transición energética colombiana, octubre 2/2020, y otros).

Por otro lado, la **Transición Energética Justa (TEJ)** es la política adoptada por el actual gobierno, fundamentada en cuatro principios fundamentales. En primer lugar, la equidad busca la democratización de los recursos energéticos y su gestión a través de asociaciones que garanticen precios justos, al tiempo que se respeta el medio ambiente y se minimiza el impacto de la gestión energética en la sociedad.

En segundo lugar, la gradualidad, soberanía y confiabilidad se centran en la sustitución progresiva de fuentes de energía fósiles por alternativas menos contaminantes, como lo son las energías renovables. Los objetivos son diversificar la matriz energética, garantizar la soberanía energética del país y asegurar la confiabilidad del suministro de energía frente a una demanda nacional en constante crecimiento.

En tercer lugar, la participación social vinculante impulsa la creación de comunidades energéticas que se basan en características culturales, étnicas, territoriales y productivas específicas. Esto permite que los ciudadanos colombianos participen en la cadena de valor de la electricidad como consumidores y generadores, a través de esquemas asociativos, cooperativos u otros.

Por último, el conocimiento desempeña un papel crucial al acercar las instituciones educativas a las iniciativas empresariales. Esto promueve los cambios estructurales necesarios para la transición energética, como el desarrollo de la industria nacional relacionada con las energías renovables y la mejora de la eficiencia energética en todos los sectores consumidores.

¿Cuál es el rol que desempeña la demanda? El ritmo de la transición energética está determinado por las decisiones que toman los consumidores finales. La adopción de nuevas tecnologías y servicios energéticos asociados a la digitalización, la descentralización y la descarbonización dependen de la integración de estas soluciones por parte de la tecnología, el mercado y la sociedad en general.

La política pública desempeña un papel crucial en este proceso, ya que puede influir en las decisiones de los usuarios. Las intervenciones de política pueden mejorar la conveniencia de las nuevas tecnologías en comparación con las antiguas y enviar señales que impulsen la transformación del sector.

En cuanto a los escenarios de transición energética, tienen dos enfoques complementarios desde la perspectiva de la demanda. Por un lado, exploran las posibilidades y oportunidades técnicas, económicas y tecnológicas disponibles en la actualidad, centrándose en las transformaciones que se pueden lograr mediante el uso de energías renovables, tecnologías limpias y prácticas de eficiencia energética. Por otro lado, plantean lo que se necesita hacer para implementar la transición energética de manera efectiva, considerando los desafíos y acciones necesarias. Esto incluye inversiones requeridas, políticas y regulaciones necesarias, desarrollo de infraestructura y cambios en los patrones de consumo y producción energética. En el caso de la demanda, es fundamental encontrar un equilibrio entre las oportunidades existentes y los desafíos que deben superarse para lograr una transición energética exitosa y sostenible.

Señales del PEN en las posibilidades que tiene el país para definir su política.

Las incertidumbres futuras relacionadas con los cambios tecnológicos, sociales y económicos que darán forma al país y a su sector energético son complejas y difíciles de prever. Por lo tanto, este ejercicio requiere la combinación de dos elementos: la intuición y la razón.

En el contexto del PEN, la intuición implica comprender a través del diálogo colectivo hacia dónde se dirige el país en términos energéticos. Este proceso se desarrolla de manera colaborativa para garantizar que los resultados sean pertinentes, reconocidos y aceptados. La participación ciudadana es fundamental para identificar las aspiraciones comunes y proponer una visión global de lo que se espera que ocurra en el futuro. De esta manera, el documento se nutre de las señales de política emitidas en relación con la transición energética¹ y la visión de largo plazo del país. Además, se realizan entrevistas a líderes de opinión del sector energético, abordando aspectos económicos, ambientales, sociales y tecnológicos. Asimismo, se recopila información de talleres de participación ciudadana, tanto presencial como virtual.

¹ Esta versión del PEN recoge las señales que se han dado a través de documentos de política pública tales como: la Ley 2099 de 2021, Plan Integral de Cambio Climático del sector de minas y energía PIGCCme (MME 2021), Estrategia 2050 (MADS, 2021), Actualización de la Contribución Nacional Determinada NDC, (MADS, 2020), Documento CONPES 4075: Política de transición energética.

En cuanto a la razón, esta se basa en los modelos energéticos, que traducen la incertidumbre sobre el futuro en una serie de escenarios. En esta etapa, se combina el conocimiento técnico de la UPME, a través de los diferentes planes formulados por la entidad², con un diálogo y estudio continuo con los actores tanto públicos como privados. Este proceso permite identificar qué puede hacer el país, el sector energético, las empresas y los usuarios para enfrentar los desafíos y aspiraciones futuras.

Este ejercicio también se nutre de diversos estudios realizados por la UPME, entre los que vale la pena destacar los siguientes: Programa de ascenso tecnológico de la flota de taxis hacia tecnologías de cero y bajas emisiones (UPME 2021); Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita (UPME 2020); Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias (UPME 2021); Listado de bienes y servicios para hidrógeno (UPME 2022); Listado de bienes y servicios para CCUS (UPME 2022); Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia; Una estrategia nacional del hidrógeno (Cobo Ángel et al. 2022, 174); Modelo del sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del Hidrógeno – MEC H2; el Plan para la evaluación y priorización de tecnologías orientadas hacia la electromovilidad y su penetración e impactos en el fortalecimiento de impactos productivos en los modos ferreo y fluvial - Proyecto Ferro Fluvial 4.0³, entre otros.

El documento del PEN se estructura en cinco secciones principales, siendo esta introducción la primera. En la segunda sección, se presenta el punto de partida y el objetivo propuesto para el período 2022-2052, que incluye una descripción del contexto energético actual del país, así como la visión y los objetivos de largo plazo en el marco de la transición energética. La tercera sección describe las posibilidades tecnológicas del país y los escenarios energéticos a largo plazo. La cuarta sección presenta los resultados alcanzados en términos de abastecimiento, costos y reducción de emisiones. Por último, la quinta sección concluye el documento.

Los resultados, supuestos, datos de entrada y demás información utilizada para la elaboración de este documento están disponibles en la página web de la UPME en el enlace: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx>.

² (PAI-PROURE 2021-2030, Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos -PIAGL-, Plan de abastecimiento de gas natural, Plan de expansión de referencia de generación y transmisión PERGT, Plan Nacional de Desarrollo Minero -PNMD-, Plan de expansión de cobertura eléctrica -PIEG-, entre otros).

³ Desarrollados estos dos últimos bajo la Convocatoria 879 de Energía Sostenible y su aporte a la Planeación Minero Energética – 2020”, financiada por medio del convenio especial de cooperación 724 de 2018 con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, la Unidad de Planeación Minero Energética y el Fondo Francisco José de Caldas.

Punto de partida y de llegada

La transición energética es un proceso dinámico y evolutivo que trasciende la mera implementación de cambios tecnológicos. No se limita a añadir simplemente fuentes renovables a las ya existentes, sino que implica una serie de cambios disruptivos que van transformando la forma en que consumimos y producimos energía, así como nuestras prioridades sociales y económicas. Su objetivo principal es reducir la dependencia de fuentes de energía altamente contaminantes y lograr una matriz energética descarbonizada, generando impactos en los aspectos tecnológicos, económicos y sociales. Así, la transición energética tiene repercusiones en la forma en que se piensa, se concibe y se representa la relación entre la sociedad y el medio ambiente, e implica cambiar las concepciones culturales y simbólicas asociadas al uso de la energía y los recursos. Al promover una visión holística centrada en el bienestar general y la sostenibilidad, con la transición energética se priorizan la equidad, la justicia social y la distribución de beneficios, y se fomenta una relación respetuosa con el medio ambiente.

La conveniencia de adoptar nuevas tecnologías como catalizador de esta transición debe entenderse como algo más complejo que simplemente el equilibrio entre inversiones y costos. Para que un usuario adopte una nueva tecnología, entran en juego diversas variables, algunas de las cuales son difíciles de cuantificar, como la practicidad de uso, la facilidad de operación, la disponibilidad de servicios de mantenimiento, la rapidez de obsolescencia, la interoperabilidad con sistemas existentes, e incluso aspectos culturales, ambientales y étnicos, entre otros.

Las señales gubernamentales, los impuestos, los incentivos, los estándares mínimos y la regulación son instrumentos que pueden facilitar el camino hacia nuevas tecnologías o, por el contrario, representar una barrera de entrada. Por lo tanto, la intervención del Estado es necesaria pero no suficiente para crear un entorno social y de mercado que fomente la conveniencia (y, por ende, la adopción) de nuevas tecnologías.

Teniendo en cuenta lo anterior, el primer paso del PEN 2022-2052 consiste en comprender el punto de partida, es decir, los recursos e infraestructuras existentes en el sector energético, cómo se produce y consume energía en el país, y cuáles son las oportunidades y riesgos asociados al contexto colombiano.

En esta sección se presenta dicho punto de partida. En primer lugar, se proporciona una matriz de entorno que analiza el contexto colombiano teniendo en cuenta factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales, los cuales son determinantes en la formulación del plan energético del país. A continuación, se describe la situación actual desde la perspectiva de la oferta y la demanda energética, así como la competitividad de los diferentes tipos de energía en los distintos sectores, mediante un análisis parcial de los precios relativos. Por último, se plantea la visión a largo plazo del país, es decir, el

objetivo final, y cómo el sector energético puede contribuir a habilitar esa visión de desarrollo.

Matriz de Entorno

El punto de partida del PEN consiste en la identificación de las tendencias, retos, oportunidades y riesgos impuestos por el entorno nacional. Esto busca comprender cómo los factores externos, aquellos no controlados desde el sector energético, pueden influir en la transición energética.

En los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos (realizados bajo el Contrato C-109 de 2022⁴), se identificaron factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos y ambientales. Estos factores se consideraron de alta incertidumbre y alto impacto en la determinación de los cambios que se darán en las próximas décadas.

Factores políticos

En este aspecto se encontraron y discutieron:

- (i) El grado de consenso, cooperación y acción coordinada mundial para la lucha contra el cambio climático.

La lucha contra el cambio climático impulsa la transformación hacia una economía baja en carbono. La velocidad de adopción de nuevas tecnologías dependerá de cómo se enfoquen los esfuerzos. En el caso del país, se ha actualizado la Contribución Nacional Determinada, comprometiéndose a reducir las emisiones en un 51% para 2030. Esto requiere cooperación nacional e internacional para lograr una transformación energética más amplia y rápida en línea con las metas de reducción de gases de efecto invernadero.

- (ii) El balance entre las necesidades coyunturales a corto plazo y los objetivos a largo plazo.

La pandemia del Covid-19 ha generado desequilibrios macroeconómicos (Arteta, 2022) y plantea un desafío en el equilibrio entre las necesidades a corto plazo y los objetivos a largo plazo. A pesar de la contracción económica global, Colombia ha experimentado un crecimiento anual del 4% entre 2019 y 2022, superando su potencial estimado del 3% al 3,5% según el Banco de la República. Esta situación evidencia la tensión entre la recuperación económica y social posterior a la pandemia, la necesidad de garantizar acceso y precios razonables de los energéticos en el corto plazo, y el desafío de incorporar nuevas tecnologías con costos superiores para contribuir a la mitigación del cambio climático a largo plazo.

⁴ En el **Anexo 3 del Tomo 2**, se presenta el análisis detallado de la matriz de entorno, producto de consulta de expertos y de los talleres participativos.

(iii) La divulgación de información y la construcción de consensos sociales sobre la transición energética.

La transición y modernización del sector energético implican costos y beneficios privados, sistémicos y sociales, que deben ser analizados y discutidos para lograr consenso y una transición energética efectiva y justa. La introducción de nuevas tecnologías y la infraestructura deben considerar las perspectivas de desarrollo local. La conversación con las comunidades y ciudadanos debe ser bidireccional, y las inversiones asociadas deben ofrecer oportunidades de empleo, capacitación, desarrollo local y cerrar brechas de equidad.

(iv) La construcción sobre lo construido.

Es crucial aprovechar los recursos invertidos para avanzar en la materialización de la transición energética en las próximas décadas. Esto dependerá de la implementación de nueva infraestructura, así como de la experiencia y lecciones aprendidas tanto a nivel nacional como internacional. En Colombia, se han dado pasos importantes a través de leyes como la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, que promueven la integración de nuevas fuentes de energía y medidas de eficiencia energética en el sistema energético del país.

Factores económicos

Aspectos relacionados con:

(i) Los precios de la energía asequibles y competitivos.

En el proceso de transformación energética, es importante alinear los precios relativos entre las nuevas fuentes de energía y las tecnologías de uso final con respecto a los combustibles fósiles teniendo como referente que en ambos casos la señal de precios debe motivar: (i) la maximización del bienestar social; (ii) la abundancia o escasez relativa de los energéticos y (iii) las decisiones de inversión y aumento de la oferta cuando así se requiera. Esto implica reflejar los costos y externalidades para que sirvan como una señal que guíe la adopción de nuevas tecnologías y fuentes de energía. Además, cambiar y modernizar las cadenas de valor de producción, transporte y uso de energía requiere de recursos financieros y capital humano. Según el PEN 2020-2050, se estimó que el valor presente neto de las inversiones necesarias para el escenario de mayor transformación asciende a 381 mil millones de USD (1,196 billones de COP), con el 78% de estas inversiones asociadas a cambios en equipos de uso final.

(ii) El acceso a recursos de capital y nuevas formas de financiamiento de proyectos.

El sector financiero reconoce los riesgos asociados a las inversiones en proyectos energéticos, no obstante, muestra interés en financiar proyectos de generación solar y eólica debido a la madurez del mercado. Sin embargo, hay tecnologías que aún no atraen suficiente capital, por lo que es necesario crear condiciones propicias que impulsen y habiliten las inversiones, como mecanismos financieros innovadores. En Colombia,

actualmente existen incentivos tributarios para fuentes no convencionales de energía (FNCE), gestión eficiente de energía (GEE) e hidrógeno. Entre 2017 y 2022, se recibieron alrededor de 4,700 solicitudes para FNCE, de las cuales se certificó aproximadamente el 71%, mientras que para GEE se recibieron cerca de 970 solicitudes y se certificó alrededor del 75%. Este último incentivo contribuye a la reducción del consumo de energía según las metas establecidas para cada sector en el PAI PROURE.

(iii) **El futuro del precio y el comportamiento del mercado internacional del petróleo, gas y carbón.**

Las coyunturas internacionales han generado nuevos desafíos para el sector energético en muchos países, incluyendo interrupciones en las cadenas de suministro y fluctuaciones inciertas en los precios. Esto ha llevado a un aumento en la demanda de gas natural, petróleo y sus derivados, lo que ha resultado en incrementos significativos en los precios. En el caso de Colombia, estos aumentos han afectado la inflación de los precios de energía (14,7%, entre enero y noviembre 2022), superando el promedio histórico (4,4% entre 2010-2021) y generando limitaciones en la accesibilidad a los energéticos.

Este comportamiento de precios tiene dos efectos. En el corto plazo, facilita mayores producciones para satisfacer la alta demanda, lo que puede llevar a aumentos en la producción a nivel mundial. Sin embargo, también resalta la necesidad de avanzar hacia una economía baja en carbono, tanto por motivos ambientales como por la seguridad energética en los países que no dependen de los hidrocarburos y el carbón. En este sentido, es importante reflejar los precios internacionales de los combustibles para acelerar la transición hacia fuentes de energía más limpias.

(iv) **La disponibilidad de minerales y materias primas necesarias para la transición.**

Para impulsar el sector minero durante la transición energética, es crucial tener en cuenta varios aspectos. Esto incluye enfocarse en la extracción y producción de minerales estratégicos como el cobre, el zinc y el cobalto, considerando su impacto en los costos de las tecnologías. Además, se deben abordar tanto las necesidades a corto plazo como las estructurales para avanzar hacia una minería sostenible definida desde la política sectorial. La innovación tecnológica, la recuperación y reutilización de minerales, y la implementación de una estructura regulatoria adecuada son elementos clave para facilitar este proceso.

Factores sociales

Los cuales incluyen:

(i) **Brechas de equidad y oportunidad de nuevas formas de emprendimiento local.**

Es crucial que el aprovechamiento de los recursos territoriales esté alineado con el desarrollo económico y social a nivel local, de modo que las comunidades se involucren en los proyectos y tengan oportunidades de participación, empleo y encadenamientos

productivos. Fortalecer las instituciones y promover un entorno favorable para la planificación y ejecución de infraestructuras energéticas, fomentando la participación ciudadana y el diálogo constructivo, es fundamental en este proceso.

(ii) **Debilidad institucional y creciente conflictividad en el desarrollo de proyectos de infraestructura.**

Uno de los desafíos del sector consiste en establecer canales de comunicación fluidos y continuos con los grupos de interés en los territorios. Esto permitirá llevar a cabo procesos de consulta y participación ciudadana que cumplan con las regulaciones legales, con el objetivo de construir acuerdos colectivos que beneficien al territorio, a los inversionistas y a los usuarios.

(iii) **Acceso a la información, relación con el estado y capital humano para la transición.**

La transición energética se enfrenta al desafío inicial de generar consenso en torno a su concepto, con el objetivo de fomentar una conversación productiva sobre la construcción de un sistema energético descentralizado, descarbonizado y digitalizado. Es crucial entablar conversaciones objetivas que aborden aspectos como los costos, la confiabilidad, los precios y los impactos en términos de empleo, contaminación y otros factores relevantes para la toma de decisiones.

(iv) **Uso de las regalías y experiencias locales con el sector energético.**

Es necesario fomentar una mayor coordinación entre los proyectos del sector y los planes de desarrollo local y regional con el propósito de potenciar las competencias y capacidades de los habitantes. Se evidencia que, a pesar de los beneficios económicos que los proyectos pueden generar en las regiones, las comunidades aún enfrentan carencias en el acceso y cobertura de servicios básicos. Esta situación genera desconfianza y rechazo hacia los proyectos, impactando negativamente en el bienestar y desarrollo de las comunidades. Por tanto, es fundamental que los proyectos del sector minero-energético vayan más allá de proporcionar un bienestar efímero y contribuyan de manera duradera al crecimiento y prosperidad de las comunidades involucradas.

Factores tecnológicos

Los cuales se están asociados a:

(i) **La eficiencia energética primer paso hacia la sostenibilidad.**

La apuesta por la eficiencia energética en el contexto de la transición no es casual. Al optimizar el uso de la energía, la sociedad puede fortalecer su suministro energético al requerir menos energía para satisfacer la demanda, al mismo tiempo que contribuye a la competitividad, la accesibilidad de la energía y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Según el Balance de Energía Útil (BEU, UPME 2019), la eficiencia

energética puede generar una reducción de costos anuales de entre 6.600 y 11.000 millones de USD. En el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PAI - PROURE) reciente (UPME 2021), se identificó un potencial de reducción del consumo energético de alrededor de 1.688 PJ para el período 2022-2030, lo que equivale aproximadamente al 10% del consumo total.

(ii) **Las perspectivas del hidrógeno y la captura, secuestro y utilización del carbono, la oportunidad de los fósiles en la transformación.**

El hidrógeno se considera una pieza fundamental en el rompecabezas de la transición energética. En 2021, más de 30 países han desarrollado estrategias nacionales de hidrógeno (IRENA 2022). El interés en el hidrógeno radica en su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores con escasas alternativas de sustitución de combustibles fósiles, como el transporte de larga distancia y la industria pesada. Además, el hidrógeno complementa la energía renovable, ya que puede ser almacenado y proporcionar estabilidad y flexibilidad a los sistemas de energía. En 2021, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia presentó la hoja de ruta del hidrógeno, estableciendo que el país tiene el potencial para convertirse en líder regional en este campo (MINENERGÍA, 2022).

Por otro lado, las tecnologías de captura, secuestro, almacenamiento y uso del carbono (CCUS) son esenciales para lograr la neutralidad de carbono y permiten utilizar de manera eficiente los combustibles fósiles en aplicaciones donde su reemplazo es difícil. Según (Wood Mackenzie 2022), se requerirá una capacidad de captura de 5 billones de toneladas de carbono anualmente a nivel mundial para alcanzar la carbono neutralidad en 2050. En Colombia, se identifican clústeres de captura de CO₂ asociados a industrias cercanas a refinerías, operaciones de extracción de gas, y plantas de producción de bioetanol y cemento.

(iii) **La electrificación vehicular y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.**

La electrificación del transporte avanza rápidamente, con ventas de vehículos eléctricos superando los 10 millones en 2020, un 43% más frente a 2019 (EIA, 2020), impulsadas por la reducción de costos y mejoras en eficiencia de las baterías. Múltiples gobiernos brindan incentivos para impulsar la adopción de vehículos eléctricos. Por otro lado, el almacenamiento de energía se vuelve crucial para integrar fuentes renovables y alcanzar la carbono neutralidad. Se necesitarán 585 GW de almacenamiento para cumplir con las metas de carbono neutralidad en 2050 (Net Zero Emissions by 2050 Scenario) (EIA, 2022). Los costos de las baterías de iones de litio han disminuido significativamente, de 684 USD/kWh en 2013 a un promedio actual de 137 USD/kWh (Baker McKenzie, 2022). Colombia ha avanzado en la implementación de sistemas de almacenamiento, como la adjudicación de la primera subasta de almacenamiento de energía en 2021 y la instalación de baterías de iones de litio de 7 MW en la central de Termozipa.

(iv) **La generación distribuida, autogeneración y comunidades energéticas.**

Las estrategias clave para lograr una descentralización efectiva y garantizar el acceso a energía de calidad incluyen la generación distribuida, la autogeneración y la formación de comunidades energéticas. Estas opciones, junto con la implementación de medición inteligente y digitalización, permiten reemplazar los combustibles fósiles, expandir la cobertura en zonas no interconectadas y fortalecer la participación de la demanda en un mercado resiliente y de bajas emisiones. En cuanto a las comunidades energéticas, existen diversas tecnologías maduras y ampliamente implementadas en todo el mundo, respaldadas por avances en digitalización, medición y gestión de datos.

Factores ambientales

Los factores identificados fueron:

(i) **Conexión de las preocupaciones ambientales a nivel nacional y territorial.**

El sector energético propone incorporar el enfoque territorial para coordinar acciones y alcanzar metas. Esto implica garantizar la gobernabilidad, la seguridad, el cumplimiento normativo y el conocimiento detallado del territorio, con el objetivo de satisfacer necesidades específicas y aprovechar oportunidades con el menor impacto posible. La gestión de los recursos energéticos debe priorizar la protección del medio ambiente y la salud de las comunidades, ofreciendo oportunidades de mejora para el bienestar y el desarrollo socioeconómico, esto en línea con el cumplimiento de metas de los convenios internacionales que ha firmado el país (ODS, Acuerdo de París y Marco de Sendai, COP 26 Glasgow), con la estrategia 2050, y otros planes diseñados específicamente por el sector.

(ii) **Fortalecimiento técnico a nivel local.**

Se propone establecer condiciones técnicas que permitan la participación de profesionales regionales en proyectos del sector, a través de la creación de semilleros de investigación municipales en colaboración con instituciones académicas. Esto busca apropiar conocimiento, generar empleo y facilitar la formulación y ejecución de proyectos exitosos, promoviendo el desarrollo local. Además, se sugiere adoptar estrategias que incluyan acciones tales como la consulta temprana en proyectos de asociación público-privada, el desarrollo de herramientas de información para compartir el estado de los proyectos, implementar un catastro multipropósito y apoyar la actualización de los planes de ordenamiento municipal alineados con la planeación nacional.

(iii) **Participación ciudadana y transición energética justa.**

En general, es crucial implementar procesos de participación ciudadana más allá de la socialización de proyectos, reconociendo el conocimiento y el deseo de las comunidades de participar activamente en decisiones que afectan su vida diaria y su territorio.

(iv) **Seguimiento, supervisión y control de las autoridades.**

Finalmente, se reconoce la importancia de llevar a cabo un seguimiento, supervisión y control efectivos del sector minero energético en el territorio. Existen oportunidades para fortalecer este aspecto mediante un adecuado monitoreo de los programas sociales, el cumplimiento de los compromisos de las empresas y la implementación de los planes de manejo ambiental. Al abordar estos aspectos, será posible abordar los bajos niveles de credibilidad de las instituciones regionales y la falta de coordinación entre el centro y la periferia del país. Esto implica asegurar una gestión social responsable por parte de las empresas, el cumplimiento de los acuerdos de empleo local, la colaboración con proveedores locales, así como el respeto y la atención a las comunidades en las áreas de influencia, todo ello con el acompañamiento necesario por parte del Estado.

Recursos e infraestructura actuales

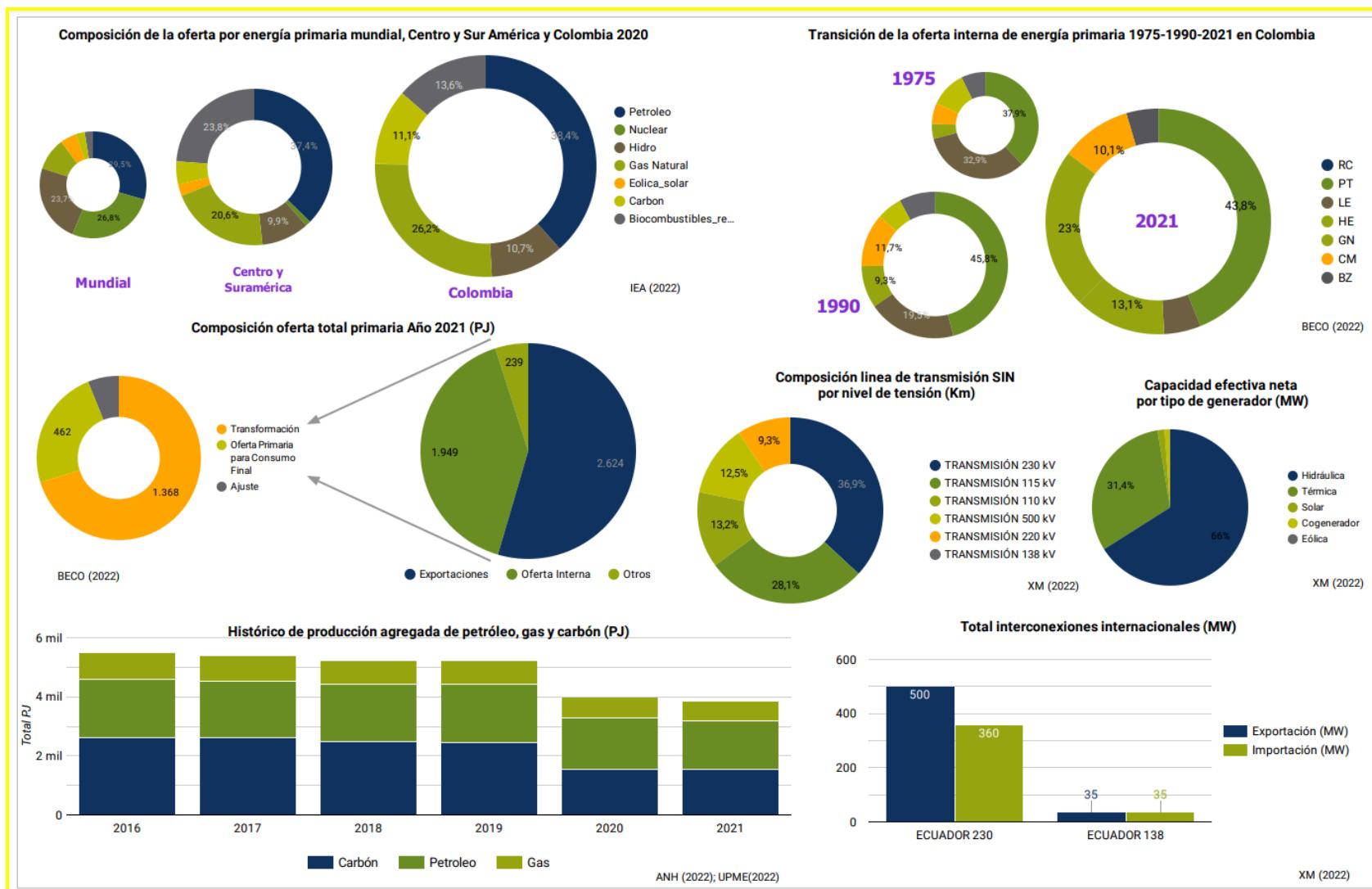


Figura 1 Recursos e infraestructura actuales del sistema energético colombiano

Como muestra la Figura 1, la composición de la oferta energética nacional refleja la tendencia observada en Centro y Suramérica y a nivel mundial. En 2020, aproximadamente el 79% de la oferta de energía primaria en el país estaba compuesta por petróleo, gas natural y carbón. Esta cifra se ubicó en un 62% para la región de Centro y Suramérica y en un 80% a nivel mundial (EIA, 2022).

En cuanto a la oferta primaria a lo largo de las últimas décadas, no se han registrado cambios significativos en el uso de fuentes fósiles. En 1990, el suministro de energía basado en petróleo representaba el 45,8%, mientras que en 2021 este valor disminuyó ligeramente a 43,8%. Con relación a la generación de energía eléctrica, en 2022 la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó los 18.626 MW, de los cuales el 67,1% proviene de fuentes hidráulicas, el 30,4% de fuentes térmicas, el 1,7% de fuentes solares y el 0,8% de fuentes eólicas y generación distribuida (XM-PARATEC, 2023).

Petróleo y capacidad de refinación

Con relación a los recursos del petróleo, la Figura 2 muestra la distribución agregada⁵ de las reservas y los recursos contingentes y prospectivos, de acuerdo con la información de la ANH⁶ y los cálculos realizados por la UPME a 31 de diciembre de 2021. En lo que respecta a las reservas (incluyendo probadas, probables y posibles), se estiman valores alrededor de 3.6 GB⁷ de petróleo crudo.

⁵ La disponibilidad de los recursos de hidrocarburos se clasifica por su nivel de incertidumbre y su nivel de comercialidad. La producción que cuenta con la mayor comercialidad se clasifica como reservas, estas a su vez tienen 3 grados de incertidumbre. Las más probables (P1) se definen como reservas probadas, las siguientes (P2) como probables y (P3) como posibles. Los recursos con menor grado de comercialidad son los recursos contingentes. Estos son aquellos que para ser comerciables deben superar alguna contingencia. De igual forma, estos recursos tienen 3 grados de incertidumbre (se denominan C1, C2, C3). Los recursos prospectivos son los potencialmente recuperables calculados a partir de estimaciones. Al igual que los demás tipos de recursos, estos también se pueden clasificar en 3 rangos de incertidumbre, de mayor a menor: U1, U2 y U3. Considérese la siguiente nomenclatura sobre el manejo de los diversos volúmenes de hidrocarburos potencialmente explotables: para reservas 1P = P1, 2P=P1+P2 y 3P=P1+P2+P3; para recursos contingentes: 1C = C1, 2C=C1+C2 y 3C=C1+C2+C3.

⁶ Disponible en:

<https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-de-recursos-y-reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-por-a-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/>

⁷ GB: Giga barriles o miles de millones de barriles.

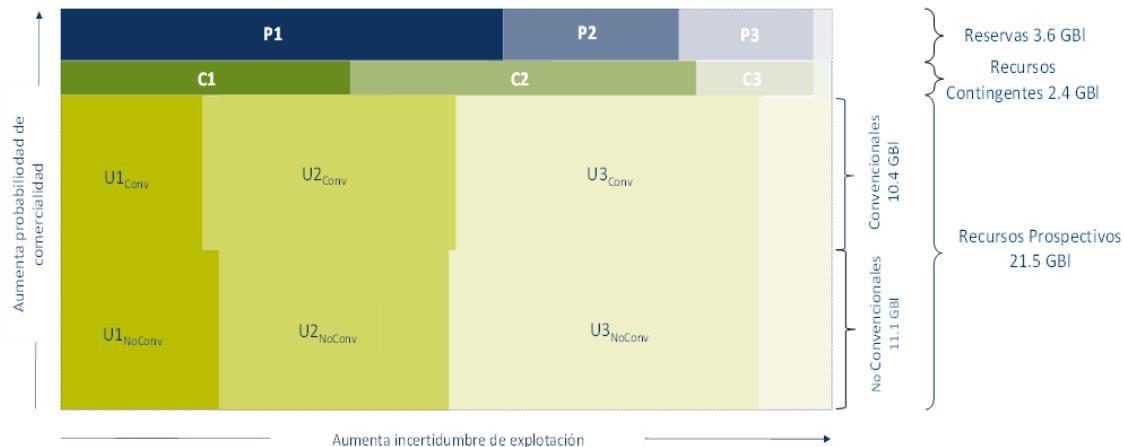


Figura 2 Volumen de reservas y recursos de petróleo estimados según categoría a 31 diciembre de 2021. Fuente: ANH, cálculos. UPME

A nivel de recursos contingentes se estiman 2,4 GB de petróleo crudo en total para todos sus niveles de incertidumbre, mientras que los recursos prospectivos proyectados incluyen 21,5 GB de petróleo crudo entre recursos convencionales y no convencionales teniendo en cuenta cada una de las incertidumbres posibles. Ahora bien, es importante destacar que los recursos de yacimientos no convencionales presentan mayores limitaciones debido a la falta de regulación para su exploración y explotación comercial, es por esto por lo que no serán tenidos en cuenta en los escenarios de oferta considerados.

Se espera que la producción de crudo se mantenga en niveles cercanos a 0,75 millones de barriles por día (MBD) en el corto plazo, pero podría disminuir si no se incorporan nuevas y significativas reservas en un futuro próximo.

Por otro lado, Colombia cuenta con dos refinerías principales que tienen una capacidad de procesamiento inferior a la demanda nacional de combustibles líquidos. Esto significa que el país depende cada vez más de la importación de estos productos, siendo actualmente alrededor de un tercio de la demanda nacional de gasolina y aproximadamente un décimo de la demanda de diésel. Sin embargo, estas cifras pueden variar debido a diferentes factores, como paradas operativas en las refinerías, la calidad del crudo utilizado, restricciones en el sistema de transporte y fluctuaciones de la demanda relacionadas con fenómenos como El Niño. La Tabla 1 presenta las capacidades de procesamiento indicativas de las principales refinerías del país.

Tabla 1 Capacidad de Refinación en Colombia

Refinería	Flujo de entrada kBD	Flujo de salida kBD
Cartagena	206	GM
		ACPM
		JP
		GLP
Barrancabermeja	213	GM
		ACPM
		JP
		GLP

En el Anexo 13 del Tomo 2, se presentan cuatro escenarios que exploran la oferta futura de petróleo crudo en relación con la demanda de carga para las refinerías. Estos escenarios analizan las posibilidades de mantener la condición actual de exportador de petróleo y también los riesgos de perder la autosuficiencia y convertirse en un importador de crudo para abastecer las necesidades propias de los procesos de refinado local. Además, se evalúan los valores financieros asociados a estos escenarios. Dichos escenarios proporcionan análisis con una visión de las perspectivas futuras del sector petrolero y los posibles impactos económicos que podrían surgir.

Gas Natural

Al igual que para el petróleo crudo, en la Figura 3, muestra la distribución agregada de las reservas y los recursos contingentes y prospectivos. Lo anterior, con base en la información de la ANH y los cálculos realizados por la UPME a 31 de diciembre de 2021, los valores de reservas estimadas incluyendo probadas, probables y posibles corresponden 4.6 TPC⁸ de gas natural, en lo que respecta a recursos contingentes se estiman 2.9 TPC de gas natural, mientras que los recursos prospectivos proyectados incluyen 95.6 TPC, entre recursos convencionales y no convencionales.

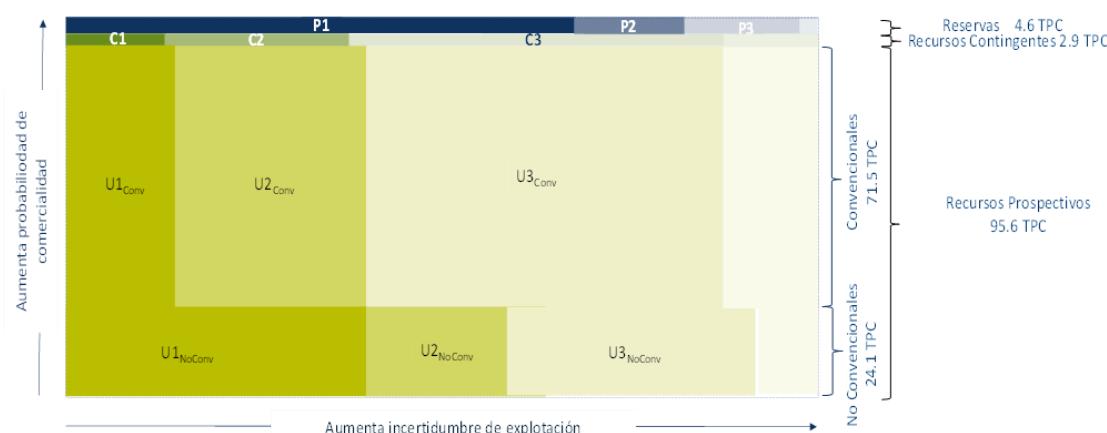


Figura 3 Volumen de reservas y recursos de gas natural estimados según categoría a 31 diciembre de 2021.
Fuente: ANH, cálculos. UPME

Para los escenarios de proyecciones de oferta, no se incluyen los recursos de prospectivos no convencionales debido a la falta de regulación, esto quiere decir que del total de recursos estimados entre convencionales y no convencionales (95.6 TPC), solo se consideraran 71.5 TPC, así mismo, se tienen en cuenta en algunos escenarios recursos costa afuera en la Guajira y Sinú. Estos escenarios representan diferentes niveles de éxito para la exploración y explotación futura, en el Anexo 13 del Tomo 2 se describen los escenarios de oferta de gas natural considerados.

⁸TPC: Tera pies cúbicos o billones de pies cúbicos.

Carbón

El informe de la ANM para el año 2023 reporta 4.554⁹ millones de toneladas (Mt) de reservas probadas, calculadas utilizando la metodología del Comité de Normas Internacionales de Información de Reservas Minerales (CRIRSCO), como se muestra en la Figura 4. Además, se cuentan con 5.079 Mt de recursos medidos, 6.788 Mt de recursos indicados y 4.701 Mt de recursos inferidos. Estas cifras reflejan las estimaciones de disponibilidad de recursos minerales en el país.

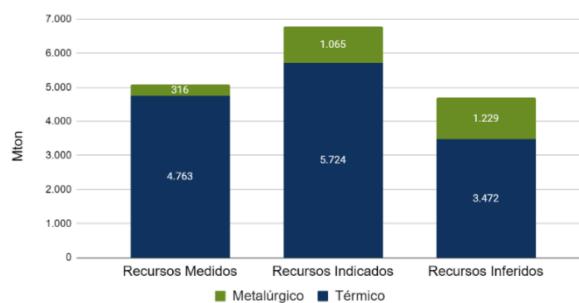


Figura 4 Recursos y reservas de carbón mineral

Colombia cuenta con recursos de carbón en 7 departamentos: Cesar, La Guajira, Cundinamarca, Boyacá, Córdoba, Norte de Santander y Cauca. Destacan las propiedades caloríficas del carbón colombiano en los yacimientos de La Guajira y Cesar, con valores entre 6.600 y 7.100 kCal/kg, superando el promedio mundial de 5.550 kCal/kg. En 2021, la producción de carbón fue de 60,3 Mt, equivalente a 1.734 PJ. Aunque hubo una recuperación en comparación con 2020, esta cifra es inferior a los 2.425 PJ producidos en 2019. El carbón representa el 40% de la extracción de energéticos primarios en Colombia (UPME, 2022).

Esta versión del PEN contempla tres escenarios de producción de carbón térmico y metalúrgico, basados en el estudio "Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita" (UPME, 2020). Estos escenarios consideran las tendencias internacionales de uso del carbón con fines energéticos y ofrecen una visión del comportamiento esperado de la producción nacional de carbón a mediano plazo, así como su papel en el mercado en comparación con los principales proveedores a nivel mundial.

Producción de energía eléctrica

En 2022, la potencia instalada fue de 18.626 MW (XM, 2023), excluyendo la autogeneración y la cogeneración. De esta capacidad, el 70% proviene de fuentes renovables donde la generación hidráulica tiene la mayor participación con 12.494 MW¹⁰, seguida de la generación solar con 321 MW y la generación eólica con 18 MW. En cuanto a la generación

⁹ Información reportada por la Agencia Nacional de Minería para el año 2022.

¹⁰ Este dato corresponde al total de centrales hidráulicas despachadas centralmente 11.693,5 MW más las plantas no despachadas centralmente 800,2 MW.

térmica, se cuenta con una capacidad de 2.827 MW a partir de gas natural, 1.649 MW de carbón y 1.180 MW a partir de combustibles líquidos, que incluyen 268 MW de fuel-oíl, 861 MW de diésel y 51 MW de Jet-fuel. La Figura 5 muestra la distribución porcentual de la matriz eléctrica colombiana.

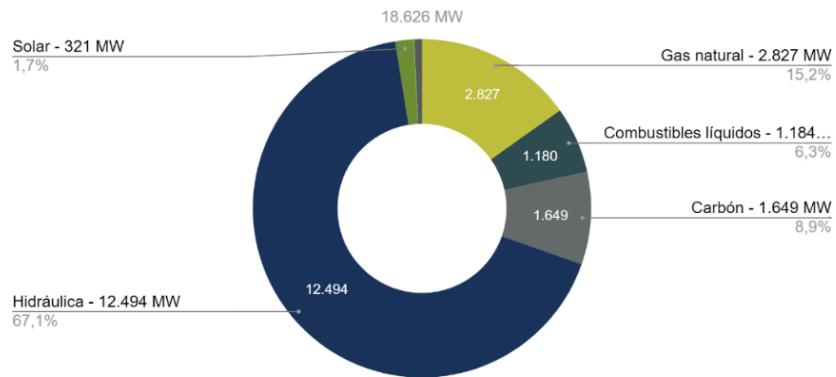


Figura 5 Matriz eléctrica colombiana en 2022 [MW]

Por otra parte, la cogeneración en Colombia se concentra en diez proyectos que utilizan principalmente el bagazo de los ingenios azucareros para generar energía eléctrica. Como se muestra en la Figura 6, estos proyectos suman una capacidad adicional de 192 MW (XM, 2023). En lo que respecta a la autogeneración, se estima que existen alrededor de 3,000 proyectos activos en el país, estos utilizan diferentes fuentes de energía, como el gas natural, biogás, bagazo y radiación solar, y aportan una capacidad instalada de 942 MW a la matriz nacional.

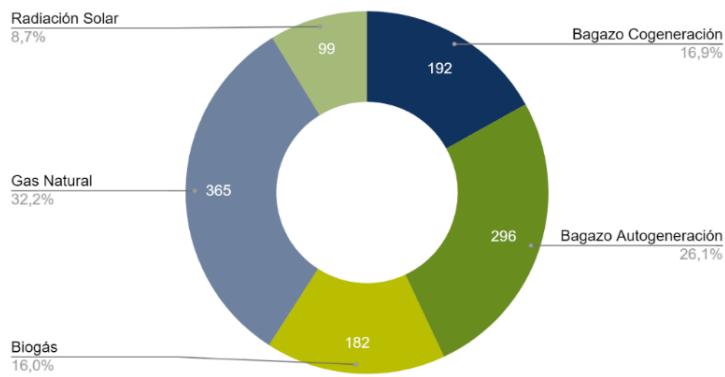


Figura 6 Capacidad instalada en cogeneración y autogeneración [MW]

Usos finales y precios relativos de los energéticos

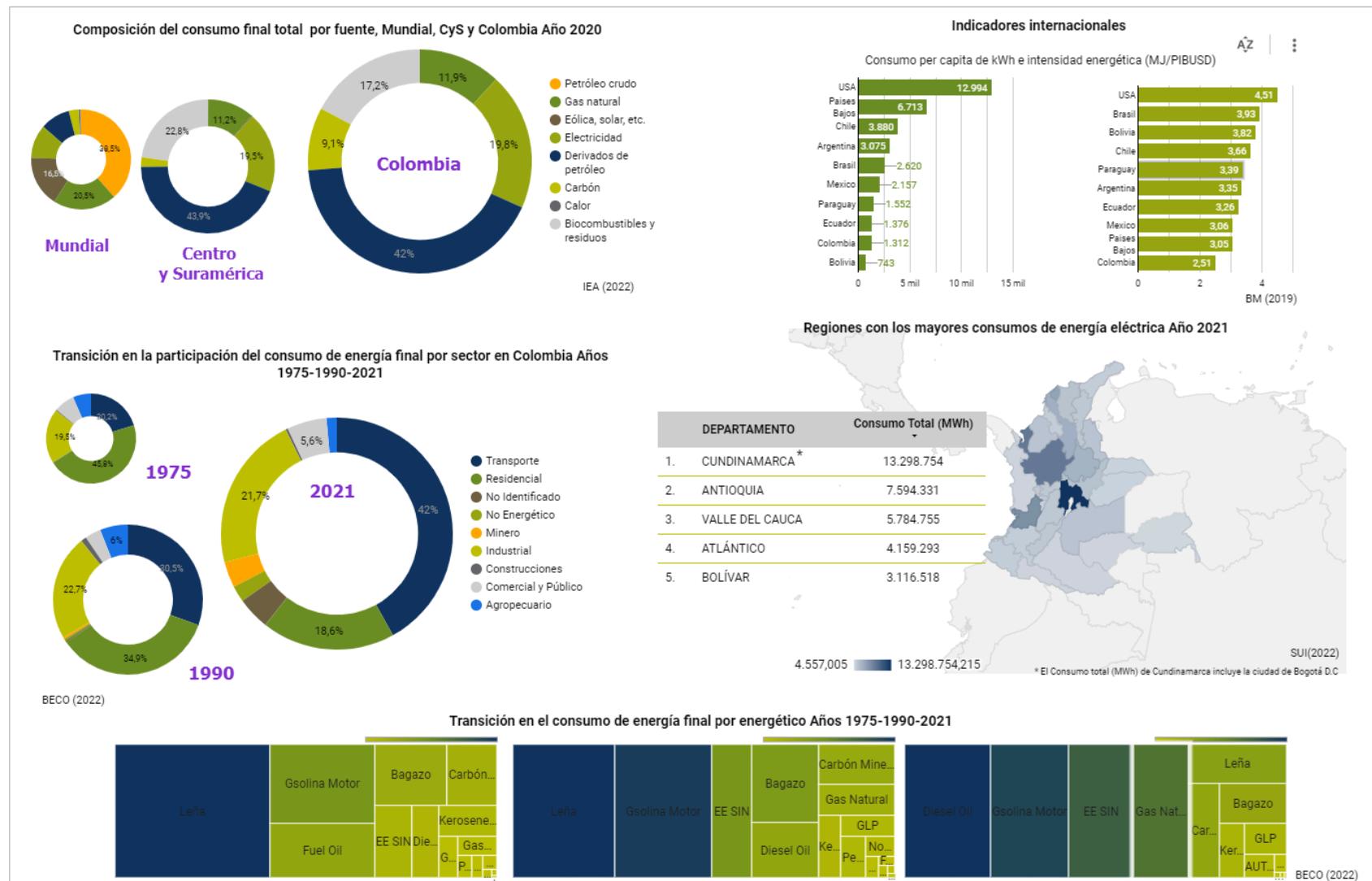


Figura 7 Consumo final de la energía en Colombia

El consumo final de energía en Colombia en 2021 alcanzó los 1.402 PJ. Este incremento en la demanda se debe principalmente al aumento en el consumo de los sectores industrial (304 PJ, equivalente al 21,7% del total) y transporte (588 PJ, equivalente al 42% del total), los cuales representan conjuntamente el 63,7% del consumo total. Al comparar la evolución del consumo a lo largo del tiempo, como muestra la Figura 7, se observa que el sector transporte ha experimentado un aumento significativo, pasando de representar el 20,2% del consumo de energía final en 1975 al 30,5% en 1990 y al 42% en 2021.

En términos generales, Colombia ha experimentado una transición en el consumo de energía final, pasando de un predominio en el uso de leña, que representaba el 33,5% en 1975, a un porcentaje mucho menor del 5,16% en 2021. En cambio, se ha incrementado el uso de combustibles fósiles como el gas natural, cuya participación ha aumentado del 2,9% en 1975 al 15,7% en 2021.

En cuanto al consumo per cápita de energía eléctrica en Colombia, expresado en kWh-año, se observa que en 2019 fue de 1.312 kWh-año. Esta cifra se encuentra significativamente por debajo del consumo per cápita de países vecinos como Brasil, Argentina y Chile, los cuales registraron consumos de 2.620 kWh-año, 3.075 kWh-año y 3.880 kWh-año, respectivamente. Igualmente, está por debajo de países como México, Países Bajos y Estados Unidos, cuyos consumos fueron de 2.157 kWh-año, 6.713 kWh-año y 12.994 kWh-año, respectivamente. A nivel mundial, el consumo per cápita promedio es de 3.132 kWh-año (Banco Mundial, 2019).

Con relación a la intensidad energética del país, medida como la energía empleada para producir una unidad de producto, en 2019 fue de 2,51 MJ/USD, un valor mayor en comparación con el dato reportado en 2015, que fue de 2,26 MJ/USD. Este indicador se encuentra por debajo de países como Países Bajos, México, Ecuador y Argentina, cuyas intensidades energéticas fueron de 3,05 MJ/USD, 3,06 MJ/USD, 3,26 MJ/USD y 3,35 MJ/USD, respectivamente (Banco Mundial, 2019).

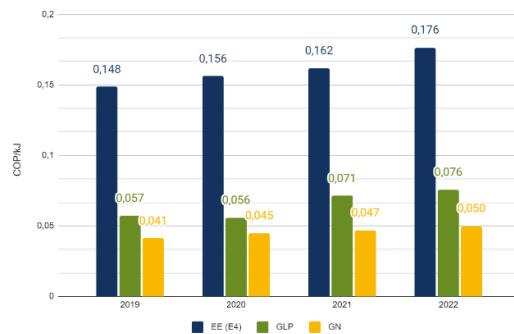
En cuanto al comportamiento del consumo de energía por fuente en Colombia, según los datos reportados por la IEA (2022) para el año 2020, se observa que el 54% del consumo total corresponde al uso de gas natural, petróleo y sus derivados. En comparación, en centro y Suramérica y a nivel mundial esta proporción fue del 55%.

Precios relativos de los energéticos

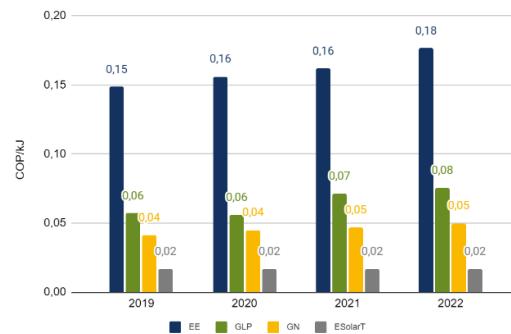
Un análisis previo de los precios de los energéticos según su uso y sector de consumo arroja que, sin considerar las externalidades, los gases combustibles son más competitivos que la energía eléctrica en el sector residencial y terciario. Sin embargo, esto varía según el uso y el sector.

En el sector residencial, se evidencia una estrecha relación en los usos de cocción residencial y agua caliente, donde el gas natural y el GLP son más competitivos en comparación con la energía eléctrica. Esta última no muestra competitividad debido a que las estufas de

inducción, aunque son más eficientes en términos energéticos, tienen asociado un costo energético mayor. Lo anterior, no proporciona un incentivo suficiente para la sustitución, debido a que el precio relativo de cada kilovatio hora consumido debería ser al menos un 53% menor al precio actual, como se ilustra en la Figura 8.



Cocción residencia urbana



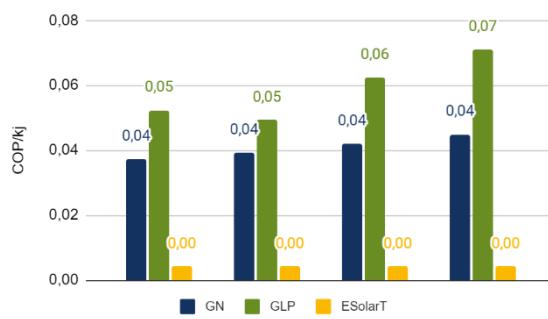
Agua caliente sanitaria

Figura 8 Comparación precios de los energéticos en cocción residencial y agua caliente (urbano) -COP/kJ

En el sector terciario, se confirma que los gases combustibles son la opción más competitiva para los usos de hornos y calderas. El uso de leña no es eficiente debido a su bajo poder calorífico. En cuanto a la energía eléctrica, su precio debería reducirse en un 46% para poder competir con el GLP en el caso de los hornos en este contexto (Ver Figura 9). Es importante destacar que, en este caso, los hornos eléctricos no presentan el menor consumo, a diferencia de lo que ocurrió en el caso de la cocción. Esto indica que todavía hay margen de mejora en la eficiencia de estos equipos para promover una mayor sustitución. De manera similar, en las calderas (para calor indirecto), la opción más competitiva sería la energía solar térmica, recordando que el análisis planteado no incluye los costos de inversión y otras consideraciones tecnológicas. En este sentido, seguiría siendo el uso de gases combustibles fósiles la opción más competitiva de corto plazo, ya que no se identifica un energético alternativo cercano que pueda sustituir su consumo.



Hornos



Calderas

Figura 9 Comparación precios de los energéticos en el sector terciario para hornos y calderas -COP/kJ

En el sector del transporte, el análisis revela una estrecha competencia entre el gas natural, el diésel y la gasolina en el año 2022. Sin embargo, al compararlos con los vehículos eléctricos ligeros, se observa que los avances en eficiencia han logrado que, a pesar de tener un precio de energía 2,56 veces superior al de la gasolina, el costo por cada 100 kilómetros recorridos sea menor. En términos de costos, la única barrera que persiste es el precio de los vehículos eléctricos, que es de 2 a 3 veces más alto que el de los vehículos ligeros convencionales (Ver Figura 10). En el caso de las demás categorías de vehículos, aunque se obtienen mejores rendimientos con motores eléctricos en comparación con los de combustión interna, el gas combustible y los combustibles líquidos siguen siendo competitivos.

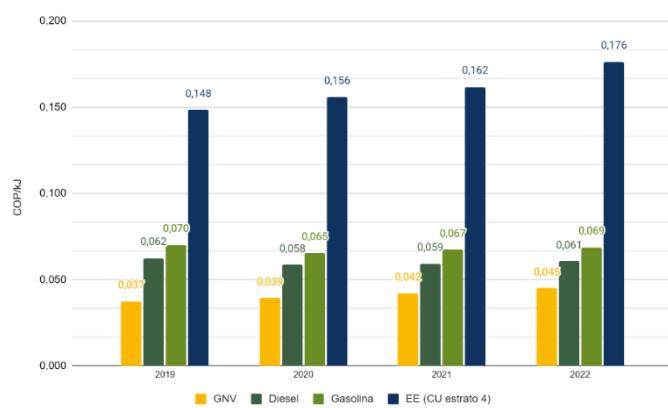


Figura 10 Comparación precios de los energéticos en el sector transporte -COP/kJ

El caso del sector industrial es similar, el análisis indica que en los usos de calor directo e indirecto los combustibles fósiles son más competitivos frente al consumo de energía eléctrica (Ver Figura 11).

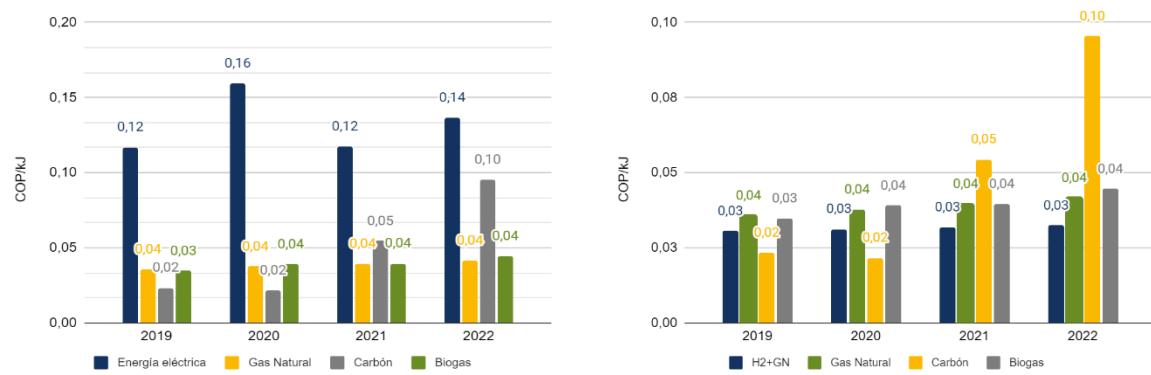


Figura 11 Comparación precios de los energéticos en el sector industrial para hornos y calderas -COP/kJ

A simple vista, estos resultados revelan las barreras económicas asociadas a los procesos de transformación energética. Especialmente, considerando que la transición hacia tecnologías y fuentes de energía alternativas implica costos operativos más altos y una

inversión significativa. Estos costos de inversión se ven impulsados en gran medida por beneficios que no son directamente percibidos por quienes realizan la inversión y que finalmente se trasladarán al consumidor final.

Sin embargo, al internalizar los factores que motivan el cambio y lograr anticiparse a ellos, no solo se cumplirán las metas establecidas, sino que también se abrirá un camino hacia una mayor competitividad para el país. El proceso de transformación energética es costoso desde el punto de vista económico y requiere una coordinación interinstitucional, pues implica un compromiso de cambio motivado por factores que van más allá de las decisiones del sector privado.

Punto de llegada

En la versión anterior del Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050, se presentó una visión de largo plazo para el sector energético de Colombia en línea con la estrategia de desarrollo del país, reflejada en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Esta visión sigue siendo relevante en la formulación del nuevo PEN 2022-2052, ya que se trata de un proceso de actualización.

Visión y relación con ODS

La visión aspiracional para el sector energético colombiano en los próximos 30 años es lograr y consolidar la transición energética como un proceso clave para el desarrollo sostenible del país.

Esta visión se alinea con el compromiso de Colombia con el progreso a largo plazo establecido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). En la actualización del PEN 2022-2052, la visión tiene como objetivo habilitar el desarrollo sostenible a través de la transformación del sector energético, especialmente en la consecución de los siguientes ODS:

Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante. La transición energética considera el aprovechamiento de fuentes de energía limpia y de bajas emisiones de GEI y la adopción de tecnologías que permitan mejorar la eficiencia energética.



Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura. La transición energética requiere el fortalecimiento del capital humano, la inversión en investigación e innovación, y el desarrollo de infraestructura, lo que posibilitará encontrar soluciones permanentes a los desafíos económicos y ambientales.



Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles. La transición energética incorpora la descentralización de la cadena de valor y mejoras en eficiencia energética, lo que aportaría a alcanzar mejoras en calidad de vida y confort en los hogares del territorio nacional.



Objetivo 12. Producción y consumo responsables. La transición energética abarca el empoderamiento de los usuarios a través de la información, lo que permitiría optimizar las decisiones de consumo e internalizar su impacto sobre el medio ambiente.



Objetivo 13. Acción por el clima. La transición energética considera el aprovechamiento de la infraestructura existente y fuentes de energía, lo que contribuiría a limitar el aumento de la temperatura global y a gestionar los riesgos asociados con el cambio climático, respectivamente.



PEN alineado con la Transición Energética Justa

El Plan Energético Nacional (PEN) integra en su enfoque los elementos clave de descarbonización, descentralización y digitalización. La descarbonización busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, promoviendo la adopción de fuentes de energía renovable y la implementación de tecnologías limpias. La descentralización tiene como objetivo diversificar la generación de energía y promover la participación de las comunidades locales en el desarrollo y gestión de proyectos energéticos. Mientras que la digitalización se refiere a la incorporación de tecnologías digitales en la gestión y control eficiente de la infraestructura energética, así como en la optimización de la demanda y el suministro de energía.

En este sentido, la UPME propone el concepto de transformación energética como un enfoque integral que abarca la transición energética, la descarbonización, la descentralización, la digitalización y la búsqueda de la neutralidad de carbono. El objetivo es brindar una perspectiva amplia y completa a los cambios necesarios en el sector energético para promover el desarrollo sostenible del país.

Por un lado, los tres elementos fundamentales: descarbonización, descentralización y digitalización; se enmarcan en un propósito superior que es la sostenibilidad. Esta última como aquella que busca lograr un equilibrio entre la humanidad y los recursos del entorno, preservando el medio ambiente sin renunciar al progreso económico y social. Se refiere a la estabilidad a largo plazo, tanto en términos presupuestarios como en la generación de rentabilidad de manera responsable. Además, la sostenibilidad implica la cohesión y el fortalecimiento de los diversos grupos sociales que conforman el territorio.

Por otro lado, el PEN se configura como un instrumento estratégico que desarrolla escenarios prospectivos de largo plazo para el sector energético. Estos escenarios no solo consideran las proyecciones de demanda y oferta energética, sino que también incorporan

los principios fundamentales de la política de Transición Energética Justa. Esto implica garantizar que la transformación del sector energético sea equitativa, inclusiva y genere beneficios para todos los actores involucrados.

