

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

Subdirección de Demanda
Tomo II - Anexos

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

Contenido

Anexos.....	6
Anexo 1. Revisión Planes Energéticos Nacionales Pasados.....	6
Anexo 2. Estado del arte de lineamientos de política pública del sector energético.....	14
Señales desde la planificación nacional.....	14
Señales desde el sector energético.....	22
Señales para el sector transporte.....	27
Señales desde el ministerio de ciencia y tecnología - Misión de sabios y señales actuales..	32
Otras señales:.....	39
Anexo 3. Matriz de Entorno.....	40
Factores políticos.....	40
Factores económicos.....	44
Factores sociales.....	48
Factores tecnológicos.....	52
Factores ambientales.....	57
Anexo 4. Análisis poblacional.....	61
Anexo 5. Escenarios de Crecimiento Económico Colombiano.....	64
Anexo 6. Supuestos y fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo.....	70
Información y supuestos en la demanda de energía.....	70
Información y supuestos en la oferta de energía.....	76
Anexo 7. Supuestos del modelamiento para el sector Transporte carretero.....	82
Supuestos.....	82
Alineamiento con políticas públicas.....	83
Naturaleza del modelo matemático.....	85
Modelo matemático: consumo energético y emisiones.....	85
Consideraciones y parámetros de entrada.....	87
Participación por categoría, energético y escenario.....	95
Anexo 8. Resultados escenario Actualización.....	106
Oferta.....	106
Consumo final.....	112
Emisiones de consumo final.....	112
Sector Transporte.....	113
Sector Industria.....	114
Sector Residencial.....	115
Sector Terciario.....	117
Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM).....	118
Anexo 9. Resultados escenario Modernización.....	120
Oferta.....	120

Consumo final.....	124
Emisiones de consumo final.....	125
Sector Transporte.....	126
Sector Industria.....	127
Sector Residencial.....	128
Consumo final.....	128
Sector Terciario.....	130
Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM).....	131
Anexo 10. Resultados escenario Inflexión.....	133
Oferta.....	133
Consumo final.....	138
Emisiones de consumo final.....	139
Sector Transporte.....	140
Sector Industria.....	141
Sector Residencial.....	143
Sector Terciario.....	144
Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM).....	145
Anexo 11. Resultados escenario Innovación.....	147
Oferta.....	147
Consumo final.....	149
Emisiones de consumo final.....	150
Sector Transporte.....	151
Sector Industria.....	152
Sector Residencial.....	153
Sector Terciario.....	155
Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM).....	156
Anexo 12. Resultados escenario Transición Energética (TE).....	158
Oferta.....	158
Consumo final.....	161
Emisiones de consumo final.....	162
Sector Transporte.....	163
Sector Industria.....	164
Sector Residencial.....	165
Sector Terciario.....	167
Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM).....	168
Anexo 13. Análisis Combinatorio de la Oferta de Hidrocarburos.....	170
Prospectiva de Recursos y Reservas de Hidrocarburos.....	170
Escenarios de oferta de petróleo.....	172
Escenarios de oferta de gas natural.....	176

Estimación de las inversiones asociadas.....	179
Anexo 14. MINERALES NECESARIOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SUS POSIBILIDADES DE INDUSTRIALIZACIÓN EN COLOMBIA.....	181
Minerales requeridos para la Transición Energética.....	182
Anexo 15. Análisis Beneficio/ Costo.....	193
Sector residencial.....	194
Sector terciario.....	212
Sector Industrial.....	220
Sector Transporte.....	231

Anexos

Anexo 1. Revisión Planes Energéticos Nacionales Pasados

El PEN responde a lo establecido en el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 en el cual se dan lineamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo, así como a un mandato establecido en la Ley General de Electricidad 125-01, la cual define el carácter integral e indicativo de este mismo, centrándose en la consolidación de instrumentos de mercado robustos que permitan la competitividad y al mismo tiempo contribuyan a la balanza comercial del país.

En el PEN se reconoce la creciente importancia que ha adquirido el sector energético dentro de la economía, basándose en un principio, en garantizar la seguridad en la oferta, el desarrollo del sector exportador de energía y la eficiencia del sector de energía local.

Dentro de un enfoque estratégico, el PEN fórmula prioridades concretas surgidas de los objetivos, metas, planes, programas y estrategias del sector en el contexto de desarrollo general del país bajo un marco de concertación y contribución a la sostenibilidad. En este sentido, el concepto de sostenibilidad se ha forjado como el propósito habilitador del equilibrio entre la especie humana y los recursos de su entorno.

A continuación, se presenta la compilación de la evolución del PEN a través de los años y sus principales enfoques:

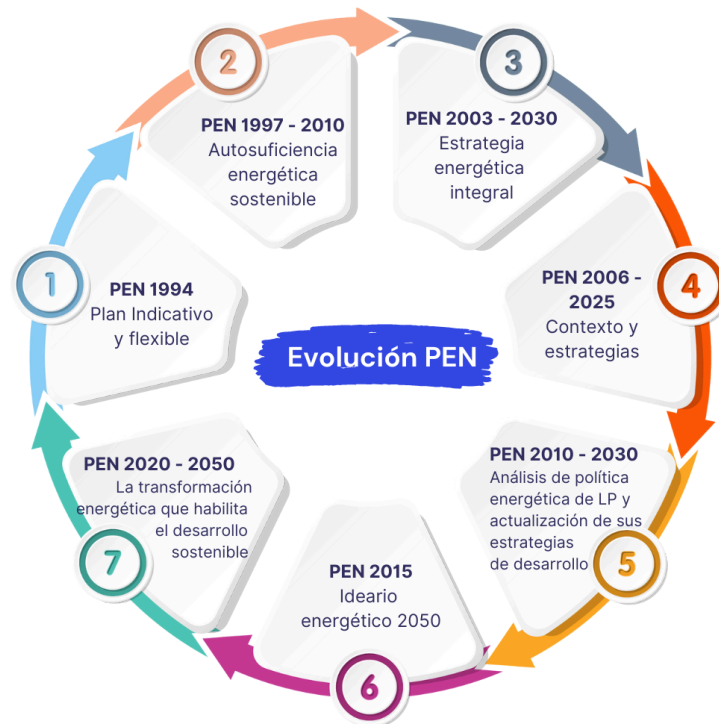


Figura 1 Evolución Plan Energético Nacional

PEN 1994 “Plan Indicativo y flexible”

La primera versión del PEN contiene un conjunto de perspectivas y políticas flexibles que permitieron forjar un marco y un plan indicativo de referencia para la construcción de sus posteriores versiones. Cabe resaltar que, su elaboración se estructuró en un periodo de grandes transformaciones energéticas como lo fueron la crisis del petróleo en décadas anteriores y el reciente racionamiento energético, junto con la necesidad de contribución al logro de metas de desarrollo sostenible.

Objetivos:

1. **Alcanzar una eficiente gestión de la demanda y un uso racional de la energía**, mediante el abastecimiento pleno y eficiente de la energía.
2. **Lograr el abastecimiento pleno y eficiente de energía**, por medio de una adecuada infraestructura y la asignación óptima de recursos entre subsectores energéticos.
3. **Optimizar la contribución de las exportaciones energéticas**, a través de un incremento de la actividad exploratoria de hidrocarburos para aumentar las reservas del país.
4. **Energizar las áreas rurales y contribuir al desarrollo regional**, usando como estrategia la asignación de recursos para proyectos energéticos a través de ley de regalías, un programa de energización rural y planificación estratégica energética rural.
5. **Mejorar y conservar la calidad ambiental**, mediante la reforestación, la protección de cuencas hidrográficas, el establecimiento de niveles de calidad para el suministro de

combustibles y la inclusión en los precios de los energéticos de un porcentaje que refleje el efecto contaminante que ocasionan al medio ambiente.

6. **Impulsar decididamente la investigación y el desarrollo científico y tecnológico**, a través de programas de investigación y desarrollo científico tecnológico en torno al sector.
7. **Consolidar la modernización institucional**, mediante el fortalecimiento de la capacidad de planeación energética integral y el fortalecimiento de los lazos entre el sector energía y el resto de las instituciones del Gobierno.

Estrategias:

1. Seguridad en la oferta.
2. Continuo desarrollo del sector exportador de energía.
3. Eficiencia del sector de energía local.
4. Política de precios efectiva.

PEN 1997- 2010 “Autosuficiencia energética sostenible”

La principal estrategia energética formulada en esta versión del PEN se orienta en aumentar los volúmenes de reservas de hidrocarburos que permitan un creciente aporte del sector energético, al desarrollo económico del país y, a su consolidación como gran exportador de energía dentro del contexto de sostenibilidad ambiental y económica. De igual modo, en el futuro contar con los niveles de producción de petróleo, gas natural y carbón que garanticen la autosuficiencia energética.

Objetivos

1. **Brindar autosuficiencia económica sostenible**, mediante la consolidación del país como exportador neto de energía con el aumento de las reservas y la producción de hidrocarburos.
2. **Garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas**, por medio del uso óptimo de las fuentes energéticas y mecanismos de política, orientación del mercado e incentivos a la innovación tecnológica, en aspectos de precios, sustitución y gestión de la demanda de energía.
3. **Lograr un adecuado aprovechamiento de recursos junto con el abastecimiento pleno y eficiente de las necesidades nacionales**, usando como estrategias la utilización óptima del potencial energético, el mejoramiento de la infraestructura de abastecimiento, la reducción de la vulnerabilidad del sistema de producción, la participación del sector privado y el desarrollo de la libre competencia en el suministro eléctrico.
4. **Desarrollar un sistema interinstitucional de gestión de la energización rural**, mediante la implementación de programas de sustitución de leña comercial, el desarrollo de Pequeñas centrales Hidroeléctricas (PCH) y programas piloto para aplicación de fuentes alternativas.

5. **Contribuir al desarrollo humano sostenible**, a través de la debida interacción entre energía- medio ambiente- economía- sociedad, la cual corresponde a la estrategia energética integral adoptada por el país.
6. **Incrementar la capacidad y productividad científica y tecnológica de soporte del sector energético**, por medio de la definición de mecanismos como el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos, el uso racional de la energía y la formulación de políticas integrales en el sector.

Estrategias:

1. Incremento de las exportaciones de energía.
2. Gestión de la demanda y Uso Racional de la Energía (URE).
3. Abastecimiento pleno y eficiente de energéticos.
4. Energización rural.
5. Gestión ambiental estratégica.
6. Investigación y desarrollo en energía.

PEN 2003- 2030 “Estrategia energética integral”

Este documento recoge los objetivos propuestos en los planes anteriores, salvo por su objetivo instrumental, el cual se encuentra enfocado en la adecuación institucional del sector energético a las dinámicas de mercado inherentes.

Objetivos:

1. **Mantener o incrementar el aporte del sector a la balanza de pagos**, mediante el incremento de las exportaciones de petróleo y carbón, la interconexión energética de gas natural y electricidad con otros países y, la generación de productos de valor agregado como los combustibles fósiles, los productos petroquímicos y el coque, que permitan una reducción en las importaciones.
2. **Consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados**, promoviendo incentivos a la diversificación energética, generando la regularización de precios para la generación de eficiencia y el libre acceso al mercado.
3. **Profundizar el desarrollo del plan de gas**, a través de la consolidación del plan de masificación de gas, con el fin de incrementar la exploración y desarrollo de nuevos campos y, la ampliación de su cobertura para el consumo en nuevas fuentes como el transporte, sin olvidar el abastecimiento interno.
4. **Ampliar y garantizar la oferta interna de energéticos con precios eficientes y de adecuada calidad**, usando como estrategias la ampliación de la cobertura, la extensión del servicio vía redes, el respaldo a las empresas suministradoras de combustibles y prestadoras del servicio y la disminución de asimetrías regionales.
5. **Favorecer el desarrollo regional y local**, mediante políticas analizadas y priorizadas a la luz de las preferencias y necesidades de la población, considerando la sostenibilidad económica e institucional de las mismas.

6. **Incorporar nuevas fuentes y tecnologías**, por medio de la introducción de tecnologías más eficientes y ambientalmente compatibles tanto en el suministro como en su uso final, el desarrollo de energías renovables a largo plazo y la definición de líneas de investigación claras, concretas y útiles para el país.

Estrategias:

1. Minimización de la participación del Estado en las actividades productivas.
2. Utilización de mecanismos de mercado e introducir la competencia en todos los energéticos.
3. Integración en la definición de las políticas, dándole un enfoque de conjunto a todo el sector.
4. Eficiencia asignativa a los recursos.
5. Suficiencia energética.
6. Sostenibilidad en el desarrollo del sector.
7. Desarrollo científico y tecnológico.
8. Integralidad de la cobertura eléctrica.

PEN 2006- 2025 “Contexto y estrategias”

A medida que la economía crezca, se requerirá de un mayor uso de energía, lo que implica que se deba garantizar un sector energético confiable, seguro y eficiente para hacer del país competitivo. Por esta razón, el objetivo central del PEN 2006- 2025 consistió en apostarle a la maximización de la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del país.

Objetivos:

1. **Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo**, mediante la especial atención al balance oferta/demanda, la trazabilidad de los energéticos y la planeación indicativa.
2. **Consolidar la integración energética regional**, a través del aumento de la seguridad energética, la diversificación de las fuentes de abastecimiento y la optimización de costos de inversión y operación.
3. **Consolidar esquemas de competencia en los mercados**, teniendo en cuenta los aspectos particulares de cada sector energético, la situación de cada mercado, la disponibilidad de la información, el libre acceso e inversión privada, entre otros.
4. **Asegurar la competitividad y uso racional de la energía**, mediante la formación de precios de mercado de los energéticos que contribuyan a la creación de un sistema energético colombiano más viable con esquemas contractuales, componentes tarifarios y subsidios.
5. **Maximizar la cobertura con desarrollo local**, por medio del mejoramiento del nivel de vida de las comunidades del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las Zonas No Interconectadas (ZNI), programas de desarrollo productivo y para el acceso de energía.

Estrategias:

1. Fortalecimiento de los sectores de petróleo e hidrocarburos.
2. Uso de Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) y fomento a programas de eficiencia energética.
3. Protección temprana al medio ambiente.
4. Apropiación del conocimiento técnico y científico en el sector.
5. Armonización de los marcos regulatorios nacionales e internacionales.
6. Acceso a la información.

PEN 2010-2030 “Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo”

Para el PEN 2010- 2030 se realizó un amplio proceso de discusión preliminar a nivel regional y nacional, por medio de la inclusión de talleres de socialización que contaron con la participación de actores públicos y privados del sector. Como resultado, el objetivo principal definido en el documento fue “explotar el potencial del país como exportador de energía, a partir de cadenas locales de valor agregado y garantizar a su vez el abastecimiento energético nacional en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, competitividad y viabilidad. Todo lo anterior, bajo el marco del desarrollo sostenible considerando dimensiones económicas, tecnológicas, ambientales, sociales y políticas”

Objetivos:

1. **Aumentar la confiabilidad y reducir la vulnerabilidad del sector energético colombiano**, mediante el incremento de la competitividad, la diversificación de las fuentes de oferta de gas natural y la implementación de programas de desarrollo de la industria de hidrocarburos.
2. **Maximizar la contribución del sector energético colombiano, la sustentabilidad macroeconómica, la competitividad y el desarrollo del país**, por medio de la regularización de precios de la canasta de energía y costos de la energía eléctrica, diversificando el abastecimiento con energías limpias y renovables y otras no convencionales.
3. **Contribuir al desarrollo sostenible en sintonía con las tendencias mundiales**, a través del fortalecimiento de la integración energética regional con países vecinos, en Centroamérica y la exportación al resto del mundo.
4. **Adecuar el marco institucional a la política energética nacional**, mediante la implementación de programas integrales de desarrollo sectorial (industrial, residencial, terciario, transporte).

Estrategias:

1. Diversificación de la matriz de generación eléctrica en el mediano y largo plazo.
2. Creación de infraestructura, mejoras en esquemas de contratación y explotación de nuevas alternativas.

3. Aceleración de los planes de expansión.
4. Integración energética regional.
5. Programas de URE y uso eficiente de la energía.
6. Investigación y desarrollo.

PEN 2015 “Ideario energético 2050”

El PEN 2015-2050, presenta diferentes acciones de política energética de largo plazo teniendo en cuenta un panorama energético internacional, las expectativas de crecimiento y desarrollo económico aunado a la situación actual del país. Su objetivo es lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental, brindando seguridad, equidad energética y generando valores a las regiones por medio de la incorporación de criterios de sostenibilidad ambiental.