La combinación de estos elementos en el PEN refleja la visión integral de la transformación energética de Colombia, que no solo busca alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y reducir la huella ambiental, sino que también se enfoca en garantizar una transformación equitativa y sostenible del sector, diversificando la generación de energía, promoviendo la participación de las comunidades locales y adoptando tecnologías digitales para una gestión eficiente de la infraestructura energética.

Pilares del PEN

Los pilares del PEN son las áreas estratégicas en las que se deben orientar y sustentar los esfuerzos de política pública. Para la actualización del PEN 2022- 2052 se mantienen los pilares propuestos en la versión 2020-2050 debido a que continúan siendo pertinentes y siguen siendo la base del análisis de largo plazo. Los cuatro pilares son:

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento

Resultado estratégico:	Aprovisionamiento seguro y confiable de energéticos para la demanda nacional.
Alcance:	Contar con un sistema energético que tenga la capacidad de abastecer, transportar y distribuir los energéticos requeridos para satisfacer la demanda de manera confiable, segura y eficiente.

Pilar 2. Adaptación y mitigación del cambio climático

Resultado estratégico:	Reducción de emisiones de GEI y gestión de riesgos asociados al cambio climático.
Alcance:	Promover cambios para que el sistema energético contribuya con la reducción de emisiones de GEI y pueda gestionar los riesgos asociados a la variabilidad climática.

Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico

Resultado estratégico:	Uso de la mejor tecnología disponible para el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos.
Alcance:	Consolidar un entorno de mercado que integre nuevas tecnologías para hacer un uso eficiente de los energéticos, con miras a mejorar la competitividad y aportar al desarrollo económico del país.

Pilar 4. Conocimiento e innovación

Resultado estratégico:	Gestión de conocimiento enfocado en la promoción de la transición energética y el desarrollo sostenible.
Alcance:	Fortalecer el capital humano, la promoción de soluciones y tecnologías innovadoras y el aumento de las inversiones en proyectos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) que potencien la transformación energética colombiana.

Objetivos del PEN

Los objetivos del PEN son el conjunto de metas que dan cuenta del avance al punto de llegada propuesto. En la Tabla 2, se presenta el avance de los indicadores de seguimiento en los dos años que han pasado desde la última versión del PEN.

Tabla 2 Seguimiento objetivos del PEN 2020-2050

Objetivo	Indicador de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050	Línea base 2021	Visión 2052
Permitir el acceso a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.	Índice de Equidad Energética del World Energy Council	Calificación: C Ranking: 73	Calificación: A	Calificación: C Ranking: 73	Calificación: A
Diversificar la matriz energética.	Participación FNCE en la producción primaria de energía	3,1%	12 %- 20 %	1,4%	7 %- 30 %
Contar con un sistema energético resiliente.	Índices de calidad de prestación del servicio de energía eléctrica ¹¹	SAIDI: 37,7 h-año SAIFI: 48 veces al año.	SAIDI: 3-5 h -año SAIFI: 2-5 veces al año	SAIDI: 29,6 h-año SAIFI: 38,2 veces al año.	SAIDI: 2-4 h -año SAIFI: 2-4 veces al año
Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI.	Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía	61.955 Gg CO2eq-año	70.000 - 90.000 GgCO2eq-año	63.143 Gg CO2eq-año	29.793 - 100.600 Gg CO2eq-año
Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final	31%	50 %-70 %	48,85%	61,78% - 75,48%
	Intensidad energética	2,29 kj/COP	2 -1,25 kj/COP	1,41 kj/COP	0,61 -0,90 kj/COP
Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.	Promedio anual de la contribución del IPC de energía sobre el IPC total	11.5%	7,5%	7,2%	7,8%
	Consumo per-cápita de leña en el sector residencial	105,51 ton/mil habitantes	36-70 ton/mil habitantes	93,39 ton/mil habitantes	0,41-38,40 ton/mil habitantes
Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.	Porcentaje de usuarios con medidor inteligente	1,2%-2-4%	90%-100% de los usuarios	3%	90%-100% de los usuarios
Estimular la investigación e innovación y fortalecer	Número de grupos de investigación del	108	130	110	130

¹¹ La información expuesta es de carácter público y administrada por entidades diferentes a la UPME. Dicha información puede ser consultada a través del sistema de información Sinergox del operador del sistema - XM, en el minisitio "Informe Mensuales de Análisis del Mercado" en el siguiente enlace: <https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-mensuales-de-analisis-del-mercado.aspx>.

Allí reposan los informes históricos de Precios y Transacciones, en donde se presentan la evolución histórica de los indicadores SAIDI y SAIFI

Adicionalmente, la información relacionada a estos indicadores también puede ser consultada a través de los "Informes de Calidad del Servicio de Energía", los cuales son publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD (<http://www.superservicios.gov.co/>). Esta información se encuentra en el minisitio de Publicaciones y boletines, a través del enlace: <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones>

Objetivo	Indicador de seguimiento	Línea base 2019	Visión 2050	Línea base 2021	Visión 2052
las capacidades de capital humano	Programa Nacional de Energía y Minería ¹²				
	Inversión en ACTI como porcentaje del PIB ¹³	0,74%	3,5%	1%	3,5%

Escenarios energéticos de largo plazo

La planeación energética es un ejercicio que abarca diferentes horizontes temporales y tiene diversos objetivos. El PEN es el ejercicio de planificación de mayor alcance de la UPME, con un horizonte de 30 años, y su objetivo principal es explorar alternativas y analizar las incertidumbres del futuro del sector energético a través de escenarios energéticos a largo plazo.

Los escenarios energéticos son conjuntos de eventos que describen situaciones futuras basadas en la realidad actual. Estos escenarios proporcionan una forma sencilla y analítica de describir posibles desarrollos del sistema energético del país en el futuro. Son una herramienta útil para analizar los efectos de ciertos supuestos en el sector, discutir el impacto potencial de decisiones específicas, y orientar la toma de decisiones tanto en el sector público como en el privado.

No obstante, los escenarios energéticos a largo plazo tienen ciertas limitaciones importantes. En primer lugar, no son pronósticos definitivos del futuro, lo que significa que no se puede considerar que un escenario sea más probable que otro o que una trayectoria específica sea la que se va a cumplir. En segundo lugar, existen incertidumbres que pueden no estar completamente consideradas en el análisis, lo que hace necesario actualizar los escenarios con regularidad. Por último, los escenarios se basan en narrativas de futuro que integran aspectos sociales, ambientales y económicos, los cuales no pueden ser completamente reflejados en un modelo.

Los escenarios presentados aquí son una actualización de los propuestos en 2020. Cada escenario está compuesto por iniciativas tecnológicas que se dirigen hacia los objetivos de largo plazo del sector energético, como la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad. Estas iniciativas se clasifican en cinco escenarios energéticos a largo plazo, denominados Actualización, Modernización, Inflexión e Innovación. Sin embargo, en esta versión del PEN se ha incorporado un quinto escenario que se construye a partir de los otros cuatro

¹² Tomado del documento "Plan Estratégico de ciencia, tecnología e innovación en energía y minería 2013-2022" (Colciencias, 2013)

¹³ Tomado del documento "Visión Colombia 2050- Discusión sobre el país del futuro" (DNP, 2022)

escenarios previamente mencionados, pero va más allá al incluir políticas específicas de Transición Energética Justa.

Escenarios energéticos prospectivos

Los escenarios propuestos están compuestos por iniciativas tecnológicas que se dirigen hacia los objetivos de largo plazo del sector energético, como la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad; de este modo se consideraron cinco escenarios energéticos a largo plazo, denominados Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y Transición Energética:

- **Actualización:** para 2052 se espera que Colombia esté alineada con las tendencias mundiales y ha realizado avances significativos en la actualización de tecnologías de producción, transporte y uso de energía. En este escenario, el país ha adoptado medidas progresivas para diversificar su matriz energética, mitigar el cambio climático y promover el uso eficiente de la energía, y los cambios en la demanda de energía tienen una ambición conservadora del 60% en comparación con las metas establecidas en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía - PAI-PROURE y otras iniciativas de eficiencia energética, así como los procesos de sustitución de energéticos y cambios tecnológicos.
- **Modernización:** en 2052 se espera que el país se modernice a través de la adopción de tecnologías y energéticos con un menor impacto ambiental, y busca gasificar aquellos usos en los que sea conveniente, aprovechando los recursos nacionales disponibles, y promoviendo avances en eficiencia energética y electrificación. En este escenario, se supone que las medidas de eficiencia energética alcanzan el 80% de las metas del PAI-PROURE, lo que representa una mayor ambición en términos de eficiencia energética en comparación con el escenario Actualización.
- **Inflexión:** en el año 2052 el país experimentará un cambio significativo en la tendencia histórica de consumo de combustibles fósiles, gracias a una inversión masiva y acelerada en nuevas tecnologías que hacen posible masificar el uso de energía eléctrica. Esta adquiere una mayor relevancia en el suministro energético y en las estrategias de mitigación del cambio climático, y se estima un aprovechamiento del 100% de los potenciales identificados en el PAI-PROURE 2022-2030, estableciendo metas que se extienden hasta el final del período de análisis.
- **Innovación:** la forma en que se produce y consume energía experimenta cambios trascendentales, rompiendo con la tendencia histórica del sector energético, por lo cual para el año 2052, Colombia habrá realizado inversiones significativas en nuevas tecnologías, a pesar de encontrarse en etapas tempranas de desarrollo; esto con el fin de impulsar la transición hacia una

matriz energética más limpia y sostenible, alcanzando metas más ambiciosas en eficiencia energética que las establecidas en el PAI-PROURE:

- **Transición Energética:** este escenario acelera el proceso de transformación del sistema energético colombiano, en su forma de producción, consumo y participación, y se apuesta por nuevas tecnologías y fuentes de energía con un nivel de madurez avanzado, junto con nuevos esquemas de mercado que garantizan seguridad energética, competitividad y protección ambiental. Este escenario se configura como un túnel de decisiones, con dos límites determinantes: el inferior, que parte del escenario de Disrupción, y el superior, que representa la máxima ambición alineada con la Transición Energética Justa (TEJ).

Mapeo tecnológico

Como punto de partida para la construcción de los escenarios prospectivos, se lleva a cabo un ejercicio de consulta del portafolio de tecnologías disponible en fuentes de información internacionales como la EIA y Wood Mackenzie, su respectiva clasificación Technology Readiness Level (TRL)¹⁴ y la validación y clasificación con expertos en cada agrupación tecnológica, esto tres criterios fundamentales: la incertidumbre tecnológica, el potencial de mitigación del cambio climático y los desafíos de transformación. Esta clasificación permite explorar diferentes caminos que el sector puede seguir para lograr la visión deseada, teniendo en cuenta el nivel de ambición y la aversión al riesgo.

El primer criterio considera el nivel de incertidumbre tecnológica de cada iniciativa dentro del contexto colombiano. Esto implica evaluar el nivel de madurez tecnológica de cada tecnología utilizando la clasificación del (TRL), así como tener en cuenta la experiencia del país y de sus empresas en el desarrollo e implementación de dichas tecnologías.

El segundo criterio se enfoca en el impacto sobre la mitigación del cambio climático, en términos de emisiones directas de CO₂. La comparación de las tecnologías se realiza considerando las emisiones que generan durante su uso, a lo largo de su ciclo de vida, y su potencial para reducir las emisiones en comparación con las alternativas que se utilizan actualmente. El tercer criterio se refiere al desafío de transformación asociado a las iniciativas tecnológicas, teniendo en cuenta factores como el cambio social, económico, las regulaciones necesarias y las condiciones del mercado. Esto implica evaluar la magnitud de las inversiones requeridas y el impacto en el comportamiento y estilo de vida de los productores y consumidores de energía. A cada uno de estos criterios los expertos consultados asignaron una clasificación de 0 a 10 sobre las tecnologías, siendo este el insumo para el ejercicio de clusterización, mediante el uso de un software estadístico, con lo que se identificaron las tecnologías que se considerarán en cada escenario (Actualización,

¹⁴ Technology Readiness Levels TRL se refiere a la escala con la que se miden los distintos niveles de madurez de las tecnologías. Esta escala empieza en el TRL 1 como aquellas tecnologías que tienen principios básicos observados y reportados, y finaliza en nivel 9 que se define como un sistema probado con éxito en entorno real.

Modernización, Inflexión e Innovación). En el escenario de transición energética, se aclara que las tecnologías identificadas son las mismas del escenario Innovación, pero asumiendo una mayor ambición en su penetración.

En las siguientes gráficas se clasifican y agrupan alrededor de 250 tecnologías según su nivel de incertidumbre tecnológica en el eje horizontal, contribución a la mitigación del cambio climático en el eje vertical donde las tecnologías con mayor potencial de reducción de CO₂ se encuentran en la parte superior del gráfico, y el tamaño de las burbujas representa el desafío de transformación, siendo las burbujas más grandes las que implican mayores retos.

Combustibles líquidos, gas y bioenergía

Mapeo tecnológico y clusters en combustibles líquidos, gas y bioenergía en la Tabla 3 y en la Figura 12.

Tabla 3 Claves de mapeo tecnológico en Combustibles líquidos, gas y bioenergía

1 Mejora en calidad de diésel	12 Metano mezclado con gasolina menos del 15%
2 Mejora en calidad de gasolina	13 Propano ¹⁵
3 Norma Euro VI en combustibles líquidos	14 Biogás a partir biodigestores centralizados
4 Aumento de mezcla biodiesel en diésel	15 Biogás con biodigestores descentralizados
5 Aumentos en la mezcla etanol para gasolina	16 Biogás con recuperación de gas de vertedero
6 Combustible sostenible de aviación Biojet (SAF)	17 Biogás a partir de planta de tratamiento de aguas residuales
7 Diesel renovable (biocetano) HVO	18 Biomетano-Gas natural renovable
8 Biocombustible avanzado (Grasas hidro tratadas)	19 Reservas de gas onshore
9 Biodiesel de segunda generación (Biomasa residual)	20 Reservas de gas off-shore
10 Biodiesel de tercera generación (Algas y bacterias)	21 Importación de gas natural
11 Licuefacción de carbón para diesel sintético con CCUS	22 Micro LNG

¹⁵ Clave oculta en el mapeo de la Figura 12 por superposición del resultado de la evaluación.

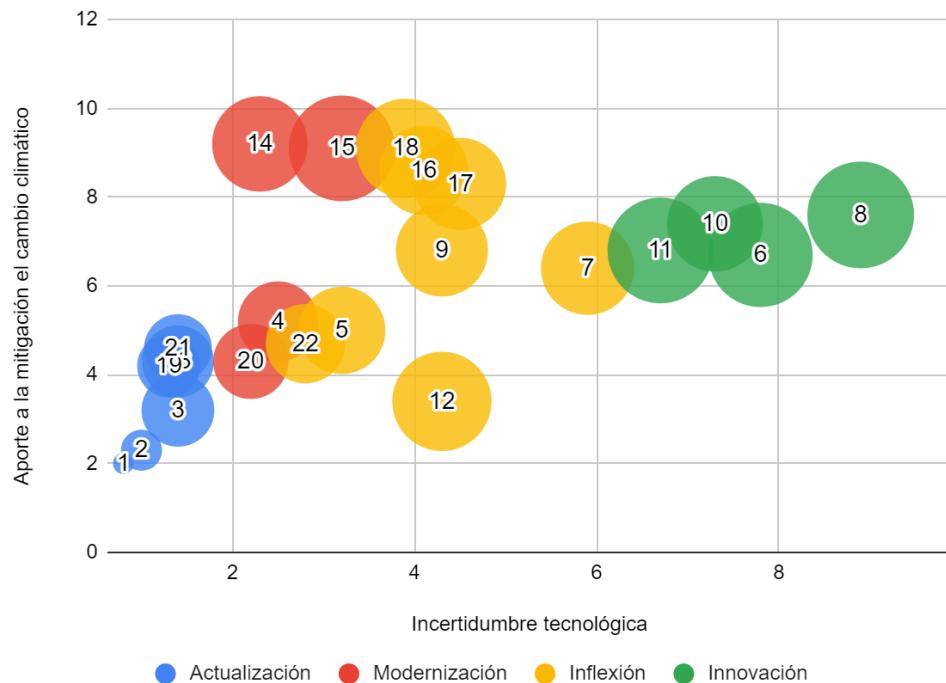


Figura 12 Clusters en combustibles líquidos, gas y bioenergía

Generación de energía, almacenamiento en baterías y digitalización

Mapeo tecnológico y clústeres en generación de energía, almacenamiento en baterías y digitalización en la Tabla 4¹⁶ y en la Figura 13.

Tabla 4 Claves de mapeo tecnológico en Generación de energía, almacenamiento en baterías y digitalización

1-2	High voltage DC (HVDC) y ultra-Alta Tensión (UHVDC)	32	Almacenamiento de energía de aire líquido (LAES)
3	Cargabilidad dinámica	33-37	Baterías electroquímicas
4	Sistemas de transmisión en corriente alterna (FACTS)		Otros almacenamientos (bombeo, aire comprimido, etc)
5	High-temperature superconductors (HTS)	38-42	Generación solar
6	ADMS gestión de distribución avanzada	43-46	Generación eólica onshore /offshore
7	μRedes-Microrredes	47	Generación biomasa
8-12	Gestión de activos inteligentes	48	Geotermia
13	FACTS para distribución	49	Turbina de gas alimentada gas de síntesis o hidrógeno
14-15	Medición avanzada (PMU-AMI)	50	Generación con amoníaco
16	Dispositivos de autoconfiguración	51	Generación mareomotriz
17	Protecciones adaptativas	52-55	Generación solar avanzada
18-19	Infraestructura de recarga vehicular (convencional/rápida)	56-60	Reactor nuclear
20,24	Autogeneradores y VPP	61	Gradiente salino / Térmico oceánico
21	Respuesta de la demanda señales de mercado	62	Mejoras en eficiencia energética en centrales térmicas
22	DERMS Gestión de recursos distribuidos		

¹⁶ Dado que el número de tecnologías es elevado (250), la tabla agrupa en las claves las tecnologías similares en función de su nivel de incertidumbre, su contribución a la mitigación del cambio climático y su grado de implementación.

23	Plataformas para la gestión eficiencia edificaciones	63-65	Plantas a carbón (supercrítico, ultra supercrítico)
25	Blockchain	66-71	Generación térmica + CCUS
26-31	Plataformas digitales (PaaS -P2P, etc)	72 -73	Plantas hidráulicas (con y sin embalse)

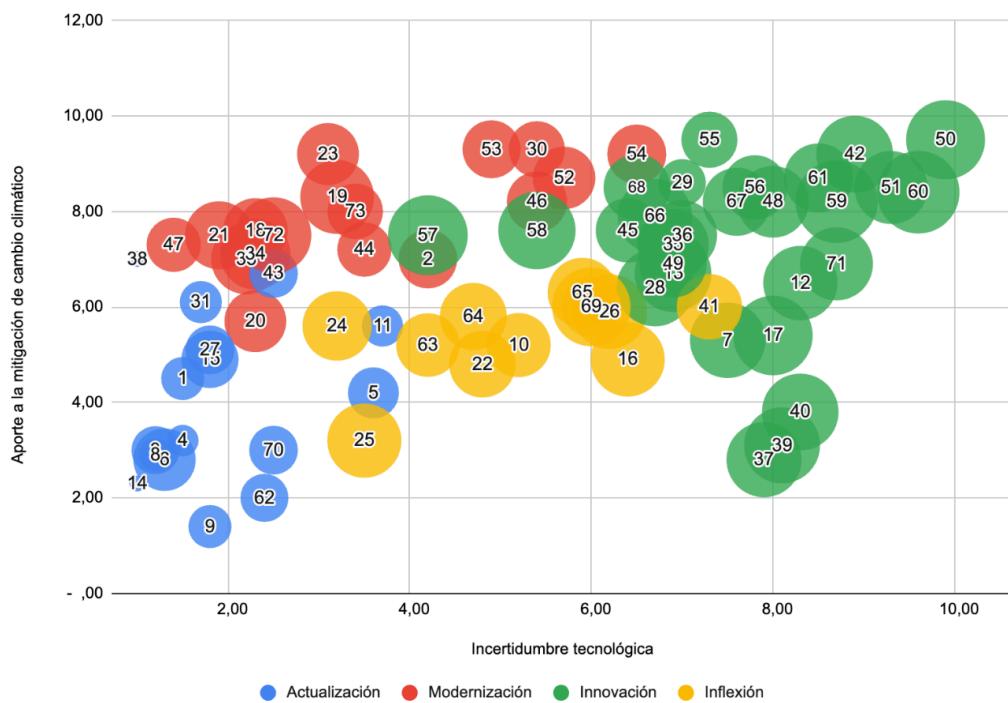


Figura 13 Clusters en generación de energía, almacenamiento en baterías y digitalización

Hidrógeno – CCUS

Mapeo tecnológico y clústeres en Hidrógeno y CCUS en la Tabla 5 y en la Figura 14.

Tabla 5 Claves de mapeo tecnológico en Hidrógeno – CCUS

1-4	CCUS Post-combustion	17	Transporte por carro tanque
5	CCUS combustión química de bucles	18-27	Uso de CO2 en industrias
6	CCUS Membranas	28-30	Producción de hidrógeno con electrólisis
7	Captura directa líquida L-DAC	31-34	Producción de hidrógeno + CCUS
8	Captura directa sólida S-DAC		Producción de hidrógeno a partir de biomasa y residuos
9	Captura precombustión con reformado de gas	35-37	
10	Oxicombustión	38-41	Producción de hidrógeno por fermentación
11	Captura con algas	42-46	Producción de hidrógeno procesos avanzados
12	Recuperación mejorada de petróleo	47-51	Compresión del hidrógeno
13	Acuíferos salinos	52	Almacenamiento físico de hidrógeno
14	Almacenamiento mineral	53-56	Almacenamiento químico de hidrógeno
15	Transporte de CO2 por ductos o gasoductos	57-58	Almacenamiento para hidrógeno líquido
16	Transporte a través de barcos	59-61	Transporte de hidrógeno

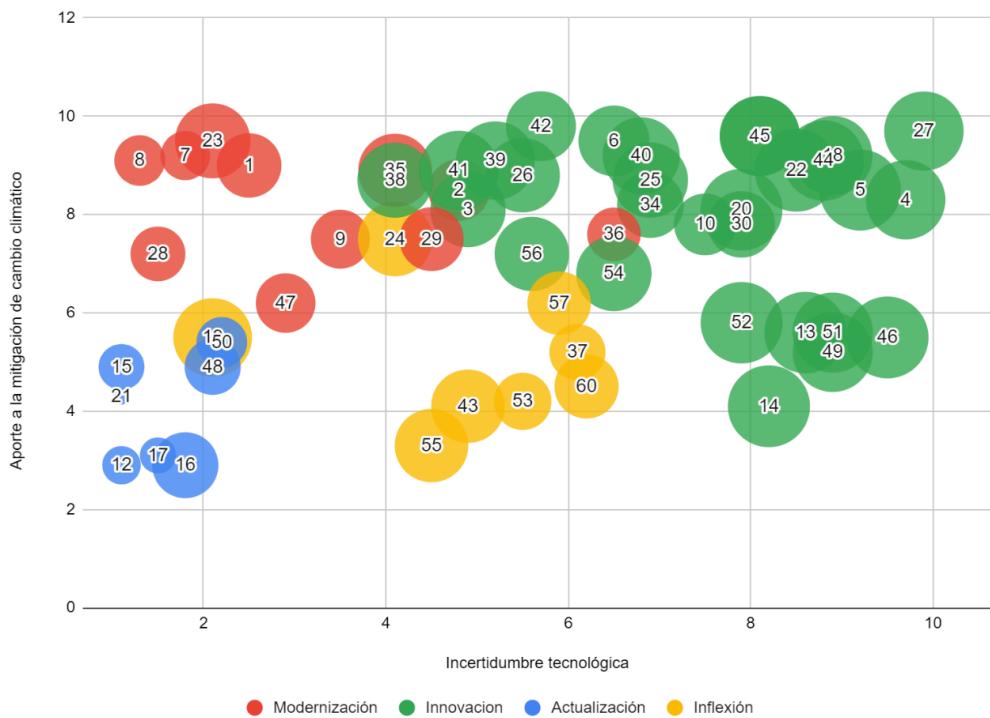


Figura 14 Clústeres en Hidrógeno y CCUS

Vehículos y equipos de uso final

Mapeo tecnológico y clústeres en vehículos y equipos de uso final en la Tabla 6 y en la

Figura 15. Tabla 6 Claves de mapeo tecnológico en Vehículos y equipos de uso final

1 Refrigeración con CO2 2-5 Buenas prácticas de operación SGE 6 Motores por eficientes y variadores de frecuencia 7-8 Calderas avanzadas 9-11 Calentamiento eficiente (electromagnético, bombas, biocarbón) 12 Pirólisis, descontaminación térmica PET 13 Extracción de circuitos impresos 14 Procesos para reciclaje de cátodos 15 Baterías diseñadas para su reciclaje 16 Sustitución de materias primas para producción de cemento 17 Conversión gases de acería a productos químicos 18 Hierro de reducción basado 100% en hidrógeno 19-2 Desecho en productos químicos y bioenergía 0 Fabricación aditiva para producción de aluminio 21 Diseño bioclimático 23 Ventilación natural y envolvente óptimas 24 Revestimiento 25 Acristalamientos	26-27 Materiales de cambio de fase integrados en edificios 28 Almacenamiento térmico latente 29 AA de última generación 30 Trigeneración y cogeneración 31 Generación con calderas de hidrógeno 32 Generación con enfriamiento evaporativo 33 Estufas eléctricas 34 Estufas de GLP, biogás doméstico y cocción solar 35-38 Iluminación 39 Edificios de corriente continua 40-44 Vehículos eléctricos 45-46 Camión biogás 47-50 Vehículos hidrógeno 51 Platooning y tren de carretera 52 Vehículos automatizados y conectados 53-58 Alternativas transporte ferreo 59-67 Alternativas transporte aéreo 68-82 Alternativas transporte fluvial
---	--

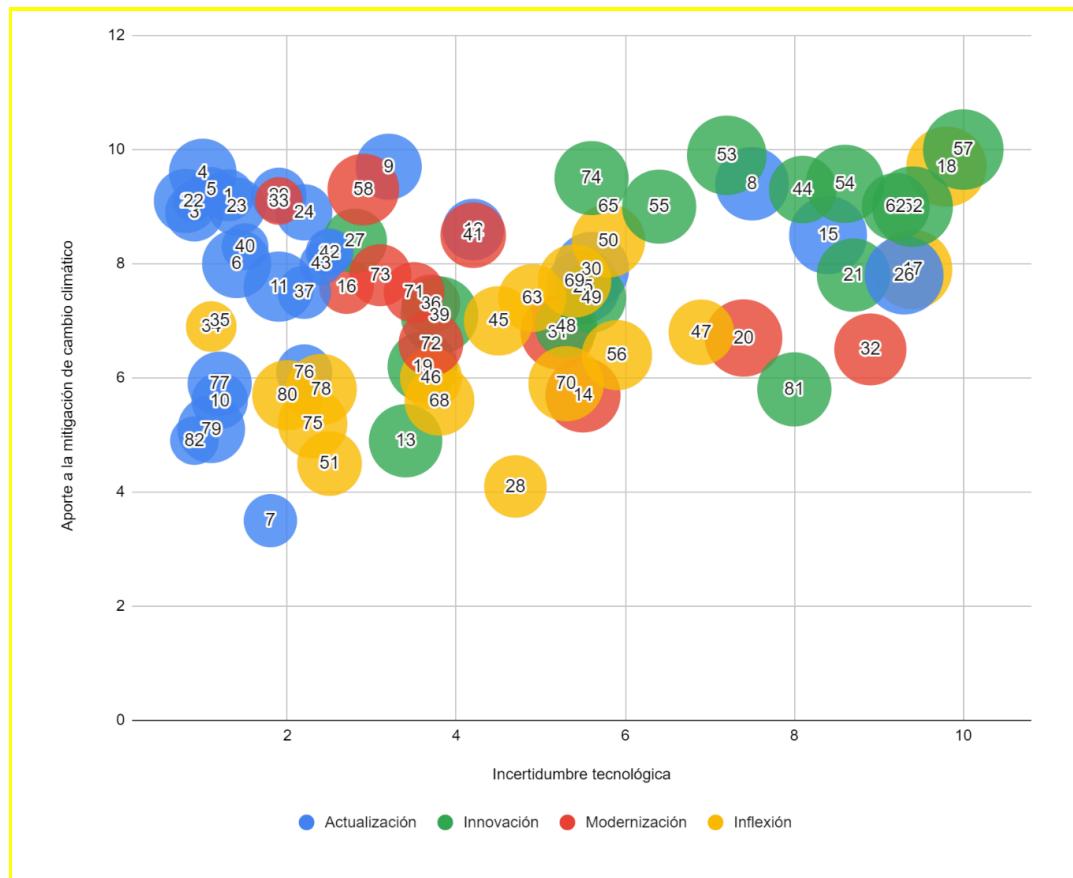


Figura 15 Clústeres en Vehículos y equipos de uso final

El ejercicio de clusterización permite que estas tecnologías mapeadas se puedan incorporar en cada uno de los escenarios a largo plazo, que se abordan a continuación.

Escenarios de planeación energética

A continuación, se describen las narrativas de prospectiva y las iniciativas agrupadas en cada escenario, así como la forma en que la información anterior se utiliza como supuestos de entrada para el modelo de simulación.

Escenarios de oferta energética

Petróleo y capacidad de refinación

El análisis de oferta propone 4 escenarios, para los cuales fue necesario determinar el volumen del petróleo crudo, teniendo en cuenta la disponibilidad según su clasificación (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos convencionales).

Para lo anterior, se identificó el contexto de cada uno de los rubros a tener en cuenta. Para el caso de las reservas, el nivel de conocimiento de los yacimientos y de desarrollo de la

infraestructura determinan su nivel de comercialidad. En el caso de los recursos contingentes, se debe tener en cuenta que se deben superar limitaciones técnicas, sociales y económicas actuales que permitan su comercialidad, para lo cual se requiere de tiempo e inversiones y para los recursos prospectivos, cantidades aún en fase exploratoria, lograr su comercialidad implicaría aun mayor tiempo e inversión para el desarrollo de nuevos campos de producción.

La determinación del volumen de oferta de petróleo en cada uno de los escenarios se realizó a través de una distribución estadística Beta con parámetros propios que representan la probabilidad de lograr su comercialidad. En lo que respecta a la entrada de cada tipo de reserva o recurso se sume un año esperado a partir de la aplicación de una distribución de Poisson en un intervalo de tiempo aproximado de 30 años y finalmente, el volumen de petróleo considerado en cada rubro corresponde a un valor determinado con una probabilidad específica, el cual fue distribuido alrededor de la fecha de entrada proyectada. En todos los casos, se asumen cantidades agregadas de reservas o recursos a partir de información reportada por la ANH con corte a diciembre de 2021.

De acuerdo con la metodología descrita, para la determinación del volumen de petróleo para cada uno de los escenarios, una mayor probabilidad de comercialidad implica un mayor nivel de certeza del volumen físico a ser incorporado en el mercado, lo cual se refleja como un menor valor numérico del volumen considerado en cada escenario de referencia. Lo anterior, se puede observar en la Tabla 7 donde se muestran los volúmenes estimados de producción para cada uno de los cuatro escenarios de oferta de petróleo propuestos, siguiendo una dinámica creciente hacia una mayor oferta disponible.

Tabla 7 Volumen de los escenarios de oferta de petróleo en millones de barriles

Escenario	Reservas	Recursos contingentes	Recursos prospectivos convencionales	Recursos prospectivos no convencionales	Total
Escenario 1	1.642	-	-	-	1.642
Escenario 2	1.642	398	1.444	-	3.484
Escenario 3	1.999	648	2.567	-	5.214
Escenario 4	2.251	902	3.574	-	6.727

De la tabla anterior, se observa el escenario 1 con un volumen de 1.642 millones de barriles, este escenario contempla únicamente el rubro de reservas, siendo este el de mayor certeza en la incorporación del volumen físico en el mercado, es por esto, que se considera el escenario más indicado para la toma de decisiones en términos de abastecimiento sobre la demanda nacional en el corto plazo.

Los otros escenarios, en sus proyecciones de volúmenes de oferta de petróleo contemplan recursos contingentes y prospectivos; no obstante, como se indicó anteriormente, la certeza de su comercialidad depende de superar limitaciones técnicas, sociales y económicas lo que implica tiempo e inversión. Es por esto que, se analizan como referencias de largo plazo de posibilidades de oferta para el abastecimiento, con un volumen en el

escenario 2 de 3.484 millones de barriles y los escenarios 3 y 4 alcanzan un volumen de 5.214 millones de barriles y 6.727 millones de barriles respectivamente.

Con base en los escenarios de oferta identificados, se realiza un análisis de comparación con la demanda, con el objetivo de identificar la capacidad de atención de los requerimientos a nivel nacional de petróleo del país. Para esto, se tiene como supuesto una demanda constante en función de la carga agregada de las refinerías en Barrancabermeja y Cartagena, con alrededor de 450 mil barriles diarios (≈ 1000 PJ/año), manteniendo la capacidad de procesamiento en el horizonte de análisis. Lo anterior, teniendo en cuenta que no se prevén intervenciones en las principales refinerías del país en términos de capacidad de producción a largo plazo.

En este contexto, la proyección de demanda considera solamente la utilización del crudo como materia prima para la generación de los diversos productos derivados, y no integra cambios en la demanda interna de combustibles, la cual se abastecería de ser necesario tanto de las refinerías nacionales como de fuentes de importación. Para efectos de este análisis no se tienen en cuenta condiciones específicas en la calidad del crudo requeridas para las refinerías.

La Figura 16 muestra los diferentes escenarios de oferta y su comparación con la demanda nacional de crudo para las refinerías; se estima un potencial riesgo de pérdida de autosuficiencia aproximadamente en el año 2027, con base en el escenario 1 de oferta. Esta condición podría evitarse y extenderse incluso hasta 2042, de acuerdo con la capacidad de incorporar los actuales recursos contingentes y prospectivos, y materializar reservas adicionales en el balance durante los próximos años, como lo muestran los demás escenarios de oferta.

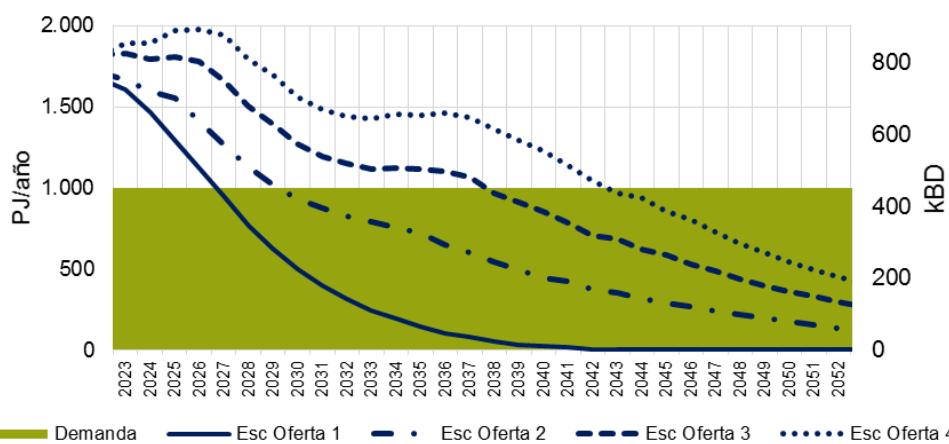


Figura 16 Comparación de escenarios de oferta de petróleo respecto de la demanda actual requerida por las refinerías

En todo caso, en los 4 escenarios de oferta planteados la situación actual del país como exportador de petróleo cambiaría a importador en aproximadamente 15 años. No obstante,

si bien se evidencia decrecimiento en la oferta del petróleo, la utilización de la capacidad de refinamiento dependerá de la evolución de la demanda de los diferentes derivados.

En el Anexo 13 del Tomo 2 se encuentra una descripción detallada de la metodología utilizada para definir los escenarios de oferta de crudo, así como la forma en que se comparan con la demanda. Además, se estima el valor de las futuras importaciones y exportaciones en función de los diferentes balances de oferta y demanda. También se analiza la perspectiva de inversiones relacionadas con la incorporación de nuevas reservas.

Gas natural

Siguiendo la metodología empleada en la proyección de escenarios de oferta de petróleo, se establecieron cuatro escenarios de oferta de gas natural a partir de información disponible sobre reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos. Estos escenarios representan diferentes niveles de éxito a nivel de exploración y explotación futura, obteniendo como resultado en las proyecciones estimadas un volumen que va desde los 2.6 TPC hasta los 14.4 TPC durante las próximas tres décadas.

Vale la pena recordar que, en el análisis propuesto, una mayor probabilidad de comercialidad implica un mayor nivel de certeza del volumen físico a ser incorporado en el mercado, lo cual se refleja como un menor valor numérico del volumen considerado en cada escenario de referencia. En línea con lo anterior y con el análisis propuesto, la Tabla 8 muestra los volúmenes estimados de oferta de gas natural que se producirían a partir de las reservas y recursos para cada uno de los cuatro escenarios propuestos.

Tabla 8 Volumen de los escenarios de oferta de gas natural en Gigapies cúbicos

Escenario	Reservas	Recursos contingentes	Recursos prospectivos convencionales	Recursos prospectivos no convencionales	Total
Escenario 1	2.574	-	-	-	2.574
Escenario 2	2.574	301	3.406	-	6.281
Escenario 3	3.406	595	5.628	-	9.629
Escenario 4	2.574	301	11.481	-	14.356

Como resultado de las estimaciones de los escenarios de oferta, se evidencia el escenario 1 con un volumen de ≈2.574 GPC, siendo este el de mayor certidumbre en la incorporación física de las reservas en el mercado, para el escenario 2 se estima un volumen total de ≈6.281 GPC entre reservas, recursos contingentes y prospectivos, es importante indicar que los recursos prospectivos se limitan a los ubicados exclusivamente en las cuencas costa afuera de Sinú y Guay, los escenarios 3 y 4 presentan estimaciones de ≈9.629 GPC y ≈14.356 GPC, respectivamente.

La Figura 17 muestra los diversos escenarios de oferta en comparación con la demanda nacional de gas natural, la cual actualmente oscila alrededor de 1.000 MPCD (≈ 345 PJ/año), este valor incluye diversos sectores productivos y residenciales. De acuerdo con las proyecciones, se espera que esta demanda aumente hasta llegar a valores entre 1.600 y 1.900 MPCD (590 y 736 PJ/año) en las próximas tres décadas.

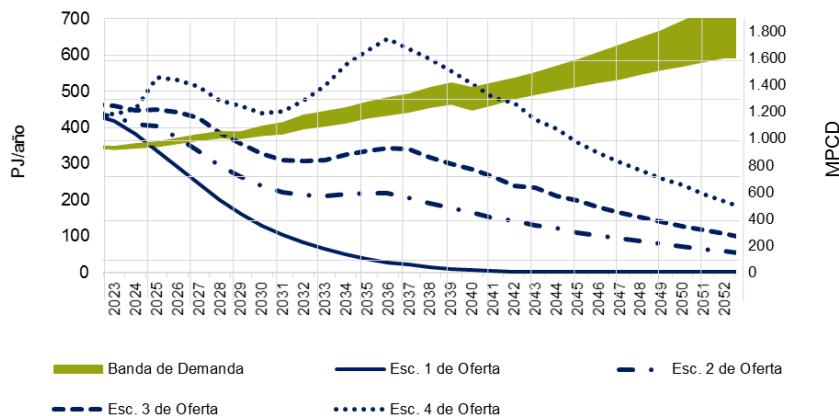


Figura 17 Comparación de escenarios de oferta de gas natural respecto de la demanda

De acuerdo con los escenarios de oferta, en el escenario 1 se requeriría incrementar las importaciones a partir del año 2025, lo que llevaría a depender de la oferta internacional de gas natural en menos de una década. En los otros escenarios, los niveles de importación disminuyen a medida que se incorporan reservas y recursos; sin embargo, de manera similar al caso del petróleo, en todos los escenarios analizados, la situación actual de autosuficiencia de este energético cambiaría a importador en diferentes horizontes de tiempo.

Es importante destacar, que este análisis no incluye las capacidades de importación actualmente disponibles ni las proyectadas y se restringe a la oferta nacional inferida en los cuatro escenarios propuestos.

Al comparar los escenarios de oferta y demanda de gas natural (Figura 17), se observa que es necesaria la capacidad de importación de 400 MPCD (147 PJ/año) en el puerto de Cartagena a través de infraestructura de almacenamiento y regasificación, y se proyecta un segundo punto de importación. Lo cierto, es que en cualquier caso esto puede resultar insuficiente si continúa la tendencia de disminución de las reservas de gas natural y se mantiene una demanda creciente del mismo. Así mismo, es importante tener en cuenta que, a la fecha de publicación de este documento, se encuentra en análisis la decisión sobre el inicio de la convocatoria pública para la selección de un inversionista para el segundo punto de importación. Por lo tanto, para mantener la oferta nacional se requieren inversiones permanentes por parte de los productores y una gestión institucional efectiva que permita reclasificar los recursos contingentes y prospectivos actuales como reservas en el corto plazo. Además, se requerirán medidas desde la demanda para garantizar un consumo eficiente y estratégico del gas natural.

El Anexo 13 del Tomo 2 detalla la metodología utilizada para definir los escenarios de oferta de gas natural, su comparación con la demanda, así como las estimaciones de importaciones y exportaciones futuras, y las inversiones necesarias para incorporar nuevas reservas.

Carbón

Las proyecciones de extracción de carbón térmico y metalúrgico se basan principalmente en la influencia del mercado internacional sobre la producción de carbón a nivel local. Estos comportamientos se presentan a continuación según diversos escenarios.

Carbón Térmico

Como se presenta en la Figura 18, en un escenario 1 se considera que la producción nacional de carbón continúe aumentando hasta el 2035, en respuesta a la creciente demanda de carbón térmico por parte de sectores consumidores que enfrentan dificultades para sustituirlo en sus procesos. Durante este periodo, también se espera una incorporación gradual de tecnologías maduras de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCUS). Sin embargo, después de este periodo, las exportaciones de carbón térmico disminuirían significativamente, en línea con la notable reducción en la demanda global de carbón en un 65%. Esto de acuerdo con la maduración y adopción progresiva de tecnologías alternativas, así como con la implementación de políticas enfocadas en el uso de combustibles con menor impacto en las emisiones de GEI.



Figura 18 Escenarios de producción nacional de carbón térmico

En un escenario 2, se prevé que la extracción de carbón térmico se mantenga en un volumen de producción constante alrededor de 60 Mt. Esto debido a una migración progresiva de los sectores de transformación y uso final hacia fuentes de energía renovable y de bajo impacto en las emisiones de GEI. Sin embargo, a partir del segundo quinquenio de la década de 2030, los compromisos para reducir la huella de carbono en la matriz energética global conducirán a una adopción gradual de tecnologías libres de combustibles fósiles, y una reducción progresiva en la demanda de carbón térmico, llegando a un declive del 75% en comparación con el año 2022.

En el escenario 3, las iniciativas internacionales dirigidas hacia la carbono neutralidad impulsan cambios significativos en los sectores intensivos en el consumo de combustibles fósiles. Se apuesta fuertemente por tecnologías en proceso de maduración y se promueve una transformación acelerada en las necesidades energéticas. Este escenario proyecta una disminución acelerada en la producción de carbón térmico, llegando a una reducción de hasta el 90% al final del periodo de análisis.

Carbón Metalúrgico

Como muestra la Figura 19, en el Escenario 1, la extracción de carbón metalúrgico se mantiene estable a lo largo del periodo de análisis, con un crecimiento marginal en la industria nacional metalúrgica y en la producción de coque destinada a la exportación. Significando que, Colombia tiene una participación menos activa en el mercado internacional de este tipo de carbón.

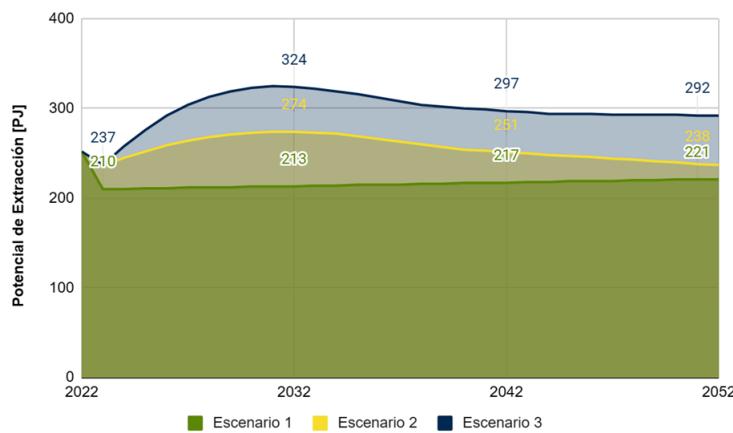


Figura 19 Escenarios de producción nacional de carbón metalúrgico

En la misma figura, en el escenario 2, se observa un enfoque nacional en el desarrollo gradual de la industria metalúrgica, lo que conlleva un aumento en la demanda de energía. Este impulso promueve el crecimiento del sector minero para la extracción de carbón metalúrgico, presentando un crecimiento cercano al 30% en los próximos 10 años, a partir del cual la producción muestra una reducción gradual, hasta alcanzar los mismos niveles de producción mostrados en el escenario 1.

Finalmente, en el escenario 3, la transformación energética a nivel global tiene un impacto positivo en la industria metalúrgica, que se convierte en un proveedor clave para sectores como la manufactura y la construcción. En este escenario, Colombia se posiciona como un destacado productor de carbón metalúrgico y coque, impulsando la economía a través de su producción y exportación. El país se destaca por la disponibilidad y calidad de su carbón, utilizado en una amplia gama de actividades industriales.

Energía Eléctrica

Para la generación de energía eléctrica se utiliza como punto de partida la capacidad instalada del SIN hasta el año 2022 (XM, 2023), y se considera el Análisis Energético de Largo Plazo MPODE (XM, 2023), publicado en enero de 2023 y realizado por el operador del sistema XM (según las Resoluciones CREG 025 de 1995 y 080 de 1999).

En el análisis mencionado se prevé una adición de capacidad de 13.933 MW en el plazo 2023 – 2027. Esta potencia proviene de proyectos con garantía bancaria de acuerdo con la

Resolución CREG 075 de 2021, proyectos adjudicados en la subasta del cargo por confiabilidad, subastas de contratos de largo plazo y proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020 – 2021. Donde 413 MW corresponden a generación térmica, 1.800 MW al Proyecto Hidroeléctrico Ituango, 2.564 MW a generación eólica, 305 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y, 8.851 MW de generación a partir de radiación solar, como se muestra en la Figura 20.

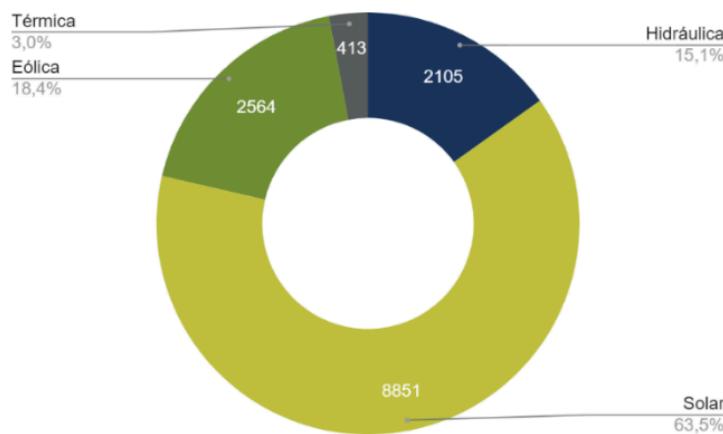


Figura 20 Capacidad adicionada al SIN según el Análisis Energético de Largo Plazo [MW]

Adicionalmente, la UPME proporciona información actualizada hasta marzo de 2023 sobre proyectos de generación con conexión aprobada. Esta se presenta en la Figura 21 y muestra que se espera una adición de 9.935 MW adicionales al finalizar el año 2032, según los resultados del Modelo de la Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) (UPME, 2022).

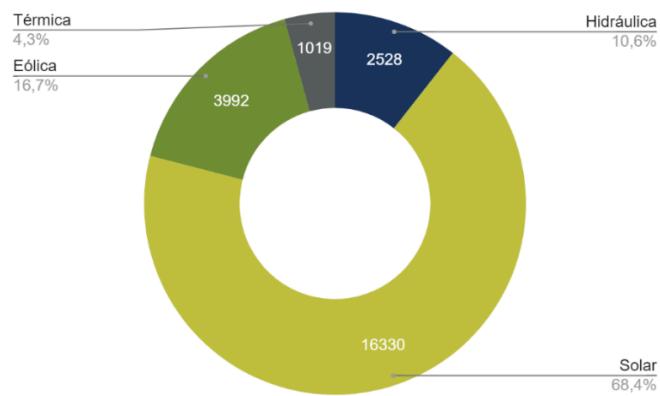


Figura 21 Capacidad asignada hasta 2032 por la UPME [MW]

Por otra parte, durante el periodo de 2028 – 2023, se contempla el retiro gradual de 1.180 MW de capacidad instalada a partir de combustibles líquidos. Esto se da en razón al fin de los compromisos actuales del cargo por confiabilidad que puedan tener lugar a partir de estas fuentes y, a la incorporación de nuevas centrales de generación a partir de gas natural con tecnología de ciclo combinado debido a su eficiencia energética (EIA, 2022). Se pretende que estas nuevas centrales se sumarán a las existentes y trabajarán en conjunto para asegurar un suministro confiable y continuo de energía eléctrica.

Adicionalmente, las plantas de generación de ciclo simple seguirán operando complementariamente hasta el final del periodo de análisis junto con aquellas que tengan sistemas de combustión duales y operen de manera continua a partir de gas natural con la implementación progresiva de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) o utilización de carbono (CCUS).

Con relación a la generación de energía a partir de carbón, se prevé que para el año 2050 las centrales convencionales que han llegado al final de su vida útil tomen la decisión de cesar sus operaciones o hayan implementado satisfactoriamente tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) o utilización de carbono (CCUS). Lo anterior, con el objetivo de reducir las emisiones de carbono asociadas a la producción de energía eléctrica. Asimismo, se considera la posibilidad de construir nuevas plantas de generación integradas con tecnologías de CCS o CCUS para fortalecer la confiabilidad del SIN.

Respecto de los recursos renovables no convencionales, se presume la entrada en funcionamiento de centrales de generación geotérmica con una capacidad acumulada de hasta 1.170 MW. Esta cifra se basa en el potencial de generación estimado a partir de los recursos geotérmicos hidrotermales identificados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC, 2020). Se considera un factor de capacidad del 76%, el cual se ha observado en Estados Unidos (EIA, 2019), para estimar la capacidad efectiva de generación.

Por otra parte, el desarrollo de la generación eólica costa afuera está alineado con la Hoja de Ruta para el Despliegue de Energía Eólica Costa afuera en Colombia (rcg, 2022). Los dos caminos propuestos en esta hoja de ruta se integran con los escenarios del PEN, de acuerdo con el nivel de despliegue tecnológico. La perspectiva de bajo despliegue forma parte de los supuestos de los escenarios de Actualización y Modernización, mientras que la perspectiva de alto despliegue se incluye en los escenarios de Inflexión e Innovación.

En cuanto a la generación nuclear, se prevé su implementación en los escenarios de Inflexión, Innovación y Transición Energética. Esto, en respuesta al crecimiento de la electrificación de la demanda, la necesidad de respaldar los recursos renovables variables (VERS) y, la mitigación del efecto invernadero a partir de la reducción de emisiones de GEI en la producción de electricidad. Es relevante resaltar que Colombia hace parte del NPT (Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons), el cual asegura la no proliferación de armas nucleares, además del desarrollar estudios de identificación de potencial de uranio dentro del territorio nacional (Agencia Nacional de Minería).

Con relación a la incorporación de plantas nucleares que se adapten a las necesidades y contexto colombiano, se considera la implementación progresiva de la tecnología de Reactores Modulares Pequeños (SMR, por sus siglas en inglés), debido a sus tiempos de construcción más cortos, mayor accesibilidad y otros beneficios (IEA, 2022). Se prevé agregar de manera progresiva 300 MW de capacidad, siguiendo las tendencias actuales en la puesta en marcha de este tipo de plantas (IEA, 2022) y la trayectoria de países de la

región como Argentina, Brasil y México (World Nuclear Association, 2022). Además, se establece un factor de capacidad del 82,4%, según los estimados históricos asociados a esta tecnología.

Se estima que la primera adición de energía nuclear a partir de 2038, momento en el cual se espera contar con un marco normativo suficiente que establezca los criterios y requisitos económicos, ambientales y sociales para superar los desafíos regulatorios, según lo dispuesto por la Organización Internacional de Energía Atómica (IAEA, 2022). Esta incorporación sugerida dentro del SIN no desplaza la inclusión de microrreactores (IAEA) como apuesta dentro del desarrollo de comunidades energéticas para la Transición, asunto que merece ser evaluado dentro de estudios posteriores.

Escenarios Prospectivos de Oferta y Demanda

Actualización

En 2052, en el escenario de Actualización, Colombia se encuentra alineada con las tendencias mundiales y ha realizado avances significativos en la actualización de tecnologías de producción, transporte y uso de energía. El país ha adoptado medidas progresivas para diversificar su matriz energética, mitigar el cambio climático y promover el uso eficiente de la energía. El cluster de las iniciativas que componen este escenario, de acuerdo con el mapeo tecnológico, se muestran en la Figura 22 y se relacionan en la Tabla 9.

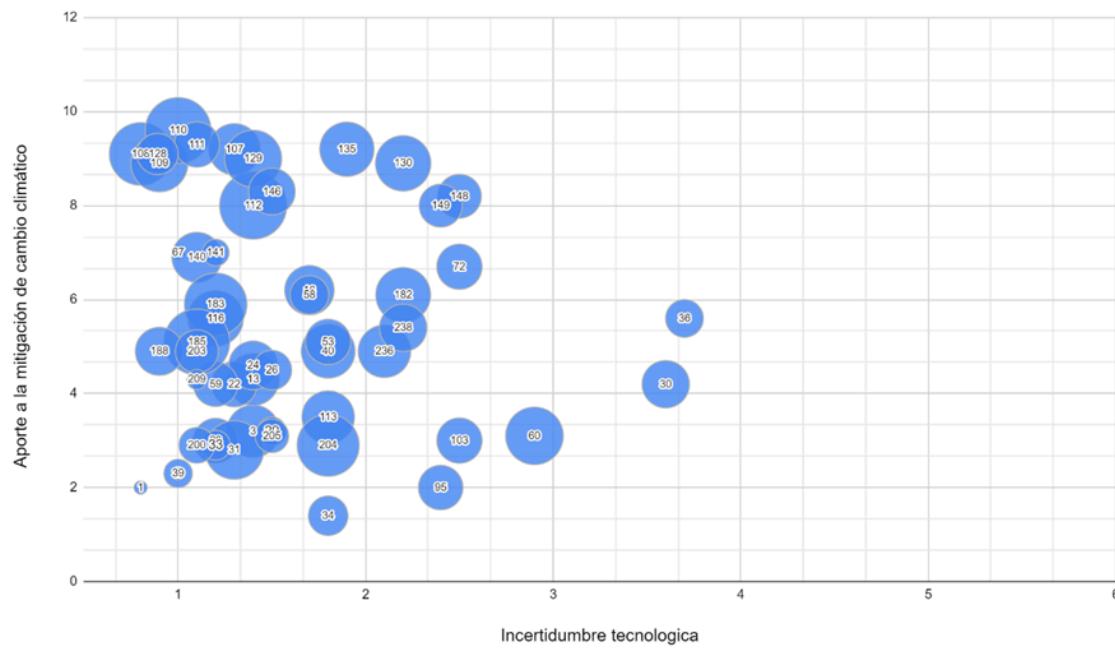


Figura 22 Iniciativas del clúster de Actualización

Tabla 9 Iniciativas del mapeo tecnológico de Actualización

1 Mejora en calidad de diésel	72	Solar on shore
2 Mejora en calidad de gasolina	95	Mejoras en eficiencia energética en centrales térmicas
3 Norma Euro VI en CL	103	Gas natural ciclo combinado
1 Propano	107	Refrigeración CO2, chiller hidro-fluoro-olefinas (hfo) ó hidrocarburos.
1 Gas natural para transporte de carga	108	BPO y reemplazo de equipos asociados a la caldera
2 Reservas de gas onshore	109	BPO y reemplazo de equipos asociados a hornos altos
2 Importación de gas natural	110	Implementación SGEN
2 High voltage DC (HVDC)	111	BPO y mantenimiento sistemas de fuerza motriz y aire comprimido
2 Cargabilidad dinámica	112	Sustitución de motores y reemplazo de variadores de frecuencia
2 Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS)	113	Caldera crítica
0 High-temperature superconductors	116	Calentamiento a base de biocarbón
1 ADMS gestión de distribución avanzada	128	Herramientas de diseño y orientación del edificio
3 Gestión de activos	129	Ventilación natural y envolvente óptimas
4 SE-ied Subestaciones inteligentes	130	Revestimiento-panel aislante estructural
3 O&M Gemelo digital	135	AA por compresión de vapor y de última generación
3 Unidades de medición fasorial	140	Estufas de GLP, biomasa mejorada, biogás doméstico
0 Advanced metering infrastructure	141	LED Convencional
3 Plataformas digitales	146-149	Vehículo ligero eléctrico
5 Servicios en la nube	148	Autobús urbano eléctrico a batería
5 Gobierno y analítica de datos	182-183 -185-188	Mejoras en el transporte fluvial
0 Ciberseguridad	200	Recuperación mejorada de petróleo con CO2
6 Almacenamiento mecánico		

En este escenario planteado, Colombia reducirá de forma gradual su producción interna de petróleo y gas, enfocándose únicamente en los volúmenes de reservas y recursos contingentes de menor riesgo (escenario 1 de petróleo y gas). Para garantizar un suministro seguro y confiable de gas, el país requerirá infraestructura de importación a partir del año 2031.

En cuanto a la extracción de carbón térmico, se espera un aumento continuo en la producción hasta el año 2035, superando los máximos históricos registrados en la última década. A partir de 2035, se prevé una disminución en la producción de carbón de hasta el 65% en comparación con el año 2022 (escenario 1 de carbón térmico). Además, se espera que la producción de carbón metalúrgico, utilizado como insumo para la producción de coque y con propósitos de exportación, se mantenga constante durante el período analizado (escenario 1 de carbón metalúrgico).

En este escenario, se espera que la producción de hidrógeno siga la tendencia actual, donde la demanda de las refinerías se abastece internamente mediante las plantas de reformado de gas natural con vapor existentes. No se contempla la realización de retrofit en estas plantas de reformado para este escenario.

En el ámbito de la energía eléctrica, se prevé que en el corto plazo se pongan en marcha proyectos que cumplen compromisos derivados de subastas de cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo, así como aquellos respaldados por garantías bancarias. Siguiendo las tendencias mundiales, se promueve el uso de gas natural como fuente de energía de transición para facilitar la incorporación de fuentes de energía renovable (FNCER). Además, las tecnologías maduras como la eólica y fotovoltaica desempeñan un papel importante en la expansión de las energías renovables para este escenario, justificado en el supuesto de implementar la mejor tecnología disponible dentro del mercado al que Colombia tiene acceso. En el mismo orden de ideas, se hace un desarrollo inicial en la tecnología eólica costa afuera, con la puesta en marcha del escenario “bajo” de la Hoja de Ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera y, se propone la inclusión de geotermia dentro de la matriz eléctrica para considerar posibles tecnologías vanguardistas dentro del panorama.

Por otra parte, aunque no se consideran específicamente en los supuestos del modelo, se espera que se incluyan los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS) y el transporte de corriente continua en alta tensión (HVDC), en el ámbito de las redes eléctricas para reducir las pérdidas técnicas y tener un mayor control sobre la potencia. Asimismo, se supone que se implementarán de manera generalizada prácticas de gestión de activos, subestaciones inteligentes, gemelos digitales y unidades de medición fasorial.

Los cambios en la demanda de energía tienen una ambición conservadora del 60% en comparación con las metas establecidas en el PAI-PROURE y otras iniciativas de eficiencia energética, así como los procesos de sustitución de energéticos y cambios tecnológicos. En la industria, se enfrentan grandes desafíos que incluyen: (i) Recambio de calderas y hornos por modelos más eficientes, logrando una sustitución del consumo de carbón por biomasa del 5% a partir de 2025, con un crecimiento anual del 1%. En la industria cementera, se plantea una sustitución del 8% de carbón por biomasa, mientras que en otras industrias se considera la sustitución de carbón por gas natural; (ii) Actualización tecnológica en control de combustión, quemadores, precalentamiento de aire, control de fugas, recuperación de calor, actualización de aislamientos y economizadores para calderas; (iii) Adopción de buenas prácticas de operación (BPO), incluyendo la optimización de procesos, el adecuado mantenimiento de equipos, y la capacitación del personal; (iv) Implementación de sistemas de gestión de energía en las instalaciones industriales, incluyendo el uso de sistemas de submedición, automatización de procesos y digitalización para mejorar los procesos y monitorear el consumo de energía.