Objetivos:

1. **Alcanzar un suministro confiable y diversificar la canasta de energéticos**, mediante la incorporación de otras fuentes energéticas y sus tecnologías asociadas a la producción de energía eléctrica y la de combustibles en los diferentes sectores, así como la disponibilidad de infraestructura.
2. **Promover la gestión eficiente de la demanda en todos los sectores de la demanda e incorporar tecnologías de transporte limpio**, por medio de la adopción de mejores hábitos de consumo y mejores tecnologías que permitan reducir la intensidad energética en la economía.
3. **Avanzar en la universalización y asequibilidad del servicio de energía**, a través del acceso a servicio, la concepción de esquemas de energización de bajo impacto ambiental y alternativas financieramente asequibles para los consumidores.
4. **Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de energéticos estratégicos**, promoviendo la creación de infraestructura que permita el intercambio energético, con el fin de robustecer el suministro energético interno y mejorar la competitividad del país.
5. **Maximizar la contribución del sector energético colombiano a las exportaciones, a la estabilidad macroeconómica, a la competitividad y al desarrollo del país**, con la ayuda del mejoramiento de las condiciones institucionales del sector hidrocarburos en el país, los ajustes a las finanzas territoriales y el adelanto a los ajustes macroeconómicos necesarios para la transformación productiva.
6. **Actualizar y modernizar los marcos regulatorios sectoriales y así mismo fortalecer los vínculos entre la información, el conocimiento y la innovación**, mediante la disponibilidad de la información para la toma de decisiones de los agentes, el desarrollo de cambios técnicos, la flexibilización del modelo energético y la formación de capital humano.

Estrategias:

1. Oferta energética.
2. Equidad energética.

3. Universalización.
4. Interconexión.
5. Generación de valor del sector energético.

PEN 2020- 2050 “La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible”

El PEN 2020-2050 es un documento indicativo de prospectiva energética que propone orientar la planeación a través de la implementación de tres pilares fundamentalmente: desarrollo económico, adaptación al cambio climático y aprovechamiento de la innovación. Este análisis tiene como propósito explorar alternativas mediante las cuales se pueda modelar diferentes escenarios a largo plazo, con diversas estrategias para el sector energético colombiano. El fin último del documento se podría describir como habilitador al desarrollo sostenible del país.

Objetivos:

1. **Permitir el acceso universal a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles**, mediante el acceso y uso de tecnologías de punta tanto en la oferta como en la demanda de forma continua.
2. **Diversificar la matriz energética**, por medio del aprovechamiento de fuentes de energía limpias y de bajas emisiones que buscan minimizar el riesgo de desabastecimiento.
3. **Adoptar nuevas tecnologías y eficacia energética para el uso eficiente de los recursos energéticos**, con la ayuda de la digitalización, la automatización y la comunicación para la gestión en la toma de decisiones.
4. **Promover un entorno de mercado competitivo y la transición a una economía circular e incluyente**, a través de la creación de nuevos esquemas de negocio y participación de nuevos actores.
5. **Contar con un sistema energético resiliente**, mediante la inversión, gestión y mantenimiento de todos los activos y el capital humano del sector.
6. **Propender por un sistema energético de bajas emisiones**, por medio del uso de tecnologías limpias y la sustitución de los recursos energéticos contaminantes, lo que implica una orientación de política pública habilitadora del desarrollo sostenible.
7. **Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético, mediante la transformación digital**, la cual tiene como fin optimizar y automatizar procesos y construir métricas de seguimiento para la cuantificación de avances del sector.
8. **Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano**, principalmente referentes a gestión eficiente de la energía, producción y almacenamiento, redes inteligentes, descarbonización del transporte, analítica y ciencia de datos.

Estrategias:

1. Seguridad y confiabilidad del abastecimiento.
2. Mitigación y adaptación al cambio climático.
3. Competitividad y crecimiento económico.
4. Modernización e innovación.

Anexo 2. Estado del arte de lineamientos de política pública del sector energético

Siguiendo la clasificación de los lineamientos de política pública identificados en el PEN 2020-2050 (Tabla 1), a continuación, se presentan las diversas señales emitidas por el gobierno nacional que buscan concretar el paso a la transformación energética.

Tabla 1 Señales de Transformación energética

Señal	Descripción
Señales desde la planificación nacional	Revisión de documentación relacionada con una visión nacional a largo plazo y que pueden tener un impacto en la transición energética.
Señales desde el sector energético	Señales generadas desde el sector energético enfocadas en la transición energética.
Señales para el sector transporte	Normativa que da señales al sector transporte relacionada con el uso de recursos energéticos.
Señales desde el Ministerio de Ciencia y tecnología, y señales actuales	Documentos de la misión de sabios del Ministerio de Ciencia & Tecnología relacionada con la transición energética.

Señales desde la planificación nacional

Ley 142 de 1994 “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios”

Esta Ley busca promover la eficiencia y la economía en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, lo que implica asegurar la suficiencia financiera de las empresas, generando procedimientos y mecanismos para la regulación, control y vigilancia en su ejecución. Se aplica a las actividades que realicen las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible y actividades complementarias.

Dentro de los aspectos relevantes de la ley se encuentran:

- Eliminación de las barreras de entrada a nuevos actores.
- Régimen tarifario suficiente, eficiente y solidario.
- Unificación del régimen aplicable a los operadores.
- Garantía a la interconexión.
- Establecimiento de un régimen mixto, contractual y reglamentario.

Ley 143 de 1994 “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”

Esta Ley define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

CONPES 3700 de 2011 “Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia”

El objetivo de este documento es crear un arreglo institucional que permita la inclusión de las variables de cambio climático en la toma de decisiones de las autoridades, sectores y territorios con el fin de reducir la vulnerabilidad del país y contribuir a un escenario futuro de desarrollo económico sostenible. Lo anterior permitirá enfrentar la complejidad que suponen los retos sociales, económicos y ambientales en parte generados por el cambio climático asociados al desarrollo de políticas sectoriales de bajas emisiones de carbono, de adaptación al cambio climático y de reducción de emisiones por deforestación y degradación

Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”

La Ley 1715 de 2014 establece el marco legal y los instrumentos necesarios para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable; lo mismo que el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía, y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como los adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agenda Internacional de Energías Renovables (IRENA) mediante la Ley 1665 de 2013. La finalidad de esta Ley se presenta a continuación:

Tabla 2 Finalidad Ley 1715 de 2014

1	Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior.
2	Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.
3	Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios, para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, así como el fomento de la gestión eficiente de energía.
4	Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental y municipal; o de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía, al igual que de la penetración de las fuentes no convencionales en la canasta energética colombiana, principalmente aquellas de carácter renovable.
5	Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el

	establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables, y demás mecanismos que estimulen el desarrollo de tales fuentes en Colombia.
6	Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda.
7	Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la presente ley.

Ley 1844 de 2017 “Por medio de la cual se aprueba el Acuerdo de París”

Tiene por objeto reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, y para ello busca:

1. Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C en relación con los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.
2. Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima, acompañado por un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos.
3. Situar los flujos financieros en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

En este sentido, el Gobierno Nacional ha desarrollado instrumentos como el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, la Estrategia de Protección Financiera ante Desastres y la Estrategia Nacional para la Reducción de las emisiones debidas a la Deforestación y la Degradación Forestal de Colombia. Todos estos instrumentos, contribuyen a la implementación nacional y son consistentes con las discusiones a nivel internacional, así como con el contenido del Acuerdo de París y sus decisiones conexas.

Esta adopción implica una significativa atención a la producción y al uso de combustibles fósiles en el país, ya que estos representan altos niveles de emisión de gases contaminantes, lo que implica que el reto está en fortalecer los instrumentos de política pública y generar nuevos que, abonen el camino hacia una matriz energética diversificada y descarbonizada. Esta apuesta incluye acceso a financiación en diversos fondos:

- Fondo Verde para el Clima.
- Fondo para el Medio Ambiente Mundial.
- Fondo para los Países Menos Adelantados.
- Fondo Especial para el Cambio Climático.
- Apoyo técnico y económico por parte de organizaciones nacionales e internacionales.

El sector energético influye en el cambio climático, pero al mismo tiempo es gran parte de la solución al problema.

Ley 1931 de 2018 “Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático”

A lo anterior debe sumarse la Ley Nacional sobre Cambio Climático, la cual provee un marco legal para continuar con la reducción de las emisiones de GEI, incluyendo aquellas provenientes de la deforestación, y de avanzar en la adaptación de nuestro territorio a las nuevas circunstancias que se derivan de las consecuencias de esta problemática.

Esta Ley tiene por objeto establecer las directrices para la gestión del cambio climático en las decisiones de las personas públicas y privadas, la concurrencia de la nación, departamentos, municipios, distritos, áreas metropolitanas y autoridades ambientales principalmente en las acciones de adaptación al cambio climático, así como en mitigación de gases efecto invernadero, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad de la población y de los ecosistemas del país frente a los efectos del mismo y promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y un desarrollo bajo en carbono.

Ley 1964 de 2019 “Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones”

Esta ley tiene por objeto generar esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones, con el fin de contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero. Dentro de los beneficios para la promoción del uso de vehículos eléctricos se encuentran la exención de las medidas de restricción a la circulación vehicular (pico y placa, día sin carro, restricciones ambientales, etc.) y el uso de parqueaderos preferenciales). A su vez, las ciudades que cuenten con sistemas de transporte masivo deberán implementar políticas públicas y acciones tendientes a garantizar que un porcentaje de los vehículos utilizados para la operación de las flotas, sean eléctricos o de cero emisiones contaminantes, de acuerdo con las metas anuales propuestas:

- A partir de 2025, mínimo el diez (10) por ciento de los vehículos adquiridos.
- A partir de 2027, mínimo el veinte (20) por ciento de los vehículos adquiridos.
- A partir de 2029, mínimo el cuarenta (40) por ciento de los vehículos adquiridos.
- A partir de 2031, mínimo el sesenta (60) por ciento de los vehículos adquiridos.
- A partir de 2033, mínimo el ochenta (80) por ciento de los vehículos adquiridos.
- A partir de 2035, el cien (100) por ciento de los vehículos adquiridos.

Ley 1972 de 2019 “Por medio de la cual se establece la protección de los derechos a la salud y al medio ambiente sano estableciendo medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles”

La presente Ley tiene por objeto establecer medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles que circulen por el territorio nacional,

haciendo énfasis en el material particulado, con el fin de resguardar la vida, la salud y goce de un ambiente sano. dentro de las acciones pertinentes para garantizar el mejoramiento de la calidad de los combustibles, se busca desarrollar acciones para garantizar la producción, importación, almacenamiento, adición y calidad en la distribución de combustibles necesarios para el cumplimiento de los estándares de emisión:

Tabla 3 Contenido de azufre en el Diésel

Combustible	Contenido de azufre	Fecha de cumplimiento
Diésel	15- 10 ppm	1 de enero de 2023
	10 ppm	1 de diciembre de 2025

De igual forma, a partir de enero de 2023, las fuentes móviles terrestres con motor ciclo diésel fabricadas, ensambladas o importadas al país, tendrán que cumplir con los límites de emisión de contaminantes al aire correspondientes a tecnologías Euro VI.

- Emisiones de CO (monóxido de carbono) = 0.50 g/km
- Emisiones de hidrocarburos (HC) = 0.30 g/km
- Emisiones de óxido nitroso (NOx) = 0.25 g/km

En el mismo sentido, a partir del 10 de enero de 2030 todos los Sistemas Integrados de Transporte Masivo (SITM), Sistemas Estratégicos Transporte Público (SETP), Sistemas Integrados Transporte Público (SITP) y los Sistemas Integrados de Transporte regional (SITR) deberán contar con un mínimo de 20% de la flota total nueva correspondiente a tecnología cero emisiones.

CONPES 3918 de 2018 “Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en Colombia”

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y sus ODS integran en sus tres dimensiones -social, económica y ambiental-, retos valiosos a nivel global y nacional. Entre ellos se encuentra la capacidad del Gobierno para cuantificar los avances de las metas propuestas, la alineación de la agenda con los instrumentos de política territoriales, la coordinación de acciones con diferentes actores sociales y, la necesidad de fortalecer la coordinación interinstitucional para promover acciones transversales.

Con base en lo anterior, la definición de la estrategia de implementación de los ODS en Colombia se basa en:

1. Definir un esquema de seguimiento y reporte de los avances en la implementación de los ODS en Colombia, a partir de un conjunto de indicadores nacionales que cuenten con una línea de base y su respectiva meta a 2030.
2. Definir un plan de fortalecimiento de la producción y el manejo de datos para la medición del desarrollo sostenible, en particular para aquellos objetivos y metas para los cuales no se cuenta con información al momento de la elaboración de este documento CONPES.

3. El establecimiento de líneas estratégicas para el acompañamiento del Gobierno Nacional a los gobiernos locales en la implementación de los ODS en los territorios.
4. El desarrollo de lineamientos para la estrategia de interlocución con actores no gubernamentales, materializando así el enfoque multi - actor de la Agenda 2030, junto con la definición de alianzas para su activo involucramiento y participación en la implementación y control social a través de ejercicios de rendición de cuentas.

Con el objetivo de centrar la atención en metas que faciliten la ejecución de acciones tendientes al cumplimiento de cada uno de los ODS, el CONPES establece 16 grandes apuestas del Gobierno Nacional. Para cada una de estas apuestas se derivan indicadores sobre los cuales se llevará a cabo el monitoreo, con el fin de determinar el cumplimiento de las metas propuestas. En particular el sector energético se adhiere fundamentalmente a las metas e indicadores propuestos para los objetivos 7 (energía asequible y no contaminante), 12 (producción y consumo responsables) y 13 (acción por el clima) que se ilustran a continuación.
















ODS	Indicadores nacionales, línea base y metas trazadas*	
1 	Indicador nacional: índice de pobreza multidimensional (%)	Meta nacional a 2018: 17,8 % Meta nacional a 2030: 8,4 %
2 	Indicador nacional: tasa de mortalidad por desnutrición en menores de 5 años (por cada 100.000 niños y niñas menores de 5 años)	Meta nacional a 2018: 6,5 Meta nacional a 2030: 3,0
3 	Indicador nacional: tasa de mortalidad materna (por cada 100.000 nacidos vivos)	Meta nacional a 2018: 51,0 Meta nacional a 2030: 32,0
4 	Indicador nacional: tasa de cobertura en educación superior (%)	Meta nacional a 2018: 57,0 % Meta nacional a 2030: 80,0 %
5 	Indicador nacional: porcentaje de mujeres en cargos directivos del Estado colombiano (%)	Meta nacional a 2018: 44,5% Meta nacional a 2030: 50,0 %
6 	Indicador nacional: acceso a agua potable adecuada (%)	Meta nacional a 2018: 92,9 % Meta nacional a 2030: 100,0 %
7 	Indicador nacional: cobertura de energía eléctrica (% de viviendas)	Meta nacional a 2018: 97,2 % Meta nacional a 2030: 100 %
8 	Indicador nacional: tasa de formalidad laboral (% de la población ocupada)	Meta nacional a 2018: 52,0 % Meta nacional a 2030: 60,0 %
9 	Indicador nacional: hogares con acceso a internet (%)	Meta nacional a 2018: 49,9 % Meta nacional a 2030: 100 %
10 	Indicador nacional: coeficiente de GNI	Meta nacional a 2018: 0,520 Meta nacional a 2030: 0,480
11 	Indicador nacional: hogares urbanos con déficit cuantitativo de vivienda (%)	Meta nacional a 2018: 5,5 % Meta nacional a 2030: 2,7 %
12 	Indicador nacional: tasa de reciclaje y nueva utilización de residuos sólidos (%)	Meta nacional a 2018: 10,0 % Meta nacional a 2030: 17,9 %
13 	Indicador nacional: reducción de emisiones totales de gases efecto invernadero (%)	Meta nacional a 2018: No aplica Meta nacional a 2030: 20,0 %
14 	Indicador nacional: miles de hectáreas de áreas marinas protegidas	Meta nacional a 2018: 12.850 ha Meta nacional a 2030: 13.250 ha
15 	Indicador nacional: miles de hectáreas de áreas protegidas	Meta nacional a 2018: 25.914 ha Meta nacional a 2030: 30.620 ha

Figura 2 Metas trazadas para cada ODS 2018- 2030

CONPES 3919 de 2018 “Política nacional de edificaciones sostenibles”

La presente política busca impulsar la inclusión de criterios de sostenibilidad dentro del ciclo de vida de las edificaciones, a través de instrumentos para la transición, seguimiento y control, e incentivos financieros que permitan implementar iniciativas de construcción sostenible con un horizonte de acción hasta el 2025, mitigar los efectos negativos de la actividad edificadora sobre el ambiente, mejorar las condiciones de habitabilidad y generar oportunidades de empleo e innovación.