En el sector residencial se contempla la sustitución de leña por estufas mejoradas y gases combustibles. En cuanto al uso de energía eléctrica, se prevén mejoras en eficiencia en la refrigeración, la sustitución de neveras con más de 10 años de operación por modelos con etiqueta A, el avance en iluminación LED y la implementación de sistemas de medición inteligente.

En edificaciones, tanto en el sector terciario como residencial, se apuesta por diversas estrategias. Estas incluyen: (i) Diseño bioclimático orientado a optimizar la iluminación y climatización, reduciendo la carga térmica al interior de la edificación en climas cálidos y templados; (ii) Renovación de edificaciones en aproximadamente 350.000 establecimientos grandes y 2.000 pequeños y oficiales; y (iii) Materialización de 6 pilotos de distritos térmicos.

En línea con los avances en el diseño del etiquetado energético de edificaciones, se han identificado potenciales acciones de sostenibilidad en el ciclo de vida del proceso constructivo (Colciencias-UPME, UIS, 2021). Con estas acciones, se espera una reducción cercana al 15% en comparación con la línea base de la fabricación de materiales y durante la ejecución de las obras.

En el sector terciario, se supone la adopción de BPO en aproximadamente 550.000 establecimientos. Además, se contempla el reemplazo de equipos como quemadores, sistemas de precalentamiento de aire, control de fugas, recuperación de calor y actualización de aislamientos.

En el sector del transporte, se contempla la transición hacia tecnologías de bajas y cero emisiones, especialmente en vehículos a gas natural, vehículos híbridos y vehículos eléctricos para la categoría de transporte liviano de pasajeros. Para la categoría de vehículos pesados de carga, se prevé la utilización de GNL. Se estima que los vehículos "No motorizados" representarán aproximadamente el 2% de las ventas totales de vehículos. Además, se prevé un cambio modal del transporte privado hacia el transporte público. Se espera que la participación de las ventas de autobuses aumente del 0,17% al 2% entre 2022 y 2052, y en microbuses un incremento del 0,05% al 2,5%, mientras que en los taxis se espera un aumento del 0,51% al 2%, provocando una disminución en la participación de las ventas de automóviles, camperos y camionetas.

En el escenario previsto, se proyecta un crecimiento en el número de vehículos, alcanzando un stock de 26,7 millones de vehículos para el año 2032 y 38,9 millones de vehículos para el año 2052. Se estima que los vehículos livianos eléctricos (automóviles, camperos y camionetas) representarán el 0,96% del stock para 2032 y el 20% para 2052, con una participación en las ventas del 40% para 2052. Asimismo, se prevé que los vehículos livianos de bajas y cero emisiones (eléctricos, gas natural e híbridos) representen el 3,37% y el 33,84% del stock para 2032 y 2052, respectivamente. En cuanto a las motocicletas eléctricas, se estima que alcanzarán una participación del 62% del stock para 2052, y en el caso de los autobuses, incluyendo los de transporte masivo, se espera una participación del 26% para el mismo año.

En este escenario, se logra alcanzar un nivel de electrificación del 7% de la flota de transporte por carretera para 2032 y del 52,41% para 2052. Además, se estima que habrá entre 154.000 y 155.000 vehículos a GNL como camiones, tractocamiones y volquetas para el año 2052.

Modernización

En 2052, en este escenario, Colombia se moderniza a través de la adopción de tecnologías y energéticos con un menor impacto ambiental. El país busca gasificar aquellos usos en los que sea conveniente, aprovechando los recursos nacionales disponibles, y promoviendo avances en eficiencia energética y electrificación. El clúster de las iniciativas que componen este escenario, de acuerdo con el mapeo tecnológico, se muestran en la Figura 23 y se relacionan en la Figura 23.

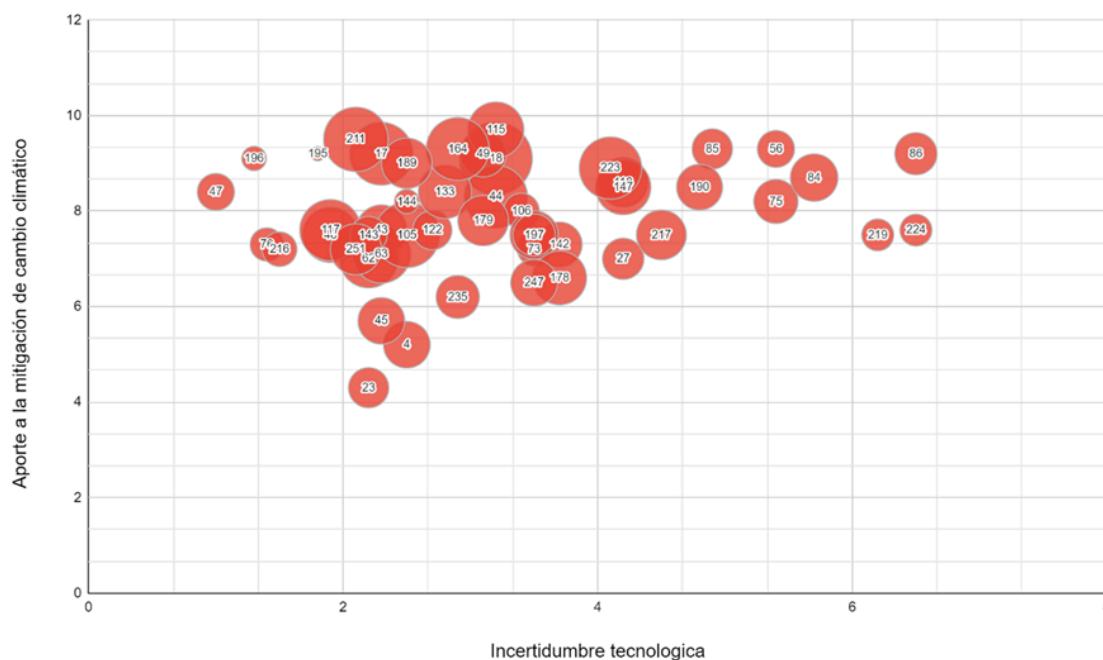


Figura 23 Iniciativas del clúster de Modernización

Tabla 10 Iniciativas del mapeo tecnológico de Modernización

4	Aumentos de mezcla biodiesel	122	Sustitución de materias primas para producción de cemento
17-18	Biogás a partir biodigestores centralizados	133	Eficiencia en materiales
23	Reservas de gas off-shore	142	LED orgánico y polímero
27	Ultra-Alta Tensión (UHVDC)	143-144	Sistemas de iluminación avanzada
43	Infraestructura de recarga vehicular convencional	147	Camión eléctrico a batería
44	Recarga inteligente/carga rápida	164	Tren eléctrico por catenarias
45	AG (Autogeneradores) / Agregadores de demanda	177-179	Mejoras propulsión embarcaciones
46-47	RD-mercado	189-190	CCUS Post-combustión
49	BEMS/HEMS	195-196	Captura directa
56	Plataforma de transacciones locales	197	Captura en la precombustión con reformado de gas
62-63	Almacenamiento electroquímico a gran escala	211	Absorción química y física con CCSU
73	Eólico on shore	216-217, 223-224	Producción de hidrógeno verde
75-84-85-68	Solar avanzada	219	Producción de hidrógeno + CCUS
76	Generación de EE con biomasa	235	Compresores mecánicos para h2
105-106	Plantas hidráulicas	247	Transporte de hidrógeno
117	Calentamiento con bomba de calor	251	Blending h2 en turbinas de gas
118	Pirólisis, descontaminación térmica PET		

En este escenario, se asume que Colombia continúa siendo un país exportador de energía, aprovechando sus recursos de petróleo y gas natural (escenario 3 de petróleo y gas). Esto

permite ampliar el uso de gas en sectores donde es competitivo y evitar grandes importaciones de petróleo.

En cuanto a la extracción de carbón térmico, se estima una producción cercana a los 60 Mt, con una tendencia ligeramente decreciente hasta 2035. A partir de 2035, se espera una reducción de hasta el 65% en la producción de carbón en comparación con 2022 (escenario 2 de carbón térmico). Por otro lado, la producción de carbón metalúrgico, utilizado para la producción de coque y con fines de exportación, aumentará gradualmente y se estima duplicar la extracción al final del período de análisis en comparación con 2022 (escenario 2 de carbón metalúrgico).

Adicionalmente, se proyecta una reconversión de las plantas de reformado de gas natural (SMR) asociadas a la producción de hidrógeno gris, destinado a satisfacer las necesidades de las refinerías de petróleo locales. Se implementará una capacidad total de 25 kton-H₂ para 2030. A partir de ese año y hasta el final del período de análisis, se espera un crecimiento gradual y la incorporación de nuevas plantas SMR, alcanzando la meta nacional de 50 kton-H₂ para 2040 y una capacidad de producción de 150 kton-H₂ al final del período.

Por otro lado, se espera que la producción de hidrógeno verde se impulse mediante la masificación de la generación de energía a partir de plantas solares. Se prevé la instalación de un bloque de electrolizadores de 500 megavatios (MW) en 2030, con una tendencia incremental hasta alcanzar un total de 4.4 gigavatios (GW) al final del período de análisis. Estos electrolizadores requerirán una capacidad instalada de generación solar de hasta 21 GW.

En cuanto al parque de generación, se espera un comportamiento similar al escenario Actualización, con una demanda de electricidad inferior debido al estímulo para uso de gas natural. Por lo tanto, la capacidad instalada por tecnología se mantiene, con una diferencia significativa en proyectos de generación eólica costa adentro, que es menor en comparación con el escenario de Actualización. Se continúan incentivando los proyectos de generación geotérmica, pero en menor medida, considerando la inclusión de un solo proyecto.

En cuanto a las redes eléctricas, se asume un alto grado de ambición, promoviendo un mayor desarrollo de puntos de recarga pública y una mayor interacción de los usuarios finales con el mercado de energía mayorista a través de agregadores y plataformas de transacción local.

En este escenario, se supone que las medidas de eficiencia energética alcanzan el 80% de las metas del PAI-PROURE, lo que representa una mayor ambición en términos de eficiencia energética en comparación con el escenario Actualización. En la industria, se incluyen tecnologías de calderas de lecho fluidizado que permiten reducir en un 8% el consumo de carbón a partir de 2025, con una disminución anual del 1%. También se sustituye el carbón por biomasa en un 16%, especialmente en la producción de cemento, se adoptan sistemas

de gestión de energía (SGEn) en cerca de 10,000 empresas y se aumenta la sustitución de carbón por gas natural para calor indirecto y directo en comparación con el escenario Actualización.

En el sector rural, se sustituye la cocción con leña por gases combustibles. Se realizan mejoras en la refrigeración comercial y se reemplazan más neveras por modelos etiqueta A, logrando reemplazar hasta un 21% más de neveras en comparación con el escenario Actualización. Además, se integran tecnologías de iluminación avanzada (LED orgánicos y automatización).

En edificaciones se avanza en la aplicación del diseño bioclimático para nuevas construcciones, lo que contribuye a la iluminación y a la reducción de la carga térmica. También se mejora la eficiencia en los materiales de construcción. En este escenario, se renuevan 420 mil establecimientos grandes y 2 mil establecimientos pequeños y oficiales. Se implementan 7 distritos térmicos en climas cálidos, se despliegan plataformas para una gestión eficiente de la energía en edificaciones y se integran sistemas digitales. Además, se aumenta la implementación de acciones de compras y prácticas constructivas sostenibles, logrando ahorros de consumo del 18% en el sector de la construcción.

Adicionalmente, en el sector terciario se considera el reemplazo de equipos menores, tanto para usos asociados al calor directo como para BPO en usos de calor directo e indirecto. Se implementan acciones en hasta 1,71 millones de establecimientos comerciales y públicos a 2052.

En consonancia con el supuesto de alta disponibilidad de gas nacional, se prevé una transición hacia tecnologías de bajas y cero emisiones, principalmente en vehículos a gas natural y GLP. Así mismo, se considera la penetración de vehículos híbridos y eléctricos para las categorías de transporte liviano de pasajeros, y GNL para las categorías de vehículos pesados de carga. Se considera una participación del 3% de vehículos “No - motorizados” sobre las ventas totales, restando participación a las ventas de vehículos motorizados. Así mismo, se considera un cambio modal de transporte privado a transporte público, donde la participación en ventas entre el 2022 y el 2052 de buses pasa de un 0,17% a 3%, de microbuses de 0,05% a 3,5% y de taxis de 0,51% a 3%, restando participación en ventas en las categorías automóvil, campero y camioneta.

Inflexión

En el año 2052, el país experimenta un cambio significativo en la tendencia histórica de consumo de combustibles fósiles, gracias a una inversión masiva y acelerada en nuevas tecnologías que hacen posible masificar el uso de energía eléctrica. La energía eléctrica adquiere una mayor relevancia en el suministro energético y en las estrategias de mitigación del cambio climático. El clúster de las iniciativas que componen este escenario, de acuerdo con el mapeo tecnológico, se muestran en la Figura 24 y se relacionan en la Tabla 11.

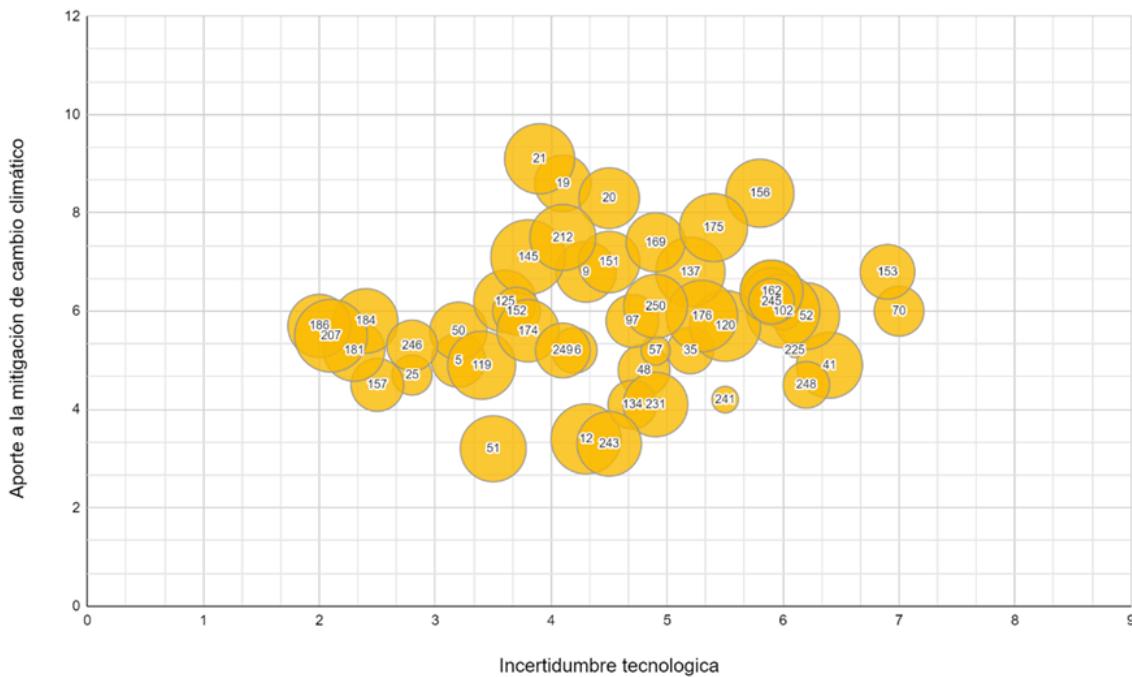


Figura 24 Iniciativas del clúster de Inflexión

Tabla 11 Iniciativas del mapeo tecnológico de Infexión

5	Aumentos en la mezcla etanol.	120	Procesos hidrometalúrgicos para reciclaje de cátodos
7	Diesel renovable	125	Conversión de productos de desecho en químicos y bioenergía
9	Segunda generación de biodiesel (Biomasa residual)	134	Almacenamiento térmico latente
12	Gasificación del carbón	137	Generación con calderas de hidrógeno
19-21	Biogás - Biometano	145	Sistemas de edificios de corriente continua
25	Micro LNG	151-152	Transporte con biogás
35	Plataforma que gestiona PMU	153	Autobús urbano eléctrico de pila de combustible de hidrógeno
41	Dispositivos de autoconfiguración	156	Camión eléctrico de pila de combustible de hidrógeno
48	DERMS Gestión de recursos distribuidos	157	Platooning y tren de carretera (Unir vagones a un camión grande)
50	Virtual Power Plants (VPP)	162	Tren híbrido gas
51	Blockchain	169	Aviones con SAF
52	Plataforma PaaS	174-186	Energía eléctrica en transporte fluvial
57	Internet de las cosas	207	Utilización de CO ₂ para la producción de metano o metanol
61	Almacenamiento de energía de aire líquido (LAES)	212	Producción de amoníaco con CCUS
70	Almacenamiento térmico	225	Producción de hidrógeno a partir de biomasa y residuos
96	Carbón supercrítico	231	Producción de hidrógeno azul
97	Carbón ultrasupercrítico	241-246	Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno
98	Carbón avanzado ultra supercrítico	248-249	Transporte de hidrógeno
102	Generación ciclo combinado con gasificación de carbón integrado.	250	Pilas de combustible de hidrógeno
119	Extracción de circuitos impresos		

En este escenario, al igual que en el escenario de Modernización, se asume que Colombia continúa siendo un país exportador de energía, aprovechando sus recursos de petróleo y gas natural (escenario 2 de petróleo y gas). Esto permite ampliar el uso de gas en sectores donde es competitivo y evitar grandes importaciones de petróleo, previendo que el país cuente con el recurso para cargar las refinerías hasta 2040.

En cuanto a la extracción de carbón térmico, al igual que en el escenario de Modernización, se estima una producción cercana a los 60 Mt, con una tendencia ligeramente decreciente

hasta 2035. A partir de 2035, se espera una reducción de hasta el 65% en la producción de carbón en comparación con 2022 (escenario 2 de carbón térmico). Sin embargo, la producción de carbón metalúrgico aumenta hasta triplicar la extracción del energético al final del periodo de análisis, comparado con el año 2022 (escenario 3 de carbón metalúrgico).

En este escenario, se prevé una reconversión acelerada de las plantas de reformado de gas natural (SMR) utilizadas para la producción de hidrógeno gris, destinado principalmente a las refinerías locales. Estas plantas serán equipadas con tecnología de CCS, lo que permitirá reducir las emisiones de carbono asociadas. Se estima que para el año 2030, la capacidad de producción de hidrógeno azul alcanzará las 50 kton-H₂ por año, y al 2052, se espera llegar a un total de 250 kton-H₂. Además, se contempla la incorporación de plantas de producción de hidrógeno mediante gasificación de carbón con CCS. Estas plantas tendrán una capacidad de producción de 81 kton-H₂ para el año 2030 y de 300 kton-H₂ al año 2052.

En cuanto a la generación de hidrógeno verde, se planea un despliegue rápido de capacidad instalada utilizando electrolizadores PEM. Se prevé un bloque inicial de 900 MW en electrolizadores para el año 2027, con un crecimiento gradual hasta alcanzar la meta establecida para 2030 de 1 GW en electrolizadores. Hacia el año 2052, se espera contar con un total de 7,7 GW de electrolizadores instalados. Para respaldar esta capacidad, se requerirá una capacidad de generación solar de hasta 28 GW y una capacidad de generación eólica costa adentro de 5 GW.

En términos de generación de energía eléctrica, se contempla la introducción gradual de la generación nuclear con tecnología SMR a partir del año 2038 en bloques de 300 MW para 2041 y 2045. Adicionalmente, se estima una importante penetración de la industria eólica costa afuera según el escenario “alto” de la Hoja de Ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia y, en cuanto a la generación geotérmica, se prevé una mayor capacidad instalada en comparación con el escenario de Actualización. La capacidad de generación fotovoltaica se mantiene en proporciones similares a los escenarios anteriores (Actualización y Modernización), dando cuenta de la considerable asignación realizada hasta el momento en capacidad solar.

Dado el despliegue de nuevas tecnologías, no se considera la necesidad de refuerzos de plantas de gas natural ciclo combinado, como se había contemplado en los dos escenarios anteriores. Y en lo que respecta a las redes, se espera una implementación masiva de plataformas de gestión descentralizada de equipos autónomos y activos a pequeña escala. Adicionalmente, como se ha mencionado anteriormente, la inclusión de tecnologías para la mejora de la calidad de la potencia y su transmisión más eficiente.

En términos de eficiencia energética, se estima un aprovechamiento del 100% de los potenciales identificados en el PAI-PROURE 2022-2030, y se establecen metas que se extienden hasta el final del período de análisis. En el sector industrial, se espera reducir el consumo de carbón en un 10% para el año 2025, con una disminución anual del 1% posteriormente. Además, se prevé la implementación de sistemas de gestión de energía en

alrededor de 13 mil empresas. También se espera un aumento en el uso de energía eléctrica en un 15% a partir de 2035, especialmente en aplicaciones de calor directo, como tecnologías de calentamiento eléctrico a altas temperaturas en la industria cementera y cambios tecnológicos en las industrias de pulpa y papel. Por último, se proyecta una sustitución del 28% del carbón por biomasa en la industria del cemento.

En el sector residencial, se lleva a cabo la sustitución de 710,000 estufas de leña utilizadas para cocinar por sistemas de cocción con gases combustibles y energía eléctrica. Además, se implementan mejoras en la eficiencia de las estufas de gas en las ciudades y se masifica la cocción por inducción. En cuanto a la refrigeración comercial y las neveras con etiqueta A, se logra reemplazar 12 millones de neveras, y se realiza una transición total hacia la iluminación LED en el sector urbano a partir de 2030.

En construcción sostenible, se incrementa la ambición mediante mejoras en el acondicionamiento térmico, específicamente en el uso de almacenamiento térmico latente. En términos de renovación, se lleva a cabo la adecuación de 206 mil establecimientos grandes y 36 mil establecimientos pequeños. Asimismo, se implementan 9 distritos térmicos y se despliegan plataformas para la gestión eficiente de energía en edificaciones. El potencial de ahorro durante el proceso constructivo conlleva una reducción del 20% en los consumos, gracias a la implementación de mejores prácticas durante la construcción y el uso de nuevos materiales.

En el sector terciario, las metas se amplían para incluir la implementación de BPO en hasta un millón de establecimientos comerciales y oficiales, en usos en calor indirecto de hasta 810 mil establecimientos y el reemplazo de equipos menores en usos de calor directo en cerca de 885 mil establecimientos.

En el sector del transporte, se prevé una rápida adopción de vehículos eléctricos, pero también se contempla una mayor penetración del GNL en las categorías de vehículos pesados de carga. Además, se incluye la introducción de hidrógeno como energético en estas mismas categorías, y en alrededor de 5,500 camiones y 3,800 tractocamiones y volquetas para el año 2052, lo cual reduce la participación de gas natural y GLP en todas las categorías de vehículos. También, se estima una participación del 5.00% de vehículos "No motorizados" en las ventas totales, lo que implica una disminución en la participación de los vehículos motorizados. Asimismo, se prevé un cambio modal del transporte privado al transporte público. En este sentido, la participación en las ventas de buses aumentaría del 0.17% al 5% a 2052, la de microbuses aumentaría del 0.05% al 5%, y la de taxis aumentaría del 0.51% al 5%. Esta transición implica una reducción en la participación de las categorías de automóviles, camperos y camionetas en las ventas totales.

Innovación

La forma en que se produce y consume energía experimenta cambios trascendentales, rompiendo con la tendencia histórica del sector energético. Para el año 2052, Colombia ha realizado inversiones significativas en nuevas tecnologías, a pesar encontrarse en etapas tempranas de desarrollo, con el fin de impulsar la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible. El clúster de las iniciativas que componen este escenario, de acuerdo con el mapeo tecnológico, se muestran en la Figura 25 y se relacionan en la Tabla 12.

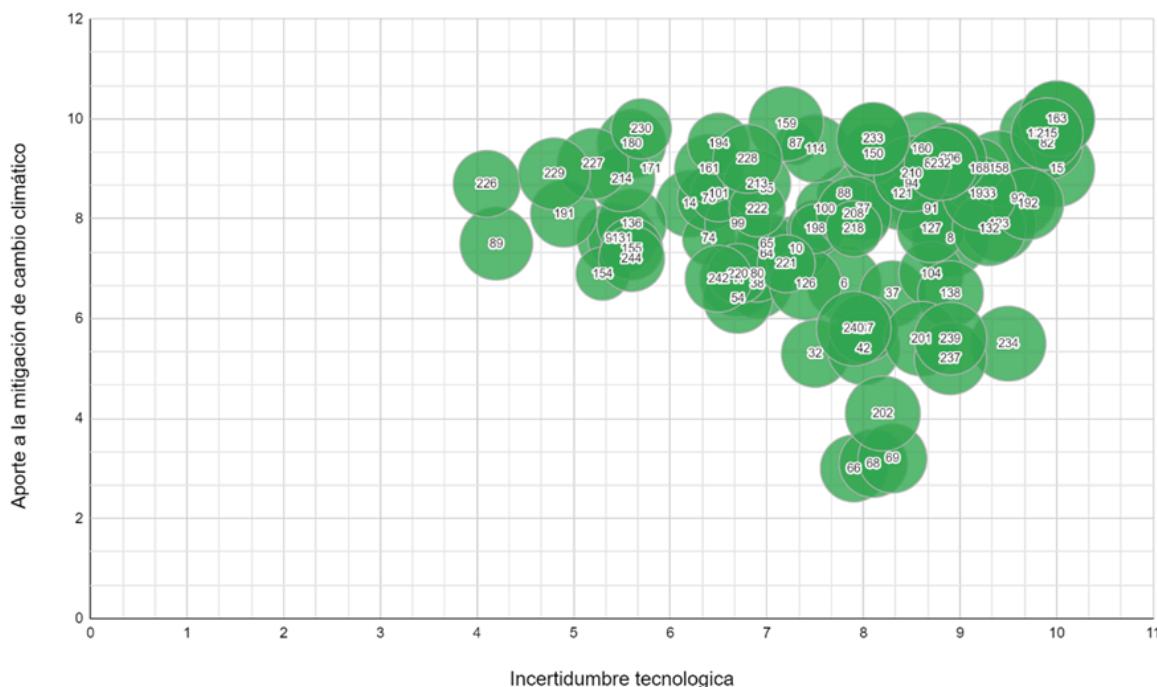


Figura 25 Iniciativas del clúster de Innovación

Tabla 12 Iniciativas del mapeo tecnológico de Innovación

6	Combustible sostenible de aviación - Bio Jet.	127	Fabricación aditiva para producción de aluminio
8	Biocombustible avanzado (Grasas hidro tratadas)	131-132	Acondicionamiento térmico del edificio
10	Tercera generación de biodiesel (Algas y bacterias)	136	Trigeneración y cogeneración
11	Licuefacción de carbón para combustibles sintéticos	138	Generación con enfriamiento evaporativo
14	H2 e-fuels para transporte carretero	150	Vehículos ligeros con baterías avanzadas
15	H2 e fuels para transporte aéreo	154	Vehículo comercial pila de combustible de hidrógeno
32	Microrredes	155	Automóvil de pasajeros pila de combustible de hidrógeno
37	Operación con sistemas autónomos	159-163	Avances en transporte férreo
38	FACTS para distribución	165-168 - 170 - 173	Avances en aviación
42	Protecciones adaptativas	180-187	Mejoras en buques
54	P2P (Mecanismo para transar entre individuos)	191-194	CCUS Post combustión
55	Plataformas de coordinación del mercado	198	Oxicombustión
64-66	Almacenamiento electroquímico	199	Captura con algas
68	Almacenamiento de energía por aire comprimido	201	Acuíferos salinos para el almacenamiento de CO2.
69	Almacenamiento mecánico	202	Almacenamiento mineral
71	Hidrógeno pila de combustible de alta temperatura	206	Utilización de CO2 para la industria del concreto
74	Eólico off-shore	208	Absorción con CCSU para productos químicos de alto valor
77-79	Geotermia	213	Carbonatación de silicatos de calcio

80	Turbina de gas alimentada gas natural rico en hidrógeno	214	Gases de acería a productos químicos en alto horno con CCUS
82	Generación con amoniaco	215	Hierro directo basado en CCUS con adsorción física
83	Mareomotriz (Rango de marea)	218	Producción de hidrógeno con electrólisis avanzada
87-88	Generación solar avanzada	220-222	Producción de hidrógeno + CCUS
89-92	Reactor nuclear	226-229	Producción de hidrógeno por fermentación
94	Gradiente salino térmico oceánico	230	Producción de hidrógeno por energía solar termoquímica
99-104	Generación térmica + CCUS	232	Producción de hidrógeno a partir de procesos fotocatalíticos
114	Caldera de lecho fluidizado alimentada con biomasa	233	Producción de H2 por separación fotoelectroquímica del agua
121	Baterías diseñadas para su reciclaje	237	Compresión del hidrógeno electroquímica
123	Conversión de gases de acería a productos químicos	239	Compresión del hidrógeno con hidruros metálicos
124	Hierro de reducción directa basado 100% en hidrógeno	240-244	Almacenamiento de hidrógeno
126	Conversión de desecho en productos químicos y bioenergía		

En este escenario, Colombia reducirá de forma gradual su producción interna de petróleo y gas, enfocándose únicamente en los volúmenes de reservas y recursos contingentes de menor riesgo (escenario 1 de petróleo y gas). Para garantizar un suministro seguro y confiable de gas, el país requerirá infraestructura de importación a partir del año 2031.

En cuanto a la extracción de carbón térmico, supone una producción netamente decreciente durante la ventana 2022 - 2035, justificada en un recambio tecnológico de alto impacto en los sectores de transformación y uso final de la energía, llevando la producción a una reducción de hasta el 90%, comparado con el año 2022 (escenario 3 de carbón térmico). Sin embargo, la producción de carbón metalúrgico aumenta hasta triplicar la extracción del energético al final del periodo de análisis, comparado con el año 2022 (escenario 3 de carbón metalúrgico).

En este escenario se prevé una importante transformación en la producción de hidrógeno, tanto azul como verde. En cuanto al hidrógeno azul, se mantienen las ambiciones del escenario anterior, con una reconversión acelerada de las plantas de reformado de gas natural (SMR) para la producción de hidrógeno gris, incorporando tecnología CCS. Se estima alcanzar una capacidad de producción de 50 kton-H2 al año 2030 y un total de 250 kton-H2 al final del período de análisis. Además, se incorporan plantas de producción de hidrógeno mediante gasificación de carbón con CCS, con una producción estimada de 81 kton-H2 en 2030 y 300 kton-H2 al año 2052.

En cuanto al hidrógeno verde, se amplían las ambiciones del escenario anterior. Se espera un despliegue acelerado de sistemas de gasificación con CCS utilizando biomasa de caña de azúcar, cascarilla de arroz y cáscara de banano. Se prevé la implementación de los primeros pilotos en 2025 y se busca alcanzar la meta superior establecida en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia para 2030, con la incorporación de hasta 3 GW de capacidad instalada. Para el año 2052, se proyecta alcanzar un total de 16,5 GW en capacidad de producción de hidrógeno verde, lo cual requeriría una capacidad de generación de energía eléctrica dedicada de hasta 32 GW.

En generación eléctrica, se considera el escenario "alto" de despliegue de tecnología eólica

costa afuera, y se prevé un aumento en la expansión de proyectos de generación eólica costa adentro, con aproximadamente el doble de la capacidad instalada en el escenario de Inflexión. Lo anterior, debido al crecimiento en la demanda eléctrica, resultado de la implementación de las apuestas tecnológicas. Además, se realiza una expansión de la capacidad hidráulica en las mismas proporciones al crecimiento de la fotovoltaica, con el objetivo de dar respaldo a la variabilidad del sol.

En cuanto a la generación geotérmica, se prevé un aumento del 70% en comparación con el escenario de Inflexión, encontrándose esta capacidad marginal dentro de la canasta. No obstante, se asume la introducción de la energía nuclear en la misma medida y aceleración presentadas en el escenario anterior (Inflexión), con adiciones en bloques de 300 MW utilizando tecnología SMR para 2038, 2041 y 2045. En lo que refiere a la red eléctrica, se prevé la implementación de todas las medidas consideradas en los escenarios anteriores (Actualización, Modernización e Inflexión), teniendo en cuenta que este escenario es el más ambicioso en cuanto a capacidad instalada.

Por otro lado, se propone alcanzar metas más ambiciosas en eficiencia energética, superando las metas establecidas en el PAI-PROURE. En el sector industrial, se tienen supuestos más optimistas en cuanto a la sustitución de carbón por biomasa, logrando una salida total del carbón a partir de 2030. Se estima que alrededor de 21.000 empresas implementen sistemas de gestión de energía. Además, el hidrógeno adquiere una mayor participación en los consumos asociados al calor directo e indirecto, en mezcla con gas natural, y marginalmente en usos directos en la industria.

En el sector de edificaciones, se incrementan los supuestos relacionados con los avances en la cocción con gas y energía eléctrica, así como en mayores eficiencias en los procesos de refrigeración y aire acondicionado. Se contempla la construcción de 9 distritos térmicos y el despliegue de plataformas para la gestión eficiente de energía en edificaciones, incluyendo transacciones entre usuarios finales. En términos de renovación de edificaciones, se estima la adecuación de 124 mil establecimientos grandes y 12.000 establecimientos pequeños y oficiales.

Las ambiciones relacionadas con el sector de la construcción aumentan. Se estima que se lograrán ahorros energéticos del 25% en los consumos asociados al proceso constructivo, gracias a una estrategia de sostenibilidad en toda la cadena de suministro y en la instalación de materiales. En el sector terciario, se establecen metas más altas para BPO en aproximadamente 1,2 millones de establecimientos comerciales y oficinas. Además, se espera la sustitución de equipos menores en aproximadamente 1 millón de establecimientos con usos de calor directo.

En el sector del transporte, se prevé una alta penetración de vehículos eléctricos en categorías como livianos de carga y de pasajeros, motocicletas y autobuses, incluyendo el transporte masivo. Se estima que los vehículos eléctricos representarán el 100% de las ventas en 2052. Asimismo, se considera una importante adopción de vehículos de carga

pesada impulsados por hidrógeno y GNL, con aproximadamente 16.500 vehículos a hidrógeno y cerca de 57.000 vehículos a GNL, como camiones, tractocamiones y volquetas, para el año 2052. En este escenario, se prevé un cambio modal del uso de vehículos privados hacia el transporte público de pasajeros, reflejando la participación de ventas de estos últimos, del 0,17% al 7%. Además, una participación del 7% de vehículos "No-motorizados", que disminuye la participación de ventas de vehículos motorizados.

Transición energética

Este escenario acelera el proceso de transformación del sistema energético colombiano, en su forma de producción, consumo y participación. Se apuesta por nuevas tecnologías y fuentes de energía con un nivel de madurez avanzado, junto con nuevos esquemas de mercado que garantizan seguridad energética, competitividad y protección ambiental. Asimismo, la adaptación es una parte esencial de este escenario, ya que se busca incrementar la confiabilidad y resiliencia de los sistemas energéticos, reduciendo así la probabilidad de afectación a la población en términos de prestación de servicios energéticos (MME, Hoja de Ruta de la TEJ).

Este escenario se configura como un túnel de decisiones, con dos límites determinantes: el inferior, que parte del escenario de Innovación, y el superior, que representa la máxima ambición alineada con la Transición Energética Justa (TEJ). Según el ejercicio de simulación realizado bajo los supuestos de este escenario para el período 2022-2052, se observa un crecimiento promedio anual del 1,7% de la oferta energética. La participación de la electricidad aumenta entre un 37% y un 48% en comparación con el año 2022. Además, se esperan crecimientos promedio anual entre 0,1 y 1,4% en gas natural, del 0,6% en biomasa, del 5,6% al 6,3% en electricidad, una disminución del -6,5% en carbón mineral y una disminución del -0,7% al -1,9% en petróleo y derivados.

En el sector del transporte, este escenario prevé una penetración completa y acelerada de vehículos eléctricos en categorías como livianos de carga y pasajeros, motocicletas y buses, incluyendo el transporte masivo. Se espera que alcancen una participación del 100% en las ventas para el año 2052. Además, se prevé una penetración acelerada de vehículos de carga pesada que utilizan hidrógeno y GNL, con un estimado de entre 23,000 y 40,000 vehículos a hidrógeno, y entre 32,000 y 49,000 vehículos a GNL, en categorías como camiones, tractocamiones y volquetas para el año 2052. En este escenario, se considera un cambio modal del uso de vehículos privados a vehículos públicos de pasajeros, reflejado en un aumento de la participación en las ventas de vehículos públicos del 0,17% al 10%. Además, se espera una participación del 15% de vehículos no motorizados, lo que reducirá la participación de vehículos motorizados en las ventas.

En el sector industrial, se plantea un aumento en la participación de la electricidad en los procesos térmicos. Se espera que esta aumente del 18% al 39% (límite inferior) y hasta el 44% (límite superior) para el año 2052, lo cual se logrará mediante la reducción en el

consumo de carbón y gas. Se estima una disminución del consumo de carbón del 24% en comparación con el año 2022, y una reducción del consumo de gas del 30% al 24% (límite inferior) y del 30% al 17% (límite superior). Además, se avanzará en la implementación de tecnologías que faciliten el uso de microondas, ultravioleta, infrarrojos y ondas de radio para el calentamiento electromagnético en procesos industriales que requieren calor directo.

También, se plantea la sustitución parcial del carbón por biomasa residual en procesos de calor directo. Se prevé una mayor instalación de calderas de lecho fluidizado que utilizan biomasa residual como combustible. Además, se propone el uso de biocarbón en procesos industriales a gran escala mediante técnicas de pirólisis, torrefacción y microondas. En el subsector cementero, se estima que el uso de biomasa y otras bioenergías podría alcanzar hasta el 10% a partir de 2025, con un incremento anual del 1% hasta el año 2052.

Se plantea la penetración del hidrógeno en los procesos industriales, alcanzando entre un 5% y un 7% de participación en el consumo total de energía. Se utilizarán equipos que consumen directamente hidrógeno, así como equipos que aprovechan el blending (mezcla) de hidrógeno con otros combustibles. En términos de crecimiento promedio anual hasta el año 2052 se estima una tasa entre 2,8% y 4,4% en el uso de hidrógeno para el periodo.

Para la generación de energía eléctrica, se contempla la mayor adición de tecnología nuclear dentro de los escenarios considerados, en un rango de 1.200 y 1.800 MW para los límites correspondiente, dando respaldo al aumento de la potencia eólica costa afuera y adentro en la canasta, junto con la capacidad de gas natural disponible y carbón con CCUS. Para el límite inferior, se considera la posibilidad de hacer uso de todo el potencial geotérmico identificado por el SGC hasta la actualidad. Vale la pena destacar que, se tienen en cuenta estos valores para la incorporación dentro del SIN, y no excluye la posibilidad de desarrollo de tecnologías en comunidades energéticas.

Por otro parte, y debido a la masificación de la electricidad, se reitera la necesidad de inversión en la red de transmisión, para su fortalecimiento y la inclusión de dispositivos que aseguren la calidad de la potencia para el sistema eléctrico.

En el sector residencial, se plantea una instalación masiva de estufas de energía eléctrica, tanto con tecnologías de inducción para el sector urbano como con tecnologías convencionales eficientes en el sector rural. Esto se debe a una mayor cobertura en zonas aisladas, el aprovechamiento de instalaciones fotovoltaicas y la implementación de esquemas de comunidades energéticas. Estos cambios permitirían reducir el consumo de leña en un rango del 30% al 2% en el límite inferior, y hasta un 0% en el límite superior.

Además, la implementación de estas tecnologías contribuiría a la reducción del consumo de gas natural, disminuyendo del 27% al 22% en el límite inferior y llegando hasta el 10% en el límite superior. Aunque se espera una disminución significativa en el uso de gases combustibles, se mantendrá el uso de GLP en sitios aislados del país, justificando una

participación mínima del 7% para este combustible.

En el sector terciario, se espera mantener la adopción de las mejores tecnologías disponibles (mejoras en el BAT), mejoras en las prácticas operativas y la implementación masiva de sistemas de gestión de energía (SGEn). Esto tendrá un impacto en los consumos asociados al calor directo, donde se espera que la energía eléctrica sea el principal recurso energético. En el límite inferior del escenario, se espera que la participación de la energía eléctrica aumente del 73% al 90%, y en el límite superior alcance hasta el 95.6%. En contraste, se espera una reducción en el uso de gas natural, pasando de un rango del 22% al 9% en el límite inferior, y hasta un 4% en el límite superior. En el caso del GLP, se espera una disminución del 4.6% al 1% en el límite inferior, y hasta un 0.4% en el límite superior.

En cuanto a la iluminación, se mantienen las ambiciones de instalar tecnología LED, tal como se propuso en el escenario de Innovación. Además, se supone la instalación de colectores solares, sistemas centralizados de refrigeración y acondicionamiento de espacios, y una mayor implementación de distritos térmicos, de acuerdo con las recomendaciones de la caracterización del sector terciario adelantado por Corpoema (UPME,2022).

En el escenario de transformación propuesto, se destaca la implementación exitosa del etiquetado en edificaciones, lo cual tiene un impacto significativo en los sectores residencial, terciario y de construcción. El etiquetado permite promover el consumo eficiente de energía en iluminación y acondicionamiento de espacios, y conlleva al fortalecimiento y adaptación del diseño bioclimático y otras medidas pasivas en la construcción de edificaciones. Como resultado de estas acciones, se espera una reducción significativa en el consumo de energía en el sector de la construcción. En el límite inferior del escenario, se estima una disminución del consumo del 30% en comparación con la línea base, mientras que en el límite superior se prevé una reducción del 35%.

Descripción general de la herramienta de modelación energética.

La plataforma de análisis de bajas emisiones (por su acrónimo en inglés, LEAP¹⁷ - Low Emissions Analysis Platform) es una herramienta de software ampliamente utilizada para la política energética, la mitigación del cambio climático y la planificación de la reducción de la contaminación del aire desarrollada en el Instituto de Medio Ambiente de Estocolmo (por su acrónimo en inglés, SEI - Stockholm Environment Institute).

LEAP es una herramienta de modelado integrado que se puede utilizar para realizar un seguimiento del consumo de energía, la producción y la extracción de recursos en todos los sectores de una economía. Además, contabiliza las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético.

Demográficos

- Datos de población nacional (históricas y proyecciones oficiales del gobierno).
- Participación de urbanización (históricas y proyecciones oficiales del gobierno).
- Tamaño promedio de los hogares (históricas y proyecciones oficiales del gobierno).

Macroeconómicos

- Datos del PIB (históricas y proyecciones oficiales del gobierno).
- Valor absoluto por actividades económicas (históricas y proyecciones oficiales del gobierno).

Datos generales de energía

- Balances energéticos nacionales deben incluir información del consumo de energía (por sector y, con suerte, por subsector), la conversión de energía, las diferencias estadísticas (entre la oferta y la demanda) y de la producción de energía primaria, importaciones, exportaciones y cambios en las existencias.

Suministro de energía

Generación Eléctrica

- Capacidades instaladas actuales e históricas de cada tipo principal de central eléctrica.
- Generación histórica de cada tipo principal de central eléctrica.
- Eficiencias energéticas promedio o heat rate de cada planta de generación.
- Costos: datos de costos de capital, fijos y variables de operación y mantenimiento y costos de combustible de cada planta de generación.
- Tipos de combustibles utilizados por cada planta de generación.
- Planes de expansión de generación que describa qué tipos de centrales eléctricas son probables de ser construidas en el futuro.
- Pérdidas de transmisión y distribución (%).

¹⁷ Stockholm Environment Institute- SEI (2023). "Low Emissions Analysis Platform - LEAP". En línea: <https://leap.sei.org/>

Refinación de petróleo

- Datos actuales e históricos que describan los diferentes combustibles y productos de materia prima producidos por las refinerías, su eficiencia y la capacidad de las refinerías.
- Datos de importaciones históricas.
- Datos de exportaciones de crudo y derivados del petróleo.

Sector de extracción

- Datos de eficiencia y de capacidad de estos sectores (minería del carbón o la producción de petróleo y gas).
- Datos sobre los combustibles producidos y la energía consumida durante la extracción.
- Datos sobre las reservas fósiles en el país.

Energías renovables

- Datos que describan el potencial de recursos técnicos y económicos para cada tipo principal de energía renovable

Factores de emisión del sector energético

- Datos de factores de emisión a nivel nacional.

Resultados por escenario prospectivo

Actualización

Consumo final

Para el año 2052, se estima un consumo final de energía de 2.198 PJ. Las proyecciones de consumo final por sectores se muestran en la Figura 26, mientras que la Tabla 13 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años. Estas cifras reflejan la distribución del consumo final de energía entre los diferentes sectores de la economía y proporcionan una visión general de la demanda energética en el escenario para el año 2052.

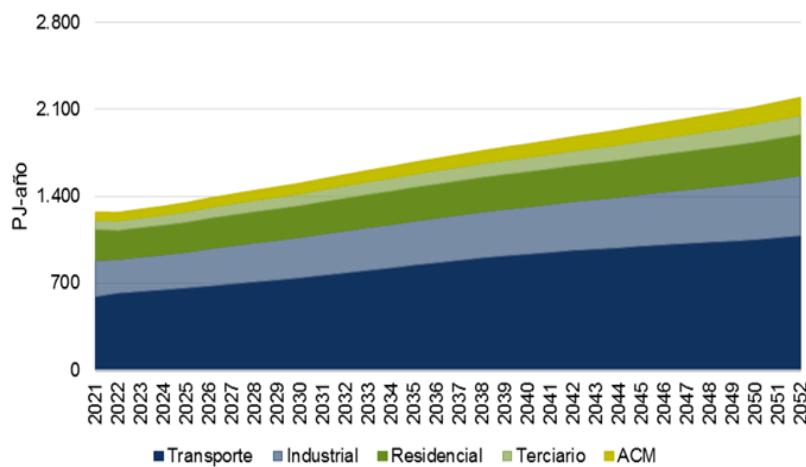


Figura 26 Consumo final por sectores - Actualización (PJ-año)

Tabla 13 Consumo final de energía sectorial- Actualización (PJ-año)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM	Total
2022	620	275	231	79	68	1.273
2027	693	310	245	92	78	1.418
2032	782	342	261	102	89	1.576
2037	883	368	274	111	101	1.737
2042	963	396	286	121	114	1.880
2052	1.081	487	327	157	146	2.198

Según las proyecciones, el sector transporte será el de mayor consumo, representando aproximadamente el 49,81% del total. Le sigue el sector industrial con un 21,60% de

participación en el consumo final de energía. En cuanto a los sectores residencial y terciario, se estima que representarán el 16,11% y 6,57% del consumo final de energía, respectivamente. Por último, el sector agropecuario, construcción y minería (ACM) contribuirá con el 5,91% del consumo total.

Además, se estima un crecimiento promedio anual del 1,9% para el período de 2022 a 2052. La contribución de cada sector a este crecimiento será la siguiente: 1 punto porcentual (pp) para el sector transporte, 0,4 pp para el sector industrial, 0,1 pp para el sector residencial, 0,2 pp para el sector terciario y 0,2 pp para el sector ACM. Las participaciones en el consumo final por sectores se muestran en la Figura 27, mientras que la Tabla 14 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años.

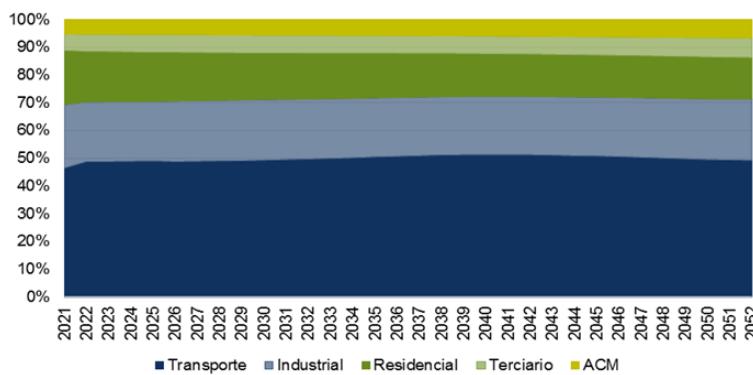


Figura 27 Participación del consumo final por sectores - Actualización (%)

Tabla 14 Participación del consumo final de energía sectorial- Actualización (%)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM
2022	49%	22%	18%	6%	5%
2027	49%	22%	17%	6%	6%
2032	50%	22%	17%	6%	6%
2037	51%	21%	16%	6%	6%
2042	51%	21%	15%	6%	6%
2052	49%	22%	15%	7%	7%

Estas proyecciones se asocian a una disminución significativa en la intensidad energética y una redistribución sectorial en el consumo de energía a lo largo de los años, reflejando los esfuerzos de eficiencia energética y cambios en la estructura económica. En 2021, la intensidad energética fue de 1,41 kJ/COP del PIB de 2015. Para el período 2022-2031, se estima que la intensidad energética promedio será de 1,24 kJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 11,9% en el consumo de energía por unidad del PIB en comparación con el año 2021. La distribución sectorial para este período será del 49% para el sector transporte, 21,7% para el sector industrial, 17,4% para el sector residencial, 6,4%

para el sector terciario y 5,5% para el sector ACM. Las participaciones en la intensidad energética por sectores se muestran en la Figura 28.

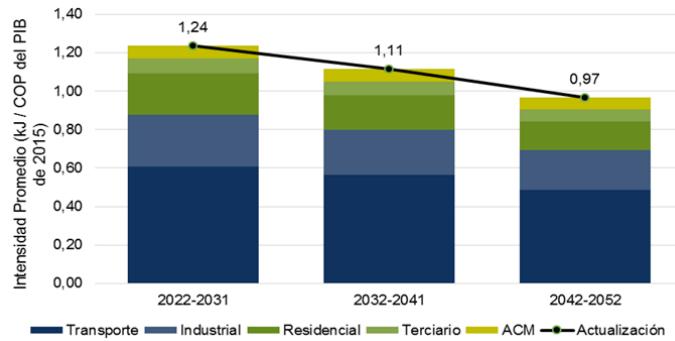


Figura 28 Intensidad energética promedio - Actualización (kJ/COP del PIB de 2015)

Adicionalmente, como se observa en la misma figura, entre 2032-2041, se prevé una disminución adicional en la intensidad energética, con un valor promedio de 1,11 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 20,7% en comparación con el año 2021. La participación sectorial para este período será del 50,6% para el sector transporte, 21,3% para el sector industrial, 15,9% para el sector residencial, 6,4% para el sector terciario y 5,8% para el sector ACM. Finalmente, para el período 2042-2052, se espera una intensidad energética promedio de 0,97 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 31,2% en comparación con el año 2021. La distribución sectorial para este período será del 50,2% para el sector transporte, 21,6% para el sector industrial, 15,1% para el sector residencial, 6,8% para el sector terciario y 6,4% para el sector ACM.

Los resultados obtenidos en términos energéticos son los siguientes:

- En el sector industrial, se logra una reducción en el porcentaje de participación del carbón mineral, pasando del 5-8% en 2025 a una reducción del 7-10% en 2052. Esta reducción se compensa con el aumento en el uso de biomasa como fuente de energía en los procesos de calor directo e indirecto.
- En el sector residencial, se observa una reducción en el porcentaje de participación del GLP en el uso de calor directo en áreas urbanas. Desde 2025, se logra una reducción del 4% en el consumo de GLP, llegando a una reducción del 35% en 2052. Esta reducción se compensa con un aumento en el uso de gas natural y electricidad como fuentes de energía.
- En el sector residencial en áreas rurales, se alcanza una reducción significativa en el uso de leña para el calor directo. Desde 2025, se logra una reducción del 13%, llegando a una reducción del 47% en 2050. Esta reducción se compensa con un aumento en el uso de GLP y electricidad como fuentes de energía.
- Se estima que el consumo total de energía por parte de la flota de vehículos alcance los 997 PJ para el año 2052, considerando un stock de 38,9 millones de vehículos. Como muestra la Figura 29, se proyecta que para el año 2032, la electrificación de la flota alcance el 7,00%, lo que equivale a un consumo de energía de 6,13 PJ, mientras que, para el año 2052, se espera que la electrificación de la flota alcance el 52,42%, representando un consumo de energía de 89,17 PJ. Esta transición tiene

consecuencias directas en el consumo de gasolina y diésel. Como muestra la Figura 30, se estima una disminución en el consumo de gasolina del 25,89% y de diésel del 12,88% entre los años 2032 y 2052. Se identifica un aumento significativo en el consumo de electricidad, estimado en 83,04 PJ, mientras que se espera una reducción en el consumo de gasolina de aproximadamente 115,06 PJ y de diésel de aproximadamente 20,62 PJ en el mismo período de tiempo.

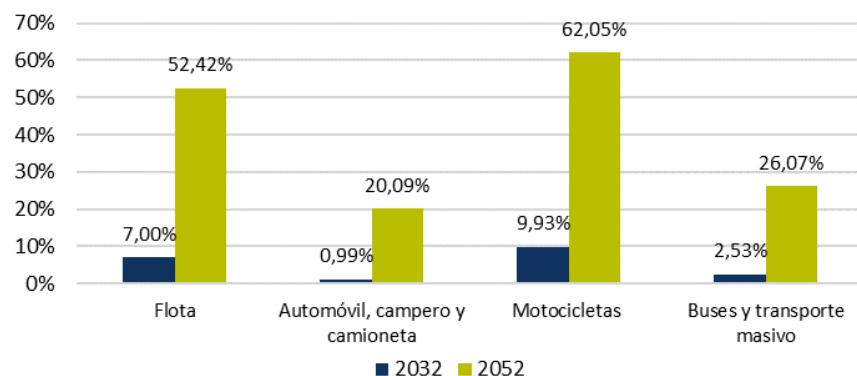


Figura 29 Electrificación de la flota – Actualización (%)

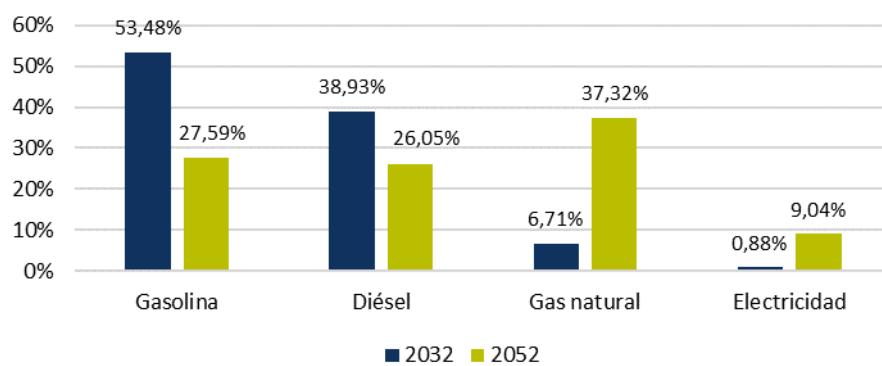


Figura 30 Participación del consumo energético (Flota) – Actualización (%)

Estas medidas y cambios en la matriz energética permiten obtener resultados en términos de consumo final de energéticos, como se muestra en la Figura 31 y la Tabla 15. Como resultado, los cambios proyectados son los siguientes: el petróleo y derivados disminuirán en un 16%, la biomasa (leña) en un 4%, y el carbón mineral en un 2%. Estos decrementos serán compensados por el aumento en la participación de energéticos más eficientes como el gas natural, que se espera aumente en un 18%, y la electricidad, que se espera aumente en un 5%.

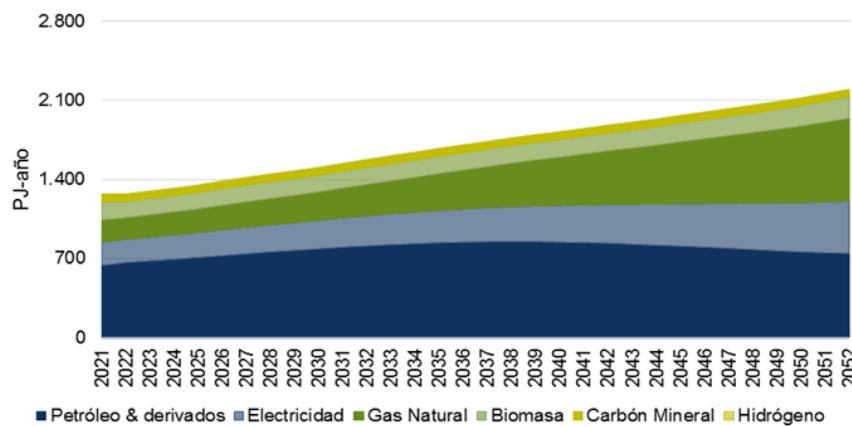


Figura 31 Consumo final por energéticos - Actualización (PJ-año)

Tabla 15 Consumo final por energético- Actualización (PJ- año)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados
2022	190	66	145	207	664
2027	224	67	151	235	742
2032	276	69	152	267	812
2037	363	69	155	302	847
2042	473	68	160	344	836
2047	732	67	190	463	745

En términos de la contribución al crecimiento promedio anual del escenario, se espera que el gas natural contribuirá con 1 punto porcentual (pp), la electricidad con 0,5 pp, el petróleo y derivados con 0,2 pp, y la biomasa y el carbón mineral con 0,1 pp. Las participaciones en el consumo final por energéticos se muestran en la Figura 32, mientras que la Tabla 16 presenta los consumos finales por energéticos cada 5 años.

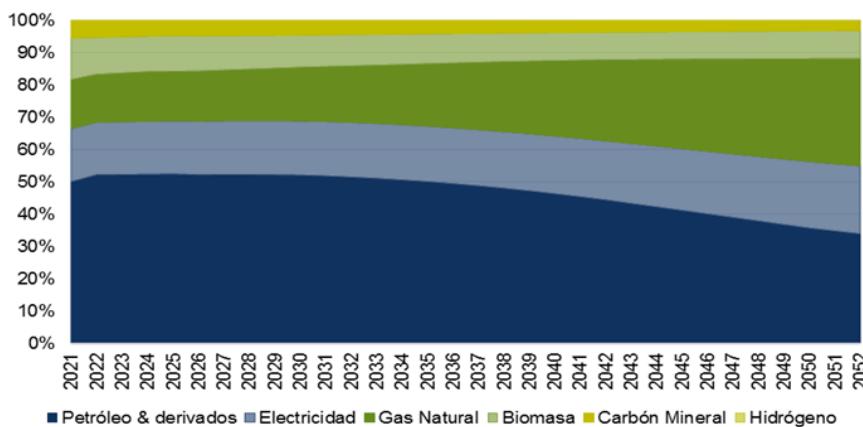


Figura 32 Participación del consumo final por energéticos - Actualización (%)

Tabla 16 Participación del consumo final por energéticos - Actualización (%)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados
2022	15%	5%	11%	16%	52%
2027	16%	5%	11%	17%	52%
2032	18%	4%	10%	17%	52%
2037	21%	4%	9%	17%	49%
2042	25%	4%	9%	18%	44%
2052	33%	3%	9%	21%	34%

Finalmente, se estima que las emisiones asociadas al consumo final alcancen 100,6 Mt CO₂eq en el año 2052, lo que representa un aumento de 1,6 veces en comparación con el año 2021. En cuanto a la composición de estas emisiones, se espera que el sector transporte sea responsable del 67,9%, seguido por el sector industria con el 16,2%. El sector residencial contribuirá con el 9,3% de las emisiones, el sector agropecuario, construcción y minería (ACM) con el 4,4%, y el sector terciario con el 2,1%.

En relación con los energéticos, en 2021 se estimó que el 73% de las emisiones totales estaban asociadas al consumo de petróleo y derivados, el 17% al gas natural y el 10% al carbón mineral. Para el año 2052, se espera que la composición de las emisiones esté compuesta por un 54% de petróleo y derivados, un 40% de gas natural y un 6% de carbón mineral.

La Figura 33 y la Figura 34 muestran las emisiones asociadas al consumo final por sectores y por cada energético. Estos datos muestran la evolución de las emisiones en todos los sectores, resaltando la importancia de las contribuciones en el transporte y la industria.

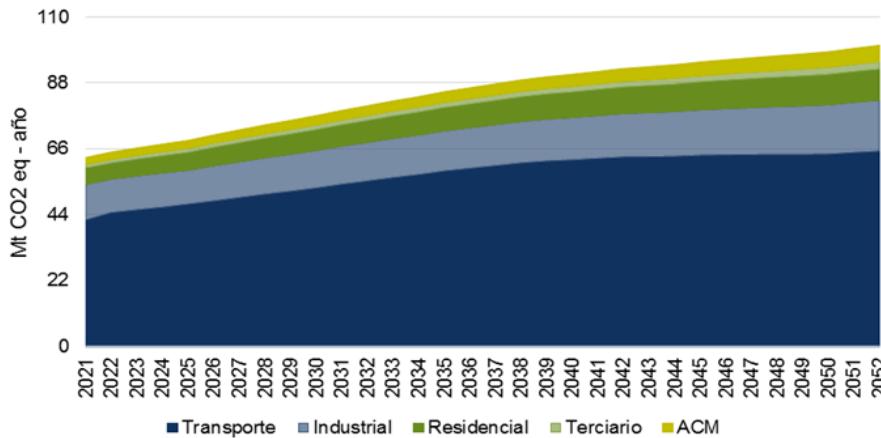


Figura 33 Emisiones asociadas al consumo final sectorial - Actualización (Mt CO₂eq-año)

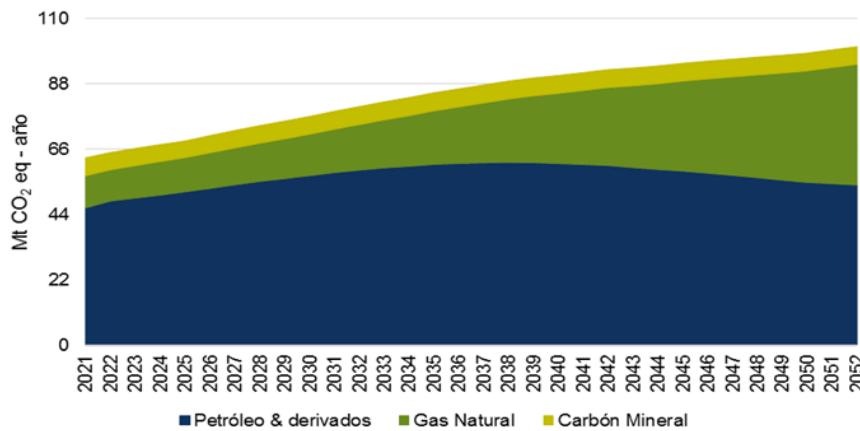


Figura 34 Emisiones asociadas al consumo final por energéticos - Actualización (Mt CO₂eq-año)

Oferta energética

La producción de energía presenta un enfoque conservador, alcanzando un total de 2.942 PJ en el año 2052. Los combustibles fósiles continúan desempeñando un papel destacado en la matriz energética, representando el 58% de su composición. La extracción de carbón destaca como el componente principal de la oferta nacional, representando el 35%, con 890 PJ para carbón térmico y 221 PJ para carbón metalúrgico. El petróleo y sus derivados contribuyen con una producción de 462 PJ, equivalente al 16% del total de la oferta. Por último, el gas natural forma parte del portafolio con un volumen total de 195 PJ, representando el 6% del total de la oferta.

La participación de la generación renovable muestra una evolución notable, alcanzando un 23% en la generación de energía a partir de FNCER, lo que equivale a 686 PJ. Dentro de las fuentes renovables, la biomasa representa un total de 319 PJ y compone el 11% del total de la matriz energética. La generación hidroeléctrica contribuye con el 8% de la matriz, alcanzando un total de 239 PJ. La Figura 35 muestra la evolución en la producción total de energía para el escenario.

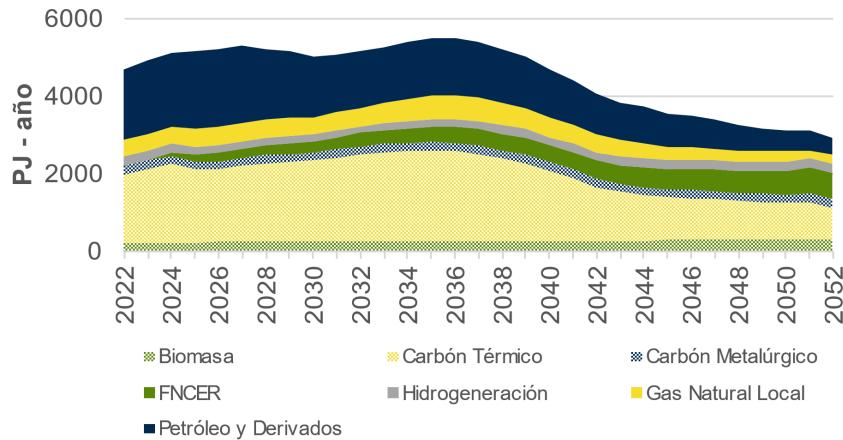


Figura 35 Producción total de Energía - Actualización (PJ-año)

El balance energético del escenario muestra que Colombia seguirá participando en el mercado de exportaciones con un volumen equivalente a 1.067 PJ. En este contexto, el carbón mineral continúa siendo uno de los principales energéticos exportados, representando el 86% de las exportaciones nacionales. Del total de las exportaciones de carbón, 742 PJ corresponden a carbón térmico y 171 PJ a carbón metalúrgico. La exportación de hidrocarburos representa el 13% de las exportaciones totales, lo que equivale a 137 PJ. Esta categoría incluye productos como Nafta y Combustóleo. Existen otras exportaciones energéticas en el portafolio, que representan aproximadamente el 1% del mercado exportador, entre ellas la exportación de energía eléctrica.

La Figura 36 muestra la evolución en las exportaciones de energía para el escenario.

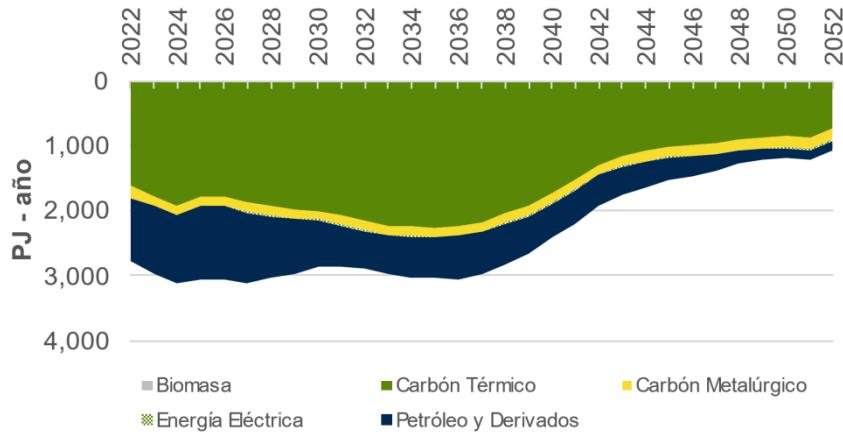


Figura 36 Exportación total de Energía - Actualización (PJ-año)

Como muestra la Figura 37, en este escenario se requerirá la importación de 1.160 PJ de energía. El petróleo y sus derivados serán el mayor componente de la matriz importada, con un total de 815 PJ. A esto le sigue la importación de gas natural, que ascenderá a 340 PJ. Además, se necesitará importar 4 PJ de hidrógeno para satisfacer las necesidades de las industrias locales: la petrolera y la metalúrgica.

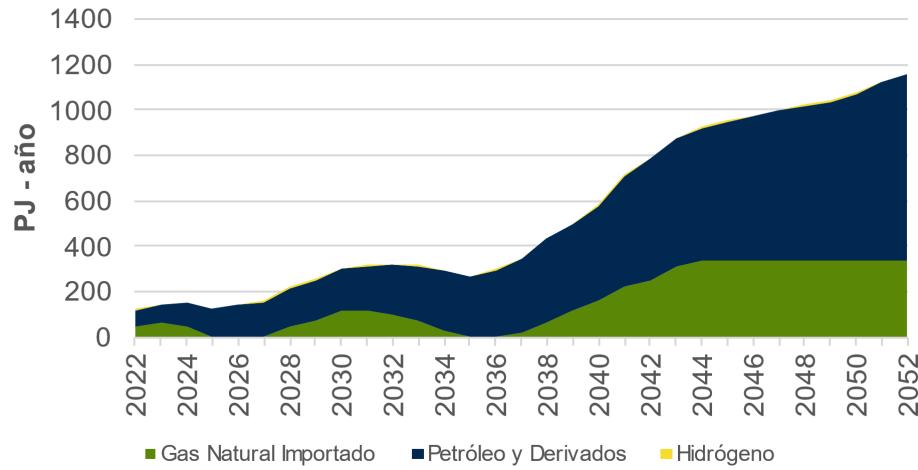


Figura 37 Importación total de Energía - Actualización (PJ-año)

La extracción de carbón térmico muestra un patrón creciente, alcanzando una producción máxima de 2.347 PJ en el año 2035. Punto a partir del cual se proyecta un declive en la extracción de carbón térmico, llegando a producir 821 PJ al final del período analizado. Como se muestra en la Figura 38, las exportaciones de carbón térmico siguen el mismo comportamiento que la producción, ya que la mayor parte de la producción se destina a la exportación. Las exportaciones alcanzan un volumen máximo de 2.262 PJ y culminan en 742 PJ en 2052.

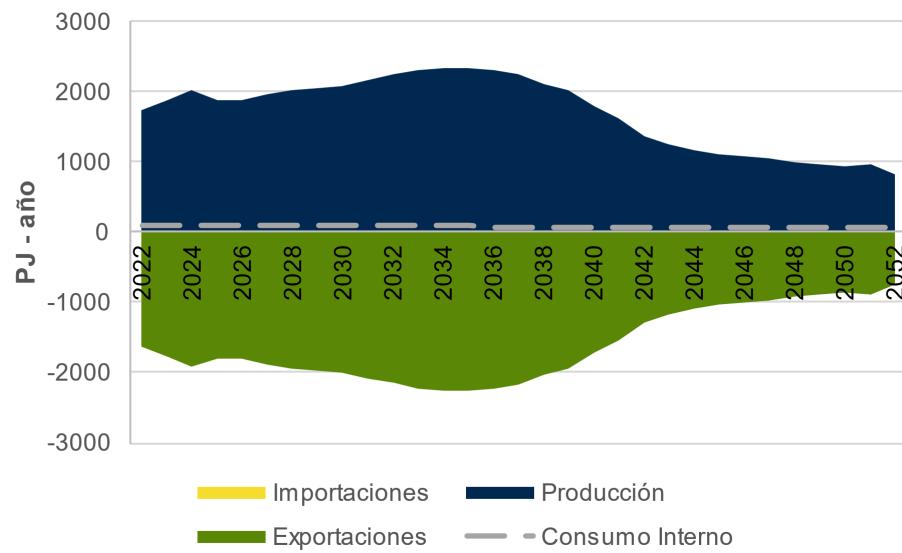


Figura 38 Carbón Térmico - Actualización (PJ-año)

De manera similar, la producción y exportación de carbón metalúrgico y coque presentará un leve crecimiento, pasando de una producción de 211 PJ en 2023, a alrededor de 220 PJ al final del período de análisis (ver Figura 39). Este comportamiento se explica principalmente por una participación estática en los mercados internacionales de carbón, junto con el

desarrollo de la industria metalúrgica nacional que utiliza cada vez más insumos energéticos sustitutos del coque.

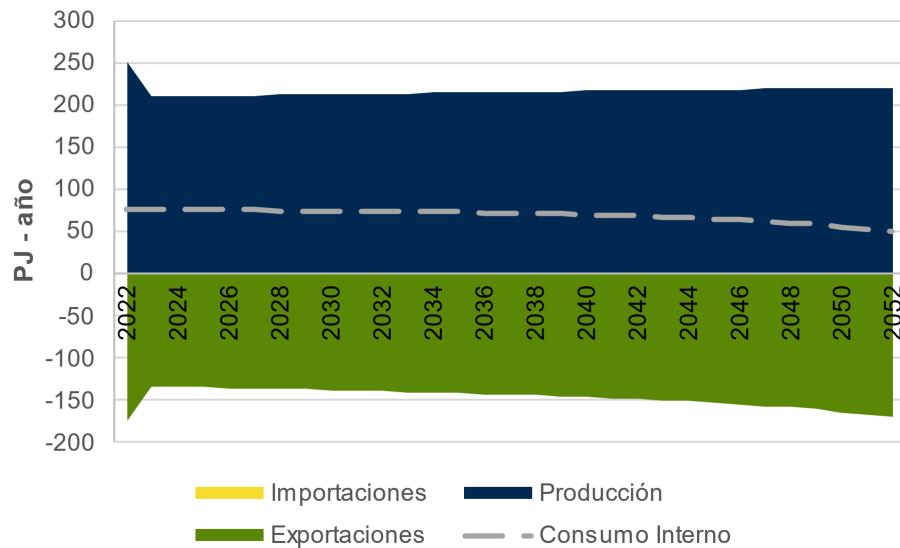


Figura 39 Carbón Metalúrgico y Coque - Actualización (PJ-año)

Como muestra la Figura 40, la producción de crudo muestra una tendencia levemente ascendente hasta el segundo quinquenio de la presente década, alcanzando un volumen total de producción anual de 1.986 PJ, y posteriormente muestra una tendencia descendente en línea con la reducción gradual de los recursos de hidrocarburos disponibles para su extracción. Esto lleva a una producción final de 461 PJ al final del período de análisis.

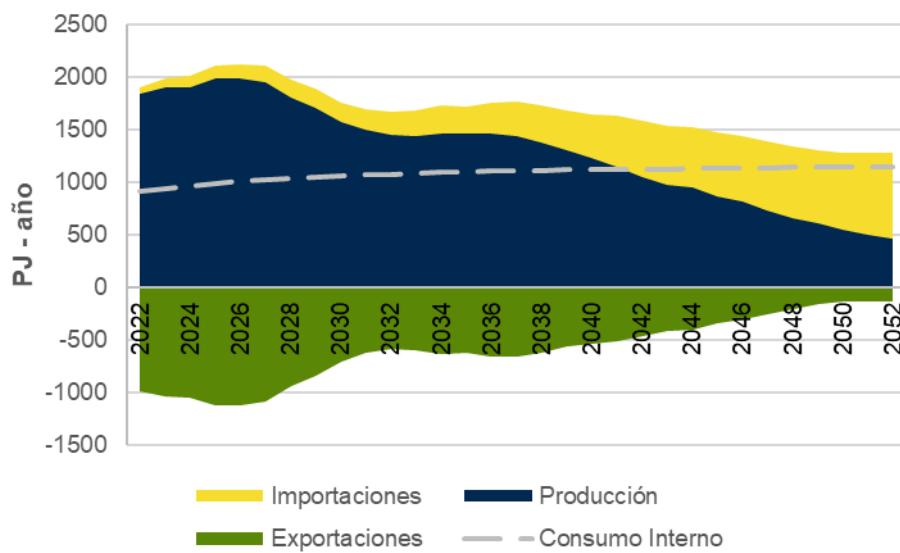


Figura 40 Petróleo y derivados - Actualización (PJ-año)

En cuanto a las exportaciones de crudo, presentan principalmente una tendencia a la baja, con algunas recuperaciones en la mitad de la década de 2020 con 1.120 PJ en 2026, y en la década de 2030 con 656 PJ para 2036, disminuyendo por completo antes de 2050. Por otro lado, las importaciones de crudo muestran una tendencia ascendente debido a las necesidades propias de los procesos de refinado local. Estas importaciones comienzan en 2022 con 68 PJ y se acercan a 544 PJ para el año 2052. En cuanto a la refinación de derivados del petróleo, se proyecta una producción constante de 763 PJ durante todo el período de análisis. Esto se debe a que no se prevén intervenciones significativas en las principales refinerías del país que afecten su capacidad de producción a largo plazo.

La producción de gas natural muestra una tendencia ligeramente ascendente durante el período analizado. Como se muestra en la Figura 41, se alcanzan los volúmenes de extracción más altos, con 628 PJ en el año 2036. Sin embargo, este punto marca un cambio en la producción, ya que se observa una disminución sostenida en los años siguientes. Al final del período de análisis, se proyecta una producción de 194 PJ. Para satisfacer la demanda local, se prevé la importación de gas natural a través de plantas de regasificación. Estas plantas entrarán en funcionamiento entre los años 2028 y 2034, con volúmenes máximos de importación superiores a 100 PJ durante esos años. Posteriormente, se espera un incremento gradual hasta alcanzar la capacidad máxima de ambas plantas de regasificación con un total de 340 PJ a partir de 2044.

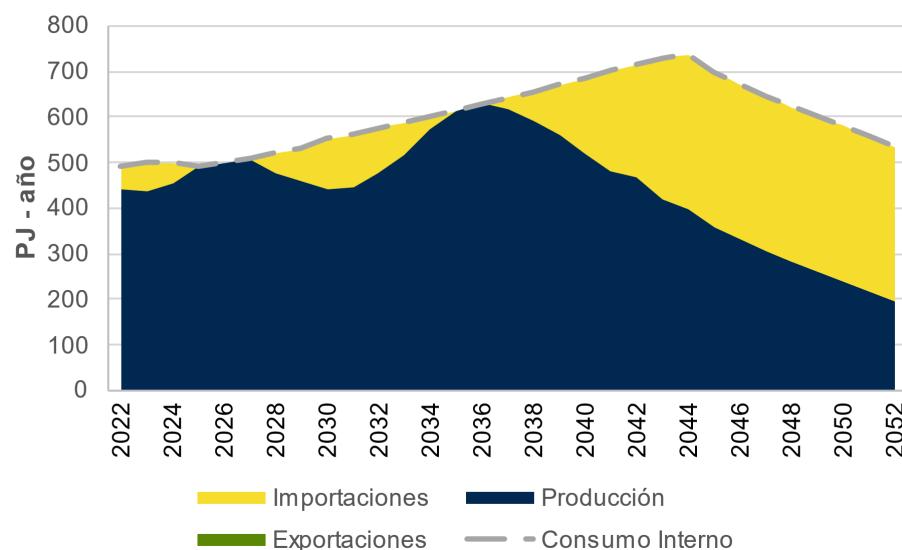


Figura 41 Gas Natural - Actualización (PJ-año)

La generación de energía eléctrica en el final del período está compuesta por el 51% proveniente de FNCCR con una alta participación de energía eólica (26%) y solar (24%), y cuenta con geotermia (1%); seguida por el recurso hidráulico que representa el 40% de la matriz de generación, y cerrando con generación térmica, correspondiente al 9% del total, comprendida por gas natural (8%) y carbón térmico (1%).

En lo que respecta a la oferta de energía eléctrica se alcanza una capacidad instalada de 50.153 MW, lo cual es 2,7 veces la matriz eléctrica del año 2022. En la Figura 42 se puede observar que no se han desplegado tecnologías innovadoras diferentes a la fotovoltaica y eólica, haciendo que las proporciones de capacidad se mantengan relativamente constantes.

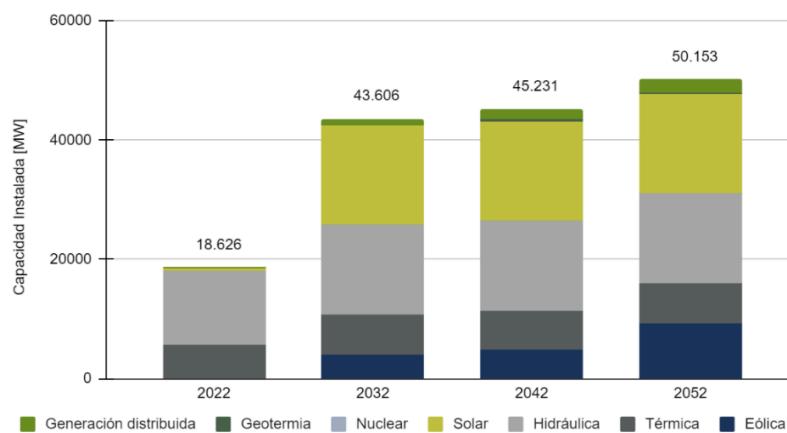


Figura 42 Capacidad instalada cada 10 años para cada tecnología - Actualización (MW)

Dado que en este escenario no se tienen grandes ambiciones de electrificación del sistema energético, no aumenta considerablemente la capacidad instalada a partir de 2032 y 2052 como se evidencia en la Figura 43. Las contribuciones de mayor proporción en la matriz eléctrica al final del periodo de análisis son la solar con 16.627 MW, seguida por la hidráulica con 13.868 MW y finalmente, los proyectos eólicos con 9.322 MW, que incluyen 7.822 MW costa adentro y 1.500 MW costa afuera según los lineamientos del escenario “bajo” de la Hoja de Ruta para el despliegue de energía eólica en Colombia.

De la misma forma, se encuentra la generación distribuida con un aporte a la capacidad de 2.213 MW, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas con 1.209 MW y geotermia con 279 MW. Por otro lado, la generación térmica sigue presente con un total de 6.636 MW, compuesta por 5.636 MW a partir de gas natural de las plantas de ciclo simple, combinado y de combustión dual que operen con este energético primario y, 1.000 MW de proyectos de generación con carbón térmico que incorporan tecnologías de CCUS. Lo anterior asegura una reserva mínima de 20% para la producción de energía eléctrica.

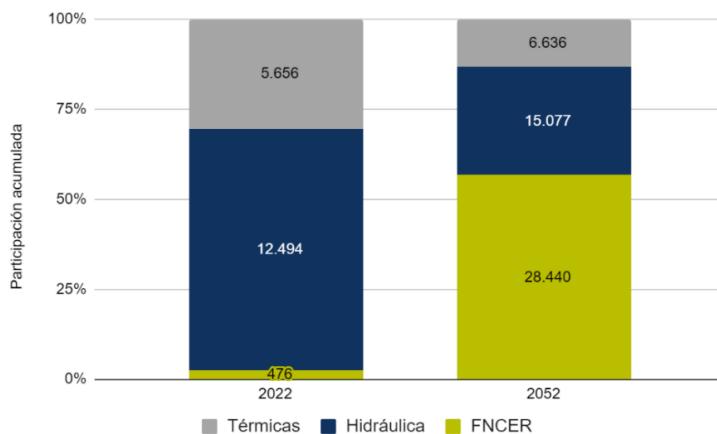


Figura 43 Participación acumulada por tipo de tecnología - Actualización (MW)

En auto y cogeneración, se proyecta una capacidad instalada de 3 GW, y se espera que la generación solar desempeñe un papel destacado, representando el 50% de la participación total con una capacidad instalada de 1,5 GW para el año 2052. Le sigue el gas natural con un 23%, la hidroelectricidad con un 13% y el bagazo con un 8%, como elementos principales de la matriz. Este supuesto se mantiene para los escenarios de Modernización, Inflexión e Innovación.

En cuanto a la industria del hidrógeno, en este escenario no se prevé un crecimiento en el horizonte de tiempo analizado. Su producción se limita a cubrir las necesidades del sector petroquímico. En este sentido, se estima una producción de 16 PJ de hidrógeno gris y 2 PJ de hidrógeno azul a lo largo de todo el período de análisis.

Modernización

Consumo final

Para el año 2052, se estima un consumo final de energía de 1.991 PJ. Las proyecciones de consumo final por sectores se muestran en la Figura 44, mientras que la Tabla 17 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años. Estas cifras reflejan la distribución del consumo final de energía entre los diferentes sectores de la economía y proporcionan una visión general de la demanda energética en el escenario para el año 2052.

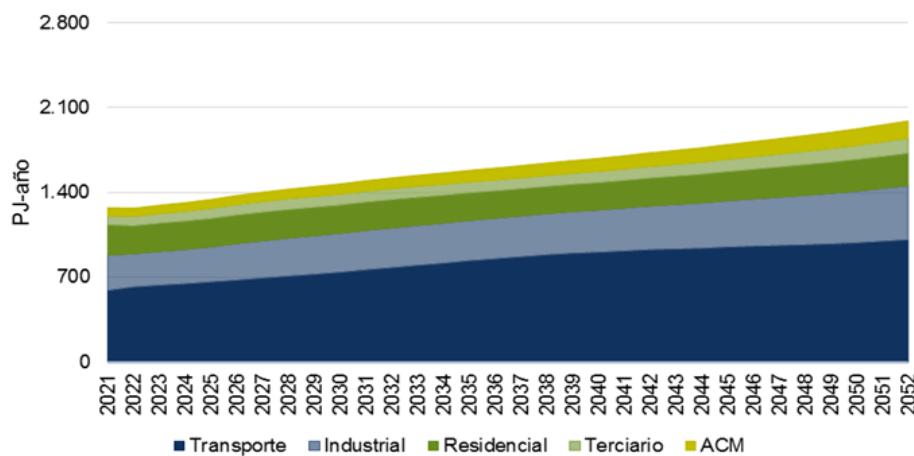


Figura 44 Consumo final por sectores - Modernización (PJ-año)

Tabla 17 Consumo final de energía sectorial- Modernización (PJ-año)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM	Total
2022	620	274	230	78	68	1.270
2027	693	308	234	89	78	1.402
2032	779	329	232	93	89	1.522
2037	868	338	223	92	101	1.622
2042	927	361	229	97	114	1.728
2052	1.009	447	266	125	145	1.992

Según las proyecciones, se estima que del total del consumo el sector transporte representará el 51,34%, seguido de la industria con un 21,57%, el sector residencial con un 14,83%, el sector terciario con un 6,02% y el sector Agropecuario, Construcción y Minería (ACM) con un 6,24%.

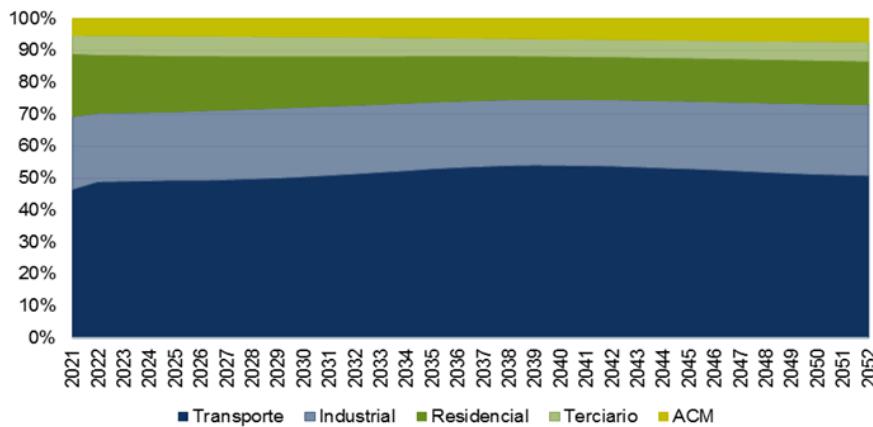


Figura 45 Participación del consumo final por sectores - Modernización (%)

Además, se estima un crecimiento promedio anual del 1,5% para el período de 2022 a 2052. Este crecimiento estará influenciado por las contribuciones sectoriales, donde el sector transporte aporta un 0,9 punto porcentual (pp), la industria un 0,3 pp, el sector terciario un 0,1 pp y el sector ACM un 0,2 pp. Las participaciones en el consumo final por sectores se muestran en la Figura 45, mientras que la Tabla 18 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años.

Tabla 18 Participación del consumo final de energía sectorial- Modernización (%)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM
2022	48,8%	21,6%	18,1%	6,2%	5,4%
2027	49,4%	22,0%	16,7%	6,4%	5,6%
2032	51,2%	21,6%	15,2%	6,1%	5,8%
2037	53,5%	20,8%	13,8%	5,7%	6,2%
2042	53,7%	20,9%	13,2%	5,6%	6,6%
2052	50,7%	22,4%	13,3%	6,3%	7,3%

Estas proyecciones se asocian a una disminución significativa en la intensidad energética y una redistribución sectorial en el consumo de energía a lo largo de los años, reflejando los esfuerzos de eficiencia energética y cambios en la estructura económica. En el año 2021, la intensidad energética se situó en 1,414 KJ/COP del PIB de 2015. Para el período 2022-2031, se estima que la intensidad energética promedio será de 1,22 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 12,9% en comparación con el año 2021. La distribución sectorial para este período será la siguiente: el sector transporte contribuirá con el 49,5%, el sector industria con el 21,8%, el sector residencial con el 16,8%, el sector terciario con el 6,2% y el sector ACM con el 5,6%. Las participaciones en la intensidad energética por sectores se muestran en la Figura 46.

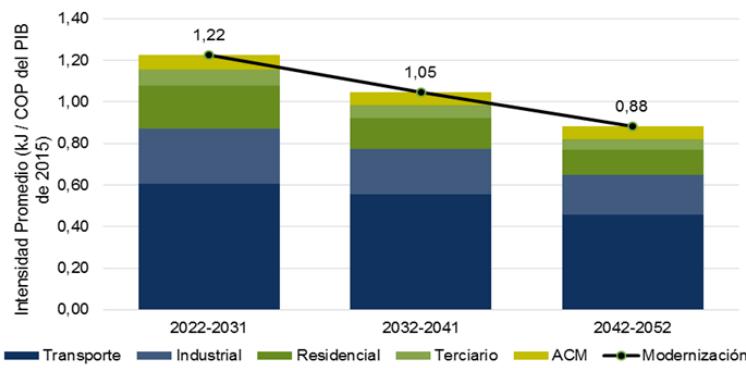


Figura 46 Intensidad energética promedio - Modernización (kJ/COP del PIB de 2015)

Adicionalmente, como se observa en la misma figura, entre 2032 y 2041 se espera que la intensidad energética promedio sea de 1,05 KJ/COP del PIB de 2015, lo que implica una

reducción del 25,5% en comparación con el año 2021. En la distribución sectorial para este período el sector transporte contribuirá con el 53%, el sector industria con el 21%, el sector residencial con el 14%, el sector terciario con el 5,8% y el sector ACM con el 6,2%. Finalmente, para el período 2042-2052, se estima que la intensidad energética promedio alcanzará 0,88 KJ/COP del PIB de 2015, 37,3% menor en comparación con la intensidad del año 2021. En la distribución sectorial para este período el sector transporte contribuirá con el 52,1%, el sector industria con el 21,7%, el sector residencial con el 13,4%, el sector terciario con el 5,9% y el sector ACM con el 6,9%.

Los resultados obtenidos en términos energéticos son los siguientes:

- a) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industria, se reduce la participación del carbón mineral, disminuyendo entre un 5% y un 8% desde 2025, hasta alcanzar una reducción entre un 7% y un 10% en 2052. Estas reducciones se llevan a cabo mediante la implementación de biomasa como fuente de energía.
- b) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industria, se reduce gradualmente la participación de la leña y los combustibles líquidos desde 2025 hasta alcanzar una participación nula en 2052. En su lugar, se utiliza gas natural como fuente de energía.
- c) En los procesos de calor directo en áreas urbanas para el sector residencial, se reduce la participación del GLP en un 5% desde 2025, hasta alcanzar una reducción del 65% en 2052. Esta reducción se llevó a cabo mediante el aumento del uso de gas natural (del 1% al 5% en 2040) y electricidad (del 5% al 60% en 2052) como fuentes de energía.
- d) En los procesos de calor directo en áreas rurales para el sector residencial, se reduce la participación de la leña en un 17% desde 2025, hasta un 64% en 2050. Esto se da mediante el aumento del uso de GLP (del 8% al 25% en 2052) y electricidad (con un aumento progresivo hasta alcanzar un 13% en 2050) como fuentes de energía.
- e) Se estima que el consumo total de energía por parte de la flota de vehículos alcance los 920 PJ para el año 2052, considerando un stock de 38,2 millones de vehículos. Como muestra la Figura 47, se proyecta que para el año 2032, la electrificación de la flota de transporte carretero alcanzará aproximadamente el 7,06%, lo que equivale a un consumo de energía de 6,20 PJ. Posteriormente, se espera que este nivel aumente significativamente y alcance alrededor del 58,73% para el año 2052, lo que representa un consumo de energía de 110,87 PJ.

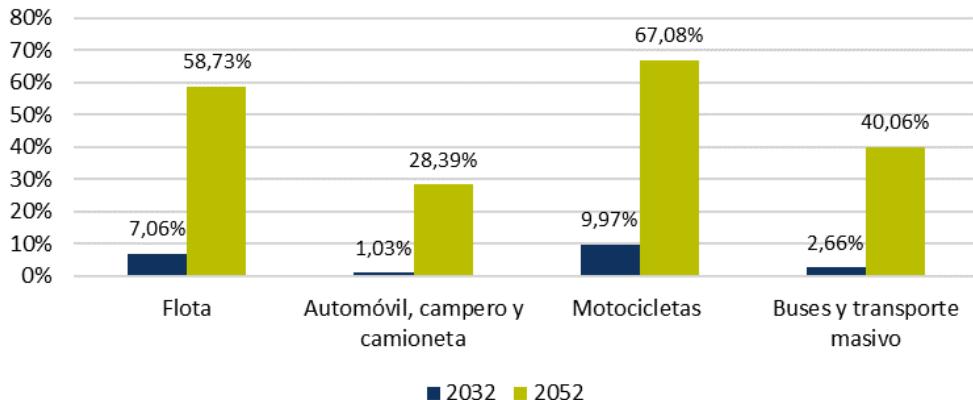


Figura 47 Electrificación de la flota – Modernización (%)

- f) Como muestra la Figura 48, se estima una disminución para el año 2052 en el consumo de gasolina del 29,69%, lo que equivale a una disminución de 173,18 PJ, y una reducción del 18,29% en el consumo de diésel, lo que corresponde a una disminución de 88,44 PJ. Se identifica un aumento significativo en el consumo de electricidad, estimado en 104,67 PJ.

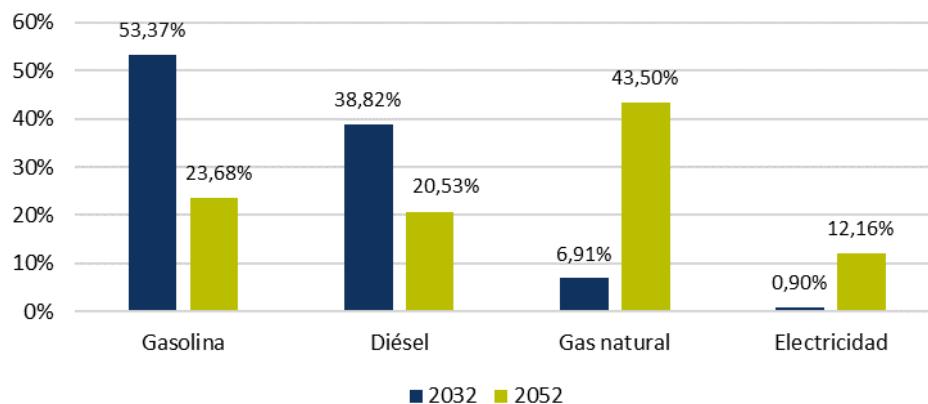


Figura 48 Participación del consumo energético (Flota) – Modernización (%)

Estas medidas y cambios en la matriz energética permiten obtener resultados en términos de consumo final de energéticos, como se muestra en la Figura 49 y la Tabla 19.

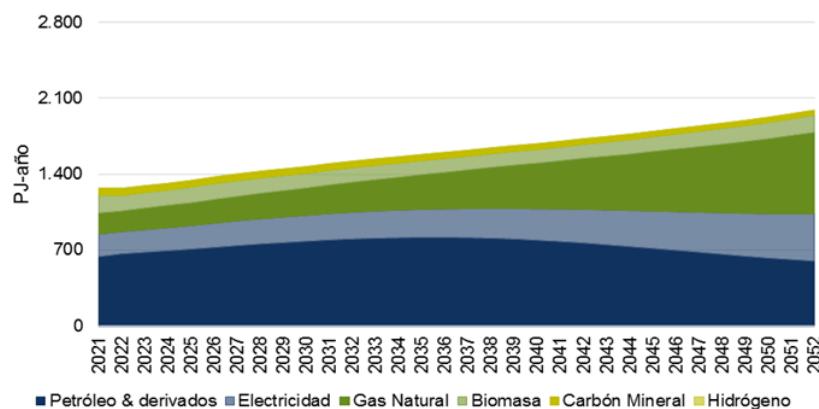


Figura 49 Consumo final por energéticos - Modernización (PJ-año)

Tabla 19 Consumo final por energético- Modernización (PJ- año)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados
2022	190	66	145	206	664
2027	225	63	146	230	740
2032	275	61	135	249	801
2037	356	56	127	270	813
2042	470	53	129	312	765
2047	749	47	159	438	598

Como resultado, se espera una reducción en la participación de diferentes fuentes de energía en la canasta energética para el año 2052 en comparación con el año 2021. En concreto, se estima una disminución del 20% para el petróleo y sus derivados, un 5% para la biomasa (leña) y un 3% para el carbón mineral. Estos cambios se deben al mayor uso de energéticos más eficientes, como el gas natural con un 22% de participación y la electricidad con un 6%.

Además, en cuanto a la contribución al crecimiento promedio anual en este escenario, se prevé lo siguiente: el gas natural aportará 1,1 pp, la electricidad 0,4 pp, el petróleo y sus derivados -0,1 pp, y la biomasa y el carbón mineral 0 pp. Las participaciones en el consumo final por energéticos se muestran en la Figura 50, mientras que la Tabla 20 presenta los consumos finales por energéticos cada 5 años.

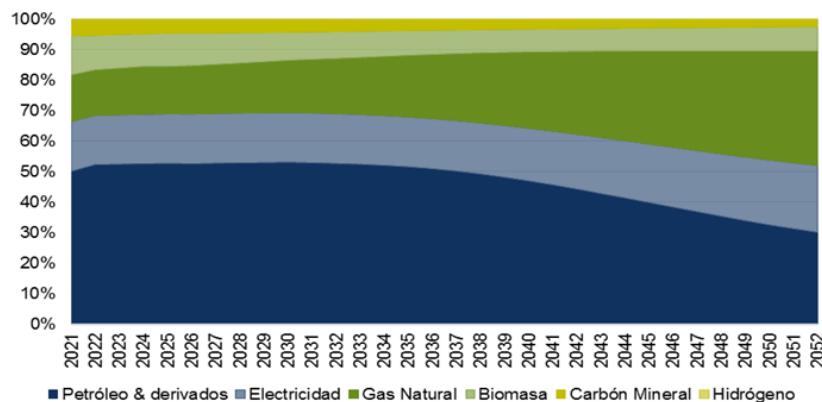


Figura 50 Participación del consumo final por energéticos - Modernización (%)

Tabla 20 Participación del consumo final por energéticos - Modernización (%)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados
2022	15%	5%	11%	16%	52%
2027	16%	4%	10%	16%	53%
2032	18%	4%	9%	16%	53%
2037	22%	3%	8%	17%	50%
2042	27%	3%	7%	18%	44%
2052	38%	2%	8%	22%	30%

Finalmente, las emisiones asociadas al consumo final en el año 2052 se estiman en 89,1 Mt CO₂eq, lo que representa un aumento de 1,4 veces en comparación con el año 2021. La distribución de estas emisiones por sectores indica que el sector transporte contribuirá con el 65%, el sector industria con el 16,7%, el sector residencial con el 9,9%, el sector ACM con el 6% y el sector terciario con el 2,4%.

En cuanto a la participación de los diferentes energéticos en las emisiones totales para el año 2021, se observó que el petróleo y sus derivados representaban el 73%, el gas natural el 17% y el carbón mineral el 10%. Para este escenario, se espera que para el año 2052, en la composición de las emisiones, el petróleo y sus derivados contribuirán con el 49%, el gas natural con el 47% y el carbón mineral con el 5%.

La Figura 51 y la Figura 52 muestran las emisiones asociadas al consumo final por sectores y por cada energético. Estos datos reflejan los cambios esperados en la composición de las emisiones, indicando una reducción en la participación del petróleo y sus derivados, y un aumento en el aporte de emisiones por consumo de gas natural.

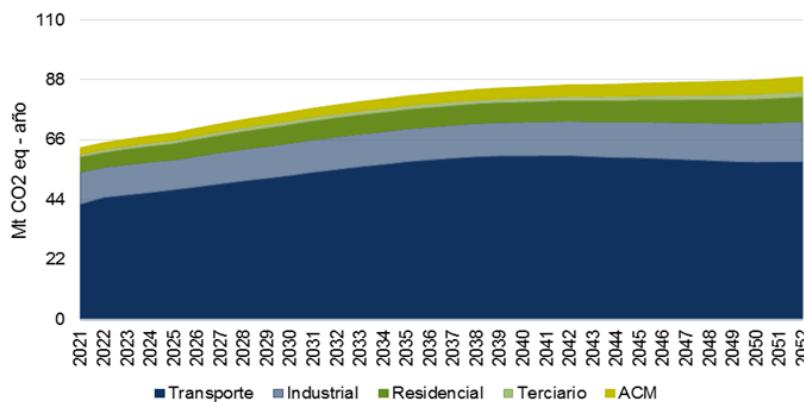


Figura 51 Emisiones asociadas al consumo final sectorial - Modernización (Mt CO₂eq-año)

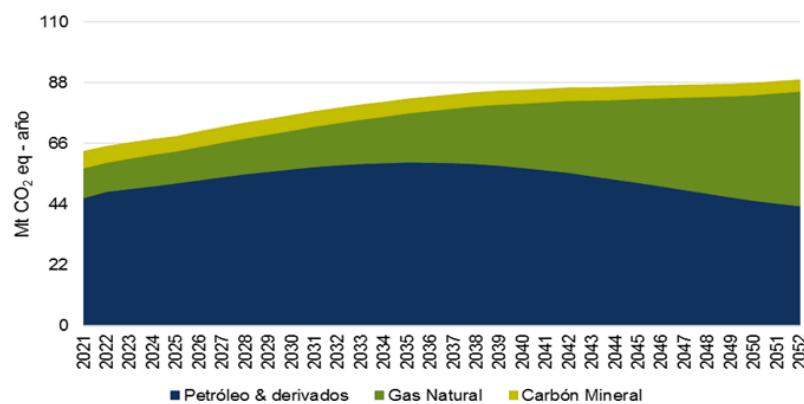


Figura 52 Emisiones asociadas al consumo final por energéticos - Modernización (Mt CO₂eq-año)

Oferta energética

En este escenario la producción de energía muestra una tendencia ascendente, alcanzando un total de 3.037 PJ en el año 2052. Los combustibles fósiles reducen su participación en la matriz energética nacional, representando el 45% de la composición total. La extracción de carbón ocupa la mayor participación, con un total de 459 PJ para carbón térmico y 236 PJ para carbón metalúrgico, correspondiente al 23% de la oferta energética. El petróleo y sus derivados contribuyen con una producción local de 462 PJ, mientras que el gas natural lo hace con 195 PJ, lo que equivale al 15% y 6% del total de la oferta energética, respectivamente.

La participación de la generación renovable experimenta un crecimiento cada vez más destacado, llegando a alcanzar el 38% en la generación de energía a partir de FNCER, lo que equivale a 1140 PJ. Además, la energía proveniente de la biomasa representa un total de 308 PJ, correspondiendo al 10% del total de la matriz. Por último, la hidroelectricidad contribuye con un total de 238 PJ, representando el 8% de la matriz energética. La Figura 53 muestra la evolución en la producción total de energía para el escenario.

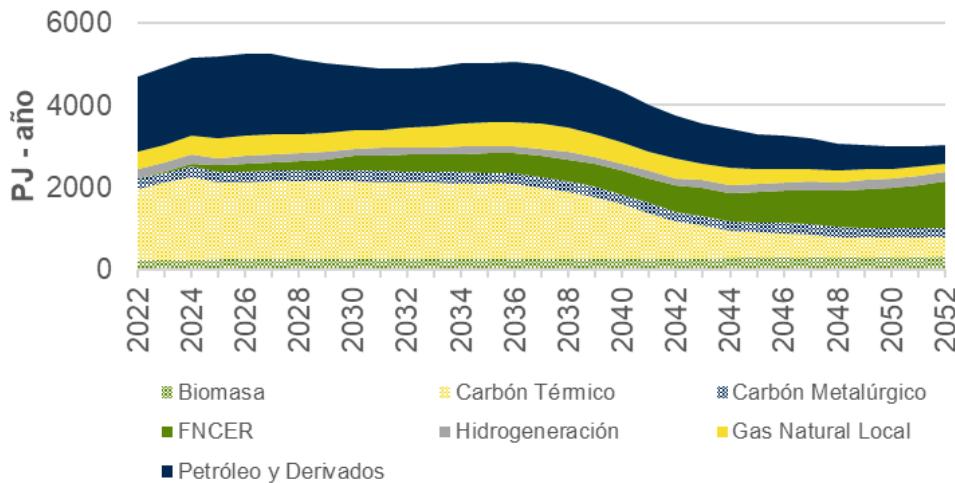


Figura 53 Producción total de Energía - Modernización (PJ-año)

El balance energético del escenario muestra que Colombia seguirá participando en el mercado de exportaciones con un volumen equivalente a 862 PJ. Dentro de estas exportaciones, el carbón mineral sigue siendo uno de los energéticos más representativos del mercado, con un 65% de las exportaciones nacionales. Esto se traduce en 399 PJ destinados al carbón térmico y 163 PJ al carbón metalúrgico.

Adicionalmente, la exportación de hidrocarburos sigue presente, representando el 18% de las transacciones con un total de 163 PJ, compuestos principalmente por Nafta y Combustóleo. En este escenario, el hidrógeno comienza a ganar relevancia en el mercado de exportación, con una participación significativa de 121 PJ, lo que equivale al 14% de las transacciones. Otras exportaciones también forman parte del portafolio, representando aproximadamente el 2% del mercado exportador, como es el caso de la energía eléctrica. La Figura 54 muestra la evolución en las exportaciones de energía para el escenario.

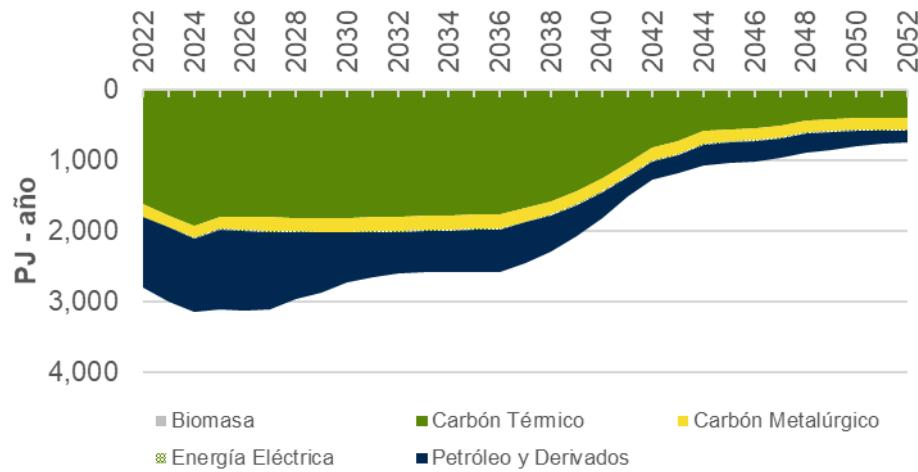


Figura 54 Exportación total de Energía - Modernización (PJ-año)

Además, como se puede observar en la Figura 55, Colombia necesitará importar un total de 953 PJ de energía. El petróleo y sus derivados constituyen la mayor parte de esta importación, con un total de 613 PJ. Seguidamente, la importación de gas natural alcanza los 340 PJ. Estas importaciones son necesarias para satisfacer la demanda interna y complementar la matriz energética del país.

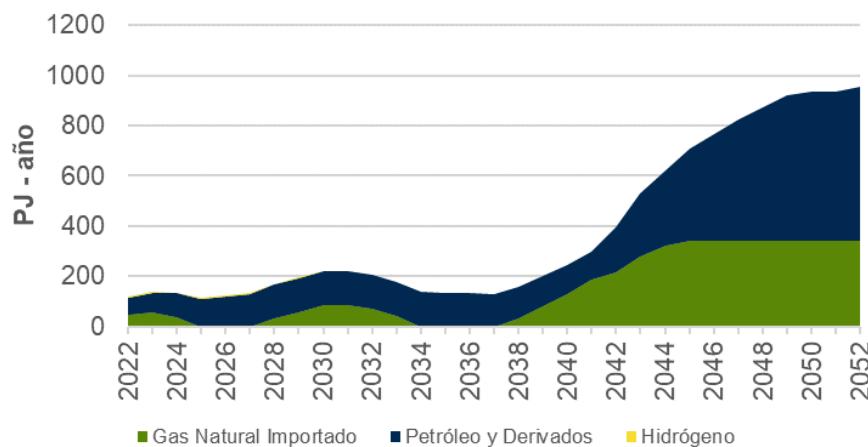


Figura 55 Importación total de Energía - Modernización (PJ-año)

La extracción de carbón térmico se mantiene estable alrededor de 1.850 PJ hasta el año 2035. Sin embargo, hacia el final del período de análisis, se estima una producción de 460 PJ, reflejando la adopción gradual de nuevas tecnologías y fuentes de energía sustitutas del carbón. Como muestra la Figura 56, las exportaciones de carbón térmico siguen el mismo patrón que la producción, ya que gran parte de la producción se destina a la exportación. Se estima que las exportaciones alcanzarán un volumen máximo de 1.813 PJ y luego disminuirán hasta llegar a 400 PJ en 2052.

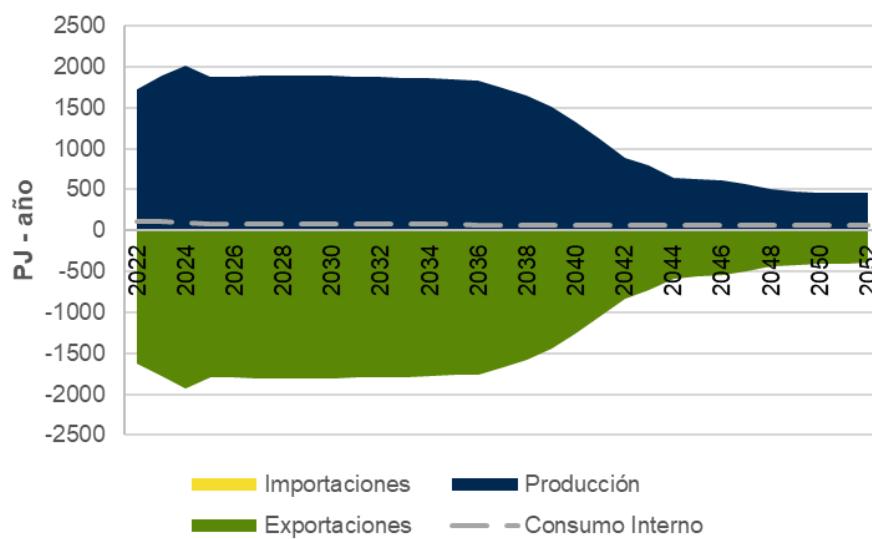


Figura 56 Carbón Térmico - Modernización (PJ-año)

En contraste, la producción de carbón metalúrgico y coque mostrará comportamiento esencialmente constante en su producción, encontrándose alrededor de 250 PJ anuales, con un valor máximo de producción de 275 PJ y reduciéndose hasta alcanzar un volumen de extracción de 237 PJ para el año 2052, como muestra la Figura 57. Este cambio en la tendencia se debe a una creciente participación del mercado interno impulsada por un destacado desarrollo industrial en el corto plazo, así como al continuo interés del mercado internacional en este tipo de energético.

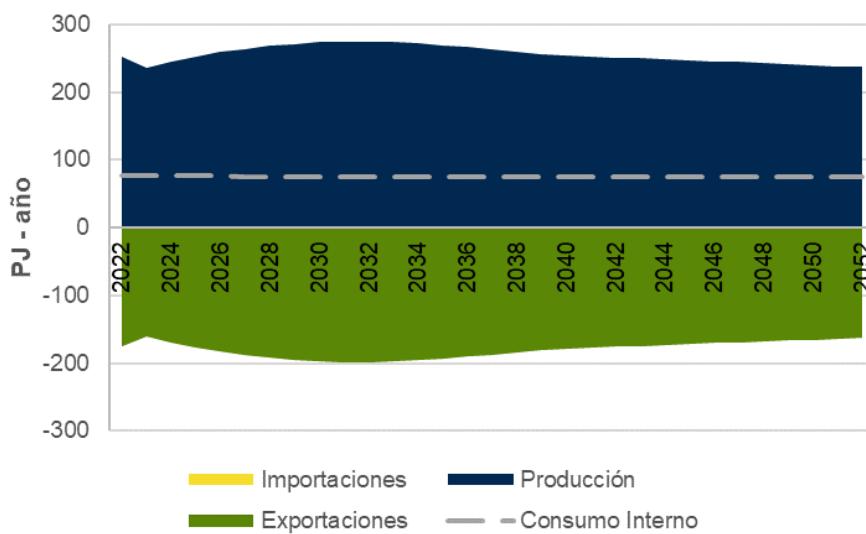


Figura 57 Carbón Metalúrgico y Coque - Modernización (PJ-año)

Como muestra la Figura 58, la producción de crudo sigue una tendencia ligeramente ascendente hasta el segundo quinquenio de la presente década, alcanzando un volumen total de producción anual de 1.985 PJ. Sin embargo, posteriormente experimenta una tendencia descendente debido a la reducción gradual de los recursos de hidrocarburos disponibles para su extracción, llegando a una producción final de 462 PJ al final del período analizado.

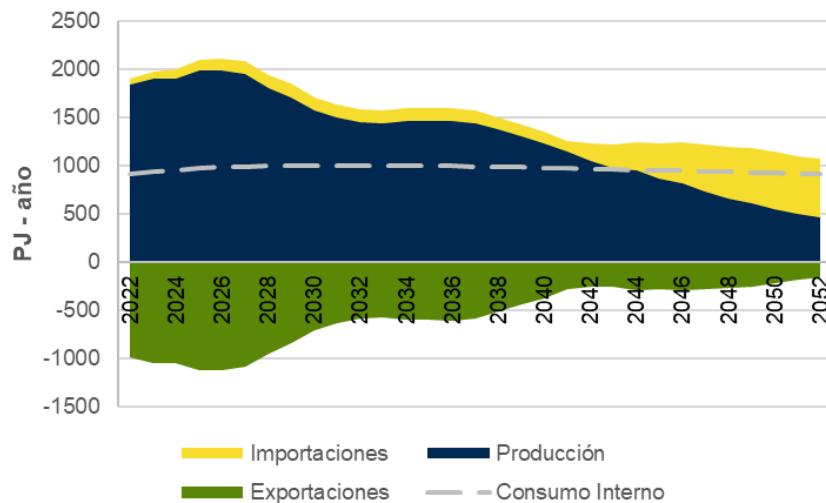


Figura 58 Petróleo y derivados - Modernización (PJ-año)

En línea con esta dinámica, las exportaciones de crudo muestran una tendencia a la baja, con algunas recuperaciones en 2026, donde alcanza 1.123 PJ, y en 2036, con 602 PJ, para luego reducirse hasta alcanzar 162 PJ para el año 2052. Por otro lado, las importaciones de crudo muestran una tendencia creciente, esto se explica debido a las necesidades propias de los procesos de refinado local, llegando a 612 PJ para el año 2052. En cuanto a la refinación de derivados del petróleo, se proyecta una producción constante de 763 PJ a lo largo de todo el período.

La producción de gas natural muestra una tendencia levemente ascendente en este escenario. Como se muestra en la Figura 59, se alcanzan los volúmenes máximos de extracción con 608 PJ en el año 2037. A partir de ese punto, la producción comienza a disminuir de manera sostenida, llegando a 195 PJ a 2052. Así, se prevé importación desde las plantas de regasificación, que entran en funcionamiento entre 2028 y 2034, alcanzando volúmenes cercanos a los 100 PJ anuales durante el periodo mencionado. Luego, se espera un aumento gradual en la importación, alcanzando la capacidad máxima de las plantas con un total de 333 PJ a partir de 2045 y hasta el final del período.

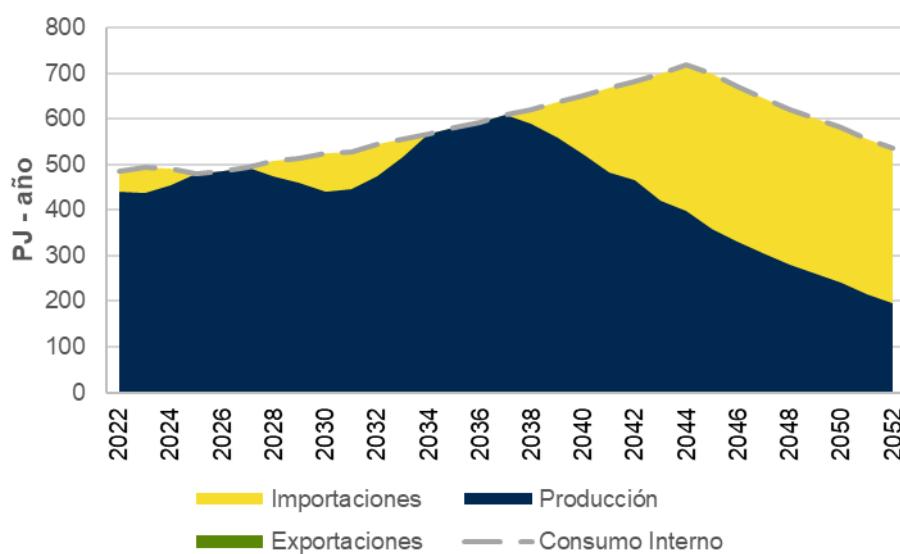


Figura 59 Gas Natural - Modernización (PJ-año)

Al final del periodo, la generación de energía eléctrica se compone de un 46% proveniente de FNCER, con una amplia participación de energía solar (26%) y eólica (19%), complementada por geotermia (1%). Además, el recurso hidráulico representa el 44% de la matriz de generación, y la generación térmica cierra con un 10%, siendo el gas natural un 9% y el carbón térmico el 1%.

Este escenario presenta una capacidad instalada total de 47.088 MW, para el que no se hace necesario un despliegue considerable de generación eólica. En este escenario se alcanza una capacidad eólica de 6.394 MW en 2052, se mantiene una capacidad solar

constante de 16.627 MW a partir de 2032 y se considera la instalación de 142 MW del potencial geotérmico identificado. Por otro lado, a pesar de que este escenario propone la masificación del gas natural en el sistema energético, no se observan grandes consecuencias en la capacidad de generación, que se mantiene en 5.636 MW, lo que equivale al 12% de la capacidad neta.

La matriz eléctrica satisface de manera adecuada los requerimientos sin un crecimiento significativo en las últimas décadas, tal y como se muestra en la Figura 60.

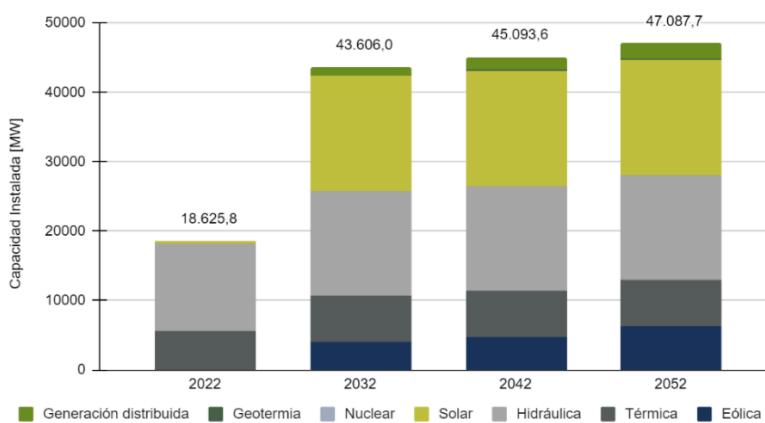


Figura 60 Capacidad instalada cada 10 años para cada tecnología - Modernización (MW)

La participación de generación renovable FNCER alcanza el 53,9%, incluyendo generación solar, eólica, geotérmica y distribuida, mientras que el recurso hídrico alcanza un 32%. La Figura 61 muestra las proporciones por tecnología que, a pesar de no hacer grandes adiciones, sí evidencia una transformación dentro de la oferta de la canasta, aportando más de la mitad con fuentes no convencionales.

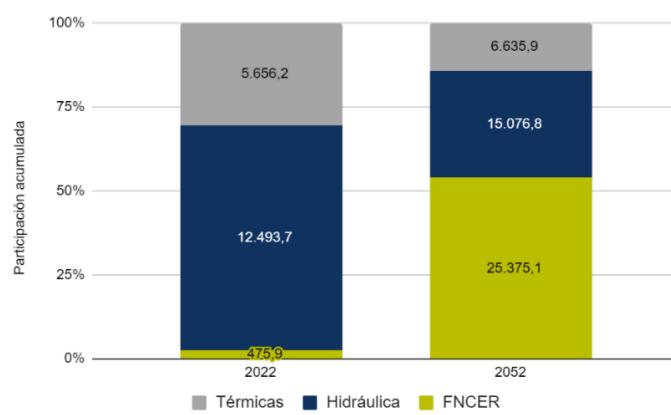


Figura 61 Participación acumulada por tipo de tecnología - Modernización (PJ-año)

En auto y cogeneración, de los 3 GW proyectados, se espera que la generación solar desempeñe un papel fundamental, alcanzando el 50% de la participación total con una capacidad instalada de 1,5 GW para 2052. Le sigue el gas natural con un 23%, la

hidroelectricidad con un 13% y el bagazo con un 8%, como elementos principales de la matriz.