También se alinea con el cumplimiento de los compromisos asumidos en la agenda internacional de desarrollo sostenible, en especial en lo referente al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), con énfasis en el objetivo 11 sobre ciudades y comunidades sostenibles y el objetivo 12 de garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. Adicionalmente, se

alinea con la meta de reducción de GEI del Acuerdo de París y el seguimiento a la Nueva Agenda Urbana (NAU), en consonancia con lo establecido en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Vivienda y Desarrollo Urbano Sostenible.

A su vez, el CONPES busca:

1. Diseñar e implementar instrumentos de política pública que permitan incluir criterios de sostenibilidad para todos los usos y dentro de todas las etapas del ciclo de vida de las edificaciones.
2. Establecer mecanismos de seguimiento al mercado de edificaciones para garantizar la implementación de la normativa que incluya criterios de sostenibilidad a través de sistemas de información e indicadores.
3. Desarrollar un programa de incentivos financieros para la construcción de proyectos de edificaciones sostenibles.

CONPES 3934 de 2018 “Política de crecimiento verde”

Es una política intersectorial que busca impulsar a 2030 el aumento de la productividad y la competitividad económica del país, al tiempo que se asegura el uso sostenible del capital natural y la inclusión social, de manera compatible con el clima. El plan de acción de la política se enmarca en 5 objetivos principalmente:

1. Generar condiciones que promuevan nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza del capital natural.
2. Fortalecer los mecanismos e instrumentos para optimizar el uso de recursos naturales y energía en la producción y en el consumo.
3. Desarrollar lineamientos para construir capital humano para el crecimiento verde.
4. Fortalecer capacidades en CTI para el crecimiento verde.
5. Mejorar la coordinación interinstitucional, la gestión de la información y el financiamiento para la implementación de la Política de Crecimiento Verde a largo plazo.

La política de crecimiento verde define a su vez metas al sector que buscan fortalecer los mecanismos e instrumentos para optimizar el uso de energía en la producción y el consumo. Estas metas se presentan a continuación:

Tabla 4 Metas CONPES 3934 de 2018.

Objetivo	Indicador	Meta ODS	Unidad de medida	Línea base	Meta 2030
Generar condiciones que promuevan nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza de capital	Participación de la economía forestal en el PIB	Se incorporará a la meta ODS 8.4	Porcentaje	0,79 (2017)	1,5
	Pérdida anualizada de bosque natural	Meta ODS 15.2	Hectáreas	276.669 (promedio 2000-2012)	0
	Número de bioproductos	Se incorporará a la meta ODS	Número de bioproductos	84 (2018)	500

Objetivo	Indicador	Meta ODS	Unidad de medida	Línea base	Meta 2030
natural		8.4	registrados		
	Negocios verdes verificados	Meta ODS 12 b	Número de negocios verdes verificados	90 (2015)	12.630
Fortalecer los mecanismos y los instrumentos para optimizar el uso de recursos naturales y energía en la producción y consumo	Productividad hídrica	Meta ODS 6.4	Pesos de valor agregado/ m ³ de agua extraída [\$/m ³]	3.334 (2015)	4.400
	Participación de la producción agrícola que cumple con criterios de crecimiento verde	Se incorporará a meta ODS 2.4	Porcentaje	9,49 (2016)	10
	Intensidad Energética	Meta ODS 7.3	Terajulios/mil millones de pesos de 2005	3,7 (2015)	2,9
	Número de vehículos eléctricos	Se incorporará a meta ODS 11.2	Número de vehículos	1.695 (2016)	600.000
	Tasa de reciclaje y nueva utilización de residuos sólidos	Meta ODS 12.5	Porcentaje	8,6 (2015)	17,9
	Porcentaje de residuos sólidos efectivamente aprovechados	Meta ODS 8.4	Porcentaje	17 (2015)	30
	Reducción de emisiones totales de gases efecto invernadero respecto a proyección a 2030	Meta ODS 13.2	Porcentaje	0 (2010)	20
Fortalecer capacidades en CTI para el crecimiento verde	Inversión pública en I+D de importancia para el crecimiento verde respecto al gasto público total	Se incorporará a meta ODS 9.5	Porcentaje	0,02 (2016)	0,08

CONPES 3943 de 2018 “Política para el mejoramiento de la calidad del aire”

La presente política propone acciones para reducir las concentraciones de contaminantes en el aire a través de la renovación y modernización del parque automotor, la reducción del contenido de azufre en los combustibles, la implementación de mejores técnicas y prácticas en la industria, la optimización de la gestión de la información, el desarrollo de la investigación, el ordenamiento del territorio y la gestión del riesgo por contaminación del aire, mediante el cumplimiento de los siguientes objetivos:

1. Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles.
2. Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes fijas.

3. Mejorar las estrategias de prevención, reducción y control de la contaminación del aire.

Con la implementación de los objetivos y líneas de acción descritos en el CONPES se espera que la reducción de emisiones y mejoramiento de la calidad del aire se logre a partir del cumplimiento de las siguientes metas:

Tabla 5 Metas CONPES 3943 de 2018.

Objetivo	Nombre del indicador	Unidad de medida	Línea base	Meta
Objetivo general	Estaciones que cumplen el objetivo intermedio III de la OMS para PM10 (30µg/m3) (Meta 11.6 ODS)	Porcentaje	25 (2015)	70 (2030)
	Estaciones que cumplen el objetivo intermedio III de la OMS para PM2.5 (15µg/m3) (Meta 11.6 ODS)	Porcentaje	14,9 (2015)	70 (2030)
Objetivo específico 2. Reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles	Vehículos de cero y bajas emisiones que ingresan al parque automotor sobre el total de vehículos que ingresan al país	Porcentaje	0,15 (2018)	3 (2028)
	Sistemas de transporte masivo operando con vehículos eléctricos y dedicados a gas natural sobre el total de sistemas de transporte masivo operando en 2018	Porcentaje	29 (2018)	100 (2028)
	Vehículos diésel cumpliendo el estándar de emisión Euro VI sobre el total de vehículos diésel matriculados	Porcentaje	0 (2018)	22 (2028)
	Reducción de la evasión de la revisión técnico-mecánica y de gases contaminantes sobre el total de vehículos matriculados	Porcentaje	54 (2018)	20 (2028)
Objetivo específico 3. Mejorar las estrategias de prevención, reducción y control de la contaminación del aire	Planes de prevención, reducción y control de la contaminación del aire en implementación en municipios con población igual o superior a 150.000 habitantes sobre el total de municipios con más de 150.000 habitantes	Porcentaje	8 (2018)	100 (2028)

Señales desde el sector energético

Ley 697 de 2001 “Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”

El Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) es declarado un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y

los recursos naturales. Mediante esta ley se crea la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de proyectos concretos de URE en el corto, mediano y largo plazo, asegurando el desarrollo sostenible y la generación de conocimiento para la utilización de formas alternativas de energía. Dentro de los objetivos de la presente ley se encuentran el promover y asesorar los proyectos URE de acuerdo con los lineamientos del programa de Uso racional y eficiente de la energía y demás fuentes de energía no convencionales (PROURE) y su viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.

En este sentido, el PROURE tiene como objetivo aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Mediante la Resolución 40156 de 2022 se adoptó el Plan de acción indicativo 2022- 2030 para el desarrollo del PROURE con objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas en el marco de los compromisos adquiridos por el país en eficiencia energética.

La Tabla 6 muestra el potencial de reducción de consumo de energía equivalente a 1.688PJ acumulados en el periodo 2022- 2030, y que corresponde a una reducción del 10% frente a la proyección de consumo teniendo en cuenta únicamente el comportamiento del consumo histórico, sin contemplar el efecto de ningún cambio tecnológico, económico o de intervención de política pública:

Tabla 6 Potencial de reducción del consumo de energía y emisiones por sectores

Sector	Ahorro potencial (PJ)	Meta del ahorro (%)	Emisiones evitadas (MtonCO2)
Residencial	523,07	3,11%	8,23
Transporte	673,33	4,00%	50,33
Terciario	131,71	0,78%	6,25
Industrial	256,36	1,52%	14,12
Termoeléctrico	25,46	0,15%	1,89
Hidrocarburos	27,67	0,16%	1,66
Minería	11,46	0,07%	0,77
Edificaciones	38,08	0,23%	1,75
Almacenamiento	1,05	0,01%	0,003
Distritos térmicos	0,35	0,002%	0,008
Totales	1688	10%	85,02

Estos potenciales de reducción de consumo se traducen en las siguientes señales de política pública:

Tabla 7 Señales política pública Ley 697 2001

Consumo informado y consciente	Señales de precio que internalicen las condiciones de escasez o abundancia relativa de los recursos, así como las externalidades de su consumo.
	Mayor información y sistemas de etiquetado.
Criterios mínimos de eficiencia energética en las actividades de producción de energía	Implementación de sistemas de gestión de energía bajo la norma NTC ISO 50001 deberían ser exigibles para la participación en el mercado colombiano.
Enfoque territorial para avanzar en la sustitución de leña	Las alternativas para la sustitución de leña en el sector rural deben contemplar criterios diferentes a los energéticos y tecnológicos y deben diseñarse según el contexto y las necesidades locales.
Reconversión del sector automotriz	Se requieren inversiones para el cambio de tanto en nuevos vehículos como en infraestructura para abastecer la demanda. Así mismo se requiere la configuración de un ecosistema de servicios locales que faciliten la integración de nuevas tecnologías.
	Señales de política que motiven el cambio tecnológico y la sustitución de combustibles.
Victorias tempranas y áreas en las que persisten los altos costos	Un esquema de incentivos tributarios con señales de precio de carbono es fundamental para financiar la transformación del sector y gran parte de las medidas de eficiencia energética.

Decreto Ley 884 de 2017 “Por la cual se expiden normas tendientes a la implementación del plan nacional de electrificación rural (PNER) en el marco del acuerdo final para la terminación del conflicto y la construcción de una paz estable y duradera”

El plan de electrificación rural surge de la necesidad de construir un marco regulatorio tendiente a promover la electrificación de las zonas rurales del país, especialmente las más afectadas por el conflicto armado. La implementación del plan no implica únicamente la instalación de infraestructura física sino la presencia material del Estado en el territorio, como herramienta para la generación de capacidades democráticas de las comunidades mediante procesos de participación ciudadana alrededor de los proyectos energéticos.

Fue mediante la Resolución 40809 de 2018, que se adoptaron los lineamientos del plan nacional de electrificación rural 2018- 2031 con focalización en las áreas de posconflicto y mediante Resolución 40430 de 2021 por el cual se adoptó el Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER para las Zonas No Interconectadas - ZNI y para el Sistema Interconectado Nacional – SIN, los cuales buscan propender por:

- La ampliación de la cobertura eléctrica.
- La promoción y aplicación de soluciones tecnológicas apropiadas de generación eléctrica, de acuerdo con las particularidades del medio rural y de las comunidades, para lo cual se utilizarán de manera preferente FNCE.
- La asistencia técnica y la promoción de las capacidades organizativas de las comunidades para propender por el mantenimiento y la sostenibilidad de las obras
- La capacitación en el uso adecuado de la energía para su sostenibilidad.

Resolución 40350 de 2021 “Por medio de la cual se modifica el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético, adoptado a través de la Resolución número 40807 de 2018”

Tiene como objetivo la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria para el sector minero energético.

El PIGCCME se encuentra estructurado en tres componentes: La mitigación, la adaptación y la gobernanza. Cada uno de estos componentes tiene líneas estratégicas que a su vez están divididas en acciones y actividades:

Tabla 8 Acciones y actividades Resoluciones 40807 de 2018

Objetivo	Líneas estratégicas	Acciones y actividades
Mitigación	Eficiencia energética	Fortalecimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE- oferta
		Gestión de la Oferta
	Generación de energía	Diversificación de la matriz energética
		Transformación de las Zonas No Interconectadas – ZNI
	Gestión activa de la demanda	Tarifa horaria (tarifa diferenciada)
		Agregador de la demanda
	Emisiones fugitivas	Regulación de las emisiones fugitivas
Generación de la información		
Adaptación	Infraestructura resiliente	Gestión del riesgo climático en ductos y líneas de transmisión
		Coordinación con autoridades viales
		Gestionar con autoridades portuarias
	Planificación de corto y largo plazo	Inclusión de variables de riesgo en los instrumentos de planificación (largo plazo)
		Generar un sistema de alertas tempranas de riesgos climáticos (corto plazo)
	Gestión del entorno	Conservación de cuencas hidrográficas
		Biodiversidad
		Estrategia de relacionamiento
	Información para la adaptación	Fortalecimiento de los sistemas de información de eventos y amenazas climáticas
		Investigación sobre impactos de nuevas tecnologías y procesos en la canasta energética
Gobernanza	Monitoreo, Reporte y Verificación – MRV	Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (RENARE)
		Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI)
		Indicadores de política
		Desarrollar la herramienta
	Operatividad	Actualización y Vigilancia tecnológica
		Coordinación
	Gestión del Conocimiento	Investigación e información para todos los actores actuales y potenciales del sector.

Objetivo	Líneas estratégicas	Acciones y actividades
		Estrategia de comunicación, sensibilización y posicionamiento del PIGCCM-E
		Planeación
		Formación y capacitación
	Gestión financiera	Financiación estructura del PIGCCM-E
		Financiación para la Implementación de las acciones del PIGCCM-E
		Instrumentos económicos
	Cooperación para el desarrollo resiliente y bajo carbono	Movilidad de cero y bajas emisiones
		Compensaciones

El componente de mitigación busca reducir las emisiones de GEI. En este sentido, se evidencia la necesidad de generar una reconversión tecnológica tanto de equipos como de procesos más eficientes energéticamente, la necesidad de transformación y diversificación de la matriz energética, la inclusión de mecanismos tarifarios especial atención a la gestión de las emisiones fugitivas del sector hidrocarburos.

Por otro lado, el componente de adaptación busca atender los riesgos climáticos generados sobre la industria, los cuales corresponden a la afectación a la producción minero energética y al aumento de la conflictividad por afectación a los territorios. con el fin de disminuir las incertidumbres inherentes a las actividades del sector.

Finalmente, la gobernanza o línea estratégica transversal, la cual busca generar las condiciones para el desarrollo, implementación y seguimiento de los objetivos de reducción de GEI y aumento de resiliencia ante las amenazas generadas por el cambio climático a través del monitoreo, reporte y verificación, la gestión del conocimiento y la cooperación para el desarrollo resiliente.

CONPES 4075 de 2022 “Política de transición energética”

Como se ha mencionado a lo largo del documento, la transición energética es un eje fundamental la sostenibilidad, el incremento de la seguridad, la confiabilidad energética, y en la disminución de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) que reducirán los impactos en el cambio climático y la salud de la población. Sin embargo, es posible avanzar de manera paulatina hacia una base consolidada de desarrollo energético si se logra consolidar el proceso de transición energética a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el avance hacia la transformación energética. Con este fin, se plantean 4 objetivos fundamentalmente:

1. Definir y ejecutar estrategias y acciones para incrementar la seguridad y confiabilidad en el abastecimiento energético para propender por la autosuficiencia con base en los recursos y producción nacional.
2. Establecer y desarrollar estrategias y acciones para mejorar el conocimiento y la innovación asociados a la transición energética aplicada en los sectores de tal forma que se promueva el despliegue de nuevas tecnologías más eficientes y limpias

3. Definir y llevar a cabo acciones, lineamientos, e instrumentos, orientados al desarrollo y crecimiento económico a partir de las oportunidades que ofrece la transición energética para diversificar las actividades económicas del sector energético y generar nuevos ingresos, modelos de negocio, y bienestar.
4. Desarrollar un sistema energético que contribuya a disminuir las emisiones de GEI para reducir los impactos al medio ambiente y cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones.