En cuanto al hidrógeno, se prevé una reconversión de las plantas de reformado de gas natural (SMR) asociadas a la producción de hidrógeno gris, destinado a las necesidades de las refinerías de petróleo locales. Además, se espera un crecimiento en la producción de hidrógeno azul mediante la incorporación de nuevas plantas de SMR, con el fin de alcanzar la meta nacional de 50 kton-H₂ para el 2040 y de 150 kton-H₂ a 2052. Esto resulta en una reducción acelerada de la producción de hidrógeno gris, pasando de los 16,2 PJ en la década de 2020 a 0 PJ en 2052. En contraste, la producción de hidrógeno azul experimentará un crecimiento ascendente, pasando de 1,8 PJ en la década inicial a un total de 3,3 PJ al final del periodo de análisis.

Por otro lado, se estima que la producción de hidrógeno verde se verá impulsada por la masificación de la generación a partir de plantas solares. Para el año 2030, se espera una capacidad de electrolizadores de 500 MW, y una tendencia de crecimiento a 2052, alcanzando un total de 4,4 GW. Estos electrolizadores requerirán una capacidad instalada de generación solar de hasta 21 GW, para un crecimiento en la producción entre 17 PJ y 19,6 PJ destinada al consumo interno. Las exportaciones podrían llegar a alcanzar los 120 PJ anuales en 2052.

Inflexión

Consumo final

Para el año 2052, se estima un consumo final de energía de 1.983 PJ. Las proyecciones de consumo final por sectores se muestran en la Figura 62, mientras que la Tabla 21 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años. Estas cifras reflejan la distribución del consumo final de energía entre los diferentes sectores de la economía y proporcionan una visión general de la demanda energética en el escenario para el año 2052.

Tabla 21 Consumo final de energía sectorial- Inflexión (PJ-año)

	Transporte	Industria	Residencial	Terciario	ACM	Total
2022	621	280	230	79	68	1.278
2027	695	320	225	83	80	1.403
2032	779	331	209	79	94	1.492
2037	846	348	204	80	110	1.588
2042	869	390	220	90	128	1.697
2052	913	512	258	126	174	1.983

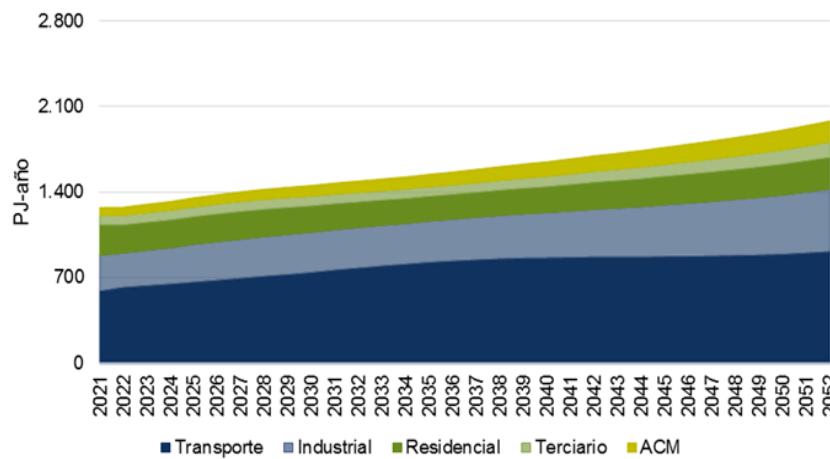


Figura 62 Consumo final por sectores - Inflexión (PJ-año)

Según las proyecciones, para el año 2052, en la participación de consumo final el 50,02% está en al sector transporte, seguido de la industria con un 23,10%, el sector residencial con un 14,25%, el sector terciario con un 5,67% y el sector de Agropecuario, Construcción y Minería con un 6,93%.

Además, se estima un crecimiento promedio anual para el período 2022-2052 del 1,5%, que corresponde a 0,7 puntos porcentuales (pp) del sector transporte, 0,4 pp de la industria, 0,1 pp del sector terciario y 0,2 pp del sector ACM. Las participaciones en el consumo final por sectores se muestran en la Figura 63, y la Tabla 22 presenta los consumos finales por sectores en magnitud.

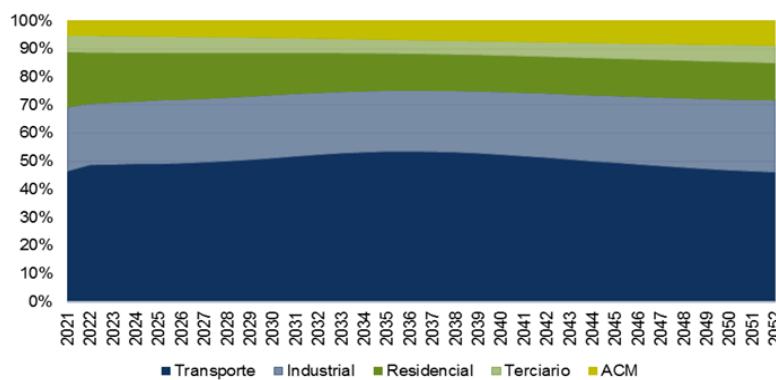


Figura 63 Participación del consumo final por sectores - Inflexión (%)

Tabla 22 Participación del consumo final de energía sectorial- Inflexión (%)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM
2022	48,6%	22,0%	18,0%	6,2%	5,3%
2027	49,5%	22,8%	16,0%	5,9%	5,7%
2032	52,2%	22,2%	14,0%	5,3%	6,3%

2037	53,3%	21,9%	12,9%	5,0%	6,9 %
2042	51,2%	23,0%	12,9%	5,3%	7,5 %
2052	46,0%	25,8%	13,0%	6,4%	8,8 %

Estas proyecciones se asocian a una disminución significativa en la intensidad energética y una redistribución sectorial en el consumo de energía a lo largo de los años, reflejando los esfuerzos de eficiencia energética y cambios en la estructura económica. En 2021, la intensidad energética fue de 1,41 KJ/COP del PIB de 2015. Se estima que para el período 2022-2031, este valor alcanzará un promedio de 1,19 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una disminución del 15,6% en el consumo de energía por unidad del PIB en comparación con el año 2021. La distribución sectorial para este período será del 49,7% para al sector transporte, el 22,6% del sector industria, el 6,2% del sector residencial, el 5,9% del sector terciario y el 5,7% del sector ACM. Las participaciones en la intensidad energética por sectores se muestran en la Figura 64.

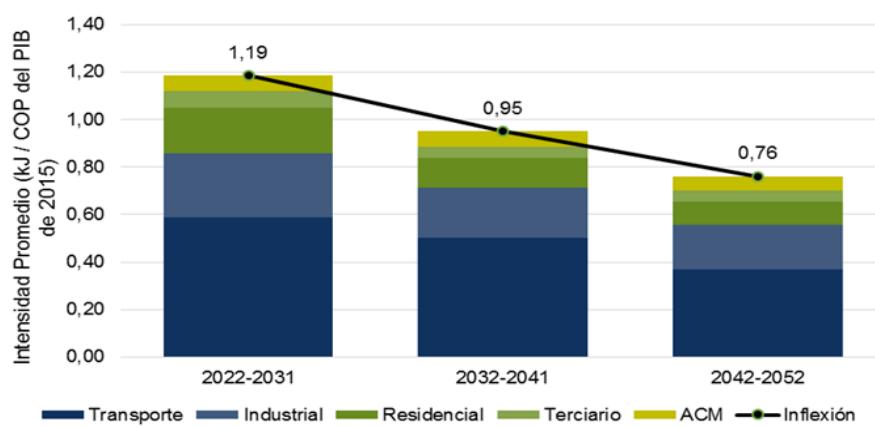


Figura 64 Intensidad energética promedio - Inflexión (kJ/COP del PIB de 2015)

Adicionalmente, como se observa en la misma figura, entre 2032-2041, se prevé que la intensidad energética promedio sea de 0,95 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una disminución del 32,4% en el consumo de energía por unidad del PIB en comparación con el año 2021. La participación sectorial para este período será del 52,8% del sector transporte, el 22,1% del sector industria, el 13,1% del sector residencial, el 5,1% del sector terciario y el 6,9% del sector ACM. Finalmente, para el período 2042-2052, se proyecta que la intensidad energética promedio sea de 0,76 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una disminución del 45,8% en el consumo de energía por unidad del PIB en comparación con el año 2021. En términos de distribución sectorial, se espera que el 48,3% corresponda al sector transporte, el 24,5% al sector industria, el 13,1% al sector residencial, el 5,8% al sector terciario y el 8,2% al sector ACM.

Los resultados obtenidos en términos energéticos son los siguientes:

- a) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, se reduce gradualmente la participación del carbón mineral en un 10% a partir de 2025, hasta alcanzar una participación nula en 2040. Se sustituiría con biomasa, la cual aumentaría su participación hasta un 12%.
- b) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, se propone una reducción progresiva de la participación de la leña y los combustibles líquidos desde 2025 hasta eliminar por completo su uso en 2040. Se reemplazaría con electricidad.
- c) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, se reduce el porcentaje de participación del gas natural en un 5% a partir de 2025, y alcanzar un 35% en 2052, sustituyéndolo con electricidad.
- d) En los procesos de calor directo en áreas urbanas para el sector residencial, se reduce la participación del GLP en un 3% a partir de 2025, y en un 95% en 2040. Se aumentaría la participación del gas natural (del 1% al 15% en 2040) y de la electricidad (aumento progresivo hasta alcanzar un 30% en 2052).
- e) En los procesos de calor directo en áreas rurales para el sector residencial, se reduce la participación de la leña en un 24% a partir de 2025, y disminuye en un 67% en 2050. Se aumentaría la participación del GLP (del 11% al 26% en 2050) y de la electricidad (aumento progresivo hasta alcanzar un 13% en 2050).
- f) En los procesos de calor directo para el sector terciario, se reduce la participación del gas natural en un 7% y del GLP en un 14% a partir de 2025, y disminuye en un 50% y en un 75% en 2050, respectivamente, reemplazándola con electricidad.
- g) Se estima un consumo total de energía por parte de la flota de 809 PJ para un stock de 37,6 millones de vehículos en el año 2052. Como muestra la Figura 65, se proyecta que para el año 2032, la electrificación de la flota de transporte por carretera del 7,43% en 2032 (equivalente a 7,99 PJ) y del 69,28% en 2052 (equivalente a 185,54 PJ). Esta transición tiene consecuencias directas en el consumo de gasolina y diésel. Como muestra la Figura 66, se produce una reducción en el consumo energético de gasolina del 33,81% y de diésel del 20,04% entre 2032 y 2052. También se observa un aumento en el consumo de electricidad de 177,55 PJ, así como una disminución en el consumo de gasolina de 226,6 PJ y de diésel de 123,76 PJ entre 2032 y 2052.

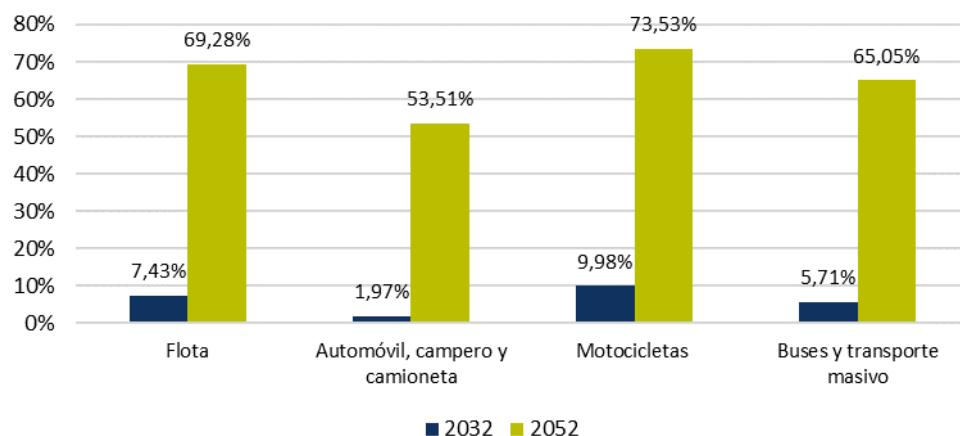


Figura 65 Electrificación de la flota - Inflexión (%)

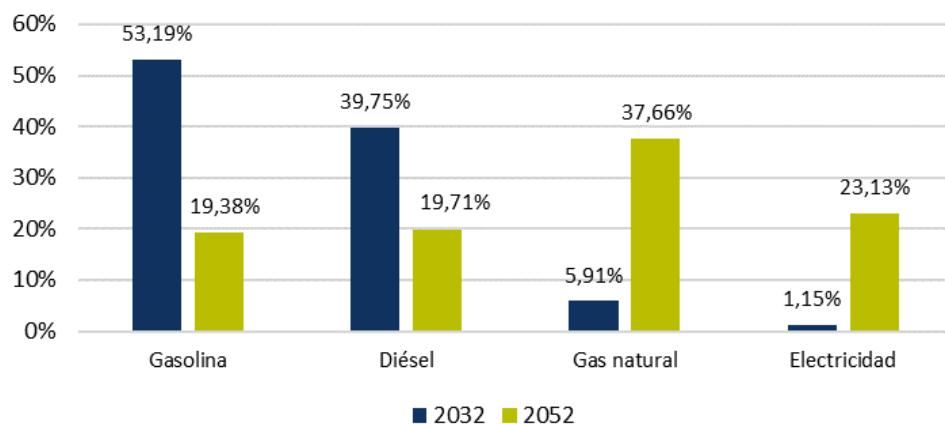


Figura 66 Participación del consumo energético (Flota) - Inflexión (%)

Estas medidas y cambios en la matriz energética permiten obtener resultados en términos de consumo final de energéticos, como se muestra en la Figura 67 y la Tabla 23.

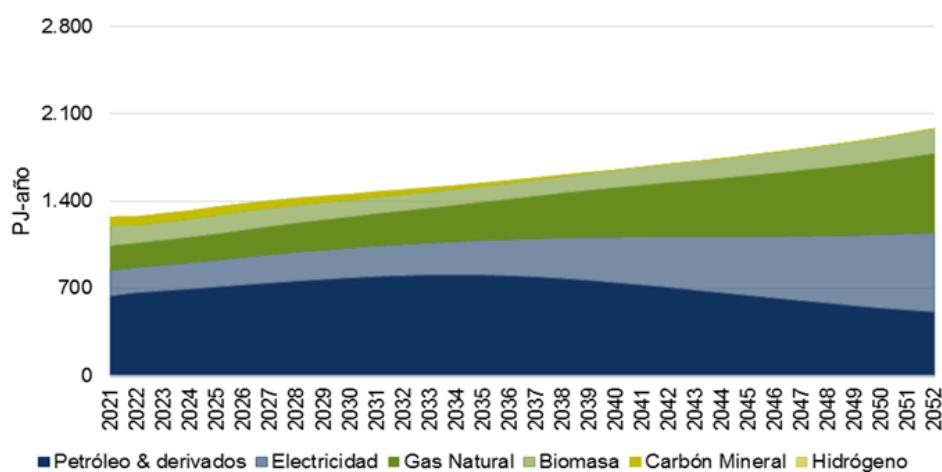


Figura 67 Consumo final por energéticos - Inflexión (PJ-año)

Tabla 23 Consumo final por energético- Inflexión (PJ- año)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados	Hidrógeno
2022	191	68	146	207	665	0
2027	222	57	151	232	742	0
2032	264	36	134	255	801	0
2037	336	15	133	312	791	0
2042	429	0	150	411	708	0
205	632	0	201	639	511	1

Como resultado, se espera una reducción en la participación de la canasta energética en 2052, en comparación con 2021, para el petróleo y sus derivados que disminuirán en un 24%, la biomasa (leña) en un 3% y el carbón mineral en un 5%. Esto se da, a medida que se adopten energéticos más eficientes, como el gas natural (17%) y la electricidad (16%).

En cuanto a las contribuciones al crecimiento promedio anual del escenario, se espera lo siguiente: 0,9 pp para el gas natural, 0,8 pp para la electricidad, 0,1 pp para el hidrógeno, 0,1 pp para la biomasa, -0,3 pp para petróleo y derivados y -0,2 pp para el carbón mineral. Las participaciones en el consumo final por energéticos se muestran en la Figura 68, mientras que la Tabla 24 presenta los consumos finales por energéticos cada 5 años.

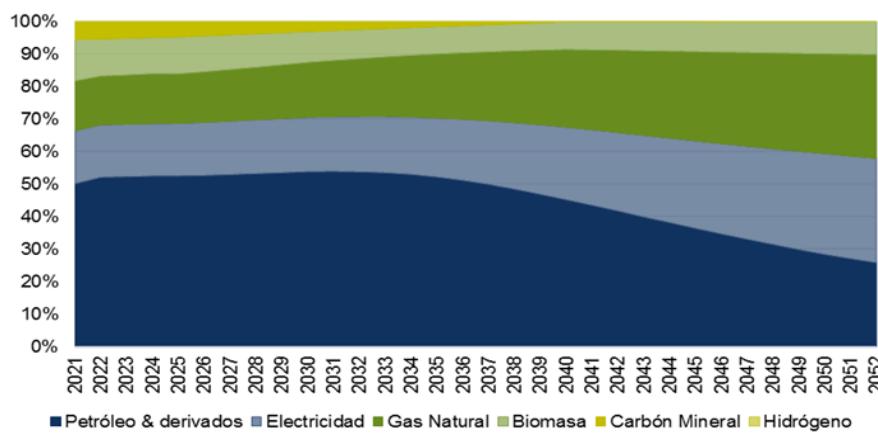


Figura 68 Participación del consumo final por energéticos - Inflexión (%)

Tabla 24 Participación del consumo final por energéticos - Inflexión (%)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados
2022	15%	5%	11%	16%	52%
2027	16%	4%	11%	17%	53%
2032	18%	2%	9%	17%	54%
2037	21%	1%	8%	20%	50%
2042	25%	0%	9%	24%	42%
2052	32%	0%	10%	32%	26%

Finalmente, se proyecta que las emisiones asociadas al consumo final alcancen 77,4 Mt CO₂eq en el año 2052, lo que representa un aumento de 1,1 veces en comparación con 2021. En cuanto a la composición de estas emisiones, se espera que el sector transporte sea responsable del 65,2%, el 15,3% al sector industria, el 9,8% al sector residencial, el 8,3% al sector ACM y el 1,5% al sector terciario (actividades comerciales y de servicios).

En relación con los energéticos, en 2021 se estimó que el 73% de las emisiones totales estaban asociadas al consumo de petróleo y derivados, el 17% al gas natural y el 10% al carbón mineral. Para el año 2052, se espera que la composición de las emisiones esté asociada en un 51% al petróleo y sus derivados, y en un 49% al gas natural. La Figura 69 y la Figura 70 muestran las emisiones asociadas al consumo final por sectores y por cada energético. Estos datos muestran la evolución de las emisiones en todos los sectores, resaltando la importancia de las contribuciones en el transporte y la industria.

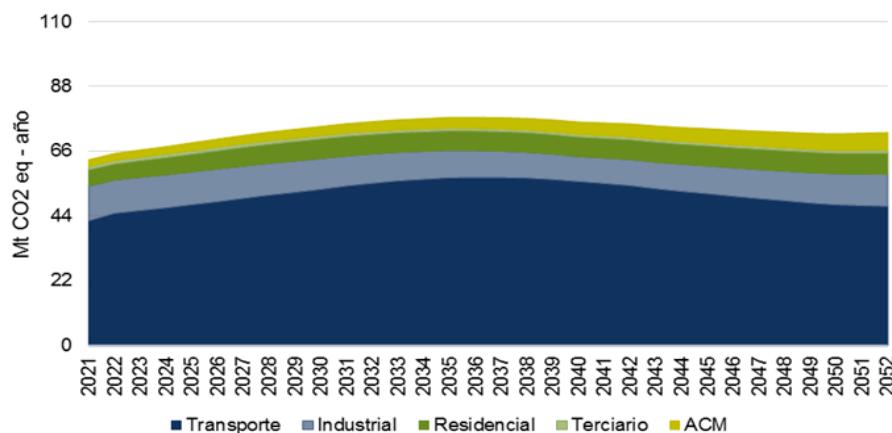


Figura 69 Emisiones asociadas al consumo final sectorial - Inflexión (Mt CO2eq-año)

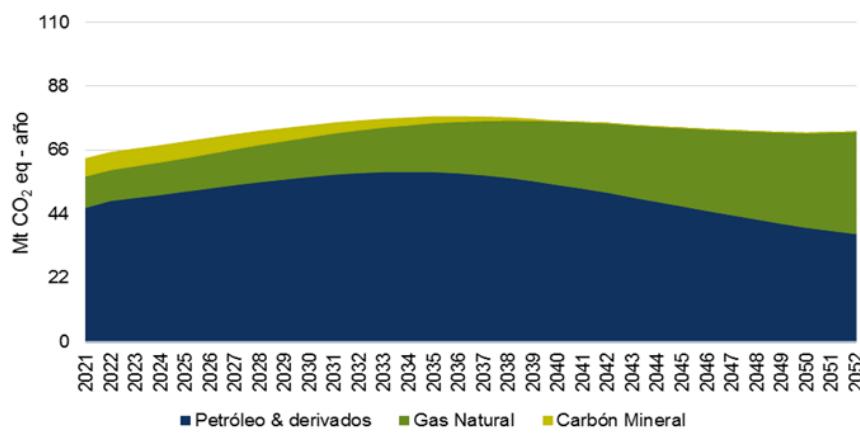


Figura 70 Emisiones asociadas al consumo final por energéticos - Inflexión (Mt CO2eq-año)

Oferta energética

La producción de energía muestra un panorama optimista, alcanzando un total de 3.621 PJ en el año 2052. Los combustibles fósiles ya no representan la mayor parte de la matriz energética nacional, y solo constituyen el 30% de la composición de la matriz. En este caso, la extracción de carbón tiene la mayor participación en la oferta de combustibles fósiles, con un total de 463 PJ para carbón térmico y 237 PJ para carbón metalúrgico, lo que representa el 63% del total de fósiles, y el 19% de la oferta total. Por su parte, el petróleo y

sus derivados contribuyen con una producción local de 302 PJ, lo que corresponde al 8% de la oferta energética total, y el gas natural con un volumen total de 105 PJ, representando el 3% sobre el total.

La participación de la generación renovable FNCER representan el 53% de la canasta, equivalente a 1.942 PJ. Además, la energía proveniente de la biomasa constituye un total de 345 PJ, lo que representa el 9% del total de la matriz energética. La generación hidroeléctrica alcanza el 7% con un total de 236 PJ. La Figura 71 muestra la evolución en la producción total de energía para el escenario.

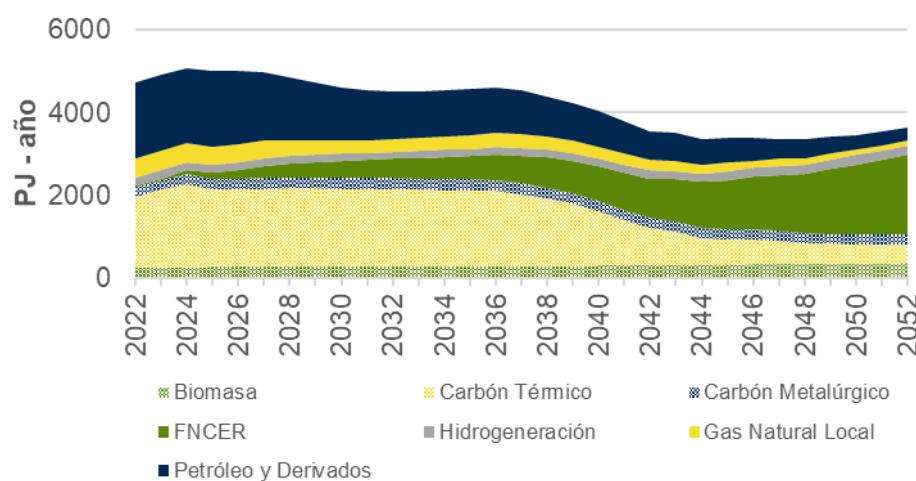


Figura 71 Producción total de Energía - Inflexión (PJ-año)

El balance energético del escenario muestra que Colombia seguirá participando con un volumen significativo de exportaciones, equivalente a 1.103 PJ. El carbón mineral continúa siendo uno de los energéticos más representativos del mercado, con un 55% de las exportaciones nacionales. De este porcentaje, 447 PJ corresponden al carbón térmico y 163 PJ al carbón metalúrgico. Sin embargo, como se muestra en la Figura 72, las exportaciones de carbón comienzan a disminuir en favor de otros energéticos que gradualmente se incorporan al portafolio.

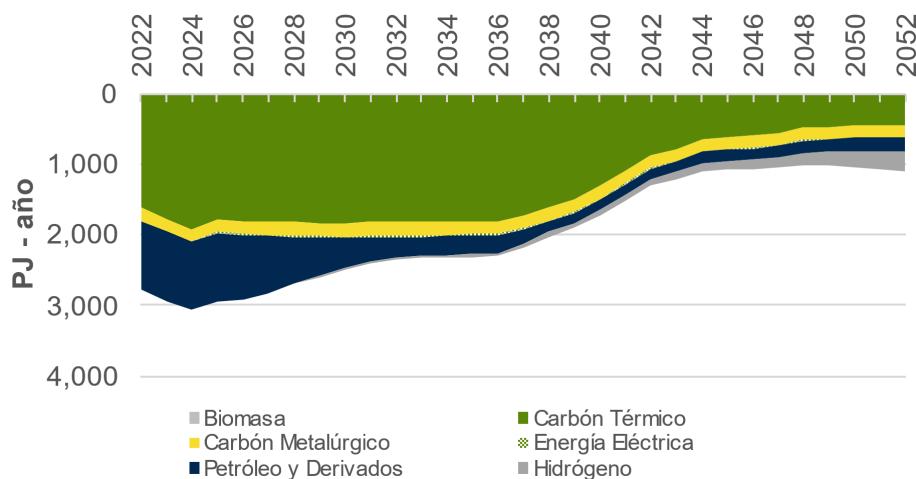


Figura 72 Exportación total de Energía - Inflexión (PJ-año)

Además, la exportación de hidrocarburos sigue presente en un 18%, lo que equivale a 206 PJ, principalmente compuestos por Nafta y Combustóleo. En este escenario, el hidrógeno consolida su posición como un potencial producto de exportación, alcanzando un volumen de 270 PJ para 2052 y representando el 24% del total. Existen otras exportaciones energéticas en el portafolio, que representan aproximadamente el 1% del mercado exportador, entre ellas la exportación de energía eléctrica. Como muestra la Figura 73, se requerirá la importación de 1.095 PJ de energía en 2052. El petróleo y sus derivados serán el mayor componente de la matriz importada, con un total de 755 PJ. A esto le sigue la importación de gas natural, que ascenderá a 340 PJ.

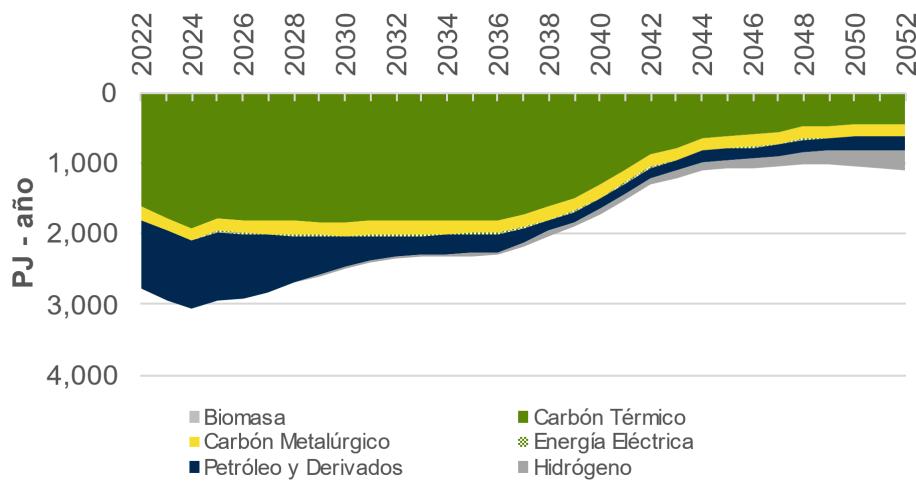


Figura 73 Importación total de Energía - Inflexión (PJ-año)

La extracción de carbón térmico se mantiene estable alrededor de 2.563 PJ en el año 2035. Punto a partir del cual se proyecta una disminución en la extracción de carbón térmico,

llegando a producir 681 PJ al final del período analizado. Como se muestra en la

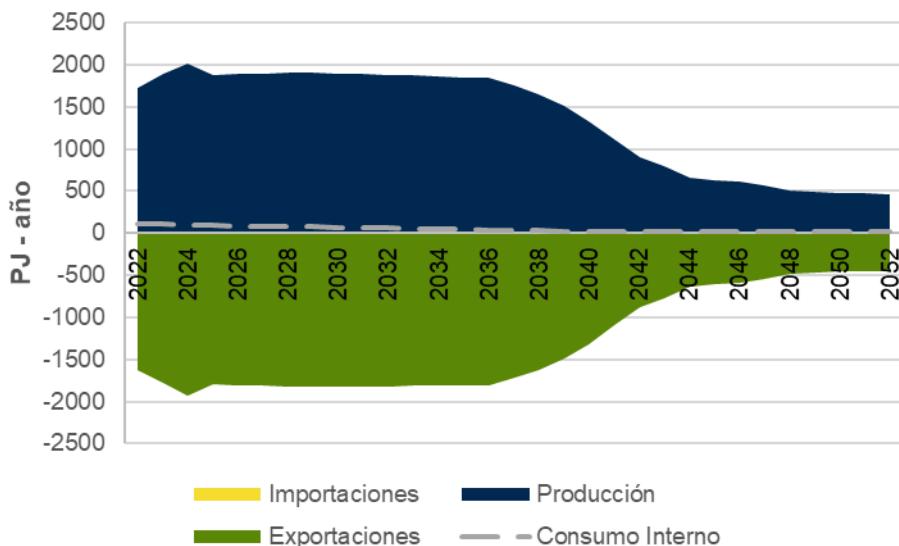


Figura 74, las exportaciones de carbón térmico siguen el mismo comportamiento que la producción, ya que la mayor parte de la producción se destina a la exportación. Las exportaciones alcanzan un volumen máximo de 1.822 PJ y se reducirán a 447 PJ para el año 2052.

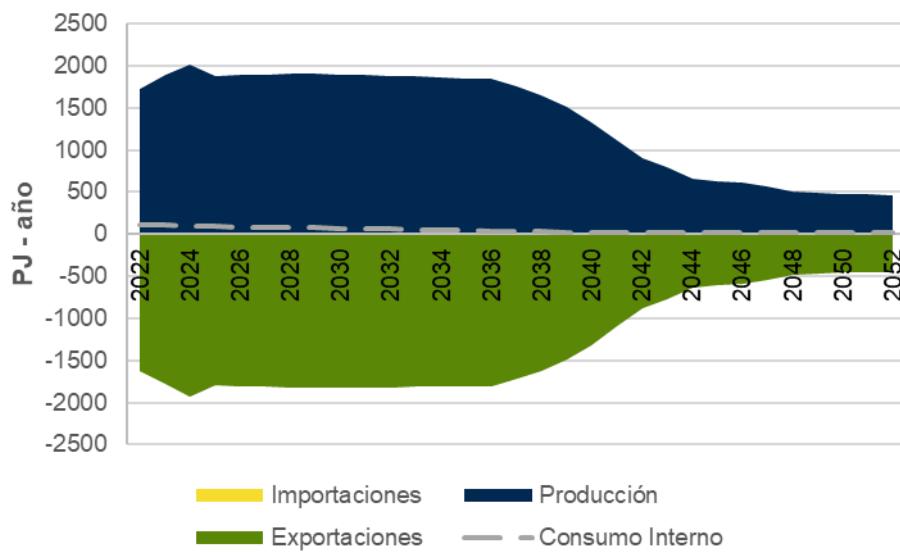


Figura 74 Carbón Térmico - Inflexión (PJ-año)

En contraste, la producción de carbón metalúrgico y coque experimentará una producción constante, alrededor de los 250 PJ anuales, como se muestra en la Figura 75. Este cambio en la tendencia se debe a un creciente interés del mercado interno, impulsado por un desarrollo industrial acelerado, así como a la demanda del mercado internacional por este energético.

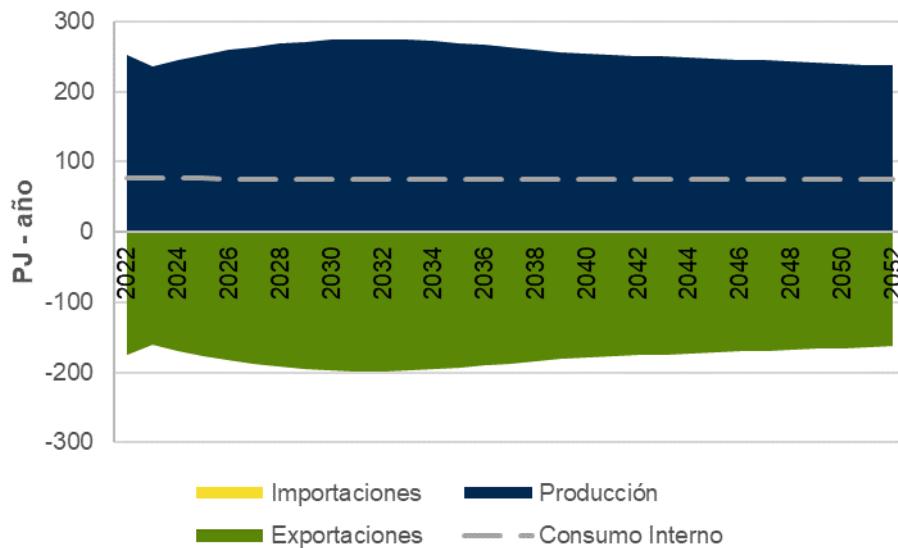


Figura 75 Carbón Metalúrgico y Coque - Inflexión (PJ-año)

Como muestra la Figura 76, la producción de crudo presenta una tendencia generalmente descendente. Comienza con un volumen total de producción anual de 1.835 PJ y se reduce gradualmente debido a la disminución de los recursos disponibles para su extracción. Esto conduce a una producción final de 302 PJ al final del período de análisis.

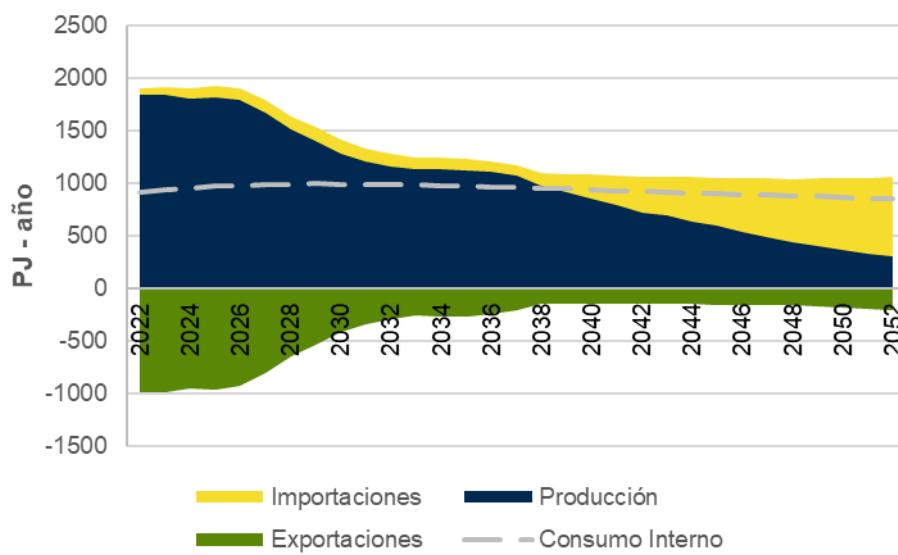


Figura 76 Petróleo y derivados - Inflexión (PJ-año)

En consonancia con la producción, las exportaciones de este energético también muestran un comportamiento a la baja. Inician con volúmenes exportados cercanos a los 825 PJ y se reducen hasta llegar a exportaciones cercanas a los 150 PJ hacia finales de la década de 2030. Por otro lado, las importaciones de crudo muestran una tendencia creciente debido a

las necesidades propias de los procesos de refinado local, incrementándose gradualmente, llegando a 755 PJ para el año 2052.

En cuanto a la refinación de derivados del petróleo, se proyecta una producción constante de 763 PJ durante todo el período de análisis. Esto se debe a que no se prevén intervenciones significativas en las principales refinerías del país que afecten su capacidad de producción a largo plazo.

Como se muestra en la Figura 77, la producción de gas natural muestra una tendencia descendente, con una recuperación parcial en la década de 2030. Este alcanza cerca de 342 PJ para el año 2036, que marca un punto de inflexión en la producción. A partir de ese punto, la producción de gas natural experimenta una disminución constante en los años siguientes, llegando a una producción de 106 PJ al final del período de análisis. Para satisfacer la demanda local se recurre a la importación desde plantas de regasificación. Estas plantas entrarán en funcionamiento entre los años 2028 y 2034, con volúmenes máximos de importación superiores a 100 PJ durante esos años. Posteriormente, se espera un incremento gradual hasta alcanzar la capacidad máxima de ambas plantas con un total de 340 PJ a partir de 2041.

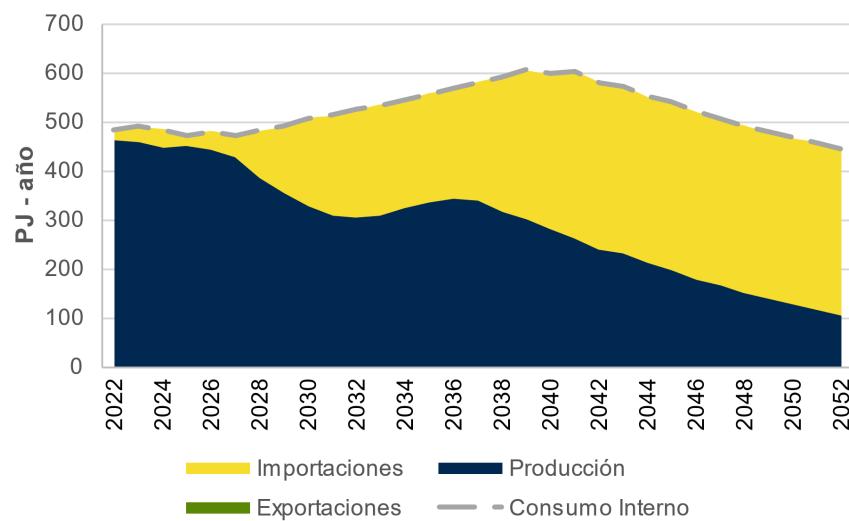


Figura 77 Gas Natural - Inflexión (PJ-año)

La capacidad instalada del SIN alcanza los 60.309 MW en 2052, 3.1 veces la matriz eléctrica del 2022, con cambios significativos en la composición de su canasta. Para este año estará compuesta por el 65% proveniente de FNCER con una alta participación de energía eólica (42%) y solar fotovoltaica (18%), nuclear (4%) y geotérmica (1%). En segundo lugar, se encuentra el recurso hidráulico que representa el 25% de la capacidad efectiva neta, y por último la capacidad térmica, correspondiente al 10% del total, comprendida por gas natural (8,3%) y carbón térmico (<1,7%).

En la Figura 78 se observa que destaca la inclusión de energía nuclear en la oferta del SIN, con una capacidad de 900 MW distribuidos en bloques de 300 MW. Esta tecnología,

conocida como SMR, se espera que esté operativa a partir de 2038, otorgando un período de 15 años para su regulación. Esta capacidad nuclear actuará como una fuente de energía firme, fortaleciendo el sistema eléctrico y complementando la generación térmica convencional. Esto permitirá reducir la dependencia de la generación térmica sin descuidar la seguridad del sistema.

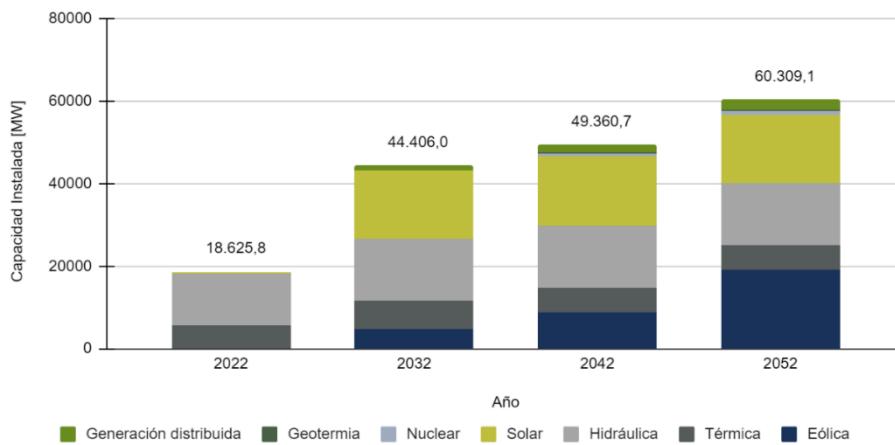


Figura 78 Capacidad instalada cada 10 años para cada tecnología - Inflexión (MW)

Además, este escenario mantiene una capacidad de generación distribuida de 2.213 MW, según las proyecciones realizadas con base en la información reportada por los operadores de red, y alrededor de 400 MW adicionales de geotermia. Por otro lado, se prevé que la capacidad hidráulica y solar se mantenga estable a partir de 2032, en línea con los escenarios anteriores, y reiterando la importancia de la materialización de los proyectos que cuentan con conexión aprobada dentro del modelo de asignación considerado, ya que esta capacidad es clave dentro de la oferta en el largo plazo.

Por último, en la Figura 79 se evidencia que, a pesar de cada vez contar con necesidades de potencia mayores, la proporción por parte de FNCER no disminuye y, por el contrario, se reitera la importancia de incluir las tecnologías de electrónica de potencia y almacenamiento a gran escala para lograr estas ambiciones.

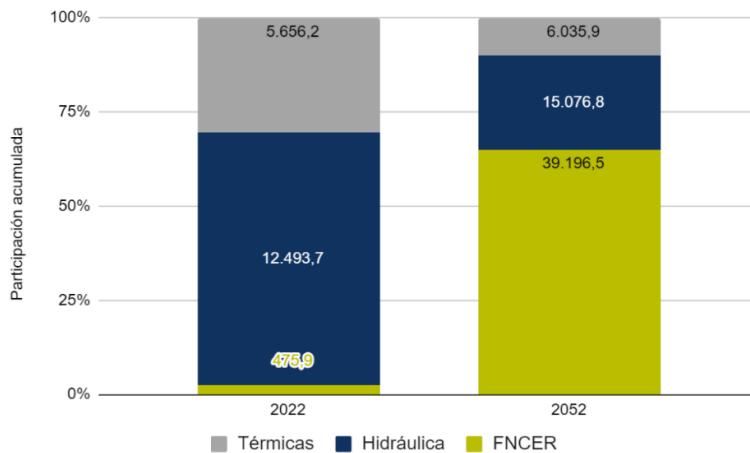


Figura 79 Participación acumulada por tipo de tecnología - Inflexión (PJ-año)

En auto y cogeneración, se proyecta una capacidad instalada de 3 GW, y se espera que la generación solar desempeñe un papel destacado, representando el 50% de la participación total con una capacidad instalada de 1,5 GW para el año 2052. Le sigue el gas natural con un 23%, la hidroelectricidad con un 13% y el bagazo con un 8%, como elementos principales de la matriz.

En cuanto al hidrógeno, se prevé una reconversión de las plantas de reformado de gas natural (SMR) asociadas a la producción de hidrógeno gris, destinado a las necesidades de las refinerías de petróleo locales. Se espera un crecimiento en la producción de hidrógeno azul de 50 kton-H₂ para el 2040 y de 250 kton-H₂ a 2052, es decir, pasar de 1,8 PJ en la década inicial hasta oscilar en un rango entre 5 PJ y 7,5 PJ en el periodo final. Esto permitirá reducir la producción de hidrógeno gris, pasando de los 16,2 PJ en la década de 2020 a 0 PJ a 2052.

Por otro lado, se estima que la producción de hidrógeno verde se verá impulsada por la masificación de la generación a partir de plantas solares y eólica costa adentro. Se comenzará con un bloque inicial de 900 MW en 2027, y se irá incrementando gradualmente para alcanzar la meta establecida por la hoja de ruta hasta 2030 (1 GW en electrolizadores), llegando a un total de 7,7 GW de electrolizadores instalados para 2052. Estos electrolizadores requerirán hasta 28 GW en plantas de generación solar y 5 GW en plantas eólicas costa adentro. Así, la producción de hidrógeno verde para consumo local oscilará entre 16,6 PJ y 22,6 PJ entre 2030 y 2052, mientras que la exportación logrará alcanzar volúmenes de hasta 270 PJ al final del periodo de análisis.

Innovación

Consumo final

Para el año 2052, se estima un consumo final de energía de 1.789 PJ. Las proyecciones de consumo final por sectores se muestran en la Figura 80, mientras que la Tabla 25 presenta

los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años. Estas cifras reflejan la distribución del consumo final de energía entre los diferentes sectores de la economía y proporcionan una visión general de la demanda energética en el escenario para el año 2052.

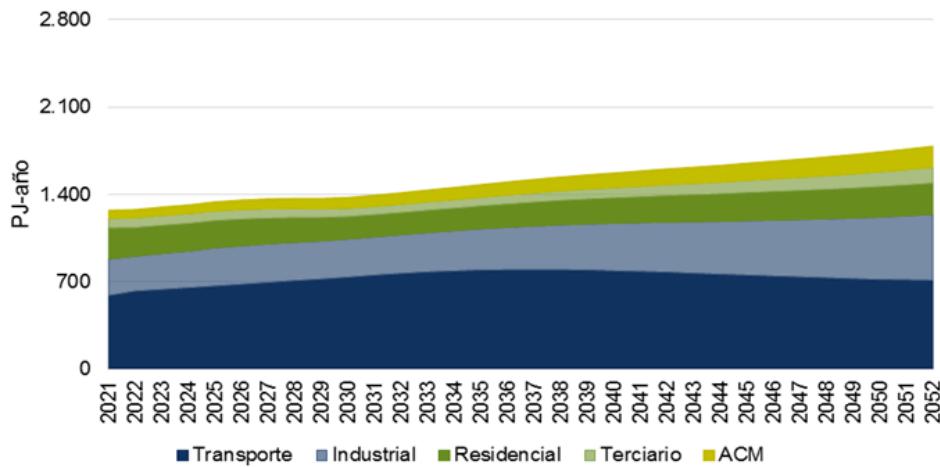


Figura 80 Consumo final por sectores - Innovación (PJ-año)

Tabla 25 Consumo final de energía sectorial- Innovación (PJ-año)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM	Total
2022	626	280	229	78	68	1.281
2027	695	309	207	75	80	1.366
2032	767	310	177	67	94	1.415
2037	798	350	191	75	109	1.523
2042	778	402	212	88	127	1.607
2047	713	528	250	126	172	1.789
2052						

Según las proyecciones, el sector transporte será el de mayor consumo, representando aproximadamente el 48,74% del total, y le sigue el sector industrial con un 24,26%. En cuanto a los sectores residencial y terciario, se estima que representarán el 14,10% y 5,67%, respectivamente. Por último, el sector de ACM contribuirá con el 7,24% del consumo total de energía.

Además, se estima un crecimiento promedio anual del 1,1% para el período de 2022 a 2052. La contribución de cada sector a este crecimiento será la siguiente: 0,3 puntos porcentuales (pp) para el sector transporte, 0,5 pp para el sector industrial, 0,1 pp para el sector terciario y 0,2 pp para el sector ACM. Las participaciones en el consumo final por sectores se muestran en la Figura 81, mientras que la Tabla 26 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años.

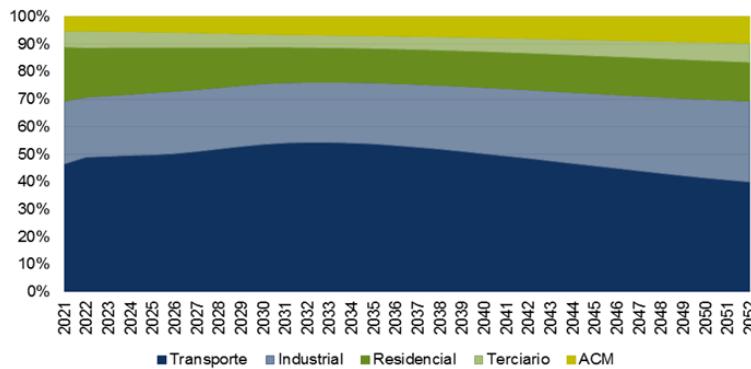


Figura 81 Participación del consumo final por sectores - Innovación (%)

Tabla 26 Participación del consumo final de energía sectorial- Innovación (%)

	Transporte	Industria	Residencia	Terciario	ACM
2022	48,9%	21,9%	17,9%	6,1%	5,3%
2027	50,9%	22,6%	15,1%	5,5%	5,9%
2032	54,2%	21,9%	12,5%	4,7%	6,6%
2037	52,4%	23,0%	12,5%	4,9%	7,2%
2042	48,4%	25,0%	13,2%	5,5%	7,9%
2052	39,9%	29,5%	14,0%	7,1%	9,6%

Estas proyecciones se asocian a una disminución significativa en la intensidad energética y una redistribución sectorial en el consumo de energía. Para el período 2022-2031, se estima que la intensidad energética promedio será de 1,16 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 17,6% en el consumo de energía por unidad del PIB en comparación con el año 2021. La distribución sectorial para este período será del 51% para el sector transporte, 22,3% para el sector industrial, 15,3% para el sector residencial, 5,5% para el sector terciario y 5,8% para el sector ACM. Las participaciones en la intensidad energética por sectores se muestran en la Figura 82.

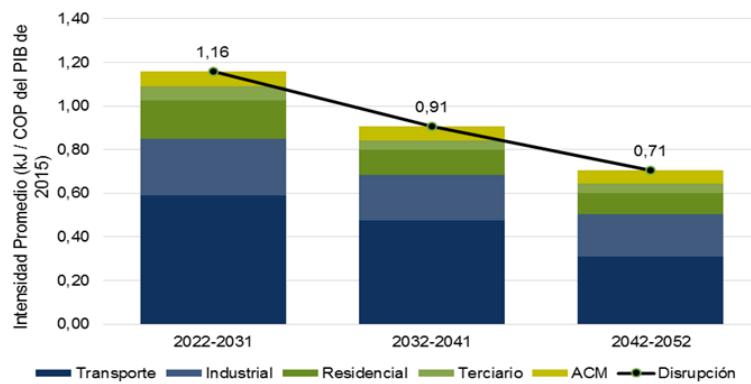


Figura 82 Intensidad energética promedio - Innovación (kJ/COP del PIB de 2015)

Adicionalmente, como se observa en la misma figura, entre 2032-2041, se prevé una disminución adicional en la intensidad energética, con un valor promedio de 0,91 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 35,4% en comparación con el año 2021. La participación sectorial para este período será del 52,4% para el sector transporte, 23% para el sector industrial, 12,6% para el sector residencial, 4,9% para el sector terciario y 7,1% para el sector ACM. Finalmente, para el período 2042-2052, se espera una intensidad energética promedio de 0,71 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 49,8% en comparación con el año 2021. En términos de participación sectorial, se estima que el sector transporte contribuirá con el 44%, el sector industria con el 27,3%, el sector residencial con el 13,7%, el sector terciario con el 6,3% y el sector de agropecuario, ganadería y pesca con el 8,8%.

Los resultados obtenidos en términos energéticos son los siguientes:

- a) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, una reducción gradual en la participación del carbón mineral en un 10% a partir de 2025, hasta llegar a cero en 2030, reemplazándolo principalmente por biomasa, la cual aumentaría su participación en un 11%.
- b) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, una reducción progresiva en la participación de la leña y los combustibles líquidos a partir de 2025, hasta alcanzar una participación nula en 2030, sustituyéndolos principalmente por electricidad.
- c) En los procesos de calor directo e indirecto del sector industrial, una reducción en la participación del gas natural a partir de 2030 en un 10%, y luego hasta un 20% en 2040, mediante la incorporación de hidrógeno en forma de blending¹⁸.
- d) En los procesos de calor directo en áreas urbanas del sector residencial, una reducción en la participación del GLP en un 9% desde 2025, hasta llegar a cero en 2035, reemplazándolo principalmente por gas natural (cuyo porcentaje de participación aumentaría desde un 1% en 2025 hasta un 12% en 2035) y electricidad (cuyo porcentaje de participación aumentaría progresivamente hasta llegar a un 45% en 2052).

¹⁸ Para un mayor entendimiento de lo realizado en el PEN, a manera de ejemplo se expone lo realizado dentro de la modelación:

En el subsector de hierro y acero, la participación del gas natural en el escenario inflexión es del 57,35% (2030), 54,76% (2035), 52,10% (2040), 49,38% (2045) 46,58% (2050) y 43,25% (2052). De acuerdo con lo anterior, en el escenario de Innovación se contempla la incorporación del hidrógeno a razón del gas natural en las siguientes proporciones: 10% en 2030, 15% en 2035, y 20% de 2040 en adelante. Teniendo en cuenta estos porcentajes de contribución del hidrógeno, se tiene que el 10% del 57,35% de participación del gas es 5,73% para 2030, el 15% del 54,76% de participación del gas es 8,21% para 2035, el 20% del 52,10% de participación del gas natural es 10,42% en 2040, y así sucesivamente hasta llegar al año 2052. En conclusión, la composición de blending para el escenario Innovación en el subsector de hierro y acero, estará dada de la siguiente manera:

Año 2030: 5,73% (H2) / 51,62% (GN); Año 2035: 8,21% (H2) / 46,55 % (GN); Año 2040: 10,42% (H2) / 41,68% (GN); Año 2045: 9,88% (H2) / 39,5% (GN); Año 2050: 9,32% (H2) / 37,26% (GN); Año 2052: 8,65% (H2) / 34,6% (GN)

De manera análoga, se realiza el mismo ejercicio para los límites superior e inferior del escenario Transición energética.

- e) En los procesos de calor directo en áreas rurales del sector residencial, una reducción en la participación de la leña en un 24% desde 2025, hasta disminuirla en un 81% en 2050, sustituyéndola principalmente por GLP (cuya participación aumentaría desde un 11% en 2025 hasta un 32% en 2050) y electricidad (cuya participación aumentaría progresivamente hasta llegar a un 14% en 2050).
- f) En los procesos de calor directo del sector terciario, una reducción en la participación del gas natural en un 11% a partir de 2025, hasta disminuirla en un 50% en 2040, reemplazándolo principalmente por electricidad.
- g) En los procesos de calor directo del sector terciario, una reducción en la participación del GLP en un 21% desde 2025, hasta disminuirla en un 75% en 2040, sustituyéndolo principalmente por electricidad.
- h) Se estima que el consumo total de energía por parte de la flota de vehículos alcance los 608 PJ para el año 2052, considerando un stock de 36,9 millones de vehículos. Como muestra la Figura 83, se proyecta que para el año 2032, la electrificación de la flota alcance el 8,02%, lo que equivale a un consumo de energía de 11,27 PJ, mientras que, para el año 2052, se espera que la electrificación de la flota alcance el 78,57%, representando un consumo de energía de 266,5 PJ. Como muestra la Figura 84, se estima una reducción en el consumo de gasolina en un 34,91% y de diésel en un 20,03% entre el año 2032 y el año 2052. Además, se observa un incremento significativo en el consumo de electricidad, que se estima en 255,22 PJ, así como una disminución en el consumo de gasolina en aproximadamente 260,32 PJ y de diésel en alrededor de 163,54 PJ durante el mismo período de tiempo.

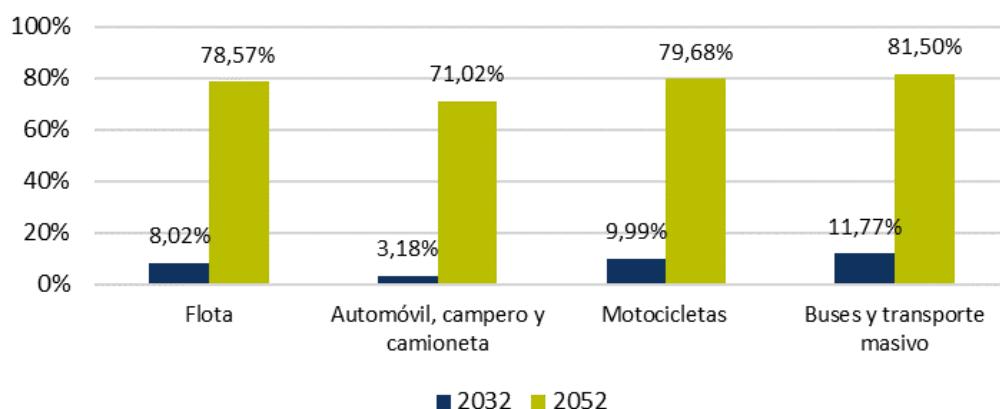


Figura 83 Electrificación de la flota – Innovación (%)

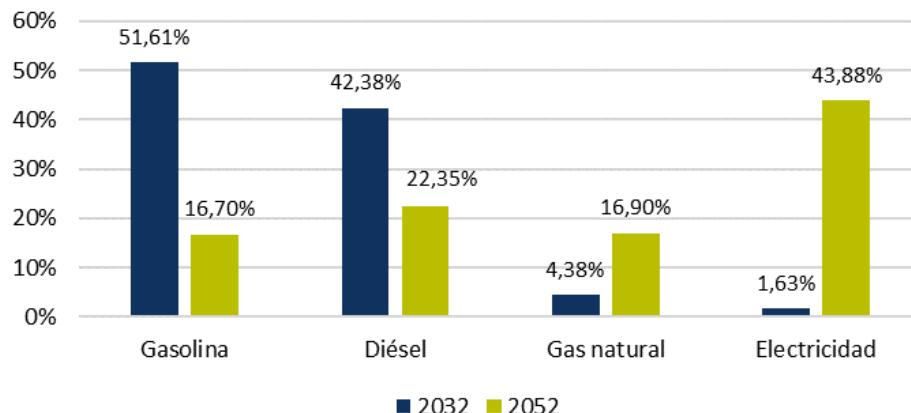


Figura 84 Participación del consumo energético (Flota) – Innovación (%)

Estas medidas y cambios en la matriz energética permiten obtener resultados en términos de consumo final de energéticos, como se muestra en la Figura 85 y la Tabla 27.

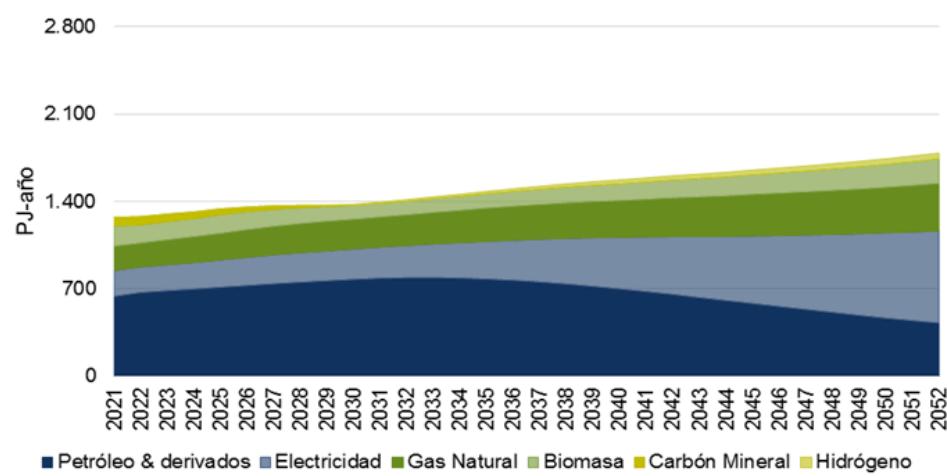


Figura 85 Consumo final por energéticos - Innovación (PJ-año)

Tabla 27 Consumo final por energético- Innovación (PJ-año)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados	Hidrógeno
2022	191	68	146	206	670	0
2027	227	29	137	234	740	0
2032	245	0	111	259	789	12
2037	277	0	124	344	754	23
2042	309	0	144	464	655	34
2052	380	0	198	739	425	47

Como resultado, se estima una disminución del 26% en la utilización de petróleo y sus derivados, un 2% en el consumo de biomasa (leña) y un 5% en la demanda de carbón mineral. Esta reducción se da en favor la electricidad, que aumenta su participación en un 25%, el gas natural con un incremento del 6% y el hidrógeno con un aumento del 3%.

Además, en cuanto a la contribución al crecimiento promedio anual en este escenario, se distribuirá de la siguiente manera: la electricidad aportará 1,1 puntos porcentuales, el gas natural contribuirá con 0,4 puntos porcentuales, el hidrógeno aportará 0,1 puntos porcentuales, la biomasa contribuirá con 0,1 puntos porcentuales, mientras que se espera una disminución de 0,6 puntos porcentuales en el consumo de petróleo y derivados, y otra disminución de 0,1 puntos porcentuales en el uso de carbón mineral. Las participaciones en el consumo final por energéticos se muestran en la Figura 86, mientras que la Tabla 28 presenta los consumos finales por energéticos cada 5 años.

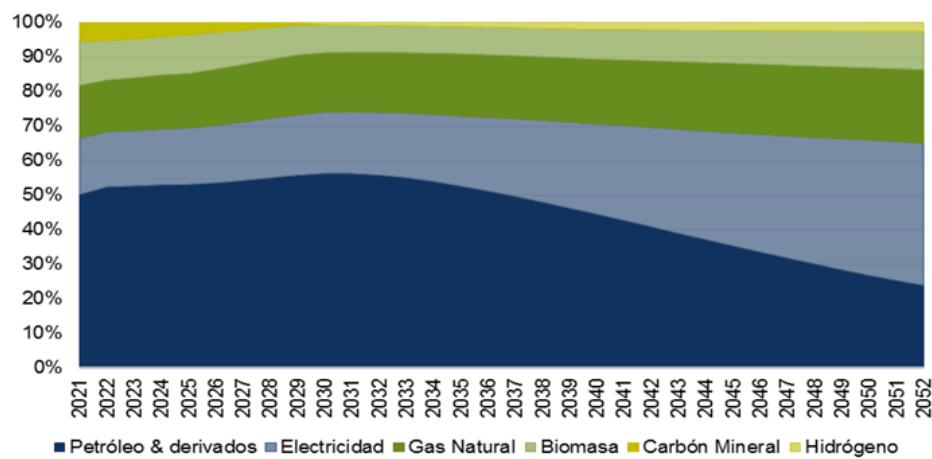


Figura 86 Participación del consumo final por energéticos - Innovación (%)

Tabla 28 Participación del consumo final por energéticos - Innovación (%)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados	Hidrógeno
2022	15%	5%	11%	16%	52%	0%
2027	17%	2%	10%	17%	54%	0%
2032	17%	0%	8%	18%	56%	1%
2037	18%	0%	8%	23%	50%	2%
2042	19%	0%	9%	29%	41%	2%
2052	21%	0%	11%	41%	24%	3%

De otra parte, se proyecta que las emisiones asociadas al consumo final alcancen 52,2 Mt

CO₂eq en el año 2052, lo que representa una disminución del 20% en comparación con 2021. En cuanto a la composición de estas emisiones, se espera que el sector transporte sea responsable del 57,8%, el sector industria con el 17,7%, el sector residencial con el 11,2%, el sector agropecuario, ganadería y pesca con el 11,2%, y el sector terciario con el 2,1%.

En cuanto a la participación de cada energético en las emisiones totales en 2021, se observó que el 73% estaba asociado al petróleo y sus derivados, el 17% al gas natural y el 10% al carbón mineral. Según los resultados obtenidos para este escenario, se espera que para el año 2052 la composición de las emisiones esté compuesta por un 60% de petróleo y sus derivados y un 40% de gas natural. La Figura 87 y la Figura 88 muestran las emisiones asociadas al consumo final por sectores y por cada energético. Estos datos muestran la evolución de las emisiones en todos los sectores, resaltando la importancia de las contribuciones en el transporte y la industria.

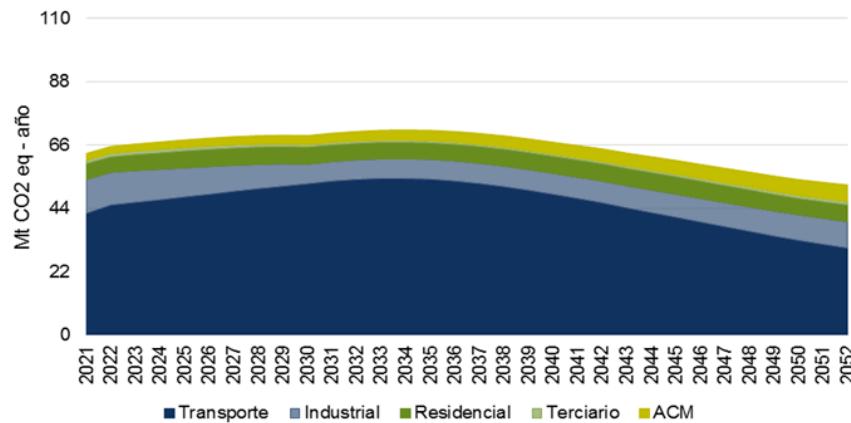


Figura 87 Emisiones asociadas al consumo final sectorial - Innovación (Mt CO₂eq-año)

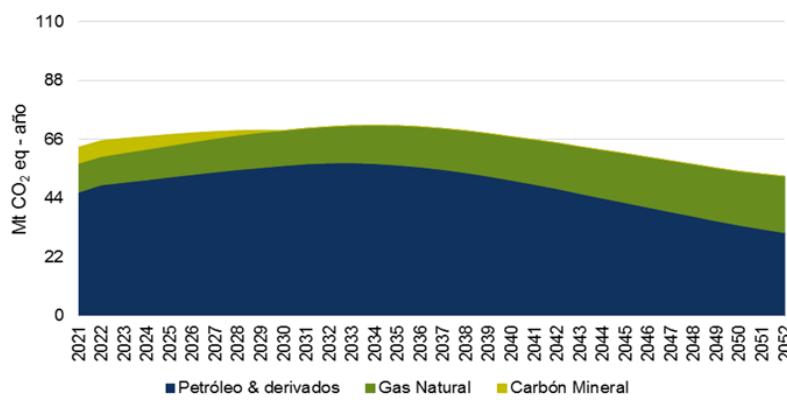


Figura 88 Emisiones asociadas al consumo final por energéticos - Innovación (Mt CO₂eq-año)

Oferta energética

En el escenario se presenta un notable crecimiento en la producción de energía, alcanzando un total de 3.452 PJ en el año 2052. En este escenario, los combustibles fósiles reducen

significativamente su participación en la matriz energética, representando aproximadamente el 28% del total. Dentro de los combustibles fósiles, la extracción de carbón ocupa la mayor participación en la producción energética, con un total de 267 PJ para carbón térmico y 292 PJ para carbón metalúrgico, lo que equivale a un 16% del total. Le sigue el petróleo y sus derivados, con una producción local de 144 PJ, que representa el 4% de la matriz. Por último, el gas natural contribuye con 58 PJ, lo que representa aproximadamente el 2% del total de la oferta energética.

La participación de la generación renovable se convierte en el componente más importante de la matriz energética, representando un 60% de la generación total de energía a partir de FNCER, lo que equivale a 2.059 PJ. La energía proveniente de la biomasa también tiene una participación significativa, representando un total de 424 PJ, lo que corresponde al 12% del total de la matriz. Por último, la generación hidroeléctrica representa el 6% de la matriz, con un total de 206 PJ. La Figura 89 muestra la evolución en la producción total de energía para el escenario.

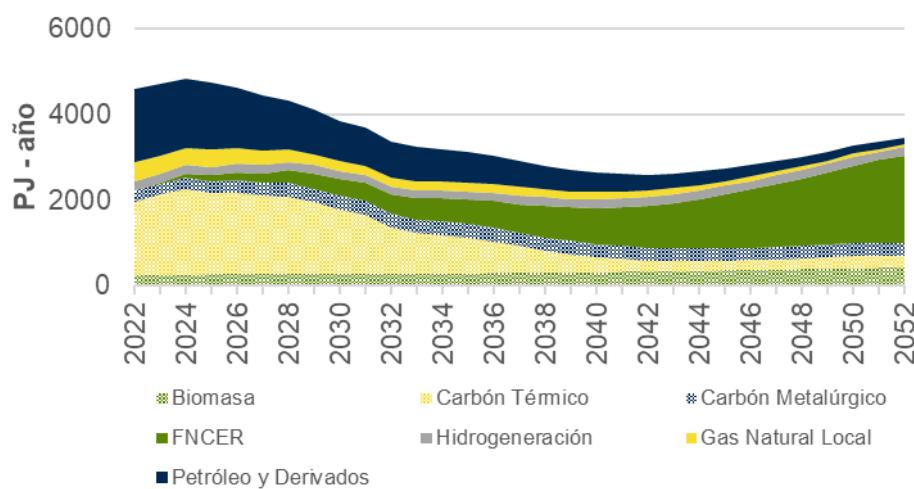


Figura 89 Producción total de Energía - Innovación (PJ-año)

El balance energético del escenario muestra que Colombia seguirá participando en el mercado de exportaciones con un volumen equivalente a 851 PJ. La Figura 90 muestra la evolución en las exportaciones de energía para el escenario.

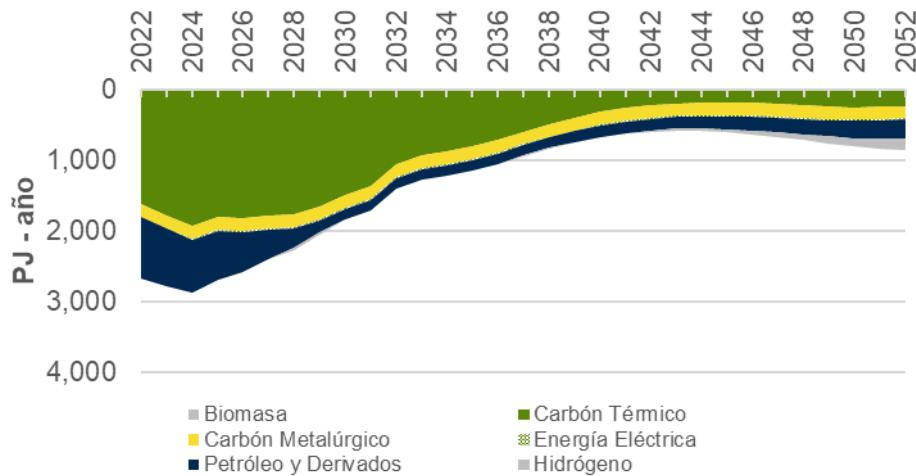


Figura 90 Exportación total de Energía - Innovación (PJ-año)

En este contexto, el carbón mineral continúa siendo uno de los principales energéticos exportados, representando el 48% de las exportaciones nacionales. Del total de las exportaciones de carbón, 232 PJ corresponden a carbón térmico y 179 PJ a carbón metalúrgico. La exportación de hidrocarburos representa el 31% de las exportaciones totales, lo que equivale a 269 PJ. La exportación de Hidrógeno continúa siendo significativa en este escenario, alcanzando el 18% en el portafolio energético con fines de exportación. Igualmente, existen otras exportaciones energéticas en el portafolio, que representan aproximadamente el 2% del mercado exportador, entre ellas la exportación de energía eléctrica.

Como muestra la Figura 91, en este escenario se requerirá la importación de 1.244 PJ de energía. El petróleo y sus derivados serán el mayor componente de la matriz importada, con un total de 905 PJ. A esto le sigue la importación de gas natural, que será de 340 PJ.

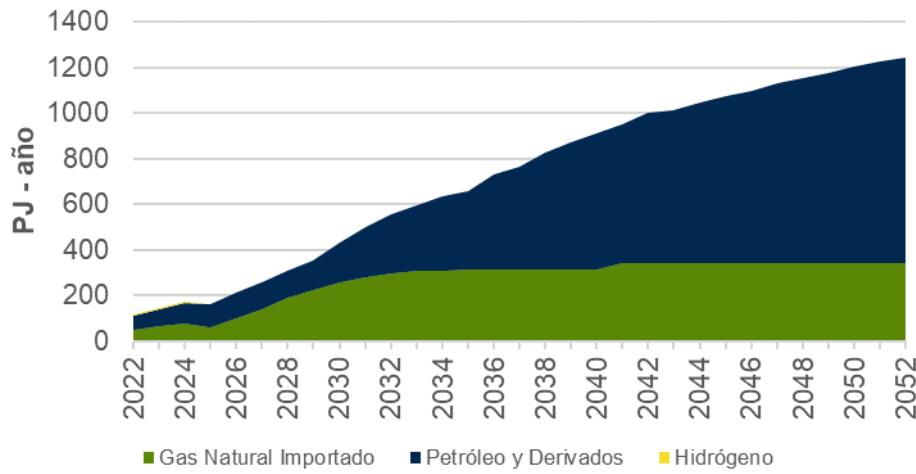


Figura 91 Importación total de Energía - Innovación (PJ-año)

La producción de carbón térmico en Colombia disminuirá de manera significativa, pasando de 1.728 PJ en 2022 a 267 PJ en 2052. Como se muestra en la Figura 92, las exportaciones de carbón térmico siguen el mismo comportamiento que la producción, ya que esta se destina a la exportación. Las exportaciones parten de un volumen de 1.623 PJ y culminan en 231 PJ en 2052.

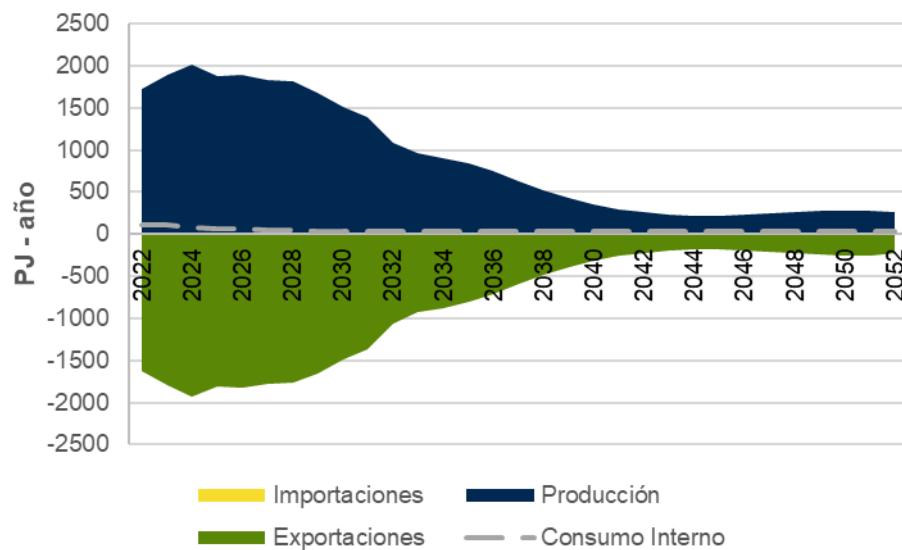


Figura 92 Carbón Térmico - Innovación (PJ-año)

En contraste, como se observa en la Figura 93, la producción de carbón metalúrgico y coque experimentará un aumento rápido en su producción, comenzando en 230 PJ anuales y llegando a 324 PJ en 2031, y presentando una tendencia ligeramente descendente hasta el final del periodo de análisis, con una producción de 300 PJ. Este cambio en la tendencia se debe a un mayor consumo interno impulsado por el desarrollo industrial destacado y al continuo interés del mercado internacional en este recurso, debido a sus ventajas comparativas en términos de emisiones y a su importancia como mineral estratégico en la transición energética.

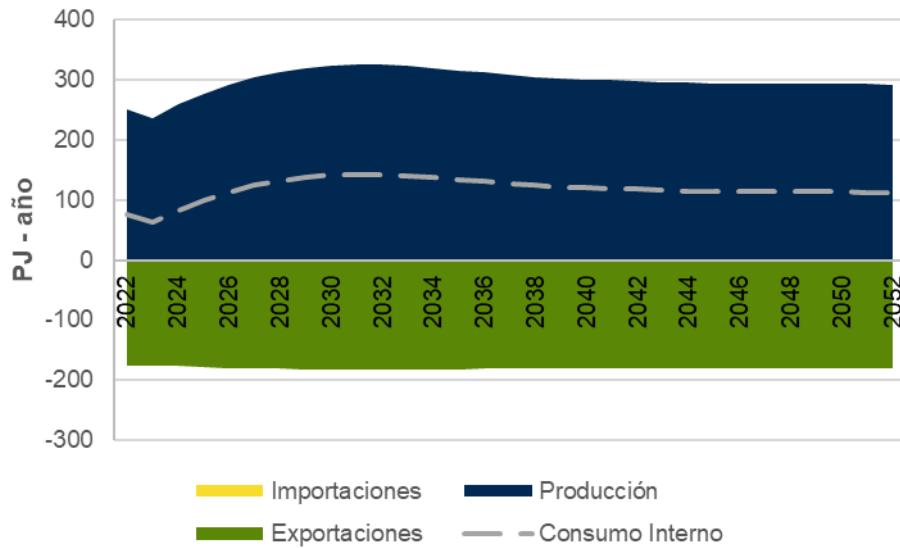


Figura 93 Carbón Metalúrgico y Coque - Innovación (PJ-año)

Como muestra la Figura 94, La producción de crudo muestra una tendencia a la baja, comenzando con una producción anual de 1.720 PJ y una producción final de 143 PJ, en línea con la disminución de los recursos disponibles.

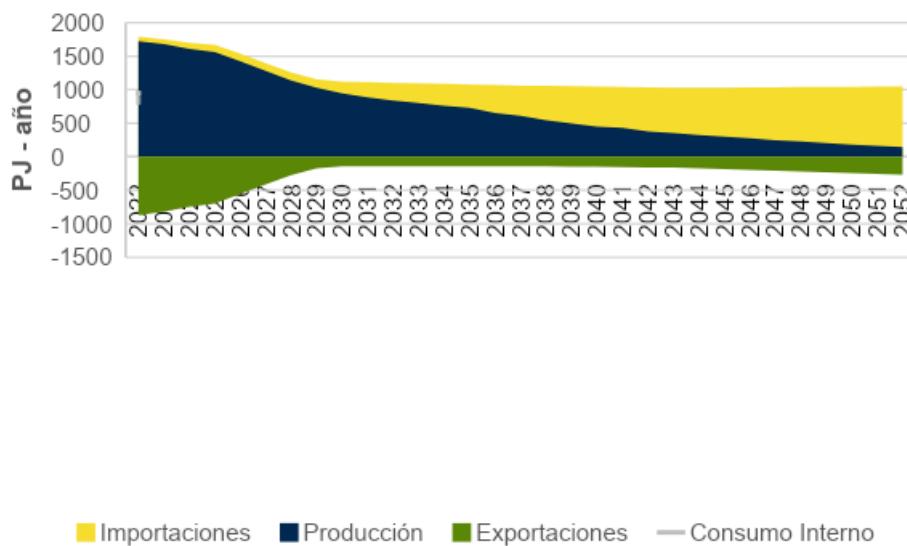


Figura 94 Petróleo y derivados - Innovación (PJ-año)

En consecuencia, las exportaciones de crudo y sus derivados también disminuyen, pasando de alrededor de 870 PJ a 150 PJ hacia finales de la década de 2020 y continuando así, hasta el final del periodo. Por otro lado, las importaciones de crudo muestran un aumento gradual debido a las necesidades de refinado local, llegando a 904 PJ en 2052. En cuanto a la refinación de derivados del petróleo, se proyecta una producción constante de 763 PJ

durante todo el período de análisis. Esto se debe a que no se prevén intervenciones significativas en las principales refinerías del país que afecten su capacidad de producción a largo plazo.

La producción de gas natural muestra una tendencia descendente, con una recuperación parcial en la década de 2030, alcanzando alrededor de 218 PJ en 2036. Sin embargo, como se muestra en la Figura 95, la producción comienza a disminuir y llega a 58 PJ al final del período de análisis. Para satisfacer la demanda local de gas natural, se incrementa la importación desde las plantas de regasificación, alcanzando la capacidad máxima de ambas instalaciones. Se importan un total de 340 PJ a partir de 2041 y hasta el final del período.

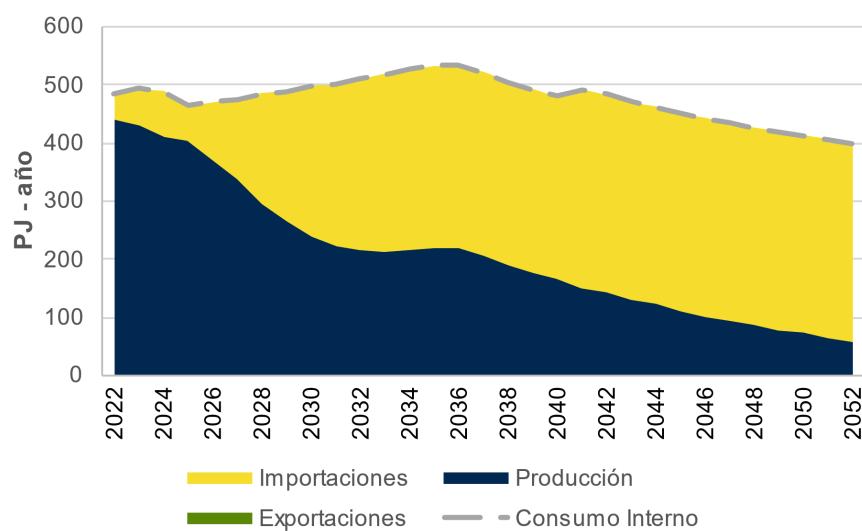


Figura 95 Gas Natural - Innovación (PJ-año)

En este escenario, como muestra la Figura 96, la capacidad instalada de generación alcanza los 72.330 MW, con un enfoque significativo en la expansión de la energía eólica costa adentro, con 20.633 MW, y una expansión de la generación solar con una capacidad de 17.221 MW. Es importante destacar que este escenario es el primero que considera la necesidad de expandir esta capacidad en comparación con los resultados para 2032, razón por la que se sugiere un crecimiento en la capacidad hidráulica en las mismas proporciones, ya que con estas nuevas tecnologías se pretende aportar desde los recursos hídricos con energía firme.

En línea con lo anterior, se incluyen tecnologías que no se encuentran actualmente dentro de la oferta, como 710 MW de geotermia y 900 MW de energía nuclear. Como se menciona en la sección anterior, esta inclusión de capacidad nuclear se hace a partir de SMR en el SIN, sin embargo, esto no excluye la evaluación de la pertinencia de incluir microrreactores en zonas no interconectadas, con el fin de construir comunidades energéticas independientes, que son clave dentro de la transición energética.

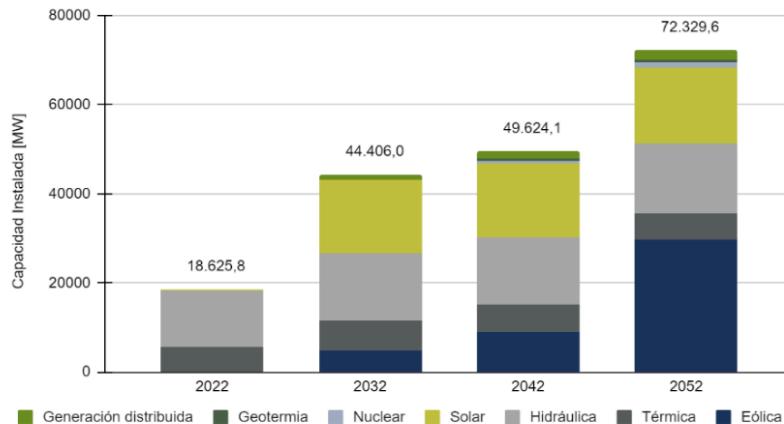


Figura 96 Capacidad instalada cada 10 años para cada tecnología - Innovación (MW)

Como resultado, y como ilustra la Figura 97, la capacidad instalada de generación a partir de FNCER alcanza más del 70% de la matriz eléctrica. Sumado a la capacidad hidráulica, estas fuentes representan el 91,7% de la generación total de energía eléctrica. El restante 8,3% corresponde a centrales térmicas que operan a partir de gas natural (6,9%), carbón (1,4%) y cuentan con tecnología CCUS.

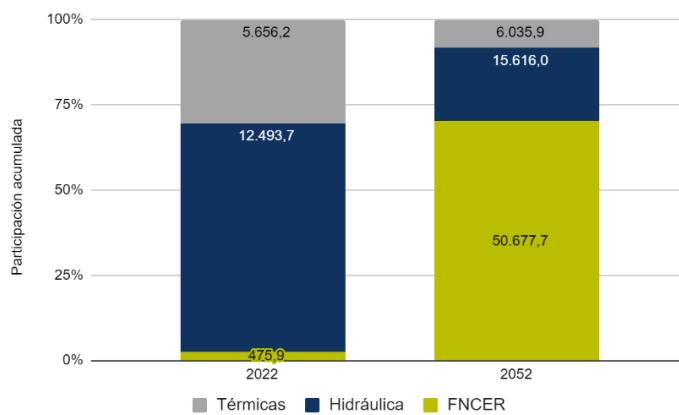


Figura 97 Participación acumulada por tipo de tecnología - Innovación (PJ-año)

En auto y cogeneración, se proyecta una capacidad instalada de 3 GW, y se espera que la generación solar desempeñe un papel destacado, representando el 50% de la participación total con una capacidad instalada de 1,5 GW para el año 2052. Le sigue el gas natural con un 23%, la hidroelectricidad con un 13% y el bagazo con un 8%, como elementos principales de la matriz.

En cuanto a la producción de hidrógeno, se prevé una transición acelerada hacia el hidrógeno azul. Esto implica la reconversión de las plantas de reformado de gas natural asociadas a la producción de hidrógeno gris, mediante la implementación de tecnología CCS. Se estima una capacidad de producción de 50 kTon-H₂ al año 2030 y un total de 250 kTon-H₂ al final del período de análisis. Además, se incorporan plantas de producción de hidrógeno mediante gasificación de carbón con CCS, que alcanzan una producción de 81 kTon-H₂ en 2030 y 300 kTon-H₂ en 2052. Como resultado, la producción de hidrógeno gris

disminuye de 16,2 PJ a cero a partir de 2025, mientras que la producción de hidrógeno azul comienza en 1,8 PJ y aumenta gradualmente hasta alcanzar 28,5 PJ en 2052.

En cuanto al hidrógeno verde, sumado a los objetivos del escenario Inflexión, se espera un despliegue acelerado de sistemas de gasificación con CCS de residuos agrícolas, como caña de azúcar, cascarilla de arroz y cáscara de banano. Se proyecta la instalación de hasta 3 GW en capacidad de producción de hidrógeno verde para 2030, alcanzando un total de 16,5 GW en capacidad de producción en 2052. Esto requeriría una capacidad de generación de energía eléctrica dedicada de hasta 32 GW, proveniente de proyectos eólicos costa afuera (1,5 GW), proyectos eólicos costa adentro (5 GW) y generación solar fotovoltaica (25,5 GW). Con este despliegue, la producción de hidrógeno verde para consumo local se incrementa hasta alcanzar 207 PJ en 2052, y las exportaciones llegan a 153 PJ anuales al final del período de análisis.

Transición energética (TE)

Es importante destacar en los resultados, que el escenario de transición energética no se trata de dos escenarios individuales, sino más bien de un túnel de decisiones. En otras palabras, este enfoque representa un camino continuo y dinámico que abarca una serie de decisiones interconectadas y medidas estratégicas. En lugar de considerar dos opciones discretas, este enfoque reconoce la complejidad del proceso de transición y la necesidad de tomar decisiones coherentes y colectivas en múltiples áreas, desde la política energética hasta la innovación tecnológica y la participación pública.

Consumo final

Para el año 2052, se estima que el consumo final de energía estará en un rango de 1.760 a 1.749 PJ. Las proyecciones de consumo final por sectores, para los límites superior e inferior, de escenario túnel de TE se muestran en la Figura 98, mientras que la Tabla 29 presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años por rangos. Estas cifras proporcionan una visión general de la demanda energética en el escenario para el año 2052.

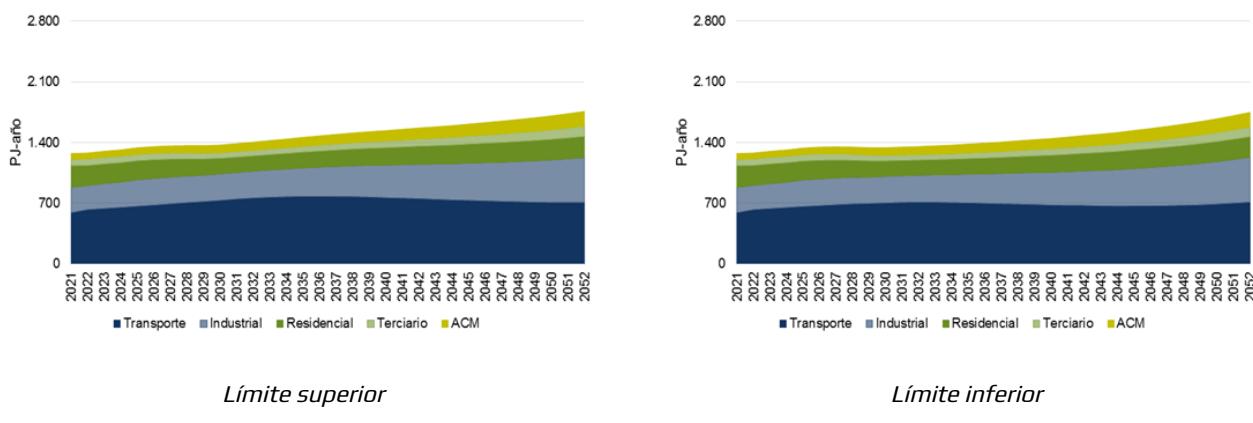


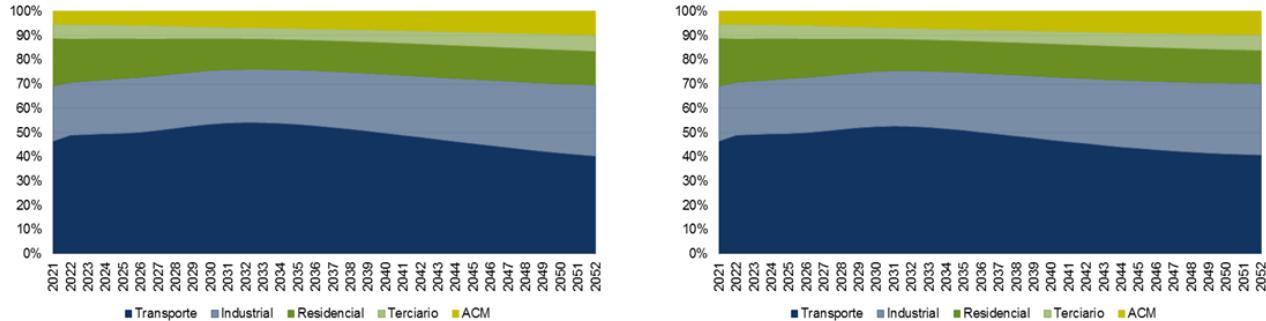
Figura 98 Consumo final por sectores - Transición energética (PJ-año)

Tabla 29 Consumo final de energía sectorial- Transición energética (PJ-año)

	Transporte	Industria	Residencial	Terciario	ACM	Total
2022	626-625	280	229	78	68	1.281-1.280
2027	692-682	309	206	75	80	1.362-1.352
2032	760-711	310-313	176-174	67-65	93	1.406-1.356
2037	778-693	347-350	188-185	74-71	108	1.495-1.407
2042	753-674	396-399	207-202	86-83	126-125	1.568-1.483
2052	708-712	519	243-235	121-115	170-168	1.761-1.749

Según las proyecciones, en promedio, el sector transporte representará el 48,1% del consumo, seguido por la industria con un 24,8%, el sector residencial con un 14,2%, el sector terciario con un 5,6% y el sector ACM con un 7,4%. Además, se espera que el crecimiento promedio anual para el período 2022-2052 sea del 1,07%. La contribución a este crecimiento del sector transporte es de 0,3 puntos porcentuales (pp), la industria 0,5 pp, el sector terciario 0,1 pp y el sector ACM 0,2 pp. Las participaciones en el consumo final por sectores se muestran en la Figura 99, mientras que la

presenta los consumos finales por sectores en magnitud cada 5 años.



Límite superior
Figura 99 Participación del consumo final por sectores - Transición energética (%)

Límite inferior

Tabla 30 Participación del consumo final de energía sectorial- Transición energética (%)

	Transporte	Industrial	Residencial	Terciario	ACM
2022	48,9%	21,9%	17,9%	6,1%	5,3%
2027	50,8%-50,5%	22,7%-22,9%	15,1%-15,2%	5,5%	5,9%
2032	54,1%-52,4%	22,1%-23,1%	12,5%-12,9%	4,7%-4,8%	6,6%-6,8%
2037	52,0%-49,2%	23,2%-24,9%	12,6%-13,1%	5,0%-5,1%	7,3%-7,7%
2042	48,0%-45,4%	25,3%-26,9%	13,2%-13,7%	5,5%-5,6%	8,0%-8,4%
2052	40,2%-40,7%	29,5%-29,7%	13,8%-13,4%	6,9%-6,6%	9,6%

Estas proyecciones se asocian a una disminución significativa en la intensidad energética y una redistribución sectorial en el consumo de energía. Para el período 2022-2031, se estima una intensidad energética promedio entre 1,16 y 1,15 KJ/COP del PIB de 2015. En términos de participación sectorial, se espera que en este período el sector transporte represente entre el 51% y el 50,5%, la industria entre el 22,4% y el 22,6%, el sector residencial entre el 15,3% y el 15,4%, el sector terciario el 5,5%, y el sector de ACM entre 5,8% y 5,9%. Las participaciones en la intensidad energética por sectores se muestran en la Figura 100.

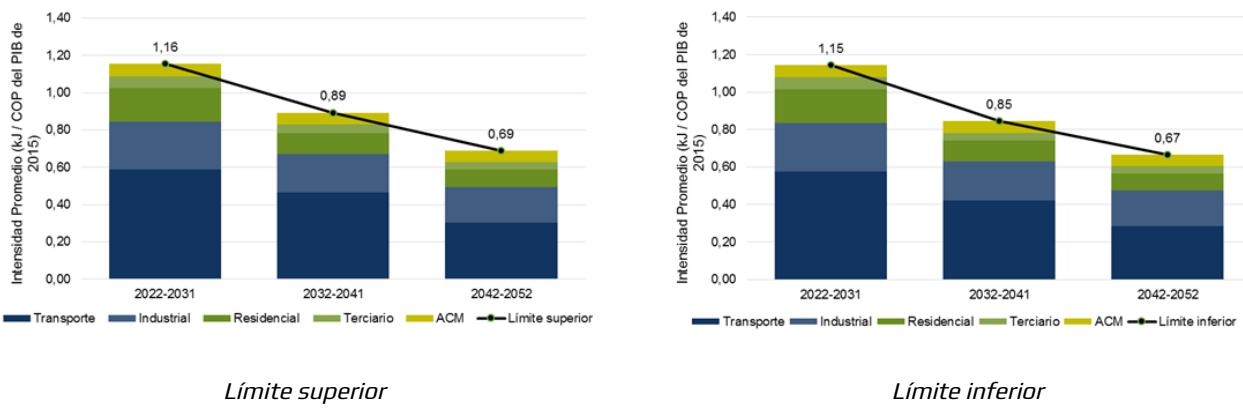


Figura 100 Intensidad energética promedio - Transición energética (KJ/COP del PIB de 2015)

Adicionalmente, como se observa en la misma figura, para el período 2032-2041, se prevé que la intensidad energética promedio entre 0,89 y 0,85 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 36,4% al 39,8% en comparación con 2021. En este período, la participación sectorial sería del 52% al 49,5% para el transporte, del 23,2% al 24,7% para la industria, del 12,6% al 13,1% para el sector residencial del 5% al 5,1% para el sector terciario, y del 67,2% al 7,6% para el sector ACM. Finalmente, para el período 2042-2052, se estima que la intensidad energética promedio estará entre 0,69 y 0,67 KJ/COP del PIB de 2015, lo que representa una reducción del 50,9% al 52,6% en comparación con 2021. En este periodo, la participación sectorial sería del 43,9% al 42,6% para el transporte, del 27,4% al 28,5% para la industria, del 13,6% al 13,7% para el sector residencial, del 6,2% al 6,1% para el sector terciario, y del 8,9% al 9,1% para el sector ACM.

Los resultados obtenidos en términos energéticos son los siguientes:

- En el sector industrial, se reduce gradualmente la participación del carbón mineral desde un 10% en 2025 hasta alcanzar un 0% en 2030. En su lugar, se incrementa la participación de la biomasa, que aumenta en un 11% en términos porcentuales.
- En el sector industrial, se reduce progresivamente la participación de la leña y los combustibles líquidos desde 2025 hasta llegar a un 0% en 2030.
- En el sector industrial, se reduce la participación del gas natural desde un 10% en 2030 hasta alcanzar un 30% en 2050, reemplazándolo con electricidad.
- En el sector industrial, se reduce la participación del gas natural desde un 10% a 17,5% en 2030, hasta alcanzar un rango de 20% a 35% en 2040. En su lugar, se utiliza hidrógeno mediante mezclas (blending).

- e) En el sector residencial en áreas urbanas, se reduce progresivamente la participación del GLP en un 9% desde 2025 hasta llegar a un 100% de reducción en 2035. La electricidad reemplaza al GLP en estos procesos de calor directo.
- f) En el sector residencial en áreas urbanas, se reduce la participación del gas natural entre un 4% y un 9% desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 50% al 80% en 2052. La electricidad reemplaza al gas natural en estos procesos de calor directo.
- g) En el sector residencial en áreas urbanas, se incrementa progresivamente el uso de la electricidad hasta alcanzar un rango del 65% al 85% en 2050.
- h) En el sector residencial en áreas rurales, se reduce la participación de la leña en un 24% desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 90% al 99% en 2050. En su lugar, se aumenta la participación del GLP, la electricidad y el gas natural.
- i) En el sector terciario, se reduce la participación del gas natural en un 11% desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 68% al 87% en 2050. La electricidad reemplaza al gas natural en estos procesos de calor directo.
- j) En el sector terciario, se reduce la participación del GLP en un 21% desde 2025 hasta alcanzar una reducción del 84% al 94% en 2050. La electricidad reemplaza al GLP en estos procesos de calor directo.
- k) Se estima el consumo total de energía por la flota de vehículos que oscila entre 605,91 PJ y 615,36 PJ para el año 2052. Esto corresponde a un rango de stock de vehículos de 34,5 a 35,8 millones. Como muestra la Figura 101, se proyecta que para el año 2032, el nivel de electrificación de la flota de transporte carretero se sitúe entre el 8,31% y el 9,08%, lo que equivale a un consumo de 14,9 PJ a 19,9 PJ. Para el 2052, se espera que la electrificación de la flota alcance entre el 79,9% y el 81,7%, lo que representa un consumo energético de 358,14 PJ a 479,44 PJ. Como muestra la Figura 102, se estima una reducción en el consumo de gasolina en un rango de 36,7% a 40,0%, y de diésel en un rango de 24,6% a 35,9%, entre el año 2032 y el año 2052. Además, se observa un aumento en el consumo de electricidad que se estima entre 343,3 PJ y 459,5 PJ para el período entre 2032 y 2052. En energía, la reducción en el consumo de gasolina está en un rango de 260,58 PJ a 266,74 PJ y de diésel en un rango de 186,31 PJ a 233,45 PJ durante el mismo período.

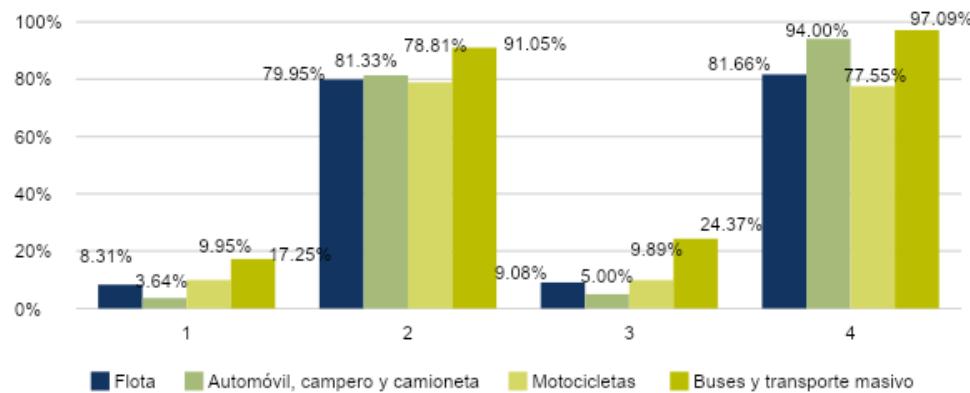


Figura 101 Electrificación de la flota – Transición energética (%)

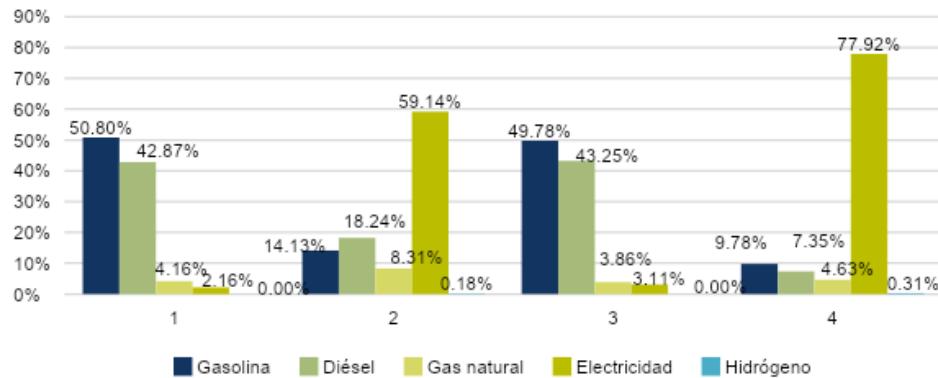


Figura 102 Participación del consumo energético (Flota) – Transición energética (%)

Estas medidas y cambios en la matriz energética permiten obtener resultados en términos de consumo final de energéticos, como se muestra en la Figura 103 y en la Tabla 31.

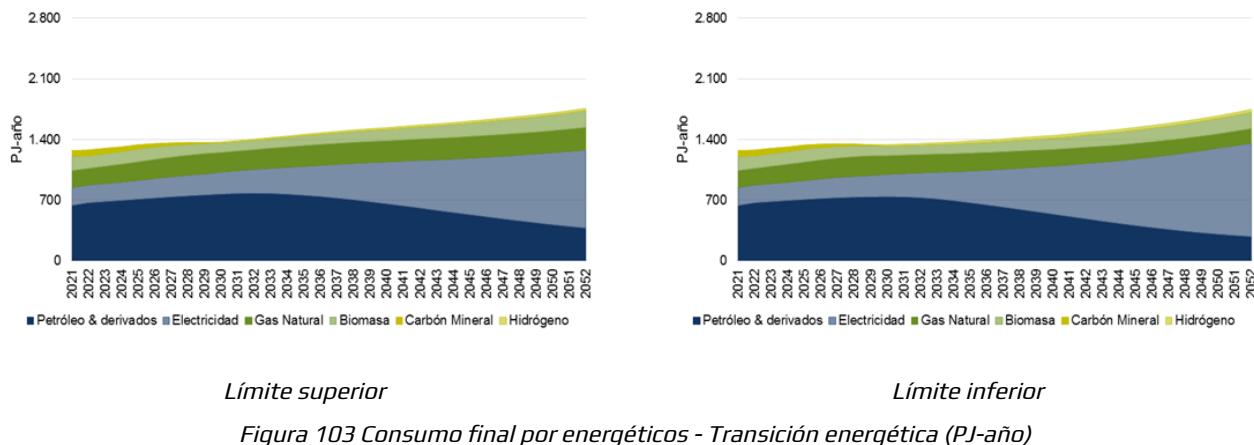


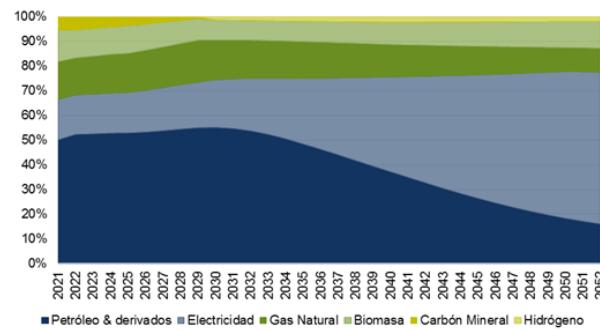
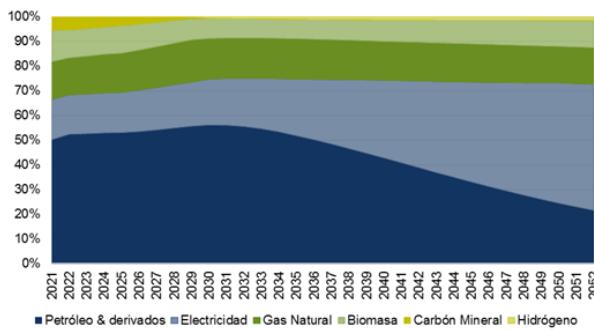
Figura 103 Consumo final por energéticos - Transición energética (PJ-año)

Tabla 31 Consumo final por energético- Transición energética (PJ-año)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados	Hidrógeno
2022	191	68	146	206	670	0
2027	224-222	29	137	236-237	737-727	0
2032	228-209	0	110-109	276-288	779-728	12-20
2037	241-200	0	122-121	392-438	723-619	17-27
2042	245-185	0	142-140	552-642	609-485	21-31
2052	261-168	0	194-190	901-1.078	378-280	26-33

Como resultado, en la canasta energética, se estima una reducción en la participación de petróleo y derivados en un rango entre el 29% y el 34%, un 2% para biomasa (leña), un 5% para carbón mineral, y un 0% al 6% para gas natural. Esto se debe al impulso de energéticos más eficientes, como la electricidad, cuya participación se estima que aumentará del 35% al

45%, y el hidrógeno, que contribuirá entre el 1% y el 2%. Las participaciones en el consumo final se muestran en la Figura 104, mientras que la Tabla 32 presenta los consumos finales por energéticos cada 5 años.

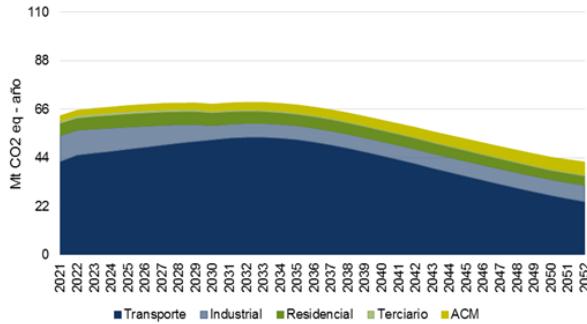


Límite superior *Límite inferior*
Figura 104 Participación del consumo final por energéticos - Transición energética (%)

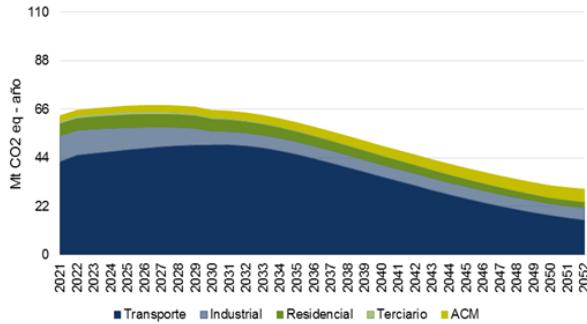
Tabla 32 Participación del consumo final por energéticos - Transición energética (%)

	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo Y derivados	Hidrógeno
2022	15%	5%	11%	16%	52%	0%
2027	16%	2%	10%	17%-18%	54%	0%
2032	16%-15%	0%	8%	20%-21%	55%-54%	1%
2037	16%-14%	0%	8%-9%	26%-31%	48%-44%	1%-2%
2042	16%-13%	0%	9%	35%-43%	39%-33%	1%-2%
2052	15%-10%	0%	11%	51%-62%	21%-16%	1%-2%

De otra parte, se proyecta que las emisiones asociadas al consumo final se sitúen entre 42,2 y 29,8 Mt CO₂eq en el año 2052, lo que representa una disminución que oscila entre el 30% y el 50% en comparación con 2021. En cuanto a la composición de estas emisiones, se espera que el sector transporte sea responsable de entre el 52,9% y el 57%, el sector industrial de entre el 18,8% y el 17,8%, el sector residencial de entre el 8,6% y el 10%, el sector ACM de entre el 18,7% y el 13,5%, y el sector terciario de entre el 1% y el 1,7%. La Figura 105 y la Figura 106 muestran las emisiones asociadas al consumo final por sectores y por cada energético.

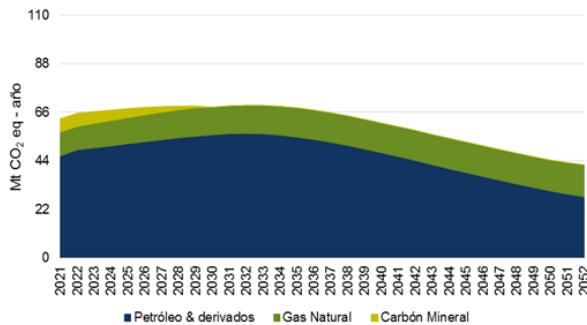


Límite superior

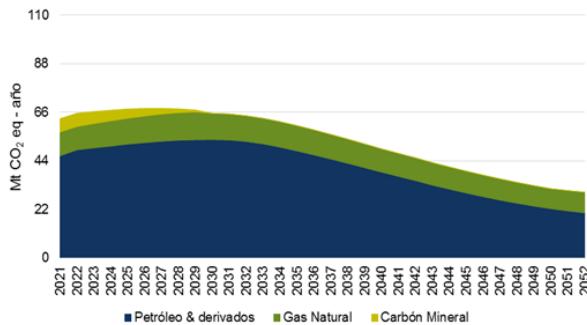


Límite inferior

Figura 105 Emisiones asociadas al consumo final sectorial - Transición energética (Mt CO₂eq-año)



Límite superior



Límite inferior

Figura 106 Emisiones asociadas al consumo final por energéticos - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Finalmente, como se observa en las figuras anteriores, en cuanto a la participación por tipo de energético se espera que para 2052 la composición de las emisiones esté asociada en un rango entre el 69% y el 66% para petróleo y sus derivados, y entre el 31% y el 34% para el gas natural.

Oferta energética

La producción de energía en este escenario se basa principalmente en los mismos supuestos contemplados en el escenario Innovación, con la excepción de la capacidad instalada proyectada en la matriz de generación eléctrica. En este caso, en el año 2052, la producción de energía oscila entre 3.645 PJ y 3.841 PJ. La Figura 107 muestra la evolución en la oferta de energía para el escenario.

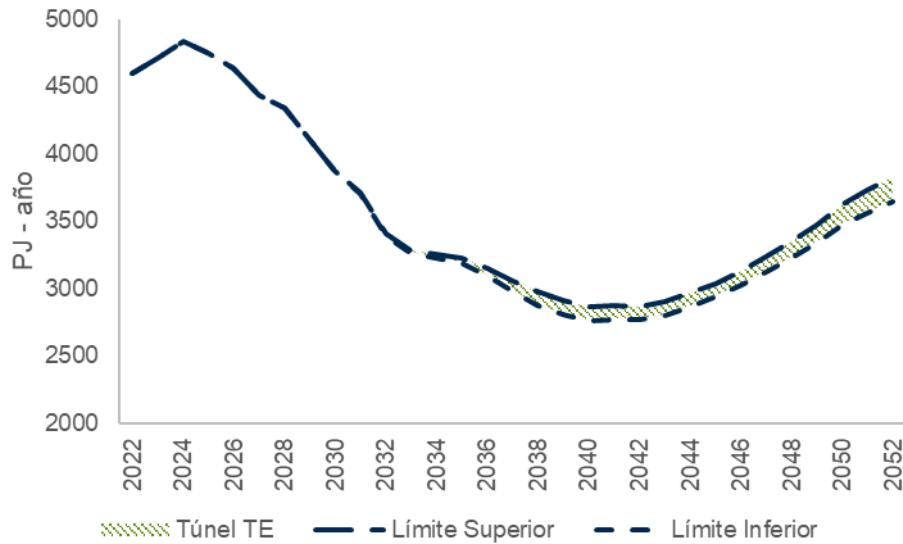


Figura 107 Producción total de Energía - Transición energética (PJ-año)

En este escenario, se observa una variación de hasta el 11% en la producción de energía respecto al escenario Innovación, principalmente impulsada por la generación a partir de FNCER. La producción de energía a partir de FNCER, que alcanza los 2.385 PJ para el límite superior y 2.232 PJ para el límite inferior del túnel de transición. A esto le sigue la hidroelectricidad con 273 PJ y 237 PJ, y la producción de biomasa con 416 PJ y 412 PJ, entre los límites superior e inferior. Estas diferencias reflejan una mayor electrificación y la sustitución de energéticos en la demanda.

Por otro lado, la extracción de combustibles fósiles no presenta cambios significativos entre este escenario y el de Innovación, con diferencias inferiores a 1 PJ. En este caso, la producción de carbón térmico es de 267 PJ para el límite superior y 266 PJ para el límite inferior, mientras que la producción de carbón metalúrgico es de 292 PJ en ambos casos. En cuanto a la producción de petróleo y derivados, se proyecta un total de 144 PJ, y para la producción de gas natural se estima un valor de 58 PJ.

En cuanto a las importaciones y exportaciones de energía, no se observan diferencias significativas entre los límites del escenario. En cuanto a la importación de energéticos, tienen una tendencia creciente. Como muestra la Figura 108, se requerirá la importación de 1.234 PJ de energía anuales al final del periodo de análisis. El petróleo y sus derivados representan la mayor contribución al mercado, con un total de 901 PJ para el límite inferior y 896 PJ para el límite superior. Además, el gas natural también juega un papel importante con una demanda de 340 PJ y 337 PJ entre los límites superior e inferior, respectivamente.

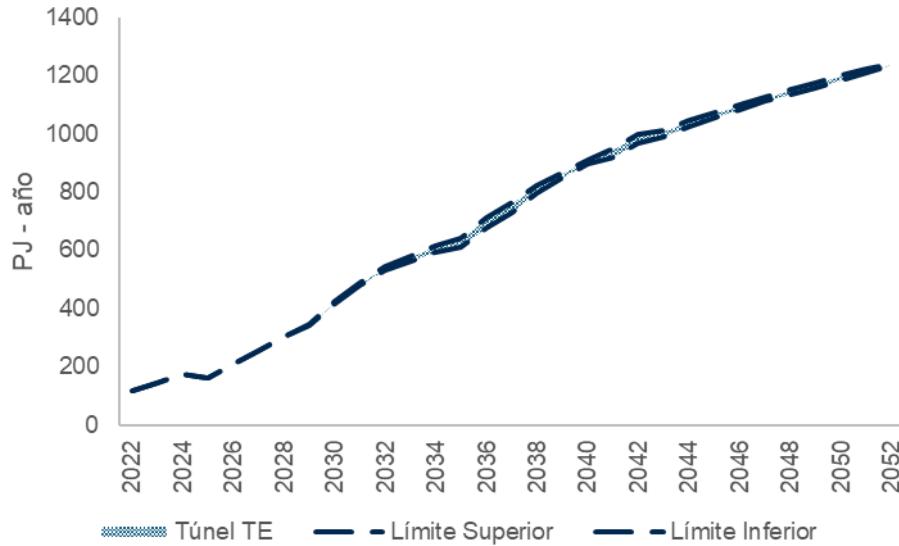


Figura 108 Importación total de Energía - Transición energética (PJ-año)

Por otro lado, también se evidencia una importante recuperación en la tendencia de exportación, especialmente impulsada por la producción de carbón metalúrgico e hidrógeno verde en el país. La exportación en este escenario está encabezada por el petróleo y sus derivados con 295 PJ, seguido por el carbón térmico, con un total de 233 PJ. Le sigue la exportación de carbón metalúrgico, con 180 PJ. En cuanto al hidrógeno, sus exportaciones alcanzan los 163 PJ para el límite inferior y 152 PJ para el límite superior. Por último, la exportación de energía eléctrica es de 17 PJ en ambos límites del escenario. La Figura 109 muestra la evolución en las exportaciones de energía para el escenario.

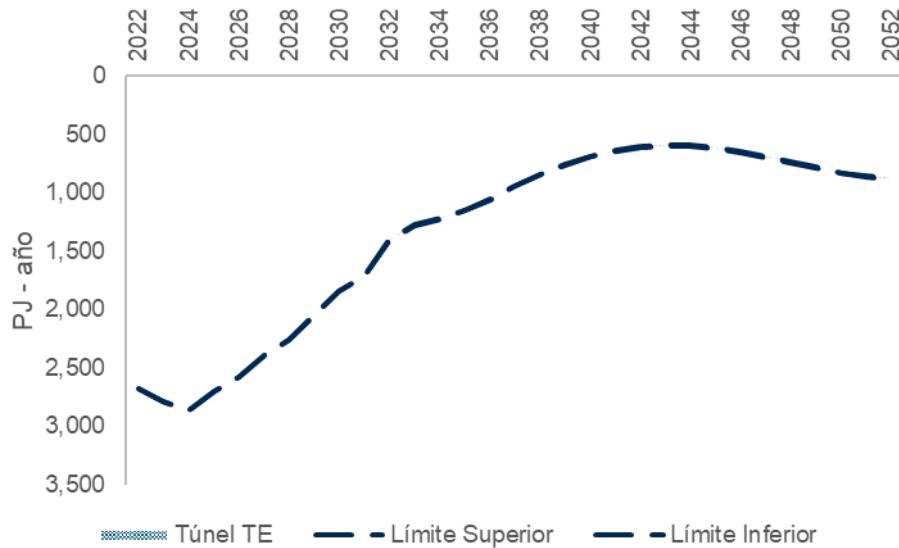


Figura 109 Exportación total de Energía - Transición energética (PJ-año)

Respecto a la capacidad de generación, se observa un notable aumento en la capacidad de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables no convencionales. Según las

proyecciones, se estima que se pueda alcanzar una capacidad de 96.421 MW en el límite superior del escenario y de 120.800 MW en el límite inferior, tal como muestra la Figura 110. La mayor contribución de capacidad en la matriz eléctrica proviene del viento, que representan el 42% y el 40% en cada límite.

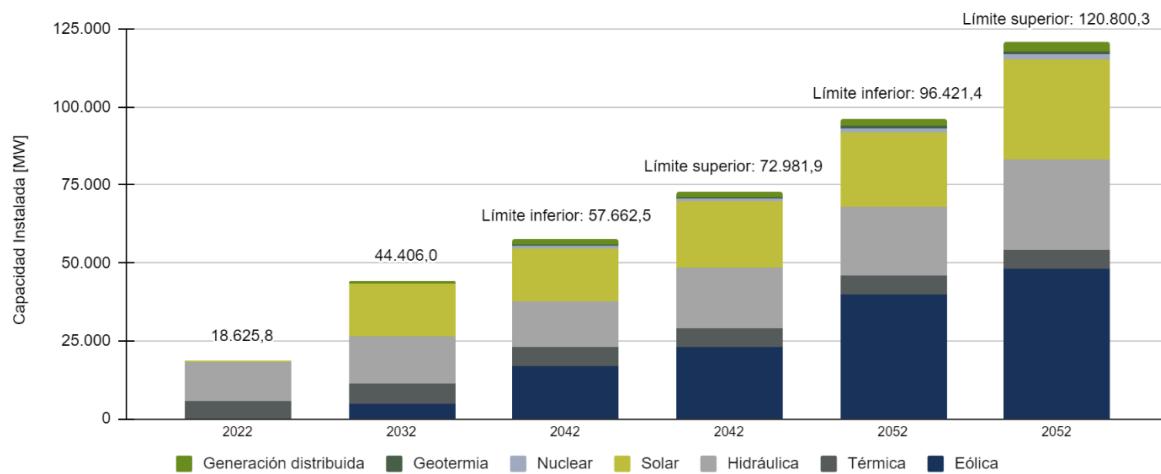


Figura 110 Capacidad instalada cada 10 años para cada tecnología - Transición energética (MW)

En particular, la generación eólica costa afuera desempeña un papel significativo en ambos límites del escenario, con una capacidad de 10.038 MW en el límite superior y 18.000 MW en el límite inferior.

A su vez, para Transición Energética se prevé continuar con la expansión de la generación hidráulica de manera proporcional al crecimiento de la tecnología fotovoltaica, como se presentó en el escenario de Innovación. De esta forma, se proyecta una capacidad solar de 24.094 MW (25%) y una capacidad hidráulica de 21.848 MW (23%) en el límite superior y para el límite inferior, se estima una capacidad solar de 32.000 MW (26%) y una capacidad hidráulica de 29.017 MW (24%).

En cuanto a otras fuentes no convencionales, se plantea la incorporación de energía nuclear con una capacidad estimada entre 1.200 MW y 1.800 MW, utilizando tecnología SMR (Reactores Modulares Pequeños) en bloques de 300 MW. Se propone iniciar la inclusión de esta tecnología a partir de 2035, lo que indica la necesidad de acelerar su entrada en la regulación en comparación con los escenarios anteriores, que plantean la energía nuclear a partir de 2038. Para ello, será necesario evaluar la pertinencia de una hoja de ruta indicativa para la inclusión de esta tecnología en el sistema y, para asegurar las condiciones mínimas de negociación con posibles proveedores.