No obstante, cabe resaltar que para el desarrollo de la transición energética se debe considerar la adopción de los siguientes componentes:

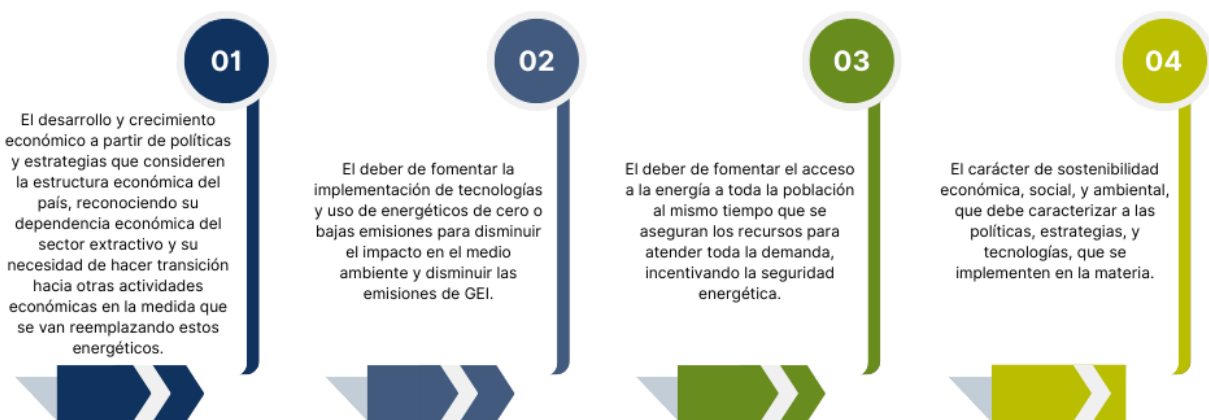


Figura 3 Componentes por adoptar CONPES 4075 de 2022

Señales para el sector transporte

Desde el Gobierno Nacional se ha trabajado arduamente en identificar aquellos potenciales de ahorro de energía y reducción de GEI del sector transporte, ya sea mediante la implementación de medidas de eficiencia energética, cambios tecnológicos y la incorporación de nuevos energéticos que permitirán migrar hacia un transporte sostenible y bajo en carbono. Es así como se han generado diferentes mecanismos que han permitido el fomento de la modernización tecnológica y mejora de la eficiencia energética del transporte. Entre estas iniciativas se encuentran:

Decreto 1116 de 2017 “Por el cual se modifica parcialmente el Arancel de Aduanas y se establecen disposiciones para la importación de vehículos eléctricos, vehículos híbridos y sistemas de carga”

El decreto busca establecer un gravamen arancelario del 5% para la importación anual de vehículos híbridos de la siguiente manera:

- 1.500 unidades para los años 2017, 2018 y 2019.

- 2.300 unidades para los años 2020, 2021 y 2022.
- 3.000 unidades para los años 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027.

Este arancel para el caso de los vehículos eléctricos, contempla una reducción temporal del arancel a 0%. medida que será aplicada hasta el 2027.

El Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022

Surge de la interacción conjunta entre Minambiente, MinEnergía, Mintransporte, DNP y UPME, con apoyo de ONU Medio Ambiente, y define las acciones que permitirán acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica, define la meta de contar con 6.600 vehículos eléctricos registrados en el RUNT a 2022, el cual, para mayo del mismo año se contaba en total, con 8.128 vehículos eléctricos acumulados, logrando cumplir en un 123% la meta establecida.

Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica

La presente estrategia tiene como objetivo definir las acciones que permitan acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica, teniendo como meta la incorporación de 600.000 vehículos eléctricos a 2030.

- Establecer el marco regulatorio y de política que asegure la promoción de la movilidad eléctrica en el país
- Revisar y generar mecanismos económicos y de mercado necesarios para la promoción de la movilidad eléctrica en el país.
- Establecer los lineamientos técnicos a desarrollar para la promoción de tecnologías eléctricas en los diferentes segmentos carreteros.
- Definir las acciones que permitan el desarrollo de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos en el país.

Dentro de los retos técnicos y tecnológicos identificados por la estrategia sobresalen:

- Condiciones de instalación y operación de las estaciones de carga pública y domiciliaria, que garanticen la operación con condiciones mínimas de seguridad para los operarios y usuarios.
- Uso y mantenimiento de las tecnologías de cero emisiones, incluido el servicio posventa.
- Confiabilidad en el servicio de energía eléctrica para uso vehicular: incertidumbre sobre capacidad de generación y distribución.
- La diversificación de la matriz de consumo de energéticos del sector, teniendo en cuenta que es una matriz altamente dependiente de combustibles líquidos. Este último factor responde a la posibilidad de que en el mediano plazo (seis años) sea necesario importar cantidades mayores a las actuales y que el país deba migrar hacia precios internacionales de los combustibles. En este sentido, es necesario tener en cuenta la política de precios de los energéticos y sus efectos en la diversificación de la matriz de consumo.

- La obsolescencia e ineficiencia de la flota vehicular colombiana, que obedece a factores como barreras culturales hacia el cambio tecnológico, los altos costos de tecnologías modernas y más eficientes, y a la falta de esquemas que viabilicen la adquisición de tecnologías más modernas y más limpias.



Figura 4 Líneas de acción Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica -

Complementario, se realiza la adopción de 33 normas técnicas internacionales con especificaciones requisitos de seguridad e interoperabilidad de infraestructura de carga y componentes empleados en los vehículos eléctricos incluyendo (BEV) y (PHEV)

Resolución 5304 de 2019 “Por la cual se reglamenta el procedimiento de registro inicial de vehículos nuevos de servicio público y particular de carga de más 10.500 kilogramos, se determinan las condiciones y se reglamenta el procedimiento para aplicar al “Programa de modernización del parque automotor de carga” y se dictan otras disposiciones”

Los propietarios de vehículos de transporte terrestre automotor de servicio público y particular de carga de más de 10.500 kilogramos definidos en el ámbito de aplicación de la presente norma podrán acceder a las siguientes alternativas del “Programa para la Modernización del parque Automotor de carga” así:

1. Alternativas de reconocimiento económico: Reconocimiento económico de vehículos operativos por desintegración física total con o sin fines de reposición; reconocimiento económico de vehículos no operativos por desintegración física total sin fines de reposición.
2. Alternativas de reposición sin reconocimiento económico: Reposición por desintegración física total sin reconocimiento económico; reposición por pérdida o destrucción total; reposición por hurto.

CONPES 3963 de 2019 “Política para la modernización del sector transporte automotor de carga”

Consigna las estrategias para promover la modernización del parque automotor de 16 carga, de forma sostenible y a largo plazo. Lo anterior, a través de la actualización del programa de desintegración de vehículos de carga, la entrada de nuevas tecnologías, la desintegración de los vehículos de carga más antiguos y la flexibilización de la habilitación de empresas de transporte enfocadas hacia los pequeños propietarios de estos tipos de vehículos, mediante incentivos económicos y fiscales.

Resolución 40405 de 2020 “Expedición del reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio”.

El objeto de esta resolución es la de expedir el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio, plantas de abastecimiento, instalaciones del gran consumidor con instalación fija y a los tanques de almacenamiento del consumidor final, sean nuevos o existentes, que almacene biocombustibles, algunos crudos y/o combustibles líquidos derivados del petróleo, y sus mezclas de los mismos con biocombustibles, excepto GLP.

De esta manera, las estaciones de servicio automotrices autorizadas podrán ofrecer, como parte de sus servicios afines, la recarga de energía eléctrica destinada a vehículos híbridos y eléctricos, por medio de la instalación de puntos de recarga, siempre que estas instalaciones eléctricas cumplan con los requisitos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, y los demás requisitos previstos en el marco regulatorio para la distribución y referentes a las estaciones de servicio automotriz.

Resolución 40178 de 2020 “Por la cual se cumplen disposiciones en materia de realización de programas piloto de mezclas superiores de biocombustibles para su exclusivo en vehículos automotores o fuentes móviles terrestres”

Por medio de esta resolución se pretenden establecer condiciones para el desarrollo del programa piloto de mezclas de biocombustibles para uso de automotores o fuentes móviles terrestres. El programa piloto únicamente podrá desarrollarse para uso de biodiesel y diésel y por exclusiva cuenta y riesgo de los consumidores interesados para lo cual deberá cumplir ciertos requisitos:

1. Dicho consumidor interesado podrá abastecerse únicamente de las siguientes formas: i) Mediante una estación de servicio pública o privada autorizada expresamente por el Ministerio de Minas y Energía para llevar a cabo esta actividad, que no sea de propiedad del consumidor. ii) A través de una estación de servicio propia o arrendada, autorizada expresamente por el Ministerio de Minas y Energía para llevar a cabo esta actividad. iii) A través de un gran consumidor que debe estar autorizado expresamente por el Ministerio de Minas y Energía para llevar a cabo esta actividad.
2. La duración del programa piloto debe ser de mínimo seis (6) meses y máximo treinta y seis (36) meses. c) Antes de iniciar el programa piloto, el interesado deberá haber levantado una línea base de emisiones contaminantes de todos los vehículos inscritos en el

programa, de forma que esta información pueda ser comparada con las emisiones generadas por los vehículos durante el desarrollo del programa.

CONPES 3982 de 2020 actualiza la “Política Nacional Logística”

Se enfoca en la promoción de la intermodalidad y en la generación de estrategias para el posicionamiento de medios de transporte con bajas emisiones contaminantes, destacando el modo ferroviario y el fluvial. Todo lo anterior, con el propósito de reactivar la operación de los corredores existentes con mayor potencial, articular la operación ferroviaria con los puertos marítimos y fluviales.

Resolución 40177 de 2020 “Por la cual se definen los energéticos de bajas y cero emisiones teniendo en cuenta como criterio fundamental su contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente y se adoptan otras disposiciones”

Se consideran combustibles limpios los energéticos de cero o bajas emisiones en el transporte terrestre para municipios, distritos y áreas metropolitanas, los enlistados a continuación:

Tabla 9 Lista de combustibles limpios

Energéticos de cero emisiones	Hidrógeno
Energéticos de bajas emisiones	Gas natural
	Gas licuado de petróleo
	Gasolina, alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm
	Diésel y biodiésel y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm

Para el caso de la gasolina, alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm, desde el 31 de diciembre del año 2030 en adelante, el contenido de azufre será de máximo 10 ppm. Y, para el caso del diésel, biodiésel y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm, hasta el 31 de diciembre de 2022 el contenido de azufre será de máximo 20 ppm, pero desde el 1 de enero de 2023 y hasta el 30 de noviembre de 2025, el contenido de azufre será de máximo 15 ppm, y posterior a esta fecha, deberá ser el contenido de azufre inferior a 1 ppm.

Resolución 40223 de 2021 “Por la cual se establecen las condiciones mínimas de estandarización y de mercado para la implementación de infraestructura de carga de vehículos eléctricos e híbridos enchufables”

La presente resolución tiene como propósito establecer las definiciones, criterios de estandarización y condiciones de mercado que permitan el despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables.

De acuerdo a lo establecido en su artículo 4, todo prestador de servicio de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables deberá contar con al menos un conector Tipo 1, en todas sus

Estaciones de carga de Nivel de carga 2 y Nivel de carga 3 de CA. Así mismo, deberá contar con al menos un conector CCS Combo 1, en todas sus estaciones de carga de Nivel de carga 3 de CD, de conformidad con la norma SAE J1772 o su equivalente a nivel nacional.

De igual forma, en el artículo 6 se dispone que la CREG deberá analizar y revisar la pertinencia de establecer condiciones especiales para la medición diferenciada del consumo de energía eléctrica destinada para la carga de vehículos eléctricos o híbridos enchufables y demás disposiciones que estime pertinentes aplicables a los usuarios residenciales y no residenciales

Señales desde el ministerio de ciencia y tecnología - Misión de sabios y señales actuales.

Misión de sabios Colombia 2019

El objetivo general de la misión de sabios es “aportar a la construcción e implementación de la política pública de educación, ciencia, tecnología e innovación y a las estrategias que debe construir Colombia a largo plazo, para responder a los desafíos productivos y sociales de manera escalable, replicable y sostenible” (Min.Ciencias, 2019). Con el fin de trazar una ruta para el avance en ciencia, tecnología e innovación, la misión propone como focos orientadores hacia el desarrollo y la competitividad, los siguientes:

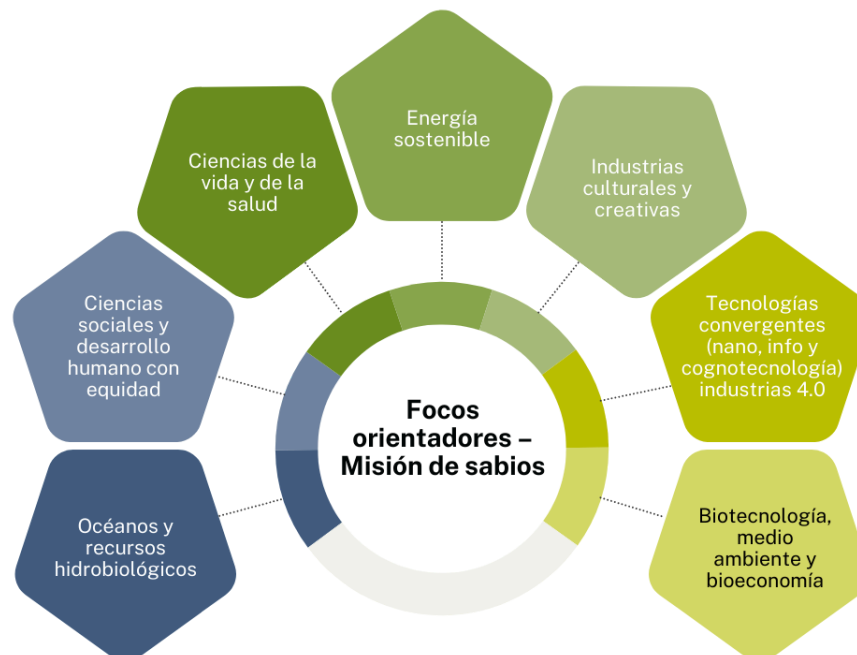


Figura 5 Focos orientadores - Misión de sabios.

Colombia requiere avanzar en el desarrollo, apropiación y escalonamiento tanto de tecnologías innovadoras en los procesos de generación, transformación y uso de la energía, como en la reducción de emisiones GEI en los mismos. Por tal razón, el fortalecimiento de la

investigación y el desarrollo en el sector debe conllevar a la articulación del sector con mayores convenios de cooperación. Colciencias, Ecopetrol, XM, EPM, ANH entre otros, aportan en la creación de alianzas estratégicas que han permitido dar continuidad a las temáticas de interés nacional, entre las que sobresalen el desarrollo en investigación para redes de distribución, acceso a electricidad fuera de la red, biocombustibles, energía solar, tecnología para la mejora del aprovechamiento de FNCER, desarrollo de metodologías y herramientas de simulación-modelación, mejoramiento de los usos finales de energía en los diferentes sectores, entre otros.

Ley 2169 de 2021 “Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática”

El objetivo de esta ley es el de establecer metas y medidas mínimas para alcanzar la carbono-neutralidad, la resiliencia climática y el desarrollo bajo en carbono en el país en el corto, mediano y largo plazo, en el marco de los compromisos internacionales asumidos por el país.

Dentro de estos compromisos se propusieron las siguientes metas:

- Reducir en un cincuenta y uno por ciento (51%) las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) con respecto al escenario de referencia a 2030 de la NDC, lo que representa un máximo de emisiones país de 169,44 millones de tCO₂eq en 2030.
- Alcanzar carbono neutralidad a 2050.
- Establecer presupuestos de carbono para el período 2020 - 2030 a más tardar en 2023.
- Reducir las emisiones de carbono negro en un cuarenta por ciento (40%) respecto al 2014, lo que representa una emisión máxima de carbono negro de 9.195 toneladas en 2030, excluyendo incendios forestales.
- Reducir la deforestación neta de bosque natural a 0 hectáreas/año a 2030, a partir de la implementación tanto de herramientas de política, como de medidas cooperativas y de mercado.

Ley 2099 de 2021 “Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”

Esta ley tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y el fortalecimiento normativo de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

En esta ley se modernizaron algunos de los elementos que ya venían siendo trabajados en la ley 1715 de 2014, entre ellas la promoción de nuevas tecnologías tales como el uso de hidrógeno y de la geotermia dentro del conjunto de energías renovables, la creación de un registro geotérmico para la suscripción de los proyectos destinados a explorar y explotar la geotermia en la generación

de energía eléctrica. A continuación, se presentan las principales modificaciones y adiciones a la ley 1715 de 2014:

- La ratificación de los beneficios en incentivos tributarios establecidos por la ley 1715 de 2014 para los proyectos de generación de energía en FNCE y GEE tales como deducción de renta, exclusión del IVA, incentivo arancelario y depreciación acelerada.
- La inclusión del reconocimiento del hidrógeno azul y verde como FNCE, por lo que podrán acceder a los incentivos tributarios.
- El fortalecimiento del Fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGE) y la creación de FONENERGÍA, el cual articulará los recursos para el financiamiento de planes, proyectos y programas en mejora de la calidad del servicio y la expansión de la cobertura eléctrica.
- La reglamentación del uso de nuevas tecnologías de generación como la geotermia, incluyendo otras disposiciones para la aplicación a los proyectos de FNCE y al sector energético.
- Incorporación de disposiciones para incentivar el transporte de cero y bajas emisiones y garantizar la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026 “Colombia potencia mundial de la vida”

El plan nacional de desarrollo es el instrumento formal y legal por medio del cual se trazan los objetivos del Gobierno permitiendo la subsecuente evaluación de su gestión. De acuerdo con la Constitución política de Colombia de 1991 en su artículo 339 del Título XII: "Del Régimen Económico y de la Hacienda Pública", Capítulo II: "De los planes de desarrollo", el PND se compone por una parte general y un plan de inversiones de las entidades públicas del orden nacional.