Además, el escenario no cuenta con una expansión en la capacidad de generación eléctrica a partir de fuentes convencionales térmicas, a diferencia de los escenarios de Actualización y Modernización. Sin embargo, se asume que la capacidad instalada de gas natural y carbón (que aún estará en funcionamiento en 2052) contarán con tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCUS) y esta capacidad, junto con la propuesta nuclear,

proveerán la inercia al sistema, en conjunto con una parte de la capacidad hidráulica, se asegurará energía firme ante eventualidades de los VERS. En el mismo sentido, se aclara la necesidad de realizar la investigación e inversión pertinentes para el planeamiento del sistema de transmisión necesario en esta Transición Energética, y los requerimientos inminentes en temas de almacenamiento de energía.

Como resultado, la Figura 111 ilustra que, la generación térmica representa un porcentaje marginal en la matriz eléctrica, con una participación del 6,3% en el límite superior y del 5% en el límite inferior. Estas cifras son relativamente pequeñas en comparación con la capacidad instalada total, que se ve dominada por FNCER, con una participación del 71% en ambos límites. Esta última abarca la generación solar, eólica costa afuera y costa adentro, geotérmica, nuclear y distribuida. Es importante destacar que esta proporción es comparable con el 67,1% proveniente de las centrales hidráulicas en 2022, lo que evidencia un cambio drástico en la oferta de electricidad.

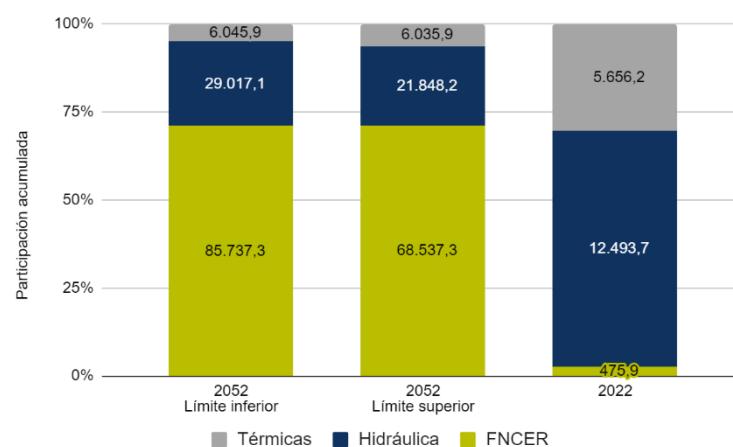


Figura 111 Participación acumulada por tipo de tecnología - Transición energética (PJ-año)

Comparación de escenarios prospectivos

Los resultados presentados a continuación muestran la proyección a largo plazo del conjunto de escenarios para la producción y el consumo de energía. Estos resultados se complementan con información sobre las emisiones y un análisis de costo-beneficio asociado a cada escenario, con el fin de presentar y comparar las características de cada uno.

Resultados energéticos

Un punto base de comparación entre escenarios es el comportamiento del consumo final de energía. Esta variable resulta de la configuración de la demanda y, a su vez, está influenciada por la construcción de la matriz energética.

Como se muestra en la Figura 112, en general, se proyecta un aumento en el consumo final de energía durante el período analizado. Este incremento se explica por el crecimiento de la población y el desarrollo económico, que varían en mayor o menor medida según el escenario. De este comportamiento se destaca el escenario Transición Energética (TE), donde el consumo final de energía en el año 2052 es menor en comparación con los otros escenarios. Cabe mencionar que en el escenario Actualización se supone la adopción del Mejor Aprovechamiento Tecnológico (BAT) nacional hasta 2050 y un crecimiento económico de largo plazo del 3,2%. Este último supuesto se mantiene en el escenario Modernización, donde se alcanza el BAT internacional en 2045. A partir del escenario Inflexión en adelante, se considera un crecimiento económico más optimista, con un promedio anual del 3,8%.

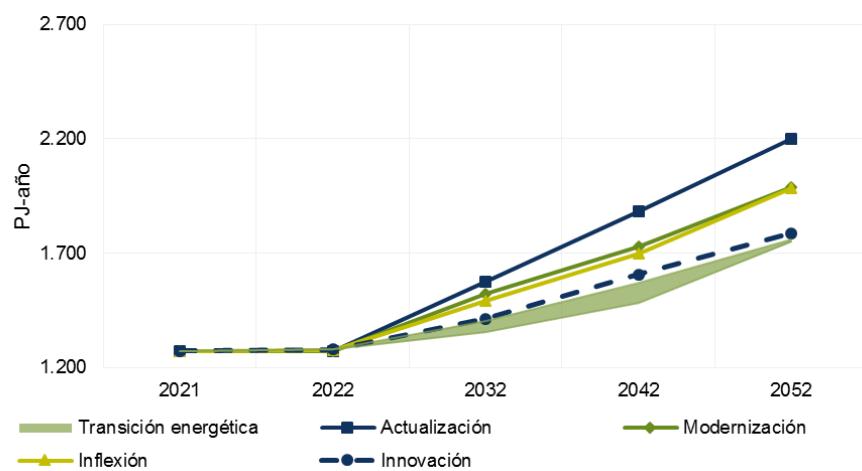


Figura 112 Consumo final de energía en todos los escenarios (PJ-año)

Con relación al incremento del consumo desde el año 2021, se proyecta a 2052 un aumento que varía entre el 40,38% y el 72,49%. En el escenario de Transición Energética (TE) se

proyectan los menores crecimientos en el consumo final, oscilando entre el 37,29% (alcanzando 1.749 PJ en el límite superior), y el 38,15% (alcanzando 1.760 PJ en el límite inferior). El escenario Actualización alcanza 2.198 PJ, con un crecimiento del consumo de 72,49%, mientras que los escenarios Modernización e Inflexión alcanzan 1.991 PJ y 1.983 PJ, respectivamente, y representan aumentos del 56,26% y 55,61% con relación al año 2021, respectivamente. En el escenario Innovación, se registra un crecimiento del 40,38%, alcanzando 1.789 PJ en el año 2052.

Lo anterior significa un crecimiento promedio anual del consumo final del 1,78% en el escenario Actualización, 1,45% en Modernización, 1,44% en Inflexión y 1,10% en Innovación. Los menores crecimientos en el consumo final se registran en el escenario TE, con cifras que se sitúan entre el 1,05% (límite superior) y el 1,03% (límite inferior). La mayor diferencia en el consumo de energéticos se presenta entre los escenarios TE (34,34%-35,20%) e Innovación (32,11%), mientras que la menor se da entre Modernización e Inflexión (entre 16,22% y 16,88%).

A pesar del mencionado aumento en el consumo final, en todos los escenarios se registra una disminución en el indicador de intensidad energética, como se muestra en la Figura 113. Esto indica un mejor uso de la energía por unidad producida, en línea con los supuestos de eficiencia energética considerados. A lo largo del periodo, la intensidad energética presenta mejoras del 35,74% (Actualización), 41,78% (Modernización), 50,73% (Inflexión), 55,55% (Innovación) y entre el 56,26% y 56,53% en los límites inferior y superior del escenario TE, con respecto a 2021.

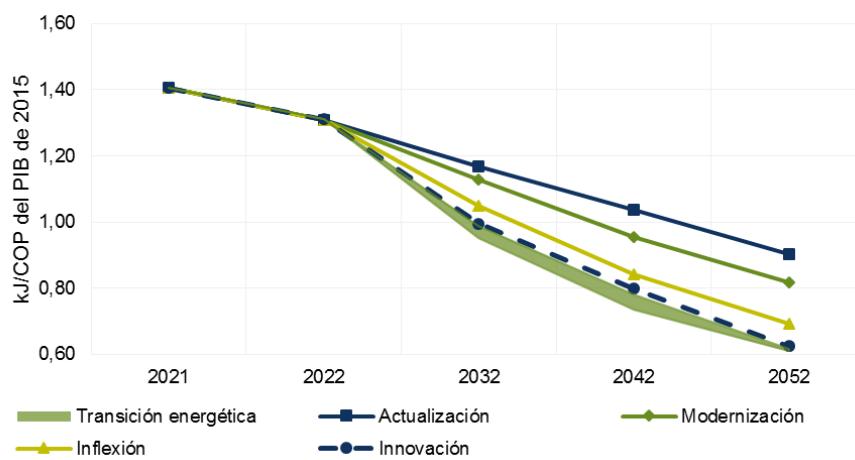


Figura 113 Intensidad energética en todos los escenarios (kJ/COP del PIB de 2015)

En la composición de la demanda entre sectores en 2052, se observan cambios relativamente menores entre escenarios. Como se observa en la Figura 114, en todos los escenarios, el mayor consumo se encuentra en el sector transporte, seguido por la industria y el sector residencial. Como se observa en la Figura 115, se destaca una reducción en la participación del consumo del sector transporte del 49% en Actualización (i.e. 1.081 PJ) al 40% en Innovación (i.e. 713 PJ), mientras que se observa un crecimiento en la participación

del sector industrial que pasa del 22% (i.e. 487 PJ - Actualización) al 29% (i.e. 528 PJ - Innovación), así como el sector ACM del escenario Actualización (i.e. 146 PJ - 7%) al escenario Innovación (i.e. 172 PJ - 10%). En cuanto al escenario TE, los porcentajes de participación de consumo por sector corresponden en el límite superior a los reportados en el escenario de Innovación.

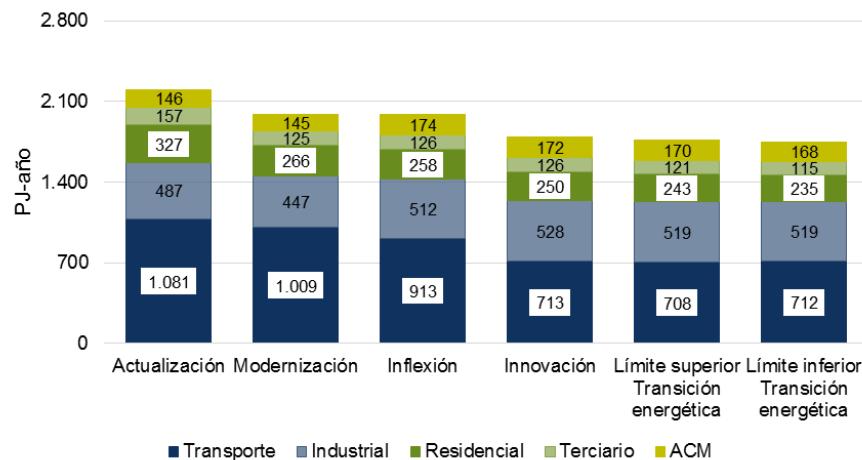


Figura 114 Consumo final (PJ-año) en la demanda a 2052

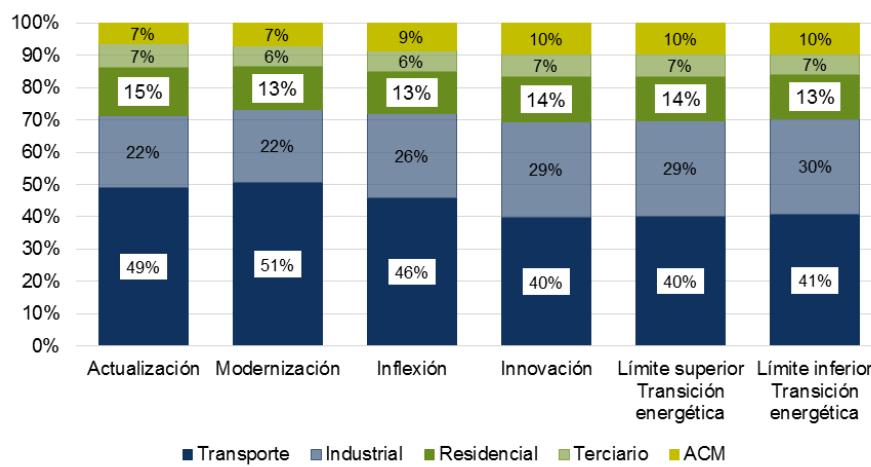


Figura 115 Participación sectorial en la demanda a 2052

Usos de energéticos por sector de consumo

Transporte

En este sector, los combustibles líquidos siguen teniendo la mayor participación en los cuatro primeros escenarios hasta 2052. Sin embargo, como muestra la Tabla 33, existe un cambio significativo en la participación entre el año base y el escenario de Innovación, disminuyendo del 96,7% al 47,5%. Este se acentúa en los límites del escenario TE, con una participación entre el 27,7% y el 41,5%. Lo anterior significa que, incluso bajo la propuesta de renovación de flota del escenario TE, en el año 2052 seguirán en circulación vehículos

que utilizan combustibles líquidos. Esto pone de manifiesto los límites y posibilidades para lograr la carbono neutralidad en el sector.

Tabla 33 Participación de los energéticos en el consumo final - Sector Transporte - año base 2021 (%)

	Año	Gas Natural	Electricidad	Petróleo & derivados	Hidrógeno
Base	2.021	3,19%	0,05%	96,75%	
Actualización	2.032	6,17%	0,94%	92,90%	
	2.052	33,71%	8,64%	57,64%	
Modernización	2.032	6,97%	0,95%	92,08%	
	2.052	46,27%	9,97%	43,76%	
Inflexión	2.032	6,51%	1,16%	92,33%	0,00%
	2.052	46,09%	16,17%	37,69%	0,05%
Innovación	2.032	4,28%	1,62%	94,10%	0,00%
	2.052	16,55%	40,03%	43,29%	0,13%
TEJ	2.032	3,80%	2,10%	94,10%	0,00%
	2.052	3,50%	3,00%	93,50%	0,00%
		7,98%	53,77%	38,09%	0,16%
		5,11%	69,43%	23,59%	1,87%

Por otro lado, en los escenarios Inflexión e Innovación, se alcanza una participación de la electricidad del 20,9% y el 38%, respectivamente, que aumenta hasta el 68% en el límite superior del escenario TE. En cuanto al consumo de hidrógeno, para el año 2052, en el escenario de Inflexión, representa el 0,06%, y aumenta 2,5 veces en el escenario de Innovación hasta un 0,14%, especialmente asociado a una mayor participación en vehículos de carga. En los límites del escenario TE, las participaciones alcanzan entre el 0,15% y el 0,27%, que es resultado de ambiciones importantes en el proceso de electrificación, además de una mayor penetración del transporte no motorizado y cambios en el uso de vehículos particulares hacia el transporte público. En ventas, esto representa el 40% del total en el escenario de Actualización y hasta el 100% en el escenario de Innovación. Por otro lado, la participación de ventas de vehículos de carga pesada a base de hidrógeno representa el 2% y el 40% en los escenarios de Inflexión y Innovación, respectivamente. En cuanto a los vehículos de carga pesada que utilizan GNL, en estos dos escenarios representan el 78% y el 60% de las ventas, respectivamente.

Como resultado, en la Figura 116 se observan las diferencias en magnitud para el consumo final de energía entre escenarios, y en la Figura 117 las emisiones de CO₂eq asociadas a este consumo.

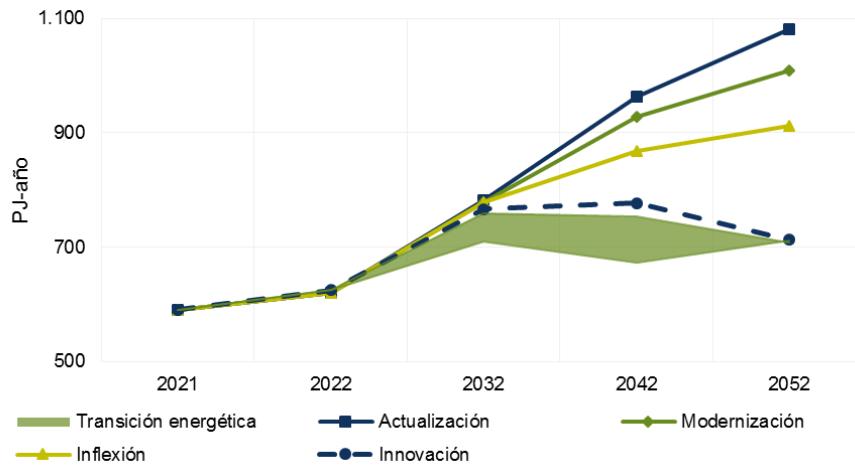


Figura 116 Consumo final de energía - Sector Transporte (PJ-año)

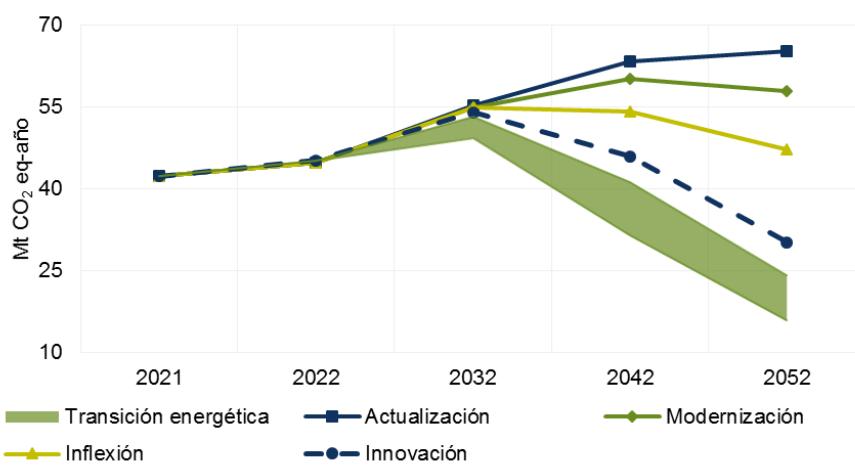


Figura 117 Emisiones asociadas al consumo final de energéticos - Sector Transporte (Mt CO2eq-año)

Industria

En el sector industrial, se identifican importantes oportunidades para lograr la carbono neutralidad mediante procesos de sustitución de fuentes de energía. En los escenarios Actualización y Modernización, la sustitución del carbón y los combustibles líquidos por gas natural llevaría a un aumento en la participación de este último del 29,96% al 37,10% (Actualización) y al 40,36% (Modernización). En contraste, se espera una reducción en el consumo de carbón, pasando del 23,54% en el año base al 13,84% en el escenario Actualización, al 10,59% en el escenario Modernización, y alcanzando casi la total sustitución (0,01%) en los escenarios Inflexión, Innovación y TE. La participación de los energéticos en cada escenario se muestra en la Tabla 34.

Tabla 34 Participación de los energéticos en el consumo final - Sector Industria - año base 2021 (%)

	Año	Gas Natural	Carbón Mineral	Biomasa	Electricidad	Petróleo & derivados	Hidrógeno
Base	2.021	29,13%	22,89%	23,30%	19,36%	5,32%	
Actualización	2.032	30,03%	19,62%	25,01%	20,59%	4,75%	
	2.052	36,32%	13,55%	25,13%	20,82%	4,18%	
Modernización	2.032	31,34%	18,09%	25,45%	20,68%	4,44%	
	2.052	39,49%	10,36%	25,39%	21,52%	3,24%	
Inflexión	2.032	33,22%	10,87%	27,98%	26,10%	1,82%	
	2.052	36,38%	0,01%	29,67%	32,91%	1,02%	
Innovación	2.032	36,16%	0,01%	26,79%	31,57%	1,44%	4,03%
	2.052	29,11%	0,01%	29,33%	31,91%	0,99%	8,65%
TEJ	2.032	33,66%	0,01%	26,84%	34,22%	1,44%	3,82%
	2.052	23,54%	0,01%	29,84%	40,77%	1,01%	4,82%
		31,11%	0,01%	26,61%	34,39%	1,43%	6,45%
		16,94%	0,01%	29,80%	46,23%	1,01%	6,01%

En los escenarios Inflexión e Innovación se promueve la sustitución de combustibles por energía eléctrica en los procesos de calor directo, lo que aumentaría la participación de la electricidad del 19,9% al 31,9%. En este caso, se asume que los consumos de combustibles líquidos y carbón ya se han sustituido por completo. Por otro lado, en el escenario TE va más allá en las ambiciones de la sustitución por electricidad, suponiendo una rápida evolución de las tecnologías, incluso algunas que actualmente no se encuentran en el mercado comercial, para lograr participaciones de electricidad entre el 34,22% y el 46,23%.

Además, la proporción de biomasa en el mix energético también aumento, pasando del 23,97% al 25,95% en el escenario de Modernización, y superando el 29% en los demás escenarios, incluso en el límite superior del escenario de Transición Energética. En el escenario de Inflexión, se propone el uso de biomasa en nuevos procesos industriales y como respuesta a la sustitución del carbón. Además, en el escenario de Innovación se identifican consumos asociados al hidrógeno en mezcla con gas natural (blending). La Figura 118 muestra las diferencias en magnitud resultantes para el consumo final de energía entre escenarios, y la Figura 119 muestra las emisiones de CO₂eq asociadas a dicho consumo.

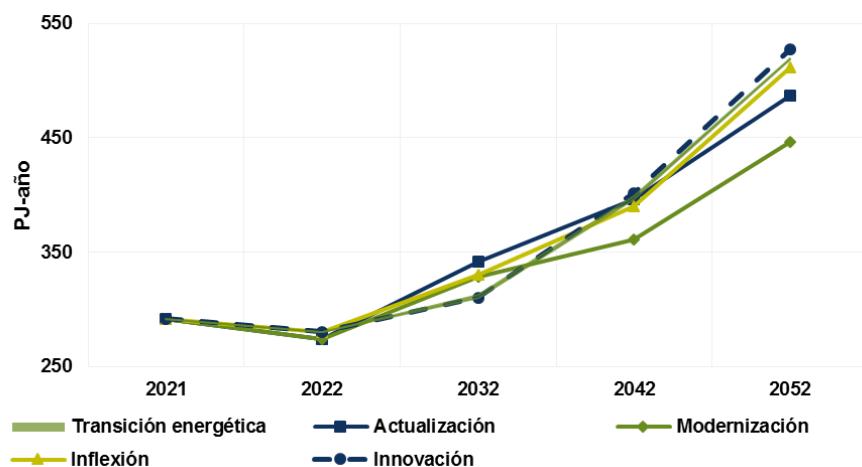


Figura 118 Consumo final de energía - Sector Industria (PJ-año)

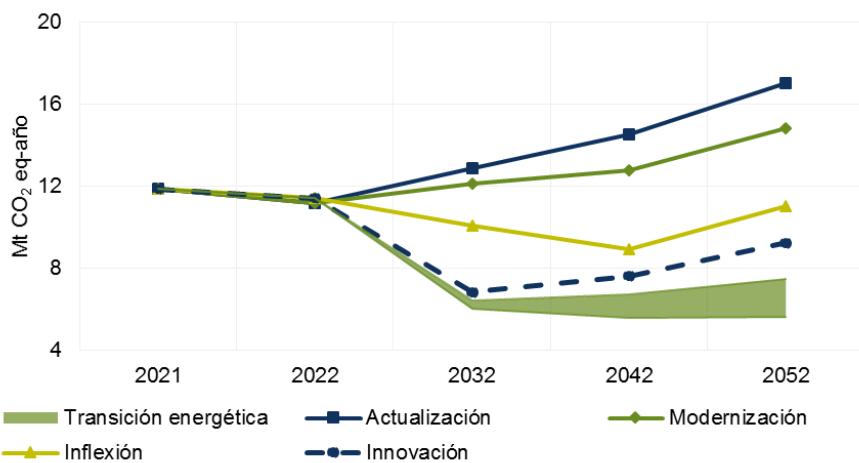


Figura 119 Emisiones asociadas al consumo final de energéticos - Sector Industrial (Mt CO₂eq-año)

Vale la pena indicar que en el sector industrial también se ha identificado una oportunidad adicional para lograr la carbono neutralidad a través de la captura y uso de dióxido de carbono, con un potencial de implementación en industrias cementeras, de hierro y acero. A medida que avance el desarrollo tecnológico, esta oportunidad podría ampliarse a otras actividades industriales.

Residencial

En el sector residencial, los diferentes escenarios del PEN presentan transformaciones significativas en los procesos energéticos. Como primera medida, se busca reducir por completo el consumo de leña (biomasa), especialmente en el sector rural, mediante la sustitución por GLP en el escenario de actualización. La participación de los energéticos en cada escenario se muestra en la Tabla 35.

Tabla 35 Participación de los energéticos en el consumo final - Sector residencial - año base 2021 (%)

	Año	Gas Natural	Biomasa	Electricidad	Petróleo & derivados
Base	2.021	25,50%	32,63%	29,94%	11,93%
Actualización	2.032	33,97%	18,30%	34,03%	13,70%
	2.052	40,62%	11,51%	34,37%	13,50%
Modernización	2.032	37,64%	13,94%	34,76%	13,66%
	2.052	46,85%	5,78%	36,39%	10,97%
Inflexión	2.032	40,24%	11,46%	34,52%	13,78%
	2.052	40,73%	5,41%	46,81%	7,04%
Innovación	2.032	43,38%	5,56%	38,44%	12,62%
	2.052	33,57%	3,27%	56,17%	6,99%
TEJ	2.032	40,15%	5,18%	41,90%	12,77%
	2.052	36,88%	4,83%	45,34%	12,94%
	2.052	22,22%	1,79%	68,60%	7,38%
		10,21%	0,17%	81,74%	7,88%

En cuanto al consumo de energía eléctrica, se observa un aumento en la participación en los cuatro primeros escenarios. En los escenarios Actualización y Modernización, la participación se sitúa alrededor del 34%, mientras que en el escenario Innovación alcanza un 56,20%. Estas participaciones aumentan de manera significativa en los límites del escenario TE, donde podrían llegar hasta un 81,74%. Este comportamiento refleja el efecto combinado de los procesos de sustitución de fuentes energéticas, que además se benefician de una mayor eficiencia energética. La Figura 120 muestra las diferencias en magnitud resultantes para el consumo final de energía entre escenarios.

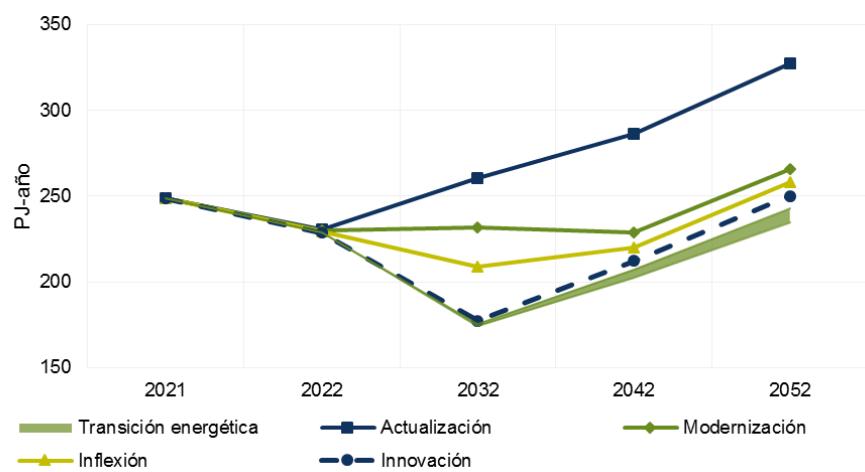


Figura 120 Consumo final de energía - Sector Residencial (PJ-año)

La Figura 121 muestra las emisiones de CO₂eq asociadas a dicho consumo. Se destaca que un incremento sustancial en la participación del consumo de energía eléctrica podría llevar las emisiones del sector a mínimos compatibles con carbono neutralidad.

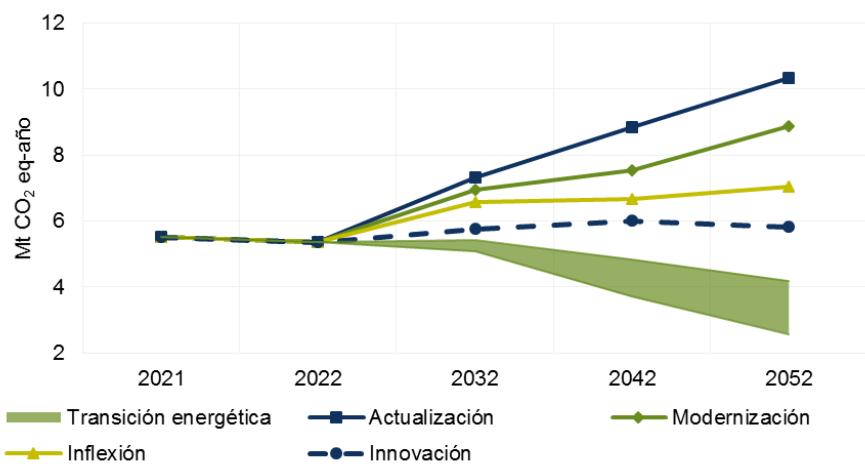


Figura 121 Emisiones asociadas al consumo final de energéticos - Sector Residencial (Mt CO₂ eq-año)

Terciario

En el sector terciario, dadas las apuestas de mejora en eficiencia y sustitución de procesos de calor directo, el consumo de energía eléctrica experimenta un aumento significativo en todos los escenarios. Las participaciones en el consumo de energía eléctrica, para 2052, se incrementan del 72,31% en el escenario Actualización al 84,44% en el escenario Innovación, y en el límite superior del escenario de TE alcanzan el 95,56%. Esto refleja un alto nivel de electrificación del sector terciario. La participación de los energéticos en cada escenario se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36 Participación de los energéticos en el consumo final - Sector Terciario – año base 2021 (%)

	Año	Gas Natural	Electricidad	Petróleo & derivados
Base	2.021	21,41%	74,11%	4,48%
Actualización	2.032	22,93%	72,28%	4,79%
	2.052	22,94%	72,31%	4,75%
Modernización	2.032	23,41%	71,64%	4,95%
	2.052	24,01%	70,72%	5,27%
Inflexión	2.032	20,53%	76,02%	3,45%
	2.052	14,02%	84,44%	1,54%
Innovación	2.032	18,51%	78,71%	2,78%
	2.052	14,02%	84,44%	1,54%
TEJ	2.032	18,51%	78,71%	2,78%
		16,02%	81,55%	2,43%
		9,51%	89,45%	1,04%
	2.052	4,00%	95,56%	0,44%

En cuanto al consumo de gas natural, se prevé una reducción de aproximadamente siete puntos porcentuales, pasando del 21,41% en el año base al 14,02% en el escenario Innovación. En el escenario TE, la participación de gas natural podría disminuir aún más, llegando al 4% en la ambición más alta. Estos cambios se deben a la sustitución de procesos de calor directo y mejoras en la eficiencia tanto en calor directo como indirecto. Finalmente, en relación con los consumos de petróleo y derivados, se espera que sean marginales en el sector terciario, llegando al 0,44% en el límite más ambicioso del escenario TE.

La Figura 122 muestra las diferencias en magnitud resultantes para el consumo final de energía entre escenarios en el sector Terciario, y la Figura 123 muestra las emisiones de CO₂eq asociadas a dicho consumo. Se destaca que un incremento sustancial en la participación del consumo de energía eléctrica podría llevar las emisiones del sector a mínimos compatibles con la descarbonización del sector.

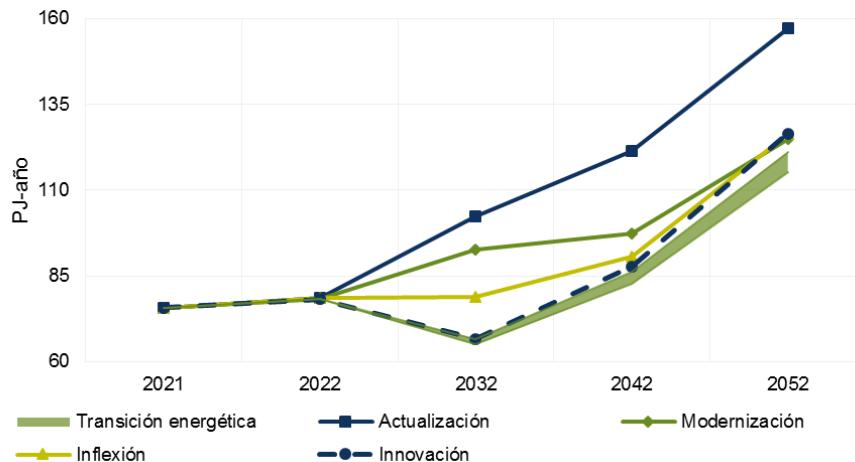


Figura 122 Consumo final de energía - Sector Terciario (PJ-año)

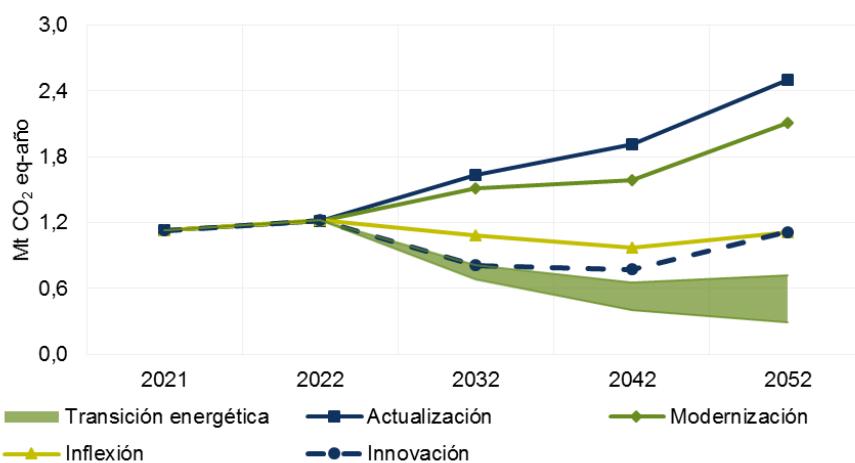


Figura 123 Emisiones asociadas al consumo final de energéticos - Sector Terciario (Mt CO2eq-año)

Composición de la oferta primaria de energía

La constitución de los escenarios energéticos al año 2052, representada en la Figura 124, muestra el comportamiento de la oferta primaria de energía. Los principales cambios de cada uno de los energéticos entre los escenarios contemplados encuentran su justificación en las siguientes circunstancias principales:

1. La disponibilidad de los recursos energéticos y las tecnologías de producción en la matriz energética nacional.
2. Los comportamientos propios de la demanda de energía en función de la sustitución progresiva de combustibles, así como la electrificación de sectores intensivos en consumo energético, según los supuestos de cada escenario contemplado.
3. Las apuestas en descarbonización del sector energético desde la oferta.

La producción de energía en el escenario Actualización es de 2.942 PJ, donde se prevé una evolución tendencial basada en las tecnologías actualmente disponibles, con migraciones graduales de la demanda hacia tecnologías más eficientes. El escenario de Modernización tiene una producción de energía de 3.037 PJ, mientras que los escenarios de Inflexión e Innovación alcanzan volúmenes de 4.621 PJ y 3.450 PJ respectivamente. En el escenario TE, se prevé una evolución acelerada hacia tecnologías más eficientes y de baja a cero emisiones, y a la producción de nuevos energéticos, de manera que alcance volúmenes de 3.645 PJ y 3.831 PJ en sus límites inferior y superior.

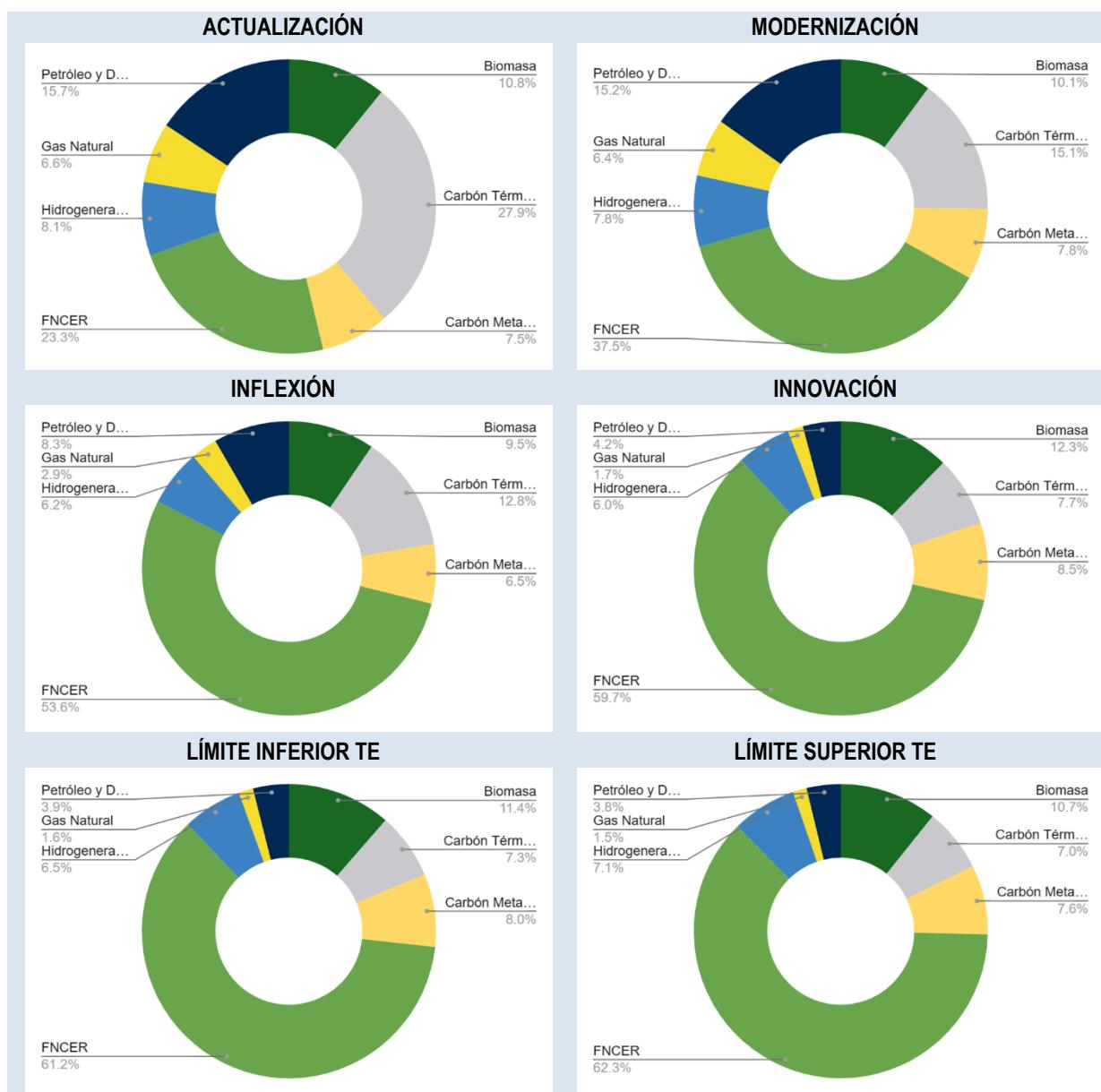


Figura 124 Matriz de composición de la oferta primaria por escenario- Año 2052

Los combustibles fósiles seguirán representando una proporción significativa en la matriz energética, como se muestra en la Figura 125, aunque se espera una reducción importante debido a los programas de sustitución de combustibles líquidos cada vez más ambiciosos en los diferentes escenarios. En el escenario Actualización, los combustibles fósiles tienen una participación del 58%, seguido por el escenario Modernización con el 50%, y los escenarios Inflexión e Innovación con el 40% y 28% respectivamente. En el escenario TE se presenta la menor participación, con 26% en su límite superior y 25% en su límite inferior, en línea con la transformación requerida para la transición energética.

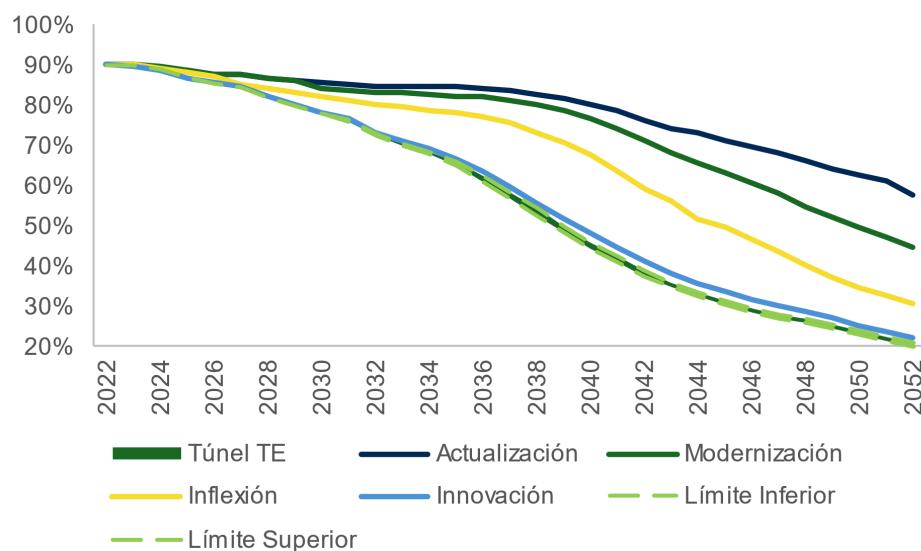


Figura 125 Participación de combustibles fósiles por escenario (%)

En cuanto a la distribución de la canasta por cada energético, se observa que el carbón térmico experimenta una disminución en su participación debido a las dinámicas internacionales del mercado del carbón. En el escenario Actualización, el carbón térmico tiene una participación del 28%, seguido por el escenario Modernización con el 15%. En los escenarios Inflexión e Innovación, las participaciones son del 13% y 8% respectivamente. Por otro lado, la participación del carbón metalúrgico y sus derivados oscila entre un 7% y 8% dentro de la canasta energética para los escenarios bajo análisis.

El uso de gas natural como un componente clave en la transición energética se materializa en el escenario de Modernización, donde se contempla la sustitución de combustibles líquidos por tecnologías que aprovechan los gases combustibles en sectores como el transporte y la industria. El gas natural tiene una participación del 7% en el escenario de Actualización, 6% en el escenario de Modernización, 3% en el escenario de Inflexión y 2% en el de Innovación. En el escenario TE igualmente se presenta una participación de 2% en sus límites superior e inferior, en línea con la sustitución de combustibles de la transición energética.

El aumento de la participación de FNCER en la canasta energética ha estado motivado principalmente por la transformación de la matriz eléctrica, donde la generación eólica y

solar han pasado a menos del 1% para el año base, para alcanzar participaciones de 50% y 15% en el límite superior del escenario de Transición Energética. Esto, fundamentado principalmente en la transformación en la demanda y uso final de energía hacia la electrificación, así como el crecimiento de la producción de hidrógeno verde para suplir la demanda interna y con fines de exportación. En este punto es importante resaltar que la producción de hidrógeno verde ha llegado a representar el 35% de la producción total de energía a partir de FNCER, mientras que el restante está destinado a la producción de electricidad.

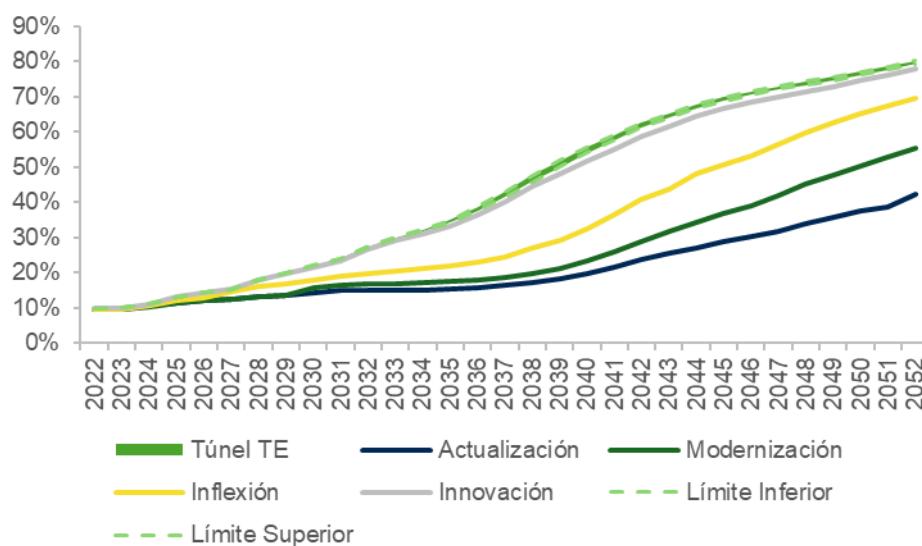


Figura 126 Participación de Hidrógeno + FNCER por escenario (%)

Para el análisis realizado en la Actualización del Plan Energético Nacional se presentan escenarios con apuestas tecnológicas distintas. Con base en lo anterior, todos los escenarios pretenden contribuir con la disminución en mayor o menor medida de las emisiones totales de los gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético y una parte significativa de esta reducción es gracias a la electrificación de la demanda. De esta manera, la expansión del parque de generación de energía eléctrica para 2052 se basa en un supuesto global compartido por todos los escenarios considerados, el cual establece que no habrá crecimiento en la capacidad instalada a partir de combustibles líquidos, que incluyen diésel, fuel-oil, GLP y jet-fuel. Por el contrario, se propone su retiro de la matriz con sustitución al energético de transición (gas natural).

Dado que, el análisis es de largo plazo y muchas de las apuestas planteadas aún no presentan grandes desarrollos dentro del país como los son los reactores nucleares modulares (SMR), los sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (FACTS), los almacenamientos de energía estacional (SES), el transporte de corriente continua en alta tensión (HVDC), entre otros. Se plantea un crecimiento respecto a la capacidad asignada a partir de tecnologías ampliamente estudiadas, en este caso, la solar fotovoltaica y eólica. Esta adición no es menor, ya que, para los escenarios de Actualización y Modernización, se

obtiene una matriz eléctrica de 38.580 MW y para los escenarios restantes 39.380 MW para el final de esta década, valores que representan poco más del doble con respecto al punto de partida: 18.626 MW.

Como muestra la Figura 127, en los escenarios de Actualización y Modernización, se prevé una expansión de capacidad similar, alcanzando los 50.153 MW y 47.088 MW respectivamente, que representan un crecimiento de 1,7 y 1,5 veces la capacidad instalada en 2022. En estos escenarios, se plantean limitaciones en la implementación de generación eólica costa afuera, por lo que se contempla una capacidad total de 1.500 MW de esta tecnología. No obstante, se fortalece el suministro a partir de gas natural mediante la adición de 600 MW a partir de 2037, llegando a un total de 5.622 MW de capacidad instalada proveniente de este energético. Esto representa aproximadamente el doble en comparación con los 2.823 MW disponibles en 2022.

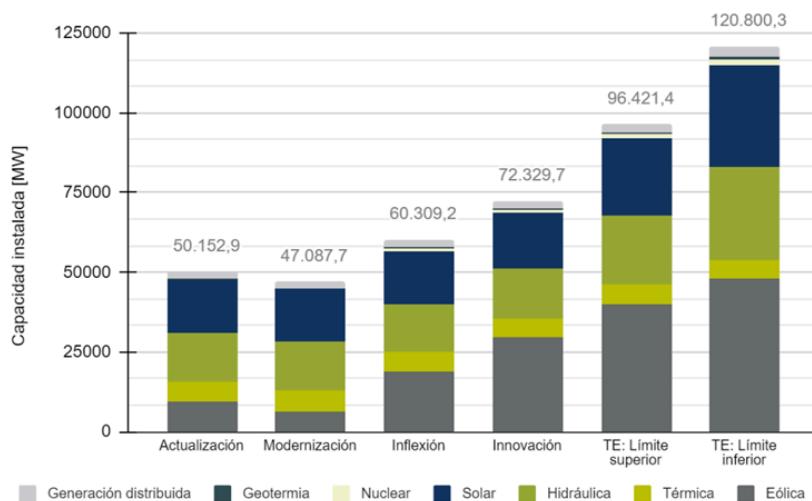


Figura 127 Capacidad instalada en cada escenario (MW)

En el escenario de Inflexión, se alcanza una capacidad de 60.309 MW y se contempla la introducción gradual de generación nuclear a partir de 2038, la adición de 409 MW de capacidad geotérmica y para la expansión de la capacidad solar se usó el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión propuesto por la UPME con resultados hasta 2032 (igual que para todos los escenarios), donde se obtuvo una asignación de capacidad solar de aproximadamente 16.300 MW adicionales que, con los factores de capacidad utilizados proporcionó un margen de reserva mayor al 20% con respecto a la demanda máxima de energía eléctrica.

Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que los proyectos solares asignados tienen una menor dificultad de implementación que los proyectos eólicos costa adentro y costa afuera, esta capacidad se utilizó como supuesto dentro del análisis de largo plazo, para asegurar tiempos de construcción prudentes para los parques eólicos necesarios dentro de la capacidad eólica propuesta y su entrada exitosa en operación para la siguiente década. Lo anterior, trae como beneficio adicional la posibilidad de evitar el traslape de los

fines de ciclo de ambas tecnologías, debido a que cuentan con vidas útiles similares. Con ello, se obtiene una penetración significativa de la energía eólica tanto costa afuera como costa adentro, sobre pasando los 19.000 MW al final del periodo.

Como se observa en Figura 128 la participación de la tecnología eólica crece considerablemente en Inflección, en comparación con Actualización y Modernización, jugando un papel importante en la transición del parque de generación y la máxima electrificación de la demanda.

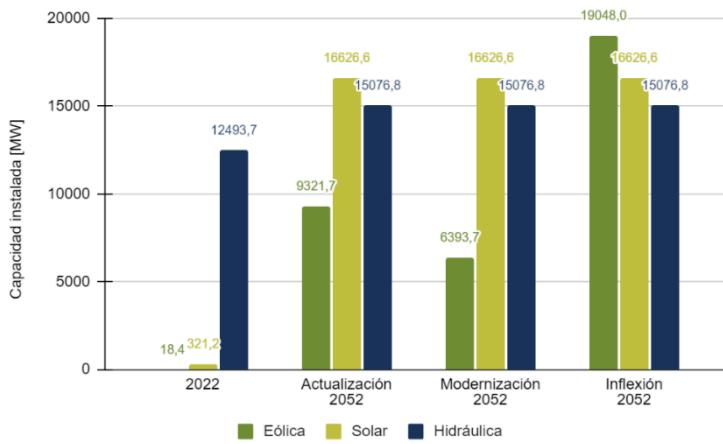


Figura 128 Capacidad instalada para generación eólica, solar e hidráulica para los escenarios Actualización, Modernización e Inflección

En el caso del escenario de Innovación, se presenta un crecimiento de aproximadamente 3 veces la capacidad instalada en 2022 con 72.330 MW, donde se plantea una mayor penetración de energía eólica costa afuera según la Hoja de Ruta de energía eólica costa afuera en Colombia, alcanzando una capacidad total a partir de 29.633 MW. Adicionalmente, se espera contar con 900 MW de capacidad nuclear que, contribuyan al balance de la incertidumbre por parte de esta inclusión de VERS.

En lo que respecta al escenario de Transición Energética, se visualiza un crecimiento en proporciones similares para las diferentes tecnologías -a pesar de variar en magnitud-. De esta forma, la capacidad de energía solar se expande debido a las mayores ambiciones de la electrificación del sistema y, esta adición supone el refuerzo de la generación hidráulica con embalse en la misma proporción, lo cual ocurre a partir de 2047 en el límite superior y 2040 en el límite inferior. Como se ha mencionado, el límite inferior implica los mayores retos y, en este sentido se asume la incorporación total del potencial solar.

Para el caso de la capacidad eólica costa adentro, se requiere del uso total del potencial identificado (30 GW) en ambos límites. Según la Figura 129, se puede apreciar que, tanto el punto inicial como el final del túnel, son coincidentes y que, la diferencia se marca en el año de inicio de la penetración intensiva: 2035 a 2038. Un lapso considerable para la construcción de los parques eólicos y la modernización de la red de transmisión, que incluyan un cumplimiento completo de las condiciones dictadas por la Agencia Nacional de

Licencias Ambientales (ANLA), las cuales incluyen consultas previas e informadas a las poblaciones de las áreas de influencia.

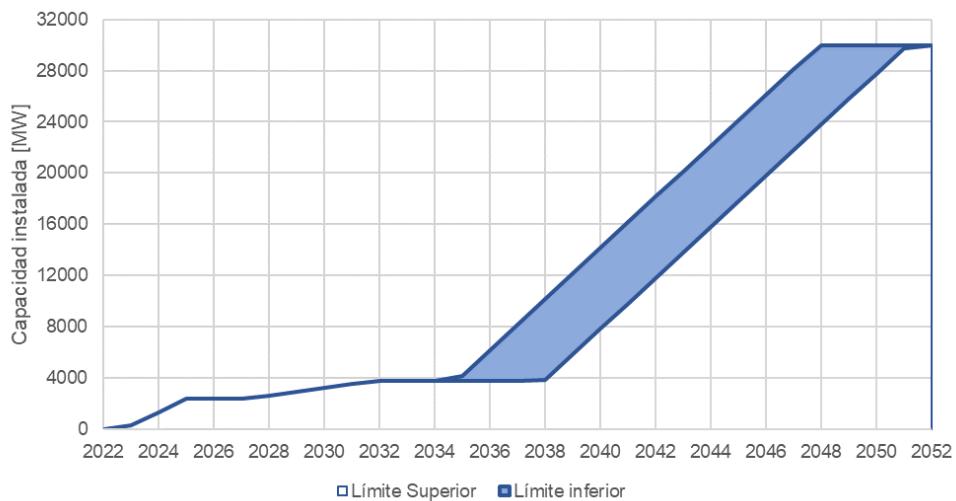


Figura 129 Capacidad instalada para generación eólica costa adentro en ambos límites del escenario de Transición Energética

En el caso de la generación eólica costa afuera, se mantiene la asunción del cumplimiento de los 9.000 MW del escenario “alto” de la Hoja de Ruta del despliegue de energía eólica costa afuera en Colombia, no obstante, la demanda proyectada precisa de una expansión superior: un 10% adicional en el límite superior y el doble en el límite inferior, lo que corresponde a 18.000 MW para el año 2052. En el mismo orden de ideas, se considera la inclusión de la tecnología nuclear en la oferta de generación a partir de 2035, con una expansión de hasta 1.800 MW para el límite inferior.

De esta manera, se obtienen las capacidades instaladas presentadas en la Figura 130. En este punto es evidente la necesidad de expandir la oferta de energía eléctrica en todos los escenarios, desde una apuesta por la gasificación del sistema en el escenario de Modernización, que alcanza una capacidad instalada de 2,5 veces la actual en 2052 hasta el escenario más ambicioso (Transición Energética), en cuyo límite inferior se llega a 6 veces la capacidad de 2022. Por otra parte, Transición Energética implica el uso total de los potenciales identificados, razón por la cual se debe mantener la constante investigación en nuevas formas de producir energía eléctrica para diversificar el suministro y reducir los riesgos ineludibles de todos los proyectos de generación.

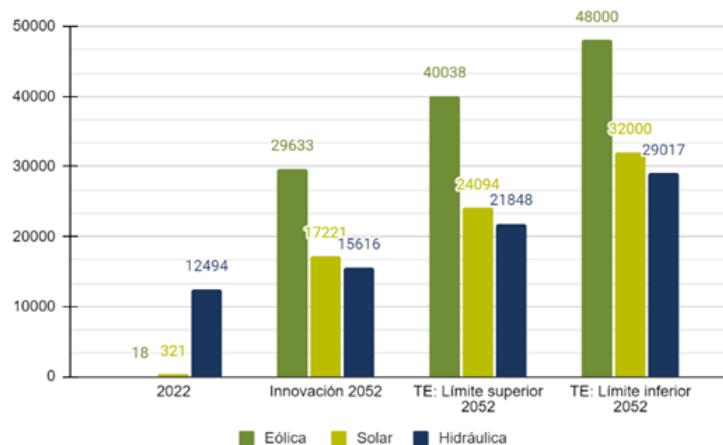


Figura 130. Capacidad instalada para generación eólica, solar e hidráulica para los escenarios Innovación y Transición Energética

Las metas planteadas son ambiciosas y, por lo tanto, para lograr las proporciones estimadas, se requiere de la implementación oportuna de todos los proyectos de generación limpia asignados. Según la Figura 131, para el final del periodo de análisis destaca la generación renovable sobre la generación térmica en todos los escenarios con una transformación completa de la oferta eléctrica. En cualquier caso, es evidente que se requiere de una red de transmisión adecuada para evacuar la energía eléctrica producida lejos de los centros de consumo, que es el caso de la mayoría del potencial renovable proveniente de la Guajira y la Costa Caribe en general. Es por lo anterior que, se requiere de la materialización completa de proyectos como la Línea Colectora en la cual se han realizado avances significativos, además del desarrollo de tecnologías de electrónica de potencia dentro del SIN en general, con el objetivo de garantizar la calidad y seguridad del sistema.

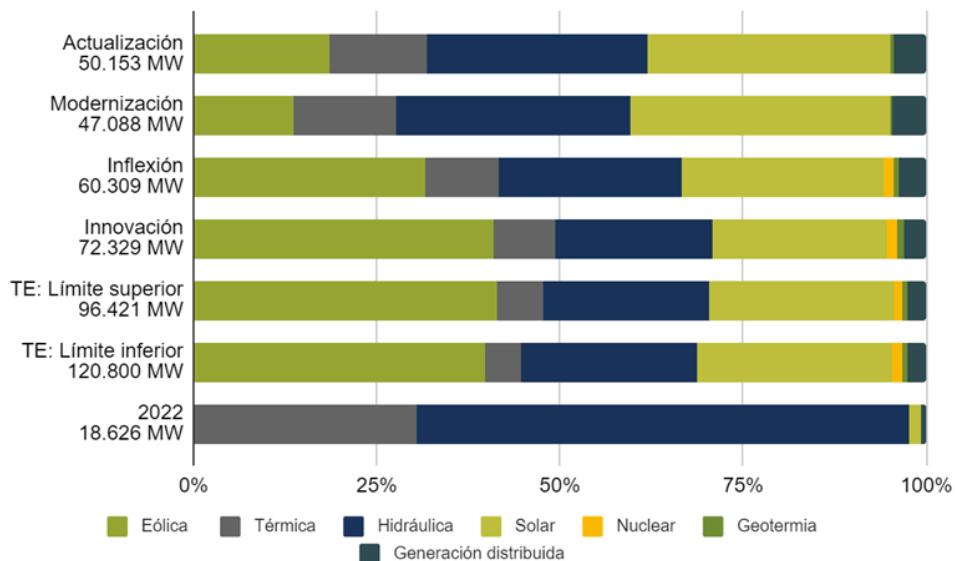


Figura 131 Participación por tecnología de generación por escenario en 2052

Por otra parte, se aclara que los valores propuestos corresponden a las propuestas dentro del SIN, que, no son excluyentes con las soluciones para las zonas no interconectadas del país y la independencia energética dentro de las comunidades para la transición energética propuesta. Por otra parte, vale la pena mencionar que los prosumidores jugarán un papel importante dentro de la matriz eléctrica que se alcance en 2052, ratificando la necesidad de soluciones bidireccionales en este proceso.

Respecto a la importación de energéticos para suprir la demanda local, en el escenario Modernización, se espera una menor tasa de importación en el corto plazo, con un 4% de la procedencia de los combustibles fósiles prevista hasta el año 2032. Esto se debe a la consideración de la extracción parcial de los recursos prospectivos identificados de gas natural y petróleo. En los demás escenarios, las importaciones representan entre el 6% y el 14% de la procedencia de los combustibles fósiles en los próximos 10 años.

Al finalizar el período de análisis de este plan, se estima que las importaciones de hidrocarburos en los escenarios de Actualización y Modernización podrían alcanzar una participación del 28% y 23% respectivamente en la oferta energética. En cuanto a los escenarios de Inflexión e Innovación, la participación de las importaciones corresponde al 27% y 30% de la oferta. Estos porcentajes, como se muestra en la Figura 132 reflejan la dependencia de las importaciones de hidrocarburos para satisfacer la demanda energética en los diferentes escenarios, siendo los escenarios de Inflexión e Innovación los que presentan una mayor necesidad de importaciones.

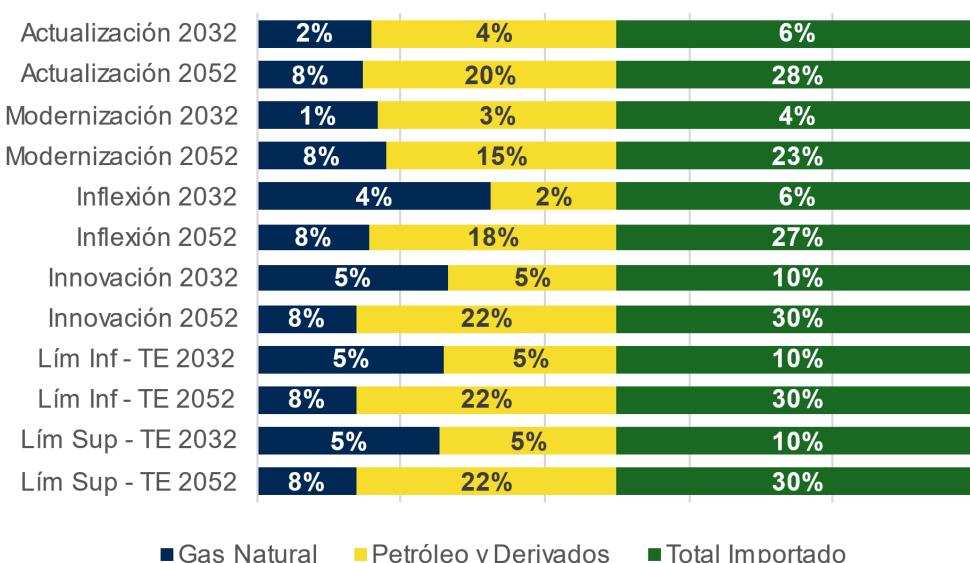


Figura 132 Participación de energéticos en la Importación de energía por escenario

Resultados económicos

Dentro de los ejercicios realizados para dimensionar los aspectos económicos de los escenarios formulados, se ha llevado a cabo un análisis de costo beneficio en cada uno de los sectores e iniciativas, con el fin de (i) estimar las inversiones necesarias para la implementación de las iniciativas propuestas en cada escenario, (ii) estimar los costos y beneficios que se derivan de cada escenario desde diferentes perspectivas, incluyendo los usuarios, el sistema energético y la sociedad en general, y (iii) presentar la relación costo beneficio como un insumo para la toma de decisiones de política pública.