Este documento borrador que sentará las bases para las apuestas del nuevo gobierno consta de cinco ejes transformadores:

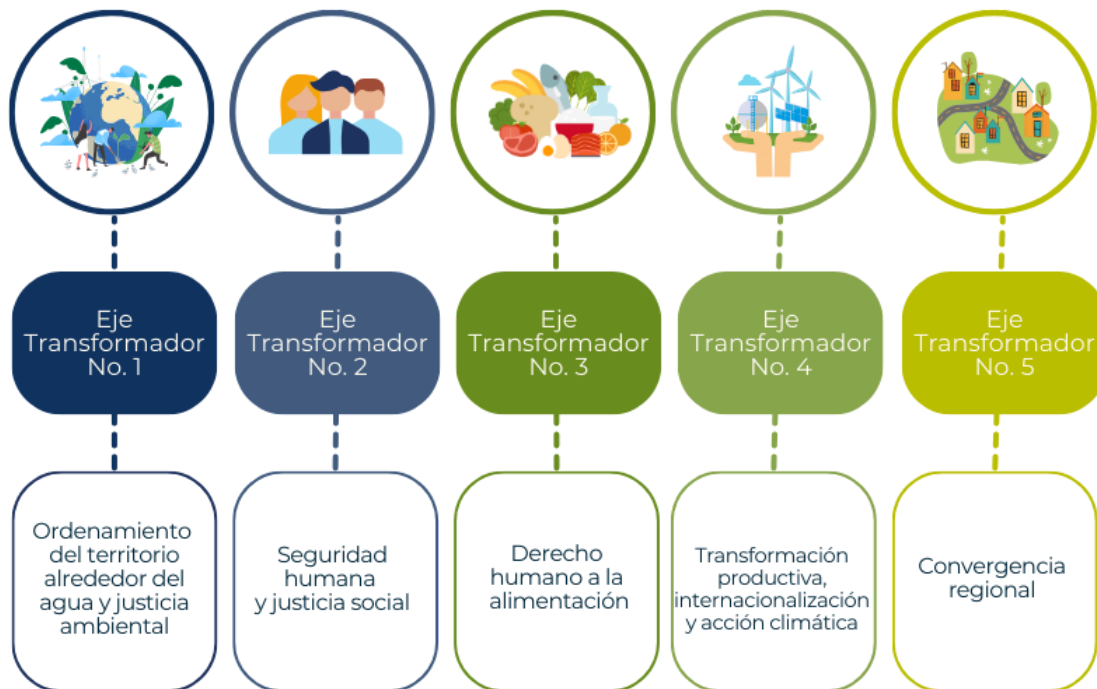


Figura 6 Ejes – Bases Plan Nacional de Desarrollo

La transformación de la matriz energética, obliga a avanzar de manera progresiva hacia una economía más limpia. Los excedentes generados por los hidrocarburos y los minerales, deben ser la base para ir modificando los patrones de producción y consumo. Se tiene que actuar tanto por el lado de la oferta, como por el de la demanda. Por esta razón, el eje No. 4 propone, principalmente mejorar la eficiencia en el uso de los recursos energía, aire, agua y suelo; transitar de las actividades extractivas al aprovechamiento de nuevos potenciales territoriales y avanzar en la descarbonización y en la resiliencia climática.

Dos objetivos:

1. Avanzar hacia una transición energética que integre de manera eficiente más energía renovable. Se requiere infraestructura y tecnología avanzada para atender el desarrollo productivo diversificado e industrializado. Al mismo tiempo es importante la construcción de territorios resilientes al clima, y de ciudades y hábitat sostenibles.
2. Realizar la transformación energética de manera progresiva, de tal forma que los excedentes del petróleo y del carbón contribuyan a la financiación de las economías alternativas.

Señales:

- Se avanzará en el cumplimiento de la ambición climática de Colombia pactada en el Acuerdo de París donde se comprometió con la reducción en un 51% de sus emisiones de GEI en 2030 y ser carbono neutral en 2050. Se incorporará en el de la Contribución Nacional Determinada (NDC, sigla en inglés) de 2025 una metodología para definir

intersectorialmente la meta y se estructurará lineamientos para incorporar las obligaciones, los estándares y los principios de derechos humanos en su construcción.

- Se avanzará en el objetivo de lograr carbono neutralidad de la economía y en una sociedad resiliente al clima. Por medio de la implementación de una estrategia para la resiliencia climática territorial con enfoque comunitario que incluya proyectos, financiamiento y fortalecimiento de capacidades
- Se busca acelerar transición energética justa, con seguridad, confiabilidad y eficiencia por medio de la generación de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), mediante la incorporación de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, ajustando e implementando las hojas de ruta del hidrógeno, energía eólica costa afuera, programas para la biomasa, el biogás, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la geotermia, energía proveniente del océano, y los biocombustibles avanzados.
- Se establecerá el marco regulatorio y el programa para la valorización energética de los residuos sólidos lixiviados y biogás en rellenos de abastecimiento y plantas de abastecimiento de aguas residuales para la generación de energía, así como, líneas de crédito para su financiación.
- Se establecerán los lineamientos de política y las medidas regulatorias para determinar las condiciones de prestación del servicio de los sistemas de almacenamiento energético. Se monitorearán los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar una evaluación y balance oferta/demanda del gas y crudo que sea necesario para la toma de decisiones en pro de garantizar la soberanía energética de corto mediano y largo plazo
- Se avanzará en la universalización del servicio de energía eléctrica implementando planes de energización, regulando el modelo de comunidades energéticas y propiciando el ingreso de recursos energéticos distribuidos, así mismo se avanzará en la ampliación de cobertura de gas. También se adelantará un programa intersectorial de sustitución de leña, promoviendo el cierre de brechas energéticas
- Se creará una Mesa Nacional de Transición Energética como instancia de alto nivel, que articule el desarrollo de medidas intersectoriales, apoyada con grupos técnicos para el análisis y la formulación de proyectos sectoriales.
- Se actualizará la política minera con énfasis en mecanismos para el ordenamiento minero ambiental, reconociendo derechos mineros ancestrales, así como para fortalecer el uso de tecnologías para la fiscalización y para promover y priorizar la extracción y comercialización formal de minerales estratégicos
- Se establecerán metas de ahorro energético para todos los sectores económicos a partir de los potenciales de ahorro identificados en el PAI-PROURE y en las auditorías energéticas. Se diseñarán e implementarán nuevos programas para financiar y subsidiar el recambio de equipos de iluminación y refrigeración ineficientes en estratos 1, 2 y 3, en reemplazos de luminarias por tecnologías LED
- Se fortalecerán y crearán incentivos, fuentes de pago y mecanismos de financiación para infraestructura de carga y vehículos de cero y bajas emisiones, priorizando tecnologías eléctricas y de hidrógeno en todos los servicios de transporte.

- Se priorizará y desarrollarán en la red de infraestructura nacional proyectos férreos, fluviales y aéreos que por sus características operativas reduzcan emisiones contaminantes y costos logísticos y de transporte

Hoja de ruta: Hacia una transición energética justa

Como se menciona en el documento “Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia” (Min. Energía, 2022), el diseño y la puesta en marcha de la planeación de la transición energética justa, es un proceso dinámico, de colaboración y evolutivo que precisa de la participación de todos los grupos de interés y de mecanismos que permitan incorporar la participación de toda la sociedad. Los impactos ocasionados por la crisis climática y ambiental nos obligan a responder a condiciones de adaptabilidad y resiliencia que reduzcan nuestra vulnerabilidad. Por esta razón, en el corto plazo la ruta de transición energética justa busca a través de la diversificación de la matriz energética con fuentes renovables de energía, impulsar cadenas de valor como la generación distribuida y la gestión de la demanda que aprovechen los potenciales energéticos locales con sistemas más eficientes. En el mediano plazo, se plantea una transición energética basada en la adaptación, la cual se encuentra asociada con el uso de tecnologías de la información y la comunicación que digitalicen, fortalezcan y flexibilicen los sistemas de transporte de energía y la capacidad de respuesta ante los posibles déficits en el suministro de energía.

Partiendo de lo anterior, los desafíos identificados en la hoja de ruta del gobierno actual se resumen en 3: la adaptabilidad de los sistemas energéticos ante las consecuencias adversas del cambio climático; la transición de una economía basada en el extractivismo a una economía productiva; y la instauración de la justicia social y ecológica en la que la energía se instaure como derecho universal. La transición energética justa se basa en la determinación del contexto y la realidad de los colombianos y se sostiene en cuatro principios fundamentales: la equidad, la gradualidad, soberanía y confiabilidad, la participación social vinculante y la transición energética intensiva en conocimiento.



Figura 7 Principios Transición Energética Justa

La hoja de ruta proyecta el desarrollo de tres proyectos de referencia con los que se busca hacer un proceso de transición energética en actividades económicas donde se hace uso de fuentes fósiles y carbón, buscando la implementación y cambio a fuentes renovables. El desarrollo de estos proyectos se dará en comunidades energéticas de la Guajira, en comunidades energéticas del Pacífico y en el corredor minero del Cesar, específicamente en Prodeco.

Del mismo modo, se presentan los componentes técnicos y estratégicos de lo que compone la integración de la hoja de ruta. En estos componentes juega un papel importante la expansión de energías renovables, el mejoramiento de eficiencia energética y la intensificación del conocimiento.

Tabla 10 Componente técnicas y estratégicos hoja de ruta TEJ

Comunidades energéticas	Estallidos de la energía solar, eólica y bioenergía para las comunidades energéticas. Creación de distritos energéticos industriales.
Expansión de las energías renovables	Interconexión eléctrica nacional y regional LATAM.
	Despliegue de las energías solar, eólica, bioenergía, geotérmica, de pequeñas centrales hidroeléctricas y de las tecnologías de almacenamiento de energía. Despliegue del hidrógeno verde y producción de amoníaco y fertilizante. verdes.
Gas natural para la transición energética	Infraestructura de soporte para el gas y suministro. Despliegue de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, CCUS (por sus siglas en inglés).
Movilidad sustentable	Transporte masivo terrestre. Transporte fluvial.
	Biocombustibles avanzados para uso marítimo y aviación.
Eficiencia energética	Mejoramiento de la eficiencia energética en todos los sectores energéticos y de usuarios.

Intensificación del conocimiento y la industria nacional en el sector minero energético	Creación del Instituto Nacional de Transición Energética para la investigación aplicada y el desarrollo industrial con nodos regionales para cubrir las energías renovables, la eficiencia energética, el despliegue del hidrógeno y los minerales estratégicos (especialmente el cobre).
	Fomento de la industria nacional para la transición energética.
	Marco general de cualificaciones para la Transición Energética Justa.
	Prospección y políticas de extracción de los minerales estratégicos, con énfasis en el cobre, litio, níquel, cobalto, manganeso, neodimio, praseodimio, disprosio, terbio los demás metales preciosos. Investigación y desarrollo en fosfatos y los encadenamientos productivos.
	Consolidación del Plan Nacional de Geología con generación del conocimiento a escalas locales para la toma de decisiones de inversión en la extracción de los recursos del subsuelo.
	Desarrollo de encadenamientos productivos populares en los territorios mineros y valorización de los recursos minerales explotados mediante procesos metalúrgicos y generación de productos de uso final.

Otras señales:

Tabla 11 Otras señales relevantes para el PEN.

Resolución 40284 de 2022 “por medio de la cual se define el proceso competitivo para el otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre área marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, se convoca la primera ronda y se dictan otras disposiciones”	Decreto 1476 de 2022 “por medio del cual se definen los mecanismos, condiciones e incentivos para promover el desarrollo local, la innovación, investigación, producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso del hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, y descarbonización de sectores como transporte, gas, hidrocarburos, minería e industria”
Decreto 1318 de 2022 “por medio del cual se adoptan lineamientos para incentivar la exploración y explotación del Recurso Geotérmico para la generación de energía eléctrica, así como para fomentar el conocimiento del subsuelo”	Resolución 40103 de 2021 “por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad del combustible diésel (ACPM), los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión como componentes de mezcla en procesos de combustión y de sus mezclas y, de las gasolinas básicas y gasolinas oxigenadas con etanol anhidro, combustible para uso en motores de encendido por chispa, y se adoptan otras disposiciones (% combustible diésel)
Actualización al impuesto de carbono (en curso)	Resolución 319 de 2022 “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”

Anexo 3. Matriz de Entorno

El sector energético no se concibe en el vacío, está circunscrito en una sociedad, en un país. En este sentido, el sector energético colombiano responde a las necesidades, a las expectativas de sus ciudadanos y su sector productivo; depende de sus recursos naturales y financieros. Los cambios que se den en las próximas décadas están supeditados a su contexto político, económico, social, tecnológico y ambiental.

El punto de partida del PEN es la identificación de las tendencias, retos, oportunidades y riesgos que impone el entorno nacional, para conocer cómo los factores externos, entendidos como aquellos que no se pueden controlar desde el sector energético, pueden influir en la transición energética. A continuación, se presentan los factores de alta incertidumbre y alto impacto, identificados en los ejercicios de construcción colectiva y talleres participativos. Gran parte de los elementos descritos en esta sección provienen de las ideas recogidas en los talleres de participación ciudadana realizados bajo el Contrato C-109 de 2022.

Factores políticos




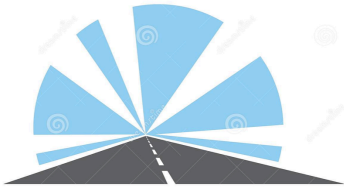
<p>Grado de consenso, cooperación y acción coordinada mundial para la lucha contra el cambio climático.</p> 	<p>Balance entre las necesidades coyunturales de corto plazo y los objetivos de largo plazo.</p> 
<p>Información y construcción de consensos sociales en cuestiones energéticas.</p> 	<p>Construir sobre lo construido.</p> 

Figura 8 Factores políticos

El nivel de consenso, cooperación y acción coordinada a nivel mundial para abordar el cambio climático es crucial en la transformación energética global. La lucha contra el cambio climático se posiciona como una de las principales fuerzas impulsoras de esta transformación, y la forma en

que se dirijan los esfuerzos hacia una economía baja en carbono determinará la velocidad de adopción de nuevas tecnologías.

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para mantener un ambiente habitable es un desafío que requiere una acción colectiva¹. Sin embargo, en la actualidad, la respuesta de los países ante este desafío varía en términos de alcance, contenido y velocidad. Aquellos que se han comprometido en este camino no deben estar solos en su esfuerzo, por lo que es necesario que existan acciones conjuntas y coordinadas para lograrlo.

Colombia ha asumido el cambio climático como una prioridad nacional² y la carbono neutralidad como una meta³. En consecuencia, en 2020 el país actualizó su Contribución Nacional Determinada (NDC, por sus siglas en inglés), en donde suscribe el compromiso de: “emitir como máximo 169,44 MtCO₂eq en 2030 (equivalente a una reducción del 51% respecto a la línea base), iniciando un decrecimiento en las emisiones entre 2027 y 2030, tendiente hacia la carbono neutralidad a mediados de siglo” (MADS, 2021).

Alcanzar estas metas supone un reto económico y social para el país. El cumplimiento de las metas de la NDC y la carbono neutralidad requieren financiamiento, fortalecimiento, creación de capacidades, desarrollo y transferencia de tecnología, que dependen en parte, de la configuración del escenario internacional de cooperación y coordinación para la mitigación de GEI.

Si los esfuerzos en mitigación y transformación se siguen abordando de forma individual y aislada, la velocidad y alcance de la descarbonización será menor, especialmente en los países en vías de desarrollo. Por el contrario, si los mecanismos de comercio internacional de reducción de GEI, la remoción de carbono se profundiza y los lazos de cooperación- coordinación se estrechan, las economías a escala permitirán un mayor alcance y velocidad en la transformación energética del mundo.

Balance entre las necesidades coyunturales de corto plazo y los objetivos de largo plazo. La pandemia del Covid 19 resultó en un decrecimiento de la economía global de 3,4% en 2020 y generó desequilibrios macroeconómicos sin precedentes (Arteta, 2022). Esta situación significó entre 2020 y 2021, un retroceso en los indicadores de pobreza y equidad, consecuencia del aumento del desempleo, la pérdida de empleos e ingresos, en particular, para los trabajadores informales y no calificados.

Con la reapertura gradual que comenzó a darse desde junio de 2021, y que se aceleró en 2022 con la supresión de las medidas de distanciamiento social y restricciones de aforos por alcanzarse más del 70% de vacunación contra el Covid 19, se intensificó el consumo de los hogares (sustentado en un mayor ahorro por las restricciones a la movilidad de 2020 y 2021 y la reducción de tasas de interés para el estímulo de la economía).

¹ Situación en la que, en principio, todos los países estarían mejor cooperando, pero no lo hacen debido a intereses en conflicto entre ellos que desalientan la acción conjunta.

² Ver Ley 1931 de 2018.

³ Ver Ley 2169 de 2021.

En contraste, las restricciones fiscales limitan la capacidad del Gobierno de subsidiar el consumo de combustibles fósiles, luego del deterioro que desde 2020 han enfrentado las finanzas públicas a nivel mundial por cuenta del incremento en el gasto y endeudamiento del sector público para la atención de la emergencia sanitaria y la mitigación de los efectos de la pandemia en pobreza, educación, salud y empleo (esfuerzos fiscales que deberán de seguir mientras se visualizan con mayor detalle las afectaciones de la pandemia en el bienestar de la población).

La recuperación del consumo de hogares y de la inversión privada, incrementó los cuellos de botella en las cadenas de suministro por: a) mayores costos de transporte; b) escasez de contenedores para atender la mayor demanda de bienes y servicios; c) restricciones con las que operan aun los puertos en China; d) incremento de los precios de los commodities (impulsado por la reactivación del transporte y la normalización de la actividad aeroportuaria); e) el conflicto entre Rusia y Ucrania (país que sirve de puente para el transporte de gas desde Rusia hacia Europa) en febrero de 2022, que intensificó las presiones alcistas de los precios de energía, y que llevaron al petróleo a máximos de precios no vistos de 2012 (USD 123/ barril en la referencia Brent, cifra alcanzada en junio de 2022).

Colombia no ha sido ajena a este contexto internacional de crisis energética e inflación. En 2020, el PIB del país se contrajo en 7% a causa de la pandemia del Covid - 19; a pesar de que en 2021 la recuperación económica fue más que proporcional con un crecimiento del 10,7% (el cuarto más alto de Latinoamérica), la inflación anual de precios al consumidor se situó en 5,6% y la tasa de desempleo en 11% (1,5 puntos porcentuales aun por encima de la tasa diciembre de 2019). En 2022, la economía colombiana siguió exhibiendo un alto crecimiento económico, que alcanzó el 9,4% al corte del tercer trimestre, lo que ha permitido que el PIB de Colombia en 2022 supere en un 10% al PIB de 2019 (antes de la pandemia) y que la tasa de desempleo se ubique por debajo del 10% (9,7% a nivel nacional, y 9,9% a nivel urbano, con corte a octubre); a pesar de la pandemia y la contracción del PIB en 2020, el crecimiento económico anual de Colombia entre 2019 y 2022 se ubica en 4%, cifra por encima de su crecimiento potencial (que se estima según los cálculos del Banco de la República en un rango de 3% a 3,5%).

Toda esta situación evidencia e incluso profundiza los problemas de equidad mundial y local, en donde la asequibilidad a la energía como insumo fundamental de las actividades de una sociedad, juega un rol importante en el bienestar de los ciudadanos. Por ello, otra tendencia que influirá en el sector energético en la próxima década, es la tensión existente en los problemas de recuperación económica y social post pandemia y con ello, la necesidad de garantizar acceso y precios razonables de los energéticos, en el corto plazo y el reto de incorporar nuevas tecnologías con precios superiores para contribuir a la mitigación del cambio climático en el largo plazo.

La divulgación de información y la construcción de consensos sociales sobre la transición energética son elementos clave en la construcción de una sociedad sostenible y un país más equitativo. La transformación energética se posiciona como uno de los impulsores de esta visión de largo plazo. No obstante, las medidas para la transición y modernizar el sector energético conllevan costos y beneficios de índole privada, sistémica y social que es fundamental identificar e

informar adecuadamente. Además, es necesario generar un consenso social sobre el camino del cambio y lograr una transición energética efectiva y justa.

La transición energética, como un proceso de evolución de las sociedades, se caracteriza por una serie de cambios que se desarrollarán a lo largo de un período prolongado y requerirán de la participación de diferentes generaciones. Un ejemplo ilustrativo es el caso de Estados Unidos, donde a pesar de contar con abundantes recursos de hidrocarburos, la transición del petróleo en su participación en la matriz energética tomó 25 años para pasar del 5% al 25%. A nivel mundial, este proceso de incremento del petróleo en la participación energética llevó 40 años. En el caso del gas natural, la transición de su participación tardó 55 años (Smil, 2022). Estos ejemplos evidencian la necesidad de un enfoque a largo plazo y la importancia de generar conciencia y compromiso intergeneracional para lograr una transformación exitosa.

El apoyo político a la transformación energética es esencial, pero no basta por sí solo. Es fundamental tener en cuenta los alcances, costos y beneficios de las tecnologías asociadas a la transición energética para establecer metas realistas. Ignorar estos aspectos puede generar tensiones en la construcción de consensos y limitar la efectividad de las medidas adoptadas. Por lo tanto, los esfuerzos políticos destinados a fomentar consensos desempeñan un papel determinante en la consolidación del camino hacia la transformación energética. En este sentido, aprovechar las fuentes de energía locales y adoptar nuevas tecnologías implica la construcción de infraestructura y la asunción de costos y riesgos, pero también de brindar información objetiva a la opinión pública y a las comunidades involucradas en los proyectos, informándoles sobre las características, necesidades, costos y riesgos asociados a las tecnologías, con el fin de allanar el camino hacia la transformación.

Simétricamente, la introducción de nuevas tecnologías y la construcción de nueva infraestructura tienen que estar en armonía con las perspectivas de desarrollo local. La conversación con las comunidades y los ciudadanos no puede ser de una sola vía, las inversiones asociadas deben brindar oportunidades de mejores empleos, de capacitación, de desarrollo de emprendimientos locales y en general, de habilitar el cierre de brechas de equidad. En general, de alcanzar los objetivos de largo plazo, los proyectos e iniciativas del sector en consonancia con las expectativas de bienestar de los ciudadanos.

Construir sobre lo construido. Colombia ya empezó el camino hacia la transformación energética. El avance que se materialice en las próximas décadas depende de cómo se aprovechan los recursos del país, la infraestructura ya construida, la experiencia y lecciones aprendidas propias y de otros países, para la definición de estrategias y medidas que permitan transitar hacia un nuevo sector.

La consecución de recursos de inversión y el desarrollo de proyectos para la transición energética no es un reto minúsculo. Por un lado, los nuevos energéticos, tecnologías, negocios y la innovación deben prosperar en un entorno que garantice unas condiciones estables y rentables para las inversiones. Por el otro, los ciudadanos y las comunidades se apropian, adoptan, aceptan y reciben

nuevas tecnologías y proyectos siempre que vean en ellos oportunidades de mejora en su calidad de vida y entorno.

En este sentido, las señales de política que orienten el desarrollo de proyectos para el bienestar de las comunidades, propicien la innovación, la entrada de nuevas tecnologías y el aprovechamiento de los recursos, bajo un marco institucional estable y creíble, son habilitadoras del cambio.

En Colombia ya se han dado pasos en este sentido, con la expedición de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 se ha creado un marco que promueve la integración de nuevas fuentes de energía y medidas de eficiencia energética en el sistema energético nacional. Estas leyes complementan el marco legal existente y en particular, la Ley 2099 de 2021 recoge las experiencias que se observaron durante los primeros años de la implementación de la Ley 1715 de 2014.

Por su parte, la Ley 1931 de 2018 y la Ley 2169 de 2021 establecen conjuntamente una institucionalidad, objetivos y metas orientadas a mitigar los efectos del cambio climático. Esta normativa se sustenta en los principios de coordinación y corresponsabilidad, pues establece un sistema de gestión de cambio climático transversal y se asignan metas conducentes a la carbono neutralidad en todos los sectores.

Factores económicos





<p>Precios de la energía asequibles y competitivos.</p> 	<p>Acceso a recursos de capital y nuevas formas de financiamiento de proyectos.</p> 
<p>Futuro del precio y el comportamiento del mercado internacional del petróleo, gas y carbón.</p> 	<p>Disponibilidad de minerales y materias primas necesarias para la transición.</p> 

Figura 9 Factores económicos

La accesibilidad y competitividad de los precios energéticos son fundamentales para impulsar la transición energética. Los precios desempeñan un papel crucial al brindar información al usuario final, por lo tanto, el comportamiento de los precios de los combustibles

fósiles en comparación con las opciones de energías bajas en emisiones y la competitividad de las nuevas tecnologías son factores determinantes en el proceso de transformación energética.

En 2019, el 81% de la oferta primaria de energía en el mundo se compuso de combustibles fósiles, 28% de carbón, 30% de petróleo y 23% de gas natural (IEA 2021). Transitar hacia nuevas fuentes de energía requiere que estas últimas puedan sustituir a los combustibles fósiles en los usos finales, lo cual requiere que tengan precios convenientes desde la perspectiva del usuario final.

En Colombia, todos los precios de los energéticos se encuentran regulados. En los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, los usuarios residenciales estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios sobre un consumo de subsistencia⁴ mientras que los usuarios de estratos 5 y 6 pagan una contribución del 20%. Por su parte, el consumo de la gasolina motor corriente y del diésel se subsidian a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), el cual es administrado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, con el propósito de atenuar en la demanda interna, el impacto de las fluctuaciones por altos niveles de precios de los combustibles en los mercados internacionales. Los recientes cambios en su desmonte han dimensionado el reto que representa para el país en términos fiscales y otros impactos.

Por años, estos mecanismos de intervención han apuntado a facilitar el acceso y la asequibilidad a la energía, sin embargo, limitan la adopción de nuevas tecnologías, un uso racional y responsable de la energía y no dan señales sobre las externalidades de cada uno de los energéticos.

Si se tiene en cuenta que los países que han adoptado metas de reducción de emisiones y carbono neutralidad cubren el 90% de las emisiones globales⁵, el mercado de emisiones y el precio al carbono tienen el potencial de ser una herramienta clave para la dinamización de las inversiones en tecnologías limpias en la medida que el precio al carbono es una señal económica que permite internalizar el costo que impone el uso de los combustibles en el medio ambiente y en la sociedad.

Por ello, parte del proceso de transformación es alinear los precios relativos entre las nuevas fuentes de energía y las tecnologías de uso final frente a los de los combustibles fósiles para que se reflejen sus costos, externalidades y que esta señal sea la que guíe la adopción de nuevas tecnologías y por ende de nuevas fuentes de energía.

Acceso a recursos de capital y nuevas formas de financiamiento.

La transformación energética no es un proceso a costo cero. Cambiar y modernizar las cadenas de valor de producción, transporte y uso de energía requiere recursos de capital financiero y de capital humano que son finitos, por ello, parte del proceso de transformación consiste en determinar cuánto, dónde y en qué se invierte.

⁴En energía eléctrica el consumo de subsistencia actual corresponde a 173 kWh-mes para usuarios en poblaciones con menos de 1000 msnm y 130 kWh-mes para mayores de 1000 msnm. Para gas el consumo básico de subsistencia está definido en 20 m³, del que subsidia hasta 60% en estrato 1 y 50% en estrato 2.

⁵Woodmackenzie (2022) "Carbon price tracker – Special feature The role of carbon prices and markets in achieving COP26 pledges".

En la versión pasada del PEN 2020-2050 se estimó que el valor presente neto de las inversiones asociadas al escenario de mayor grado de transformación ascendía a 381 mil millones de USD (1.196 billones de COP), de estas inversiones el 78% son asociadas a cambios de equipo de uso final. De forma similar, en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía (PAI-PROURE) de 2021 publicado por la UPME, se calculó que la inversión incremental para aprovechar el potencial de eficiencia energética del país era de 170 billones de pesos de 2022-2030 (UPME 2021).

Estas cifras evidencian que la transformación del sector depende de la velocidad con la que se pueda realizar el recambio de vehículos, de calderas, de electrodomésticos, de refrigeradores, luminarias, etc y que para ello se requerirán de recursos para su financiamiento. En este sentido, el sector financiero juega un rol importante para la política de transición energética.

Si bien, el sector financiero reconoce los riesgos de las inversiones en los proyectos del sector, también es cierto que existe apetito por financiar proyectos de generación solar y eólica gracias a la madurez de mercado que han alcanzado; a pesar de esto hay varias tecnologías y sectores que aún no atraen capitales, por ello es preciso propiciar condiciones que permitan altos retornos esperados y reduzcan los riesgos percibidos.

Un primer paso para esto, es generar las condiciones que habiliten la participación de nuevos actores y tecnologías en el mercado entre ellas los mecanismos financieros (incentivos, líneas de financiación, entre otros) y las taxonomías como herramientas que orientan la inversión. La taxonomía consiste en un portafolio de actividades que se considera contribuyen con los compromisos nacionales o internacionales que tiene el país en materia de reducción de emisiones. En Colombia, la taxonomía verde fue publicada en el año 2021 y contempla proyectos de generación de electricidad con FNCE, almacenamiento de energía, la construcción de distritos térmicos, proyectos de construcción sostenible, vehículos eléctricos, y demás.

Otro de los elementos que crea condiciones favorables para la inversión en nuevas tecnologías son los incentivos. Gracias al otorgamiento de incentivos tributarios, subsidios u otros mecanismos de intervención se pueden reducir los riesgos (o aumentar los retornos esperados) asociados a la implementación de nuevas tecnologías. En este sentido, la experiencia en materia de incentivos tributarios otorgados a las fuentes no convencionales de energía (FNCE) y los proyectos de gestión eficiente de la energía (GEE) indica que éstos han sido efectivos en promover su inversión. Para FNCE entre los años 2017 y 2022 (con corte a diciembre) se recibieron cerca de 4700 solicitudes, de las cuales se certificaron alrededor del 71%, mientras que para GEE se recibieron cerca de 970 solicitudes de las cuales se certificaron alrededor del 75%, esta última con aportes a la reducción de consumos de energía según la meta establecida para cada sector en el PAI PROURE.

A pesar de estos avances, el gran reto para la transición energética en Colombia es la financiación al usuario final. Esto implica la necesidad de innovar en los modelos de negocio que permitan la democratización de los servicios financieros y facilitar el acceso a pagos digitales, créditos, inversiones, ahorros a los diferentes usuarios finales.

Comportamiento del mercado internacional del petróleo, gas y carbón.

Las coyunturas internacionales y las consecuentes interrupciones en las cadenas de suministro han impuesto nuevos retos para el sector energético en muchos países y ha generado diversas e inciertas señales en los precios, junto a un incremento de la demanda por gas natural, petróleo y sus principales derivados. El precio mundial del petróleo Brent registró en junio de 2022 (USD 123/barril) su máximo promedio mensual desde marzo de 2012 (USD 125/barril), y se ha situado durante 2022 en USD 103/barril, cifra que supera en 66% el promedio mensual del precio del crudo antes de la pandemia (USD 62 entre 1999 y 2019). Por su parte, el precio mundial referente del gas natural, Henry Hub, registró en septiembre de 2022 (USD 8,8/ Millón BTU) su máximo promedio mensual desde julio de 2008 (USD 11,1/ MBTU), y se ha situado durante 2022 en USD 6,6/MBTU, cifra que supera en 40% el promedio mensual del precio del gas natural antes de la pandemia (USD 4,5 entre 1999 y 2019).

En el caso de Colombia, en el contexto de la reactivación económica con la superación de la pandemia, el panorama internacional también se reflejó en el comportamiento de los precios de energéticos: la inflación anual de precios de energía durante 2022 fue 14,7% (entre enero y noviembre), significativamente por encima de su promedio histórico de 4,4% entre 2010 (desde cuando se mide oficialmente) y 2021. Las inflaciones anuales de los principales energéticos durante 2022 se comportaron así: electricidad 20,4% (promedio 2007 - 2021: 6,3%); gas natural 14,4% (promedio 2007 - 2021: 7,3%); y combustibles líquidos 8,1% (promedio 2010 - 2021: 1,8%), evidenciando que todos los energéticos en Colombia han tenido en 2022 una intensificación histórica de sus presiones inflacionarias.

Esta situación evidencia que el mundo y la economía actual depende del petróleo y sus derivados. El aumento de los precios del petróleo y los combustibles líquidos han incidido en las presiones inflacionarias del año 2022 y por ende, la asequibilidad de los energéticos. Sumado a las recientes políticas de desmonte gradual de subsidios lo que evidencia, además de una necesidad fiscal, la importancia de una señal de reflejar los precios internacionales de los combustibles para lograr acelerar la entrada de combustibles limpios.