Para este análisis se aplica la metodología The National Standard Practice Manual (NSPM), diseñada como una prueba primaria que evalúa la rentabilidad de los recursos de eficiencia en relación con los objetivos de política aplicables por los responsables de la toma de decisiones. Este análisis permite informar sobre cuánto del dinero destinado por los clientes/usuarios de servicios públicos debe ser invertido para adquirir ahorros en reducciones de consumo. Además, permite priorizar entre planes, contar con herramientas para el diseño de programas de eficiencia y contribuir al debate público sobre la adquisición de equipos eficientes y el recambio tecnológico.

A su vez, esta metodología se usa para realizar un análisis costo-efectivo en tres niveles: usuario, sistema y sociedad. El beneficio costo del usuario se entiende como los beneficios y costos potenciales que percibe el usuario final, quien es el que realiza la inversión en mejora de eficiencia, sustitución energética o tecnológica. El beneficio costo del sistema incorpora los beneficios y costos potenciales que perciben los diferentes agentes que componen la cadena de servicios energéticos. Mientras que el beneficio costo de la sociedad es un análisis que incorpora los beneficios y costos potenciales relacionados con la cuantificación de externalidades y co-beneficios que contribuyen al cumplimiento de los objetivos de política pública del país.

Este análisis parte de los resultados energéticos para cada uno de los sectores y escenarios, así como las consideraciones y supuestos en relación con el comportamiento del BAT, los procesos de sustitución y las ambiciones tecnológicas que se plantean. Del mismo modo, se considera la aplicación de un análisis incremental, en el que los diferenciales entre escenarios determinan tanto el monto de las inversiones como los ahorros frente a un escenario tendencial. De esta manera, las inversiones se construyen mediante el cálculo del costo incremental entre las tecnologías: En el caso de sustitución, se calcula la diferencia entre los costos de ambas tecnologías; En el caso de eficiencia, se calcula la diferencia entre los costos de las tecnologías eficientes frente a otras de menor eficiencia.

Un supuesto adicional está relacionado con la tasa de descuento. En este caso, se aplica una tasa diferente para cada tipo de análisis: usuario, sistema y sociedad. En el caso del usuario, varía en función de si es usuario residencial o participa de alguna actividad económica. En el caso del sistema, se utiliza una tasa de descuento del 12,09%, tomando como referencia la tasa de las empresas de distribución de energía eléctrica de acuerdo con la Resolución CREG 215 de 2021. Para la tasa de descuento de la sociedad, se utiliza la tasa social de descuento calculada por el DNP en 2018 (DNP, 2018).

En la Figura 133 se presenta el valor presente neto (VPN) de los costos totales estimados para cada escenario en el horizonte 2022-2052. En cada barra se presenta el VPN estimado de la inversión para el recambio de equipos por el lado del consumo final, y un estimativo de los costos de inversión en oferta para energía eléctrica y gas natural. El valor presente neto de los costos asociados a la oferta se encuentra en el rango entre 499 a 519 billones de pesos, mientras que los costos del consumo final se estiman en 1.600 billones de pesos, en el escenario actualización hasta los 2900 billones de pesos en el escenario de Innovación.

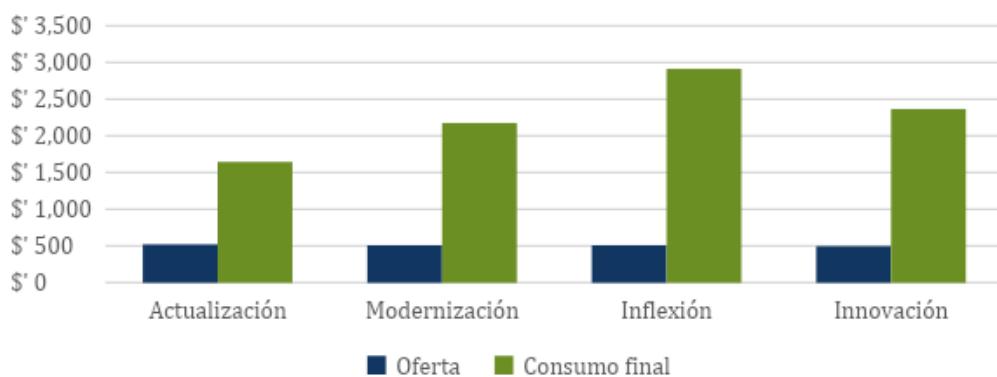


Figura 133 Costos totales oferta y consumo final por escenario 2022-2052

Estos montos estimados son de naturaleza indicativa, debido al nivel de incertidumbre tecnológica y del comportamiento del mercado. Sin embargo, se utiliza la mejor información disponible, teniendo en cuenta los avances tecnológicos y de investigación rastreados tanto en el mapeo tecnológico como en los estudios recientes, además de las consultas realizadas a expertos nacionales e internacionales en cada sector.

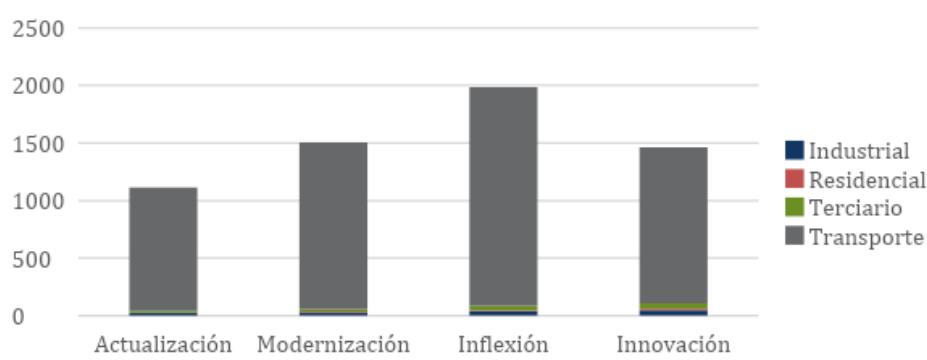


Figura 134 CAPEX por escenario para los sectores residencial, terciario, transporte e industrial 2022-2052

Se observa que las principales inversiones están asociadas al sector transporte debido a las amplias inversiones que debe asumir el usuario. Para el escenario Actualización, se estima un monto de inversión de 1072 billones de pesos para el sector transporte, y 39 billones de pesos para el sector terciario, residencial e industrial. Estos montos aumentan de un escenario a otro y para el escenario Innovación, alcanzan valores de 1.200 billones de pesos.

Desde el punto de vista del sistema, se evalúan los efectos en el precio de bolsa asociados a las reducciones o aumentos de consumo, así como los efectos en pérdidas, compensaciones y otros costos/beneficios relacionados con facturación y cartera. Este análisis varía en sectores como el transporte y residencial, dependiendo de los diferentes energéticos que componen el consumo del sector y las iniciativas modeladas. Desde el punto de vista de la sociedad, se ha cuantificado la variación en los subsidios como resultado del cambio en el comportamiento del consumo, teniendo en cuenta la normativa aplicable. También se calcula el impuesto al carbono y se consideran los efectos en salud y productividad. Para este componente del análisis, se utiliza información de diversos estudios realizados por la UPME, así como otros estudios que han estimado este tipo de efectos relacionados con el consumo por tipo de energético, las emisiones de gases de efecto invernadero, material particulado y el uso de refrigerantes.

En la Figura 135 y la Figura 136, se presentan los costos totales (que incluyen los gastos de capital y otros costos estimados) y los beneficios obtenidos para los escenarios de Actualización, Modernización, Inflexión e Innovación. Estos gráficos detallan los componentes para los usuarios privados, el sistema y la sociedad.

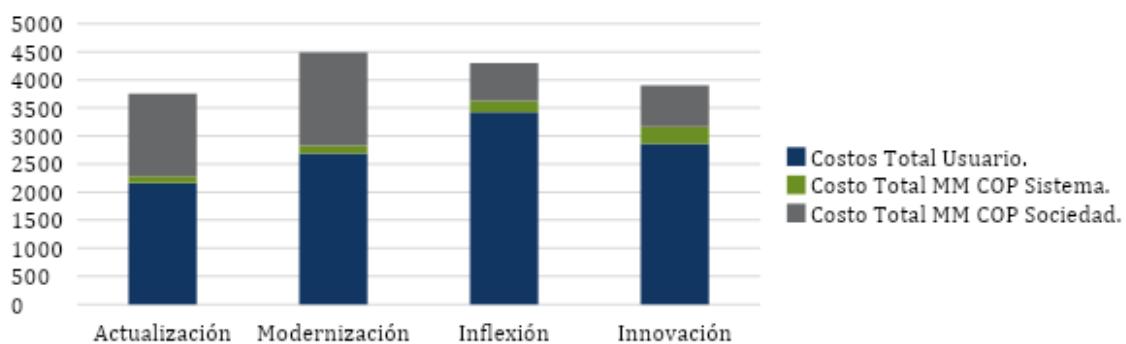


Figura 135 Costos desagregados por escenario 2022-2052

En esta composición de costos, destaca el mayor esfuerzo de inversión que debe hacer el sector privado, el cual más que duplica sus inversiones, representando aproximadamente el 65% de los costos totales necesarios en promedio. Le sigue el sistema con una participación en los costos de hasta el 27%. En cuanto a los costos para la sociedad, la participación en los tres escenarios es similar, rondando el 8%. Esto indica la dificultad principal de incorporar, identificar y valorar las externalidades de manera pertinente y extrapolable al tipo de análisis. Sin embargo, para ello se ha aprovechado el amplio desarrollo de estudios que contienen información sobre cálculos de costos y el dimensionamiento de los efectos en subsidios y otros posibles impactos.

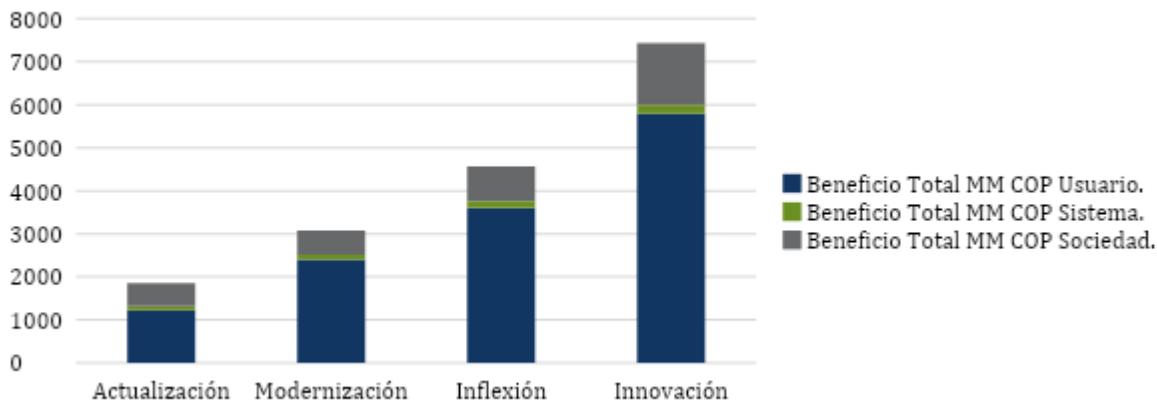


Figura 136 Beneficios desagregados por escenario 2022- 2052

Al observar los resultados de las estimaciones de los beneficios en la Tabla 37, se puede apreciar que, para los diferentes escenarios, el usuario tiene una participación mayor representando aproximadamente el 70%. En todos los escenarios, los beneficios para la sociedad se mantienen en porcentajes cercanos al 20%.

Finalmente, se muestra la consolidación de los costos y beneficios por escenario. Se destaca que, en todos los escenarios, la relación costo-beneficio para la sociedad y el sistema es mayor a uno, excepto para el sector transporte lo que indica que los beneficios superan a los costos. Esto se debe a las mayores inversiones asociadas a los procesos de cambio tecnológico y las mayores ambiciones en los procesos de sustitución. En resumen, el escenario de actualización tiene una relación beneficio- costo total de 0,57, el escenario de modernización de 0,77, el escenario de inflexión de 1,2 y el escenario de Innovación, aunque los costos no superan los beneficios, obtiene una relación de 2,18.

Tabla 37 Relación B/C para los diferentes sectores y sectores

Escenario	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
ACTUALIZACIÓN				
RESIDENCIAL	3,85	1,87	4,02	4,10
TERCIARIO	1,72	3,78	1,91	2,19
INDUSTRIAL	0,68	2,95	6,17	1,50
TRANSPORTE	0,73	0,15	0,35	0,54
MODERNIZACIÓN				
RESIDENCIAL	4,47	2,06	4,37	3,10
TERCIARIO	1,68	3,79	1,62	2,08
INDUSTRIAL	0,72	3,38	6,60	1,57
TRANSPORTE	1,10	0,11	0,32	0,74
INFLExIÓN				
RESIDENCIAL	4,43	1,86	4,00	4,00
TERCIARIO	1,11	3,48	1,45	1,56

Escenario	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
INDUSTRIAL	0,60	3,07	7,60	1,35
TRANSPORTE	1,25	0,11	1,16	1,20
INNOVACIÓN				
RESIDENCIAL	3,01	1,57	2,65	3,20
TERCIARIO	1,02	3,45	1,59	1,49
INDUSTRIAL	0,53	2,65	4,26	1,15
TRANSPORTE	2,60	0,12	1,97	2,32

A pesar de los resultados generales por escenario, al desagregar las evaluaciones por sector, se observa que no en todos los casos se obtienen las mismas relaciones costo-beneficio. Como se presenta en la tabla anterior, donde los resultados por sector indican relaciones costo-beneficio para el usuario y el sistema que son menores a uno. Por otro lado, en algunos sectores la relación costo-beneficio para el usuario es significativamente mayor a uno, lo que compensa en cierta medida las mayores inversiones en otros sectores. En última instancia, de acuerdo con los resultados, en todos los sectores la relación costo-beneficio social es mayor a uno excepto el sector transporte, lo cual está en línea con consideraciones ambientales, especialmente en términos de contribuciones a la mitigación de GEI en los escenarios propuestos.

Estos resultados a su vez corresponden a la suma de iniciativas evaluadas de acuerdo con la modelación en cada sector, contando con un agregado de 34 iniciativas o medidas, para las cuales, de acuerdo con las consideraciones tecnológicas y su efecto en consumos, se estiman las relaciones costo-beneficio, para usuario, sistema, sociedad y el total de la medida, este detalle se presenta en el documento anexo. De acuerdo con los objetivos de la metodología, estos resultados se convierten en herramientas para el diseño de políticas públicas y con ello el diseño de mecanismos económicos, que de acuerdo con las ambiciones que se decidan abordar permitan la implementación de uno u otro camino en los escenarios del PEN.

Resultados de Emisiones de GEI

Emisiones totales y por unidad de energía por escenario

Los resultados muestran, en los escenarios de mayor electrificación, un comportamiento decreciente en las emisiones en 2052, respecto a 2022. Las emisiones estimadas para el año 2052 son de 100,6 Mt de CO2eq para el escenario Actualización, 89,1 Mt de CO2eq para el escenario Modernización, 72,4 Mt de CO2eq para el escenario Inflección y 52,2 Mt de CO2eq para el escenario Innovación. En cuanto al escenario de TE, se estima que las emisiones en 2052 se situarán en un rango de 42,2 a 29,8 Mt de CO2eq. Esto representa una reducción entre el 19,3% y el 43% en comparación con el escenario de Innovación.

Si tomamos como referencia las emisiones generadas en el escenario de Innovación en 2052 (i.e. 52,3 Mt CO₂eq-año), podemos observar que estas aumentan en un 92,6% (i.e. 100,6 Mt CO₂eq-año) para el escenario de Actualización, un 70,6% (i.e. 89,1 Mt CO₂eq-año) en el escenario de Modernización y un 38,5% (i.e. 72,4 Mt CO₂eq-año) para el escenario de Inflexión. Estos resultados confirman que los niveles de ambición de los diferentes escenarios son determinantes en los resultados ambientales. Sin embargo, dado que el consumo de energía es diferente en cada escenario, es importante considerar el nivel de emisiones por unidad de energía como otro indicador de sostenibilidad del sector. Un panorama de las trayectorias de emisiones por consumo final se muestra en la **Figura 137 Emisiones de consumo final (Mt CO₂eq-año)**.

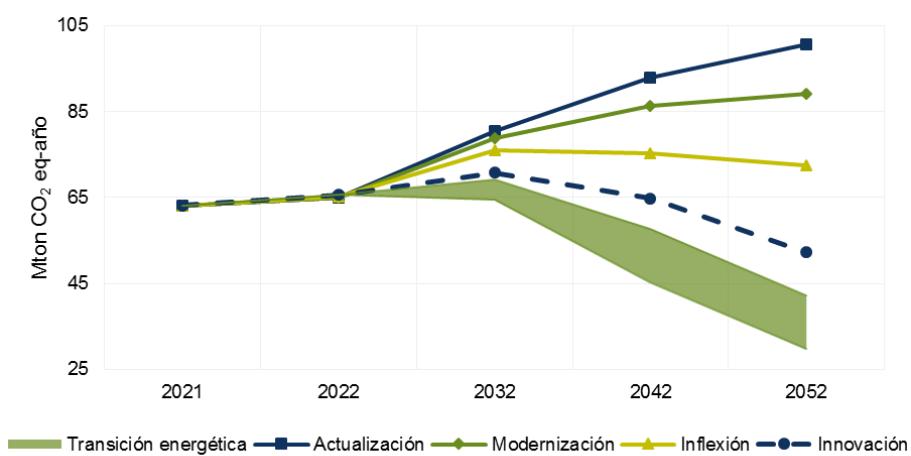


Figura 137 Emisiones de consumo final (Mt CO₂eq-año)

Adicionalmente, se confirma que, mediante la implementación de medidas de eficiencia en los diferentes sectores, la adopción de tecnologías menos contaminantes y el cambio en los sistemas de transporte, es posible lograr valores de emisiones por unidad de consumo por debajo de los observados históricamente. Un panorama de las trayectorias de emisiones por unidad de consumo se muestra en la Figura 138.

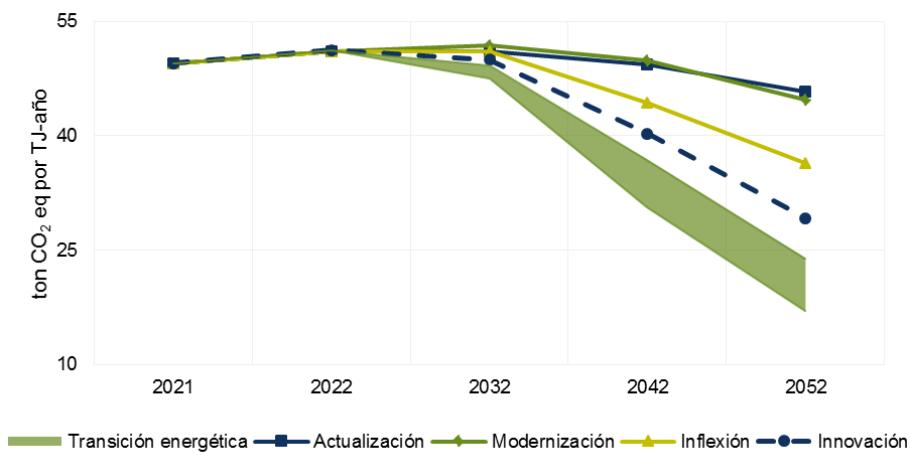


Figura 138 Emisiones por unidad de consumo por escenario (ton CO2eq-año por TJ)

Según los resultados obtenidos, se estima que en 2052 se podrían alcanzar las siguientes reducciones en las emisiones por unidad de consumo en comparación con el año 2021: Actualización una reducción del 7,6% (3,8 toneladas de CO2eq por TJ-año); Modernización una reducción del 9,7% (4,8 toneladas de CO2eq por TJ-año); Inflexión una reducción del 26,4% (13,1 toneladas de CO2eq por TJ-año); Innovación una reducción del 41,1% (20,4 toneladas de CO2eq por TJ-año). Asimismo, para el escenario TE, se alcanzan reducciones entre un 51,7% a 65,6% (25,6 a 32,5 toneladas de CO2eq por TJ-año)

Es importante destacar que al comparar las emisiones generadas por el consumo final en los escenarios con los compromisos establecidos en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), se observa que se cumplen las metas establecidas en la primera NDC presentada en 2015, con excepción del escenario Actualización. Sin embargo, en ningún escenario se alcanzan el objetivo establecido en el nuevo compromiso anunciado en 2021 de reducir las emisiones en un 51% para el año 2030. Los ahorros en emisiones obtenidos en los escenarios propuestos se presentan en la Tabla 38.

Tabla 38 Porcentaje de reducción de emisiones del consumo final con respecto a la línea base de las NDC

Consumo final	2030	2050
Actualización	18,2%	43,9%
Modernización	19,2%	49,9%
Inflexión	21,1%	59%
Innovación	26,4%	69,2%
Transición energética	27,5%	74,8%
	30,5%	82,1%

Esto destaca la necesidad de implementar de manera más acelerada los procesos de transformación propuestos en los escenarios, así como la importancia de acompañarlos con tecnologías de captura y uso de CO2. Las trayectorias de emisiones por consumo final se muestran en la Figura 139, en comparación con la trayectoria BAU de la NDC¹⁹.

¹⁹ Para la presente versión del PEN, solo se presentan las emisiones relacionadas al consumo final de acuerdo con los sectores expuestos durante todo el documento. Y para ello se empleó como referencia, los documentos oficiales de contribuciones nacionalmente determinadas, los cuales son de carácter público y se pueden consultar a través del siguiente enlace: <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/documentos-oficiales-contribuciones-nacionalmente-determinadas/>

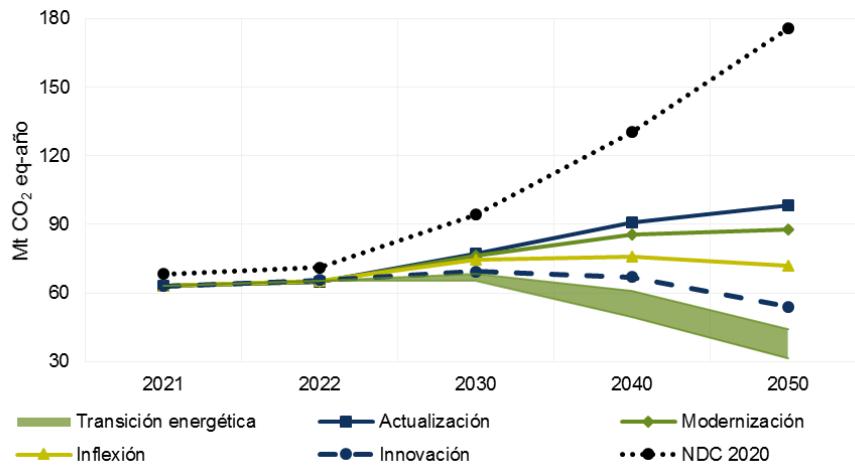
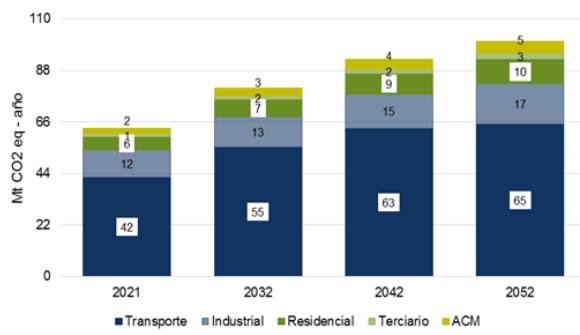


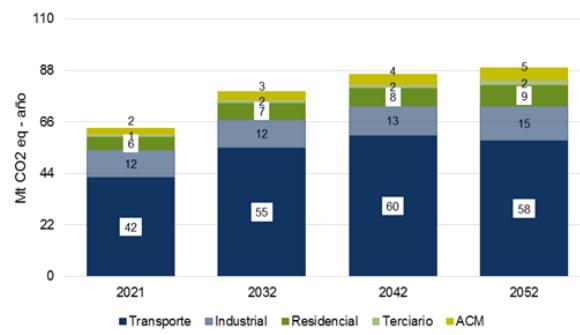
Figura 139 Emisiones de consumo final (Mt CO₂eq-año) versus la trayectoria BAU de la NDC 2020

Emisiones por sectores de consumo

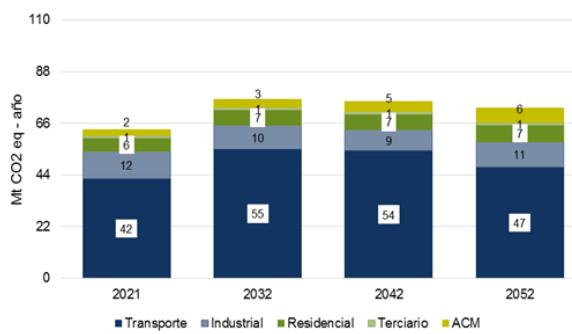
Las emisiones por sector en cada uno de los escenarios se presentan tanto en la Figura 140 como en la Tabla 39. Como se observa, el sector transporte es el que mayor contribuye a la generación de emisiones, seguido en proporciones inferiores por el sector industrial y residencial.

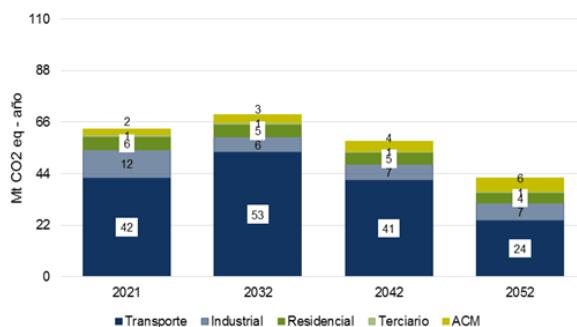
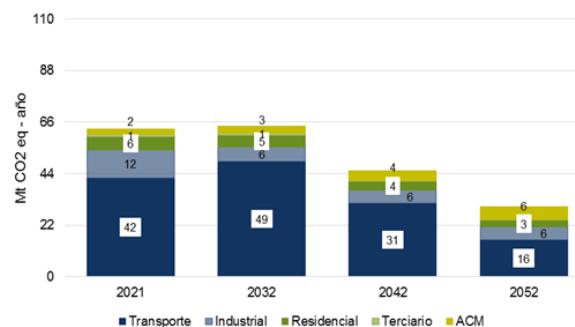


Actualización



Modernización



Inflexión

Innovación

Límite superior – Transición energética
Límite inferior – Transición energética
Figura 140 Emisiones por sectores de consumo (Mt CO₂eq-año)
Tabla 39 Emisiones por sectores de consumo (Mt CO₂eq-año)

		2022	2032	2042	2052
Actualización	Transporte	44,72	55,27	63,30	65,23
	Industrial	11,19	12,89	14,51	17,04
	Residencial	5,37	7,31	8,85	10,35
	Terciario	1,22	1,63	1,92	2,50
	ACM	2,46	3,31	4,27	5,48
Modernización	Transporte	44,73	54,98	60,10	57,92
	Industrial	11,18	12,10	12,79	14,84
	Residencial	5,36	6,96	7,54	8,87
	Terciario	1,21	1,52	1,59	2,11
	ACM	2,46	3,29	4,23	5,38
Inflexión	Transporte	44,80	55,00	54,23	47,15
	Industrial	11,41	10,05	8,91	11,04
	Residencial	5,36	6,59	6,68	7,06
	Terciario	1,22	1,08	0,97	1,12
	ACM	2,44	3,36	4,50	6,00
Innovación	Transporte	45,16	54,03	45,95	30,20
	Industrial	11,41	6,83	7,60	9,23
	Residencial	5,36	5,77	6,00	5,83
	Terciario	1,22	0,81	0,77	1,12
	ACM	2,44	3,34	4,43	5,85
Transición energética Límite superior	Transporte	45,16	53,23	41,25	24,04
	Industrial	11,41	6,39	6,70	7,48
	Residencial	5,36	5,43	4,85	4,20
	Terciario	1,22	0,81	0,66	0,72
	ACM	2,43	3,31	4,36	5,71
Transición energética Límite inferior	Transporte	45,15	49,37	31,39	15,77
	Industrial	11,41	6,00	5,57	5,59
	Residencial	5,36	5,08	3,70	2,58
	Terciario	1,22	0,68	0,40	0,29
	ACM	2,43	3,28	4,29	5,57

Es importante destacar que los niveles de emisión del sector transporte varían significativamente entre los diferentes escenarios. En el escenario Actualización, se observa un aumento del 54,4% en las emisiones para el año 2052 en comparación con el nivel de 2021. Sin embargo, se registran tasas de crecimiento inferiores en el período 2032-2052,

con un promedio anual del 0,9%, en contraste con el 2,5% observado en el período 2022-2031. En el escenario Modernización, las emisiones podrían aumentar hasta un 37,1%, así como en el escenario Inflexión se observa un aumento del 11,6% en comparación con 2021. Por otro lado, el escenario Innovación muestra una mayor reducción en 2052 de 28,5%. En este escenario, se observa un crecimiento promedio anual de -1,0% para el período total (2022-2052). En cuanto al escenario TE, se observa una desaceleración pronunciada en las emisiones del sector transporte, que podría variar entre el 43,1% y el 62,7%, con un decrecimiento anual promedio de entre 1,7% y 3,1%.

En el sector industrial, en los escenarios Actualización y Modernización, se presenta un aumento en las emisiones en comparación con 2021, del 43,8% y 25,3% respectivamente. Estos escenarios también muestran un crecimiento promedio anual del 1,2% y 0,7% respectivamente. En contraste, los escenarios Inflexión y Innovación presentan reducciones en las emisiones con respecto a 2021 del 6,8% y 22,1% respectivamente. Los crecimientos anuales promedio de estos escenarios son del -0,2% y -0,7%, lo cual se relaciona directamente con la combinación de medidas de eficiencia energética y sustitución en el uso de energéticos, y puede complementarse con procesos de captura y uso de carbono (CCUS). En el escenario TE, se observa una desaceleración más pronunciada en las emisiones del sector industrial, que podría variar entre el 36,8% y el 52,8%, con un decrecimiento anual promedio entre el 1,4% y el 2,3%.

En el sector residencial, se evidencia que el escenario Actualización aumentaría las emisiones en un 87,7% en 2052 en comparación con 2021. Sin embargo, en el escenario Modernización, estas emisiones se reducirían en 27 puntos porcentuales en relación con el escenario anterior. En el escenario Inflexión, las emisiones aumentarían solo un 28% en 2052 en comparación con 2021, mientras que en el escenario Innovación, se reducirían en 22 puntos porcentuales con respecto al escenario anterior. En el escenario TE, se observa una desaceleración más pronunciada en las emisiones del sector residencial, que podría variar entre el 23,8% y el 53,3%, con un decrecimiento anual promedio entre el 0,9% y el 2,4%.

Para el sector terciario, en los escenarios Actualización y Modernización, se presenta un aumento en las emisiones en comparación con 2021, del 121,9% y 87% respectivamente. Estos escenarios también muestran un crecimiento promedio anual del 2,6% y 2,1% respectivamente. En contraste, los escenarios Inflexión y Innovación presentan reducciones en las emisiones con respecto a 2021 del 1,1% respectivamente. Los crecimientos anuales promedio de estos escenarios son del 0%, lo cual se relaciona directamente con la combinación de medidas de eficiencia energética y sustitución en el uso de energéticos. En el escenario TE, se observa una desaceleración más pronunciada en las emisiones del sector industrial, que podría variar entre el 35,7% y el 74,3%, con un decrecimiento anual promedio entre el 1,4% y el 4,2%.

Medidas y acciones recomendadas por escenario

Para la implementación de los escenarios, es importante fortalecer y mantener la cooperación técnica internacional, permitiendo al país incorporar tecnologías de última generación y adherirse a estándares internacionales. Esto facilitará la adopción e implementación de tecnologías de vanguardia, reduciendo costos y minimizando la necesidad de reinversiones para la incorporación efectiva de los escenarios. Por ejemplo, se pueden considerar los catálogos de tecnologías avanzadas ofrecidos por instituciones como la Agencia Danesa de Energía (Balidea), la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y el REES – Institute for Resource Efficiency and Energy Strategies.

Este enfoque va en línea con el desarrollo e implementación de estrategias financieras que incluyan flexibilidad en las condiciones de financiamiento, como créditos blandos o esquemas particulares según la naturaleza de los proyectos. Además, se deben diseñar incentivos y otros mecanismos para promover inversiones que faciliten la transformación en todos los sectores, considerando el alto nivel de inversión estimado entre 2.000 y 3.807 billones de pesos. Ejemplos de entidades que proporcionan apoyo incluyen el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial, USAID, UK Pact, Fedesarrollo, Bancoldex y FENOGÉ.

Es fundamental establecer una mayor rigurosidad en el cumplimiento de los estándares mínimos requeridos, mediante una regulación y normativa relacionada con los niveles de contaminación, ciclo de vida, y el mantenimiento de infraestructura obsoleta. Dado que la transformación es una decisión del usuario final que afecta toda la cadena de valor y las externalidades, se necesitan señales de mayor alcance, como el valor del impuesto al carbono y otros mecanismos de costeo por contaminación.

Adicionalmente, es determinante mantener una relación constante y un acercamiento con los usuarios de consumo final para brindarles información energética sobre sus comportamientos y necesidades. Esto implica disponer de mejor información y proporcionar una adecuada capacitación que mejore el proceso de toma de decisiones. Los programas de etiquetado liderados por la UPME son ejemplos exitosos que deben seguir fortaleciéndose y fomentándose.

Se debe articular a las diferentes instituciones y actores involucrados para consolidar los objetivos y resultados de todos los programas ejecutados y por ejecutarse a corto, mediano y largo plazo en el país. Esto tendrá efectos significativos en la implementación de programas de eficiencia energética y transformación en los sectores. En este sentido, es esencial promover y fomentar la participación ciudadana en todas las etapas del proceso de implementación de los escenarios energéticos. La inclusión de la ciudadanía en la toma de decisiones y en la elaboración de políticas energéticas garantiza una mayor legitimidad y transparencia en el proceso. La participación ciudadana puede manifestarse a través de consultas públicas, mesas de diálogo, foros de discusión y otras formas de interacción que permitan a los ciudadanos expresar sus opiniones, preocupaciones y propuestas en relación

con las políticas energéticas y sus implicaciones en la sociedad. Esta participación y significativa de la ciudadanía contribuirá a enriquecer el proceso de implementación de los escenarios, asegurando que las decisiones adoptadas reflejen verdaderamente las necesidades y aspiraciones de la población.

Finalmente, es necesario formalizar y hacer obligatorio el cumplimiento efectivo de las metas de eficiencia energética y asignar los recursos técnicos y económicos necesarios. Esto implica fortalecer las entidades pertinentes y desarrollar en ellas las capacidades para el seguimiento efectivo y el cumplimiento de las metas propuestas, así como establecer mecanismos de seguimiento. A continuación, se resumen las acciones y medidas de cada escenario propuesto.

Comparación de escenarios con objetivos PEN 2022- 2052

A continuación, se presentan los indicadores, que permitirían observar el cumplimiento de los objetivos esperados de acuerdo con cada uno de los escenarios propuestos:

Tabla 40 Indicadores de evaluación de los escenarios

Pilar	Objetivo	Indicador de seguimiento	2019	2021	Actualización 2052	Modernización 2052	Inflexión 2052	Innovación 2052	TE
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Diversidad la matriz energética.	Participación FNCE en la oferta primaria de energía	0,31	1,4%	15%	16%	21%	32%	34% a 36%
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI.	Índices de calidad de prestación Emisiones de CO ₂ asociadas al consumo de energía	60.768 Gg CO ₂ eq-año	63.143 Gg CO ₂ eq-año	100.600 Gg CO ₂ eq-año	89.120 Gg CO ₂ eq-año	72.365 Gg CO ₂ eq-año	52.232 Gg CO ₂ eq-año	42.154 a 29.793 Gg CO ₂ eq-año
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final (Excluyendo transporte)	48,60%	48,85%	61,78%	70,68%	72,86%	72,54%	74,35% a 75,48%
		Intensidad energética	1,40 kJ/COP	1,41 kJ/COP	0,9 kJ/COP	0,82 kJ/COP	0,69 kJ/COP	0,62 kJ/COP	0,61 kJ/COP
	Promover un entorno de mercado competitividad y la transición hacia una economía circular	Consumo per cápita de leña en el sector residencial	105,51 ton/mil habitante s	93,39 ton/mil habitante s	38,40 ton/mil habitantes	15,66 ton/mil habitantes	14,25 ton/mil habitante s	8,32 ton/mil habitantes	4,44 a 0,41 ton/mil habitante s

Conclusiones

Los ejercicios de modelación de largo plazo, combinados con el análisis de entorno, los talleres de participación ciudadana y las iniciativas normativas regulatorias y de política pública de los últimos años, permiten identificar variables clave para el futuro energético del país, en este marco el PEN 2022-2052, espera contribuir con información que facilite la toma de decisiones de los diferentes actores del sector.

Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento

Las expectativas de crecimiento económico y poblacional se reflejan en el aumento de consumo de la energía, frente a esto se requiere una combinación entre el aprovechamiento de los recursos del país, la creación de capacidades internas y la adopción rápida de tecnologías que permitan que ese crecimiento se dé sobre la base de la sostenibilidad, la eficiencia y la gestión de riesgos asociados a la oferta energética.

La oferta de energía primaria continuará con una participación importante de combustibles fósiles, principalmente en los escenarios de Actualización, Modernización e Inflexión. Por tanto, el país requiere una definición clara de la senda de transformación energética que va a tomar, y en ese sentido, alinear las políticas de exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos, alinear estas decisiones con la implementación de nuevas tecnologías, así como la habilitación de la electrificación de sectores intensivos en consumo de energía.

La energía renovable se perfila como la fuente principal para la generación eléctrica. El aprovechamiento del potencial de generación de energía a partir de fuentes de origen renovable, permite no solamente diversificar y robustecer la matriz de generación eléctrica, sino también reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), impactando positivamente en la economía de los usuarios. Sin embargo, estas inversiones deben estar acompañadas por el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica para interconectar satisfactoriamente los centros de generación con los grandes focos de consumo de energía eléctrica, garantizando un servicio confiable y de calidad hacia el usuario.

Los gases combustibles habilitan procesos de sustitución de energéticos como la leña en el sector rural, los equipos con este tipo de energético tienen potenciales importantes de eficiencia y habilitan la adopción de tecnologías con energéticos más limpios en el corto plazo. Frente a esto, desde la oferta es necesario realizar un tránsito gradual, económico y técnicamente viable que permita contar con la disponibilidad de recursos energéticos con un menor impacto en las emisiones. Las políticas de inclusión de FNCER en los planes de aumento de la cobertura impactan positivamente la sustitución de combustibles, siempre y cuando se realice un acompañamiento constante a las comunidades para que el reemplazo tecnológico sea útil y perdurable.

Pilar 2. Adaptación y mitigación del cambio climático

El país tiene las capacidades para el cumplimiento de los compromisos ambientales y la carbono neutralidad en el sector de energía, sin embargo, a 2030, las alternativas tecnológicas identificadas en cada uno de los escenarios y las potenciales acciones en cada sector no permiten cumplir con los compromisos de reducción de un 51% de las emisiones de GEI adquiridos por el país. Las mayores oportunidades que se identifican son:

- El sector transporte, tiene un potencial alto de sustitución de combustibles fósiles, de mejoras tecnológicas, hacia procesos de electrificación, uso de nuevos energéticos y mejoras en la calidad de los combustibles que permanecen. Hay oportunidades en cambios de modo de transporte en carga y pasajeros sobre las que hay un potencial adicional.
- En el sector industrial son clave las acciones de eficiencia energética, estas son las de mayores facilidades de implementación. Por tratarse de buenas prácticas de operación y cambios menores en equipos pueden ser medidas costo beneficiosas. En cuanto a la transformación y sustitución hacia procesos de electrificación, se identifican oportunidades claras en subsectores.
- En el sector residencial, es oportuno continuar con los procesos de sustitución de leña para cocción. Para ello, la propuesta implica aprovechar la infraestructura existente de gas natural, así como las inversiones en infraestructura de GLP y FNCER en ZNI, en este último punto incorporando temas de comunidades energéticas. Para el sector urbano la apuesta es la eficiencia en el uso de gas natural y la transición hacia procesos de cocción con energía eléctrica (estufas de inducción). Finalmente, continuar con programas de etiquetado, con programas de sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años por neveras con etiqueta A, un tránsito de mayor velocidad a iluminación LED y medidas de construcción sostenible.
- En el sector terciario, las señales también están dirigidas a la implementación rápida de la iluminación LED, construcción sostenible, sustitución de energéticos en usos de calor directo. En este sector hay oportunidades para el diseño de programas enfocado en los usuarios oficiales que pueden acelerar estos procesos.

Las emisiones de GEI en la producción de energía se pueden reducir utilizando nuevas tecnologías. Existen señales claras de política pública y de opciones tecnológicas que habilitan la entrada de generación con recursos más limpios como hidrógeno y la geotermia. En la actualidad, las barreras están principalmente asociadas a los costos de inversión y a la identificación-manejo de impactos ambientales, sobre lo cual se puede abonar camino con la creación de capacidades, la participación en programas de cooperación técnica internacional y adelantar la proyección de tipo normativo y regulatorio.

De forma transversal a las posibilidades derivadas de la eficiencia energética y los procesos de renovación tecnológica, es crucial reconocer que existe una oportunidad significativa en la adaptación al cambio climático en todos los sectores. Entre otros, esta oportunidad se encuentra intrínsecamente vinculada a la gestión desde la demanda, un proceso que demanda avances sustanciales en áreas como la digitalización, medición y submedición. Es necesario fortalecer el papel del usuario, dotarlo de información y herramientas que contribuyan a un consumo más consciente y responsable que aporte a la transformación energética.

Finalmente, se requiere avanzar de manera acelerada con la implementación de tecnologías de captura y uso de CO₂. Para esto es necesario avanzar con los potenciales usos a corto plazo para el CO₂, habilitar las condiciones de mercado que incentiven a los agentes a incorporar en su cadena de valor usos del CO₂ y sus subproductos, dentro de esas condiciones brindar señales adecuadas en el precio de carbono. En cuanto al almacenamiento de CO₂, el principal reto está en el dimensionamiento del potencial del país para el secuestro, las condiciones técnicas, ambientales y normativas que habilitan esta alternativa y en línea con los usos, contribuir a la construcción de las condiciones de mercado que motiven la implementación de estas tecnologías.

Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico

La eficiencia energética, es el fundamento de la transformación energética. La eficiencia debe considerarse como una herramienta y recurso aliado en todos los sectores de la actividad económica. Esta es una forma efectiva, que apunta a la reducción de costos, y como se mencionó anteriormente, puede implicar inversiones de menor monto y de fácil implementación. Las señales de política han estado dirigidas a la promoción, formulación de incentivos y acercamiento a los sectores, esta es una tarea continua que amerita ampliarse. Existen sectores sobre los que se pueden realizar actividades de caracterización, dimensionamiento de nuevas oportunidades en mejores usos y aprovechamiento tecnológico, operacional y, por otra parte, evaluar el impacto de los mecanismos que se han aplicado y fortalecer las acciones que contribuyan a una implementación más acelerada.

Recambio tecnológico, definición del nivel de ambición. El mayor condicionante para abordar uno u otro camino hacia la transición, está determinado por el proceso de cambio tecnológico, que a su vez implica un nivel alto de inversiones, la necesidad de mecanismos de financiación y la incorporación en el análisis de quién es el receptor de los beneficios. Lo anterior, permitiría incorporar a la valoración, las externalidades ambientales y sociales; de esta manera, direccionar los mecanismos de regulación y normativos necesarios para que los proyectos sean implementados.

El precio al carbono, las señales tarifarias y tributarias son elementos fundamentales. El costo de las nuevas tecnologías limita su adopción en el corto plazo, por ello, es fundamental que los mecanismos de incentivos ya existentes se complementen con otras señales económicas y taxativas que internalicen las externalidades negativas del uso de

combustibles fósiles. La transformación energética requiere del establecimiento de un precio al carbono y de la habilitación de un mercado que asigne una valoración adecuada a la reducción de impactos ambientales.

La transformación energética como habilitador del desarrollo local. Un gran número de las tecnologías identificadas, posibilitan la descentralización del consumo de energía, lo cual además de generar un empoderamiento en la demanda, puede producir transformaciones productivas en el territorio, reducir problemáticas de acceso a energético, aplazar las necesidades de grandes desarrollos de infraestructura y finalmente, contribuir con la eliminación de brechas de equidad. En este tema es clave la coordinación entre las instituciones del Estado, la academia, las empresas y las personas en el territorio.

Pilar 4. Conocimiento e innovación

Los nuevos desarrollos tecnológicos, tienen riesgos asociados frente a los cuales la mejor forma de mitigación es el acceso a la información y el conocimiento. Dado que gran parte de las tecnologías que aportan al proceso de transformación, no tienen actualmente uso en el país o incluso a nivel mundial tienen un nivel de maduración incipiente, se abre la necesidad de vincular a la academia, al sector privado y al Estado para tener una adecuada oferta de capital humano que permitan aprovechar las oportunidades del mercado.

Desde el territorio se evidencian necesidades de una mayor participación en los proyectos del sector. Justificado en preocupaciones ambientales, necesidades propias del territorio o por la oportunidad de aportar su conocimiento del contexto específico, participantes del territorio e incluso expertos del sector evidencian la necesidad de que el conocimiento y la información se dé en dos vías comunidad-empresas-Estado y Estado-comunidad-empresas, de tal manera que se facilite el dimensionamiento de las necesidades reales, se brinden soluciones oportunas y sostenibles, se realicen procesos adecuados de seguimiento y control y se lleve desarrollo al territorio.

Bibliografía

Acevedo, J., Bocarejo, J. P., LLeras, G., Rodríguez, Á., Gómez, J., Oviedo, D., Echeverry, J. C., Ospina, G., Vásquez, L., Camacho, A. M., & Gómez, M. P. (2021). El transporte como soporte al desarrollo del país. Una visión al 2040.

Arteta, C. (2022, January 5). JANUARY 2022 - Global Economic Prospects. Public Documents | The World Bank. Retrieved December 6, 2022, from <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36519/9781464817601.pdf>

Baker McKenzie. (2022). Battery Storage - a global enabler of the Energy Transition. Baker McKenzie. Retrieved December 7, 2022, from <https://www.bakermckenzie.com/en/-/media/files/insight/publications/2022/01/battery-storage-a-global-enabler-of-the-energy-transition.pdf>

Banco Mundial. (2019). Indicadores de desarrollo mundial. Datos Banco Mundial. Retrieved December 16, 2022, from <https://datos.bancomundial.org/indicator>

Banco Mundial. (2022). bp Statistical Review of World Energy.

Cobo Angel, M. I., Barraza Botet, C. L., Cantillo Cuello, N. M., & Uribe Laverde, M. Á. (2022). Recomendaciones para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Colombia. Una estrategia nacional de hidrógeno. Universidad de la Sabana.

Colciencias. (2013). Colciencias Plan PIEM 2013- 2022. Minciencias. Retrieved December 19, 2022, from <https://minciencias.gov.co/sites/default/files/planestrategico2017-programa-energia-mi-neria.pdf>

DANE. (2021). Pobreza monetaria. DANE. Retrieved December 6, 2022, from <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-monetaria>

DANE. (2022, Junio 2). Pobreza monetaria con enfoque diferencial 2021. DANE. Retrieved December 6, 2022, from https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones_vida/pobreza/2021/analisis_clases_sociales_23_ciudades.pdf

Departamento Nacional de Planeación, Ministerio del Trabajo Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio Industria y Turismo, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, & Ministerio de Transporte Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. (2022, March 29). CONPES 4075. Subdirección de Gestión y Desarrollo del Talento Humano. Retrieved December 6, 2022, from <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

DNP. (2022). Visión Colombia 2050- Discusión sobre el país del futuro. Subdirección de Gestión y Desarrollo del Talento Humano. Retrieved December, 2022, from https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/Documento_vision_colombia_2050.pdf

EIA. (2019, November 20). U.S. Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42036>

EIA. (2020). Electric vehicles - Fuels & Technologies. IEA. Retrieved December 12, 2022, from <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electric-vehicles>

EIA. (2022). Energy storage - Fuels & Technologies. IEA. Retrieved December 12, 2022, from <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/energy-storage>

EIA. (2022, April 25). U.S. Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52158>

IAEA. (2022). Lessons Learned in Regulating Small Modular Reactors | IAEA. International Atomic Energy Agency. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.iaea.org/publications/15149/lessons-learned-in-regulating-small-modular-reactors>

IEA. (2019, May 20). Nuclear Power in a Clean Energy System. Nuclear Power in a Clean Energy System. Retrieved mayo 4, 2023, from https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad5a93ce-3a7f-461d-a441-8a05b7601887/Nuclear_Power_in_a_Clean_Energy_System.pdf

IEA. (2021, Septiembre). Key World Energy Statistics 2021. NET. Retrieved December 6, 2022, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/52f66a88-0b63-4ad2-94a5-29d36e864b82/KeyWorldEnergyStatistics2021.pdf>

IEA. (2022). The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>

IEA. (2022, septiembre). Nuclear Power and Secure Energy Transitions. Nuclear Power and Secure Energy Transitions. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/016228e1-42bd-4ca7-bad9-a227c4a40b04/NuclearPowerandSecureEnergyTransitions.pdf>

IEA. (2022, October 26). Global number of small modular reactor projects by status of development, 2022 – Charts – Data & Statistics. IEA. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-number-of-small-modular-reactor-projects-by-status-of-development-2022>

IRENA. (2022). Geopolítica de la transformación energética El factor hidrógeno. IRENA. Retrieved December 7, 2022, from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022_ES.pdf?rev=9fa707770ae44b938e88a24d54079dcf

IRENA. (2022, Noviembre). Accelerating hydrogen deployment in the G7: Recommendations for the Hydrogen Action Pact, International Renewable Energy Agency. IRENA. Retrieved December 7, 2022, from

https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA_Hydrogen_deployment_G7_2022.pdf?rev=e f39150b82754588b2f31bd5afc74c01

MADS. (2019). Estrategia 2050. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Retrieved December 6, 2022, from <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/estrategia-2050/>

MADS. (2020). Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC). MADS. Retrieved December 7, 2022, from <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/informe-actualizacion-contribucion-determinada-Colombia-ndc-2020.pdf>

MADS. (2020). Actualización de la Contribución Nacional Determinada NDC. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Retrieved December 6, 2022, from <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/informe-actualizacion-contribucion-determinada-Colombia-ndc-2020.pdf>

Min.Ciencias. (2019). Misión de sabios - Colombia 2019. Minciencias. Retrieved December 15, 2022, from https://minciencias.gov.co/sites/default/files/libro_mision_de_sabios_digital_1_2_0.pdf

Min. Energía. (2022, November 9). Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Retrieved December 15, 2022, from <https://www.minenergia.gov.co/documents/9497/HojaRutaTransicionEnergeticaJustaColombia.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Eficiencia Energética en Vehículos Livianos Nuevos: Análisis de Impacto Normativo. https://www.minenergia.gov.co/documents/8474/220805_AIN_Normativa_de_EE_vehiculos_livianos_OARE_V3.pdf

MME. (2021, Octubre). Plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético. Ministerio de Minas y Energía. Retrieved December 6, 2022, from https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf

MME. (2022). Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia. Min.Energía. Retrieved December 7, 2022, from https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24309272/Hoja+Ruta+Hidrogeno+Colombia_2810.pdf;jsessionid=4GyJo0l8wzmOtsGm8L5M5ycS.portal2

Ministerio de Transporte. (2021). Transporte en Cifras 2021: Anuario Nacional de Transporte. <https://plc.mintransporte.gov.co/Estad%C3%ADsticas/Transporte-en-Cifras>

OECD. (2022, Marzo 22). Condiciones propicias para el financiamiento y la inversión en bioenergía en Colombia. Retrieved mayo 20, 2023, from <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/e5c91d04-es/index.html?itemId=/content/publication/e5c91d04-es>

Posada, F., Yang, Z., & Blumberg, K. (2016). New Fuel Economy and CO₂ Emissions Standards Emissions Evaluation Guide.

PROCEMCO. (2021). Hoja de Ruta del Cemento-Colombia. PROCEM. <https://procem.co/rcg>. (2022, September 30). Hoja de Ruta para el Despliegue de Energía Eólica Costa afuera en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-eolica-offshore/src/document/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%A1tica%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf>

REPSOL. (2022). ¿Qué es la transición energética y cómo podemos impulsarla? Repsol. Retrieved December 14, 2022, from <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/que-es-la-transicion-energetica/index.cshtml>

SEI Latin America. (2023, Marzo). Energía solar y eólica en Colombia: panorama y resumen de políticas 2022. Retrieved mayo 15, 2023, from <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2023/03/solar-eolica-colombia-sei2023.016.pdf>

SGC. (2020, Agosto). PROYECTO INVESTIGACIÓN GEOTÉRMICA DE COLOMBIA ESTIMACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL GEOTÉRMICO DE COLOMBIA. Record Center ECM. Retrieved mayo 4, 2023, from https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf

Smil, V. (2022). Energy Transitions. Retrieved December 6, 2022, from http://vaclavsmil.com/wp-content/uploads/WEF_EN_IndustryVision-12.pdf
UPME. (2019). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia. UPME. Retrieved December 13, 2022, from https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Industria.pdf

UPME. (2019, Abril). Primer balance de energía util para Colombia. UPME. Retrieved December 7, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-pa-ra-Colombia.aspx>

UPME. (2020). PEN 2020-2050. UPME. Retrieved December 9, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>

UPME. (2020, Diciembre 27). Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita producido en Colombia. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/Publicaciones.aspx>

UPME. (2021). PAI PROURE 2021-2030. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

UPME. (2021, September 23). Plan Energético Nacional 2020-2050. Unidad de Planeación Minero- energética. Retrieved December 7, 2022, from https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

UPME. (2021, noviembre). Formular el programa de ascenso tecnológico de la flota de taxis a nivel nacional hacia tecnologías de cero y bajas emisiones. UPME. Retrieved December 6, 2022, from https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_final_ascenso_tecnologico_taxis.pdf

UPME. (2021, Noviembre 22). Diagnóstico del estado de los electrodomésticos de producción nacional con mejores eficiencias. UPME- Corpoema. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyectos-de-eficiencia-energetica.aspx>

UPME. (2021, Agosto 24). Proyección de Demanda de Gas Natural Escenario Medio del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2020. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

UPME. (2022). Balance energético colombiano- BECO. UPME. Retrieved December 7, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>

UPME. (2022). Plan de expansión de cobertura eléctrica -PIEC-. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/Paginas/planes.aspx>

UPME. (2022). Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión - PERGT. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%b3n/PlanesdeExpansi%b3nGeneraci%c3%b3nTransmisi%c3%b3n/tabid/111/Default.aspx>

UPME. (2022). Plan indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos - PIACL. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx>

UPME. (2022). Plan Nacional de Desarrollo Minero. UPME. Retrieved December 6, 2022, from <https://www1.upme.gov.co/simco/Paginas/Plan-nacional-de-desarrollo-minero-noticia.aspx>

UPME. (2022). Proyecciones de demanda 2022-2036. UPME. <https://datastudio.google.com/u/4/reporting/f1ef21bf-9ca1-4df8-9bed-4f59ee7515d8/page/hTLC>

UPME. (2022, August 5). Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. UPME. Retrieved December 6, 2022, from https://www1.upme.gov.co/Normatividad/319_2022.pdf

UPME. (2022, Septiembre 22). Consultoría: Identificación de los bienes y servicios que son requeridos para la captura, secuestro y utilización de carbón. UPME. Retrieved December 6, 2022, from https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Informe_final_Captura_CO2.pdf

UPME. (2023). Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno. UPME. Retrieved abril 4, 2023, from

<https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno.aspx>

U.S. Energy Information Administration. (2022, April 25). U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis. Retrieved May 21, 2023, from <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=52158>

Wood Mackenzie. (2022, Diciembre). Global exploration: 5 things to watch in 2023. Wood Mackenzie. Retrieved December 7, 2022, from <https://www.woodmac.com/reports/oil-and-gas-exploration-global-exploration-5-things-to-watch-in-2023-150082480/>

World Nuclear Association. (2022, julio 1). World Nuclear Performance Report 2022. World Nuclear Association. Retrieved mayo 4, 2023, from <https://www.world-nuclear.org/getmedia/9dafaf70-20c2-4c3f-ab80-f5024883d9da/World-Nuclear-Performance-Report-2022.pdf.aspx>

XM. (2022). Sistema de Transmisión Nacional STN. XM. Retrieved December 5, 2022, from <https://www.xm.com.co/transmisi%C3%B3n/stn-sistema-de-transmision-nacional>

XM. (2023). Capacidad efectiva por tipo de generación. Parámetros Técnicos del SIN. Retrieved marzo 28, 2023, from <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

XM. (2023, enero). Análisis energético de largo plazo MPODE - Resultado de estudios. XM. Retrieved marzo 28, 2023, from <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-largo-plazo-mpode-resultado-de-estudios>

Yáñez, E., Ramírez, A., Nuñez, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020, Marzo). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. ScienceDirect. Retrieved December 7, 2022, from <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1750583619306619?token=FD5F3576DE0AB237B3EEE619211C3B1B9A4266DF48FC1F072E0CE7A9A0FAD5BB47CFDFA100104D1AE61A2DB0C5C1B901&originRegion=us-east-1&originCreation=20221207132049>

SIGLAS Y ABREVIACIONES

- **ACPM** - Aceite combustible para motores
- **ANH** - Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **ANM** - Agencia Nacional Minera
- **BAT** - Best Available Technologie (Mejor Tecnología Disponible)
- **BEU** - Balance de Energía Útil
- **BEV** - Battery Electric Vehicle (Vehículos con Batería Eléctrica)
- **BPD** - Barrels Per Day
- **BPO** - Buenas prácticas de operación
- **BTU** - British Thermal Units (Unidad térmica británica)
- **CCS** - Carbon Capture and Storafe (Captura y almacenamiento de carbono)
- **CCUS** - Carbon Capture, Use and Storage (Captura, uso y almacenamiento de carbono)
- **COP** - Peso colombiano
- **COVID** - Corona virus disease (Enfermedad de coronavirus)
- **CRIRSCO** - Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards (Comité de Normas Internacionales para la Presentación de Informes sobre Reservas Minerales)
- **CTel** - Ciencia, Tecnología e Innovación
- **DANE** - Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas
- **DNP** - Departamento Nacional de Planeación
- **EE** - Energía Eléctrica
- **FACTS** - Flexible AC transmission system (Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna)
- **FNCE** - Fuentes No Convencionales de Energía
- **FNCER** - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
- **GBTUD** - Giga BTU día
- **GCF** - Giga pies cúbicos
- **GEE** - Gestión Eficiente de Energía
- **GEI** - Gases de efecto invernadero
- **GLP** - Gas licuado de petróleo
- **HVDC** - High Voltage Direct Current (Corriente continua de alta tensión)
- **IEA** - International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
- **IIF** - Institute of International Finance (Instituto de Finanzas Internacionales)
- **IPC** - Índice de precios al consumidor
- **IPP** - Índice de precios al productor
- **IRENA** - International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
- **Kbpd** - Miles de barriles diarios
- **kJ** - KiloJulios
- **kW** - Kilowatt
- **MACC** - Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión
- **MBTU** - Millón de BTU
- **MEPS** - Minimum Energy Performance Standards (Estándares Mínimos de Desempeño Energético)

- **MJ** - Millones de Julios
- **MMCOP** – Miles de Millones de pesos colombianos
- **MW** - Mega Watt
- **Mton** – Millones de toneladas
- **NDC** - National Determined Contributions (Contribución Determinada a Nivel Nacional)
- **ODS** - Objetivos de Desarrollo Sostenible
- **PEN** - Plan Energético Nacional
- **PIB** - Producto Interno Bruto
- **PJ** - Peta Julios
- **PROURE** – Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía
- **RUNT** - Registro Único Nacional de Transporte
- **SPEC** - Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P
- **SMR** - Small Modular Reactor (Pequeños reactors modulares)
- **TRL** - Technology Readiness Levels (Nivel de madurez tecnológica)
- **VERs** – Variable Energy Resources (Recursos de energía variable)