Los recientes aumentos en los precios internacionales del petróleo tienen dos efectos. En el corto plazo, viabilizan mayores producciones en los países con este recurso para suplir el exceso de demanda, por lo que es posible esperar aumentos de producción en todo el mundo. Pero al mismo tiempo, evidencia la necesidad de seguir avanzando hacia una economía baja en carbono, no solo como una necesidad ambiental sino también como una estrategia de seguridad energética en los países que no cuentan con hidrocarburos en su matriz de oferta de energía.

Disponibilidad de minerales y materias primas necesarias para la transición. La transición energética implica la adopción, operación y mantenimiento de nuevas tecnologías que son en su mayoría importadas y que requieren para su fabricación de minerales estratégicos.

Tanto la International Energy Agency (IEA, 2022) como el Banco Mundial (Banco Mundial, 2022),


han estudiado ampliamente las oportunidades que representa la transición energética, como agente de cambio en actividades mineras extractivas. Los referentes internacionales coinciden en que la producción e instalación de tecnologías para la transición energética implica una nueva y creciente demanda de minerales, debido principalmente a que estas tecnologías son sustancialmente más demandantes de minerales, como materia prima, que similares con combustibles fósiles.

A pesar de esta mayor demanda, la huella de carbono relacionada para la producción de energía limpia representa apenas el 6% de las emisiones de GEI generadas por las tecnologías fósiles (Banco Mundial, 2020). Lo que justifica en gran medida la apuesta por estas tecnologías y su papel en el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el marco del COP 21.

Para lograr el dinamismo necesario en el sector minero durante el proceso de transformación energética, es importante tener en cuenta varios aspectos. Entre ellos se encuentran la concentración en la extracción y producción de minerales estratégicos, y su impacto potencial en los costos de las tecnologías. También se consideran las necesidades coyunturales y estructurales de avanzar hacia una minería sostenible. Además, se destacan la innovación tecnológica, la recuperación y reutilización de minerales, y la implementación de una estructura regulatoria para mitigar los riesgos, como elementos facilitadores de este proceso.

Surge la interrogante de cómo asegurar que los posibles beneficios de la actividad minera se conviertan en realidad y se traduzcan en el desarrollo de las comunidades locales. Diversos países en todo el mundo han reconocido este riesgo y han implementado medidas para fortalecer las cadenas de suministro locales, especialmente en la producción de minerales clave para la transición energética, como el litio, el níquel, el cobalto, el grafito y el magnesio. Colombia no debería ser una excepción y, por lo tanto, el país debe prepararse para una transición organizada de la extracción actual de estos minerales. El gran desafío radica en agregar valor al proceso de extracción y potenciar las dinámicas del mercado que impulsen el fortalecimiento de la industria en términos de producción e innovación tecnológica, aprovechando los recursos disponibles. Es fundamental que se promueva una estrategia integral que permita maximizar los beneficios económicos y sociales de la actividad minera, en armonía con el desarrollo sostenible y el bienestar de las comunidades locales.

Factores sociales

<p>Brechas de equidad y oportunidad de nuevas formas de emprendimiento local</p> 	<p>Debilidad institucional y creciente conflictividad en el desarrollo de proyectos de infraestructura</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



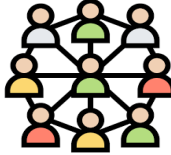
	
<p>Acceso a la información, relación con el estado y capital humano para la transición</p> 	<p>Uso de las regalías y las experiencias locales con el sector energético</p> 

Figura 10 Factores Sociales

Brechas de equidad y oportunidad de nuevas formas de emprendimiento local. De acuerdo con las cifras del DANE, en el año 2021, la incidencia de la pobreza monetaria fue de 39,3% (DANE 2022). Esto significa que dicho porcentaje de la población tiene ingresos inferiores o iguales a 354.031 COP. Este valor asciende a más del 60% en los departamentos de La Guajira, Chocó y Magdalena; mientras que es inferior al 30% en Antioquia, Caldas y Cundinamarca.

El progreso en la reducción de las desigualdades en el país está estrechamente vinculado al avance de la transición energética. Esta conexión funciona en ambas direcciones: el sistema energético actúa como facilitador para cerrar las brechas sociales, mientras que un país más equitativo y avanzado impulsa un sistema energético transformado. Ambos aspectos son fundamentales para lograr un desarrollo sostenible e inclusivo, donde la equidad y la calidad del sistema energético se refuerzan mutuamente en beneficio de toda la sociedad.

La disponibilidad de energía confiable, asequible y sostenible impulsa el desarrollo de las actividades cotidianas y promueve el crecimiento de las actividades productivas, lo cual contribuye a mejorar los ingresos y la calidad de vida de los ciudadanos. Al mismo tiempo, los cambios transformadores en las cadenas de valor demandan capital humano altamente capacitado y requieren que los usuarios tengan los recursos necesarios para adoptar nuevas tecnologías.

En este sentido, la transformación energética depende del grado de innovación en el relacionamiento entre el gobierno, las empresas y los usuarios. El aprovechamiento de los recursos de los territorios debe estar en consonancia con las expectativas de desarrollo económico y social local, con el fin de que las comunidades se sientan representadas en los proyectos y tengan oportunidades en materia de participación, empleo y encadenamientos productivos locales.

Debilidad institucional y creciente conflictividad en el desarrollo de proyectos de infraestructura. El abastecimiento seguro y confiable de los energéticos representan desafíos adicionales para garantizar la construcción oportuna de la infraestructura necesaria en el proceso

de transformación energética. Estos problemas pueden generar retrasos, obstáculos legales y disputas sociales que dificultan la implementación eficiente de proyectos energéticos. Es fundamental fortalecer las instituciones y promover un entorno propicio para la planificación y ejecución de infraestructuras energéticas, fomentando la participación ciudadana y el diálogo constructivo.

Parte fundamental de la transición energética implica el aumento en el uso de energía eléctrica y gas combustible, lo cual requiere una infraestructura capaz de satisfacer estas nuevas demandas. Sin embargo, aunque existe un interés de inversión para desarrollar proyectos de energías renovables y mejorar la infraestructura de gas y petróleo, las dificultades institucionales y los conflictos asociados pueden retrasar su implementación.

En el caso de la expansión de las redes de transmisión y distribución eléctrica, la capacidad actual resulta insuficiente para conectar los proyectos de generación renovable, lo que evidencia la necesidad de inversiones en infraestructura. En el ámbito del gas natural, los retrasos en la construcción de infraestructuras de importación y transporte están relacionados con la falta de claridad en la definición de beneficiarios y en la normativa asociada. Mientras que, en el caso del petróleo, se requieren inversiones en la capacidad de transporte de los oleoductos existentes y en otras adecuaciones. Estos problemas institucionales generan incertidumbre sobre el suministro futuro de energía, lo que dificulta la planificación y ejecución de proyectos relacionados con estas fuentes.

Por otro lado, el atraso en los proyectos, aunque en parte se puede atribuir a contingencias propias de las obras, se ve también influenciado por una dificultad clave en el sector energético: el proceso de consulta previa necesario para obtener licencias ambientales. La consulta previa es un derecho fundamental de carácter colectivo que busca asegurar un debido proceso ante la adopción de medidas administrativas, legislativas o decisiones sobre proyectos que puedan afectar a grupos indígenas o étnicos, con el fin de proteger su integridad cultural, social y económica, así como garantizar su derecho a la participación. Esta consulta, si bien es necesaria y legítima, puede generar demoras en la entrada o avance de los proyectos energéticos.

En este sentido, uno de los desafíos fundamentales radica en establecer canales de comunicación fluidos y permanentes con los grupos de interés en los territorios. Esto permitirá llevar a cabo procesos de consulta y participación que cumplan con las regulaciones legales, y así construir acuerdos colectivos beneficiosos para el territorio, los inversionistas y los usuarios. Es crucial garantizar un diálogo continuo que promueva la construcción de consensos y la colaboración entre todas las partes involucradas.

Acceso a la información, relación con el estado y capital humano para la transición. La adopción de nuevas tecnologías, el aprovechamiento eficiente de la energía, la conservación del medio ambiente y la construcción colectiva de lo que se entiende por transición energética, son retos sociales que comparten un elemento en común: la importancia de la difusión de información.

La transición energética enfrenta el desafío inicial de generar consenso en torno a su concepto, lo

cual implica superar las brechas de conocimiento existentes. Es necesario enfatizar las ventajas de las nuevas tecnologías energéticas, al tiempo que se abordan de manera transparente los riesgos y costos asociados. Para lograr una conversación productiva sobre la construcción de un sistema energético descentralizado, descarbonizado y digitalizado, es crucial desmitificar ideas infundadas y basadas en creencias no respaldadas por la ciencia. Cada tecnología debe ser evaluada en función de sus características particulares, considerando tanto sus beneficios como sus posibles limitaciones.

En Colombia, las decisiones tecnológicas relacionadas con la transformación del sector energético son complejas y no ofrecen soluciones evidentes. Cualquier elección conlleva riesgos y costos que pueden resultar difíciles de identificar en el presente. Por lo tanto, es fundamental entablar conversaciones objetivas que aborden los costos, la confiabilidad, los precios y los impactos en términos de empleo, contaminación y otros aspectos relevantes para la toma de decisiones. Este primer paso es esencial para comprender lo que se necesita en el proceso de transformación.

La intervención estatal desempeña un papel crucial en el acceso a la información sobre las nuevas tecnologías. Dado que la descentralización es una parte fundamental de la transición energética, es necesario hacer un esfuerzo por informar a los usuarios, emprendedores, comunidades y nuevas empresas sobre la disponibilidad de tecnologías, sus ventajas y desventajas, así como los mecanismos para acceder a ellas y los incentivos para fomentar su implementación. Esto permitirá facilitar la entrada de diversos actores al sector y promover un ambiente propicio para la adopción de soluciones innovadoras.

Para avanzar en este sentido, es fundamental que las entidades públicas realicen esfuerzos significativos para agilizar y simplificar los trámites, licencias, permisos y otras intervenciones relacionadas con las nuevas tecnologías. La normativa y los procedimientos deben ser modernizados y adaptados a las necesidades de los nuevos actores, con un enfoque centrado en el usuario final.

El sector educativo desempeña un papel fundamental en este proceso de transformación. La educación debe estar estrechamente vinculada a las necesidades del sector productivo del país, especialmente a las necesidades derivadas de la transición energética. Contar con capital humano preparado y capacitado en la producción, operación y mantenimiento de las nuevas tecnologías es un elemento crucial para impulsar el avance en este ámbito. La formación y capacitación en habilidades relacionadas con la tecnología y la sostenibilidad deben ser prioritarias, garantizando que los profesionales estén preparados para afrontar los desafíos y aprovechar las oportunidades que ofrece la transformación energética hacia una movilidad más sostenible, mayor eficiencia energética, electrificación de la economía y transformación de la oferta energética en general.

Uso de las regalías y experiencias locales con el sector energético. El sector minero energético ha desempeñado un papel importante en el desarrollo y crecimiento económico del país. Sin embargo, se ha presentado en muchas ocasiones, que los habitantes de las áreas circundantes expresan su insatisfacción porque a pesar de la implementación de proyectos para la conexión y

transporte de energéticos, las comunidades aún carecen de acceso y cobertura. Esto ha generado una falta de integración y una participación limitada de las comunidades en el desarrollo de estos proyectos. Como resultado, se ha creado desconfianza y rechazo hacia los proyectos en la región, afectando la percepción de bienestar y desarrollo de las comunidades.

Frente a esto, es necesario promover una mayor coordinación entre los proyectos del sector y los planes de desarrollo locales y regionales. Asimismo, se debe aprovechar las competencias y capacidades de las personas de la región, así como las contribuciones de la academia, con el objetivo de reducir gradualmente la dependencia de las actividades extractivas. La comunidad espera que los beneficios generados por los proyectos minero energéticos sean reinvertidos en actividades que promuevan el desarrollo sostenible a largo plazo. Por lo tanto, es fundamental que los proyectos del sector minero energético no se limiten a proporcionar un bienestar efímero, sino que generen un impacto duradero y contribuyan al crecimiento y prosperidad de las comunidades involucradas.

Factores tecnológicos

La transición energética y el logro de metas de neutralidad de carbono dependen en gran medida de los avances tecnológicos. Afortunadamente, la actual tendencia de desarrollo e innovación se alinea con el objetivo de digitalizar, descentralizar y descarbonizar las cadenas de valor, lo que nos permitirá presenciar importantes avances en la transformación energética en las próximas décadas. En este sentido, es relevante resaltar cuatro desarrollos tecnológicos que jugarán un papel protagónico en la transformación energética tanto de Colombia como a nivel mundial.





<p>La eficiencia energética primer paso hacia la sostenibilidad</p> 	<p>Las perspectivas del hidrógeno y la captura, secuestro y utilización del carbono, la oportunidad de los fósiles en la transformación</p> 
<p>Electrificación vehicular y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica</p> 	<p>Generación distribuida, autogeneración y comunidades energéticas</p> 

Figura 11 Factores tecnológicos

La eficiencia energética, primer paso hacia la sostenibilidad. La eficiencia energética, es optimizar la forma en cómo se usa la energía, no es simplemente ahorrar. Lo anterior, significa que el resultado de la eficiencia energética es realizar las mismas actividades consumiendo menos energía, o bien, producir más con la misma cantidad de energía consumida.

La apuesta por la eficiencia energética en el marco de la transición no es fortuita. Al optimizar el uso de la energía, la sociedad puede fortalecer su suministro energético al requerir menos energía para satisfacer la demanda, al tiempo que contribuye a la competitividad y a la accesibilidad de la energía. Además, la eficiencia energética permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, promoviendo así un enfoque más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

Colombia tiene un alto potencial de eficiencia energética. De acuerdo con el Balance de Energía Útil (BEU) realizado por la UPME (UPME 2019), la eficiencia energética puede significar una reducción de costos entre 6.600 y 11.000 millones de USD al año. En el reciente Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PAI - PROURE) (UPME 2021) se identificó un potencial de reducción de consumo energético del orden de 1.688 PJ para el periodo 2022-2030, lo que equivaldría a un 10% del consumo agregado. El éxito de la implementación de acciones de eficiencia energética permitirá capitalizar rápidamente esos ahorros y contribuirá a cumplir con los objetivos de la transformación energética.

La transformación energética requiere de la modernización tecnológica del país. Esto significa que hay que cambiar electrodomésticos, gasodomésticos, vehículos, calderas, hornos, luminarias, motores, bombas, etc que tengan tecnologías con bajos rendimientos, por nuevos equipos que permitan prestar el mismo servicio (o incluso uno mejor) con un menor consumo energético. Sin embargo, la renovación tecnológica no es a costo cero, requiere de inversiones superiores a las de continuar con tecnologías inferiores. La estimación de las inversiones incrementales para las medidas propuestas en el PAI-PROURE fue de 170 billones de COP en 9 años, lo que corresponde aproximadamente al 1,8% del PIB nacional agregado de 2022-2030.

En este contexto, la disponibilidad de tecnología y de información para los usuarios finales desempeña un papel importante en la toma de decisiones de compra de equipos y en el consumo de energía. Estos factores son fundamentales para promover la actualización tecnológica y la adopción de prácticas eficientes en el uso de la energía. Además, la forma en que se establecen los precios de los energéticos, los impuestos, los estándares mínimos de rendimiento, la etiqueta energética, entre otros aspectos, son instrumentos de intervención pública que permiten avanzar hacia un nuevo sistema energético.

Las perspectivas del hidrógeno de bajas emisiones en actividades difíciles de electrificar. El hidrógeno se denomina “la pieza perdida” en el rompecabezas de la transición energética. El creciente interés por el hidrógeno se refleja en que, en el 2021, más de 30 países han publicado su estrategia nacional de hidrógeno (IRENA 2022), cuando hace 5 años, solo un país (Japón) la había publicado.

El interés en el hidrógeno se debe a 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 almacenarse y proporcionar estabilidad y flexibilidad en los sistemas de energía. Además de estos beneficios, el hidrógeno ha ganado importancia en términos de seguridad energética, ya que puede ser producido localmente a partir de fuentes renovables, lo que diversifica el portafolio de países exportadores y reduce el riesgo de escasez.

El Ministerio de Minas y Energía lanzó la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia en 2021 (MINENERGÍA, 2022). Según este documento, el país tiene condiciones para ser el líder regional de este vector energético. Por un lado, se cuenta con reservas de petróleo, gas natural y carbón necesarios para la producción de hidrógeno azul⁶, así como, de recursos renovables (hidráulica, solar y eólica) para la producción de hidrógeno verde⁷. Por otro lado, se resalta la privilegiada ubicación geográfica, el tejido empresarial y el marco regulatorio estable, capaz de atraer capital de inversión de largo plazo.

La apuesta con el hidrógeno es a largo plazo. En la próxima década, el reto consistirá en utilizar la infraestructura existente para la producción de hidrógeno gris con destino a las refinerías, junto con la captura de CO₂ para la obtención de hidrógeno azul, satisfaciendo la demanda in situ⁸. Entre 2030 y 2040, se espera que la producción de hidrógeno verde complemente la de azul, para ser utilizado en procesos petroquímicos, transporte y exportación. A partir de 2040, el hidrógeno verde podría ser más competitivo que el azul, teniendo mayor demanda en la industria, transporte y en la generación de energía eléctrica.

Por otro lado, el mercado emergente de hidrógeno de bajas emisiones está en una etapa inicial de desarrollo. En este sentido, la intervención estatal es crucial para establecer las bases legales que impulsen la innovación, brinden señales de mercado que fomenten el uso del hidrógeno como combustible y faciliten la financiación de infraestructuras relacionadas. Además, el papel del Estado es fundamental para promover la capacitación, formación e investigación en la producción y uso del hidrógeno, así como para fomentar el crecimiento de un ecosistema empresarial y de capital humano que genere valor en esta nueva cadena productiva.

Captura, secuestro y utilización del carbono, la oportunidad de los fósiles en la transformación energética: Las tecnologías de captura, secuestro, almacenamiento y uso del carbono (CCUS por sus siglas en inglés) son esenciales para alcanzar la carbono neutralidad y son una oportunidad para el uso de combustibles fósiles en aquellas aplicaciones en las que es difícil e ineficiente reemplazarlos. Según Woodmackenzie (2022), el camino mundial de carbono

⁶ Hidrógeno azul: Es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH₄) y que cuenta con un sistema de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso de producción y se considera FNCE.

⁷ Hidrógeno verde: Es el hidrógeno producido a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera FNCER.

⁸ Es importante aclarar que el uso actual de hidrógeno de las refinerías es como insumo industrial no como fuente de energía.

neutralidad en 2050 requiere que se construya capacidad de captura de 5 billones de toneladas de carbono anualmente de aquí a 2035 (Wood Mackenzie 2022).

De acuerdo al documento de actualización de la Contribución Determinada a nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) preparada por Colombia para la Comisión Intersectorial del Cambio Climático, en el 2020 las emisiones totales del país fueron del orden de 291,3 Mton CO₂, de las cuales la energía participa con 30%. De las 88,60 Mton CO₂ del sector energético, 54 Mton CO₂ (61%) corresponde al transporte, manufactura y otros usos finales; 16,8 Mton CO₂ (22%) se imputan a las emisiones fugitivas en la producción de petróleo y gas, 11,5 Mton CO₂ (17%) en la producción de electricidad y las 5,9 Mton CO₂ restantes, en las emisiones fugitivas del carbón y la producción de coque (MADS, 2020).

El compromiso internacional suscrito en la NDC es una reducción del 51% a 2030 y la carbono neutralidad a 2050. Si se asume que las emisiones crecen a una tasa decenal de 18%, a 2030 alcanzarán un nivel de 345,80 Mton CO₂ (Min. Ambiente 2021) y a 2050 de 481,5 Mton CO₂. Suponiendo que la energía participa con un 30% en esas emisiones, el reto a corto plazo sería reducir aproximadamente 52,78 Mton CO₂ (51%) a 2030 y 144 Mton CO₂ a 2050 respecto al escenario tendencial.

De acuerdo con (Yáñez et al. 2020), en Colombia se tiene un potencial de captura de CO₂ de 18 Mton CO₂ por año, donde el 59% de este volumen corresponde a la industria petrolera, el 21% a la cementera, el 16% a la generación termoeléctrica y el restante 4% a otros sectores.

El potencial de almacenamiento de CO₂ a través de recobro mejorado en la industria petrolera se estima en 142 Mton CO₂. El costo nivelado de estas soluciones oscila entre los 12-209 Euros/ton CO₂ y este potencial representa el 25% de las emisiones proyectadas para la industria de petróleo en el país en el periodo de 2025- 2040, lo que a su vez corresponde a un 7% de la NDC.

Los clusters de captura de CO₂ identificados para Colombia son los siguientes: el primero está asociado a las actividades industriales cerca de las refinerías. El segundo, corresponde a la captura que se puede realizar en las regiones en donde se encuentran las operaciones de extracción de gas. El tercer cluster se encuentra en Cartagena en donde se podrían agrupar las emisiones de Reficar, así como las de la industria cementera y de generación térmica cercana. Finalmente, el último cluster hace referencia a las plantas de producción de bioetanol y las plantas de cemento más grandes del país.

Electrificación vehicular y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. El proceso de urbanización e industrialización ha generado un aumento constante en la demanda de energía de alta densidad, especialmente en forma de combustibles líquidos. Abastecer estas necesidades con fuentes de energía de baja densidad e intermitentes, como la energía eólica y solar, representa un desafío. En este contexto, el almacenamiento en baterías desempeña un papel crucial en la electrificación del transporte y en proporcionar flexibilidad a los sistemas de energía que dependen en gran medida de fuentes renovables.

La electrificación del transporte es la piedra angular de los nuevos sistemas energéticos. Gracias a la reducción de costos y las mejoras en eficiencia de las baterías, la electrificación de los vehículos livianos, carga de última milla y transporte de pasajeros terrestre será una realidad en el futuro cercano. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) en 2020, las ventas de vehículos eléctricos superaron los 10 millones, creciendo en un 43% frente a 2019 (EIA, 2020). Los vehículos con batería eléctrica (BEV por su sigla en inglés) han avanzado en las ventas, gracias a que son competitivos en términos del costo total de propiedad en algunos países y a que varios gobiernos han dado incentivos fiscales y de otra naturaleza para motivar la compra de estos vehículos.

Por otro lado, las baterías de mayor escala pueden desempeñar diferentes funciones en los sistemas de potencia (UPME 2021), ya que permiten una mayor integración de recursos renovables y no controlables, dándole flexibilidad a la operación. La AIE estima que se requieren 585 GW de almacenamiento para integrar la capacidad de renovables consistente con la meta de carbono neutralidad en 2050 (Net Zero Emissions by 2050 Scenario) (EIA, 2022) y aunque las inversiones en proyectos de baterías están en una etapa temprana, ya se evidencian los avances. En el mundo, en el 2021, se adicionaron 12,4 GW de nueva capacidad instalada y se estima que se alcancen 346 GW a 2030. En lo que respecta a los costos de las baterías de iones de litio, estos han decrecido de 684 USD/kWh (2013) a un promedio actual de 137 USD/kWh y se espera que se reduzcan a menos de 100 USD/kWh en el corto plazo, en consonancia con el hecho de que la capacidad de producción se ha expandido de 14 GW en 2010 a 457 GW en 2020 (Baker McKenzie, 2022).

Colombia ya ha dado los primeros pasos en la introducción de sistemas de almacenamiento. La UPME adjudicó en junio de 2021 la primera subasta de almacenamiento de energía, la cual será instalada en el departamento de Atlántico para apoyar la red de transmisión regional. Por otro lado, Enel-Emgesa instalaron un sistema de baterías de iones de litio de 7 MW en la central de Termozipa que les permite cumplir con los requisitos de reserva primaria de frecuencia.

Generación distribuida, autogeneración y comunidades energéticas. Dentro de las estrategias clave para lograr una descentralización efectiva y garantizar el acceso a energéticos de calidad, se destacan la generación distribuida, la autogeneración y la formación de comunidades energéticas. Estas opciones, combinadas con la implementación de medición inteligente, digitalización y sub-medición, permiten sustituir los combustibles fósiles, ampliar la cobertura en zonas no interconectadas y fortalecer el empoderamiento de la demanda en un mercado resiliente y de bajas emisiones.

La generación distribuida ha aumentado de manera sostenida durante los últimos años y esto se refleja en la vinculación paulatina de nuevos agentes. Las expectativas de aumento de capacidad instalada llegan hasta alcanzar los 1.219 MW a 2032, superando ampliamente la capacidad instalada de 2022 (136 MW), con una generación de energía asociada que llegaría a los 1.740 GWh-año en ese año, aproximadamente nueve veces la del 2022 (0,194 GWh-año según la información suministrada por los operadores de red). Además, vale la pena resaltar que, dentro de las bondades de estos procesos, se encuentran beneficios de carácter técnico (reducción de

pérdidas, menor necesidades de infraestructura de STR, STN, entre otros), económicos y el aprovechamiento de recursos locales.

En el ámbito de las comunidades energéticas, se encuentran disponibles diversas tecnologías maduras y ampliamente implementadas a nivel mundial, respaldadas por innovaciones en digitalización, medición y gestión de datos. En el sector industrial y terciario, se presentan propuestas para la implementación de nuevos distritos térmicos. En el ámbito urbano, aunque existen alternativas tecnológicas adecuadas para edificaciones y viviendas, es importante reconocer que en el caso colombiano el proceso puede presentar desafíos en términos de implementación, como se abordará más adelante.

En contraste, para las Zonas No Interconectadas (ZNI), se han propuesto las microrredes como soluciones viables para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica. En los Planes Indicativos de Expansión de Cobertura (PIEC), se han identificado recursos potenciales, ubicaciones estratégicas y las inversiones necesarias para implementar estas microrredes. Estas alternativas también aceleran la transición hacia la sustitución de combustibles fósiles, e incluso permiten aprovechar la infraestructura existente, al tiempo que se avanza hacia nuevos desarrollos, como el almacenamiento a pequeña escala.

Factores ambientales

Colombia ha adquirido ambiciosos compromisos climáticos internacionales con el objetivo principal de aportar en la reducción de las emisiones de GEI y contribuir a la mitigación del cambio climático. El sector energético ha propuesto la incorporación del enfoque territorial como una estrategia para coordinar acciones y alcanzar las metas establecidas. Este enfoque busca garantizar la gobernabilidad, el cumplimiento de la normativa ambiental y el conocimiento detallado del territorio, de manera que se puedan satisfacer las necesidades específicas y aprovechar las oportunidades con el menor impacto posible. Además, se busca fortalecer las capacidades regionales y promover la integración del conocimiento en beneficio del desarrollo territorial. Así, se han identificado cuatro aspectos fundamentales que sirven de base para la identificación de retos, oportunidades y riesgos que se imponen en el sector energético:

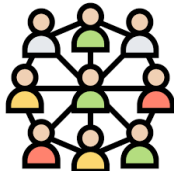

<p>Conexión de las preocupaciones ambientales a nivel nacional y territorial</p> 	<p>Fortalecimiento técnico a nivel local</p> 
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



Figura 12 Factores ambientales

La conexión entre las preocupaciones ambientales a nivel nacional y territorial es evidente en el desarrollo de proyectos minero energéticos, especialmente significativas en las regiones involucradas de manera directa. Estas preocupaciones se centran en los pasivos ambientales que pueden resultar de dichos proyectos, como la contaminación de fuentes hídricas, la deforestación, los monocultivos, el mal manejo de desechos sólidos y los derrames de petróleo, entre otros. Durante los talleres regionales, se pudo identificar de manera particular los requisitos ambientales planteados por diversas partes interesadas, tanto del ámbito público como privado, en relación a los efectos negativos que pueden surgir de una implementación deficiente de los proyectos.

Es fundamental establecer un enfoque en el cual la relación entre el Estado y el territorio sea resiliente, basada en el respeto hacia los ecosistemas y con un menor impacto en la sociedad y el medio ambiente. La gestión de los recursos energéticos no debería generar riesgos de contaminación ni comprometer la salud de las comunidades, sino más bien ofrecer oportunidades de mejora para el bienestar y el desarrollo socioeconómico.

Asimismo, es necesario fomentar la integración y participación social significativa como base para promover el desarrollo de actividades productivas que minimicen el impacto humano en la biodiversidad y las relaciones culturales. Es fundamental identificar y evaluar los impactos y efectos derivados de los proyectos del sector, con el fin de gestionarlos de manera adecuada y responsable.

Además, es importante tener en cuenta que el sector minero energético está estrechamente relacionado con otros sectores de la economía nacional. Las medidas propuestas a lo largo del documento requieren la integración de diversos ministerios y actores del mercado. En este sentido, la salud juega un rol central, ya que aquellos que participan directa o indirectamente en el sector minero energético, como en la extracción de recursos minerales como el carbón, o incluso en el sector residencial mediante el uso de leña para cocinar, pueden sufrir deterioro en su salud. Por lo tanto, junto con las políticas encaminadas a la transición energética, es necesario destacar la relevancia de políticas focalizadas en salud pública, que respondan a las demandas de las

comunidades afectadas.

Fortalecimiento técnico a nivel local. Este componente se identifica como una oportunidad vinculante hacia el establecimiento de condiciones técnicas que permitan la participación de los profesionales regionales en el desarrollo de los proyectos del sector.

En algunas regiones del país, se evidencia la deserción escolar y una oferta limitada de formación profesional que pueda impactar de manera significativa en las comunidades locales. Es necesario fortalecer las capacidades de formación de capital humano técnico y profesional para satisfacer las necesidades del sector productivo en la región. Una propuesta concreta es la creación de semilleros de investigación municipales con el apoyo de instituciones académicas como universidades, el SENA y otros actores, con el objetivo de apropiarse de conocimiento, generar empleo y facilitar la formulación y ejecución de proyectos locales exitosos. De esta manera, los proyectos se convertirán en verdaderos promotores de desarrollo local.

Participación ciudadana y transición energética justa. La participación ciudadana es un elemento crucial en el proceso de transición energética justa, y es fundamental asegurar una escucha efectiva durante los procesos de consulta. Sin embargo, es importante reconocer que los procesos de consulta por sí solos no garantizan que se cumplan los compromisos acordados. Es necesario complementar la visión de desarrollo y bienestar planteada por el Estado con la perspectiva de las comunidades, de manera que el desarrollo de proyectos minero-energéticos no vulnere la identidad colectiva y cultural de sus pobladores.

Se propone una estrategia que contemple diversas acciones. En primer lugar, se plantea la presentación, consulta y validación de los planes del sector en las regiones, permitiendo la participación de las comunidades desde las etapas iniciales de los proyectos. Esto implica una consulta temprana de los proyectos de asociación público-privada (PPP) para adelantar el trabajo que los privados deben llevar a cabo en el marco del licenciamiento ambiental, sin perjuicio de otras consultas legales obligatorias, como las consultas previas. En segundo lugar, se propone el desarrollo de herramientas de información básica a nivel nacional y regional, que permitan compartir el estado actual y futuro de los proyectos. Esto garantizará una mayor transparencia y acceso a la información por parte de las comunidades y demás actores interesados. Finalmente, se plantea la implementación de un catastro multipropósito y la realización de iniciativas para apoyar a los municipios en la actualización de sus planes de ordenamiento y su alineación con la planeación nacional. Esto facilitará la gestión adecuada del territorio y permitirá una planificación más eficiente y sostenible.

En general, es fundamental implementar nuevos procesos de participación ciudadana que trasciendan la mera socialización de proyectos. Tanto el Estado como los desarrolladores de proyectos deben reconocer que las comunidades poseen un conocimiento profundo de su territorio y desean participar activamente en las decisiones que impactan directamente su vida cotidiana.

Seguimiento, supervisión y control de las autoridades. Se reconoce ampliamente la necesidad de un seguimiento, supervisión y control efectivos de las empresas del sector minero energético en el territorio. Existen oportunidades para fortalecer este componente a través de un adecuado monitoreo de los programas sociales, el cumplimiento de los compromisos adquiridos por las empresas y la implementación de los planes de manejo ambiental.

Todos los actores involucrados deben cumplir con sus compromisos económicos, sociales y ambientales. Esto implica garantizar una gestión social responsable por parte de las empresas, el cumplimiento de los acuerdos de empleo de mano de obra local y colaboración con proveedores locales, así como el respeto y atención a las comunidades en las áreas de influencia. Además, es fundamental el control y la vigilancia de los proyectos por parte del Estado. Al abordar estos aspectos, se podrá hacer frente a los bajos niveles de credibilidad de las instituciones regionales y a la falta de coordinación entre el centro y la periferia del país.

Anexo 4. Análisis poblacional

Los diferentes escenarios de modelación del Plan Energético Nacional (PEN 2022-2052) consideran la serie actualizada de proyecciones de población realizada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). De acuerdo con estas cifras, en el año 2052 Colombia tendrá cerca de 62,3 millones de habitantes, resultante de una tasa de crecimiento promedio anual de 0,6% entre el año 2022 y 2052.

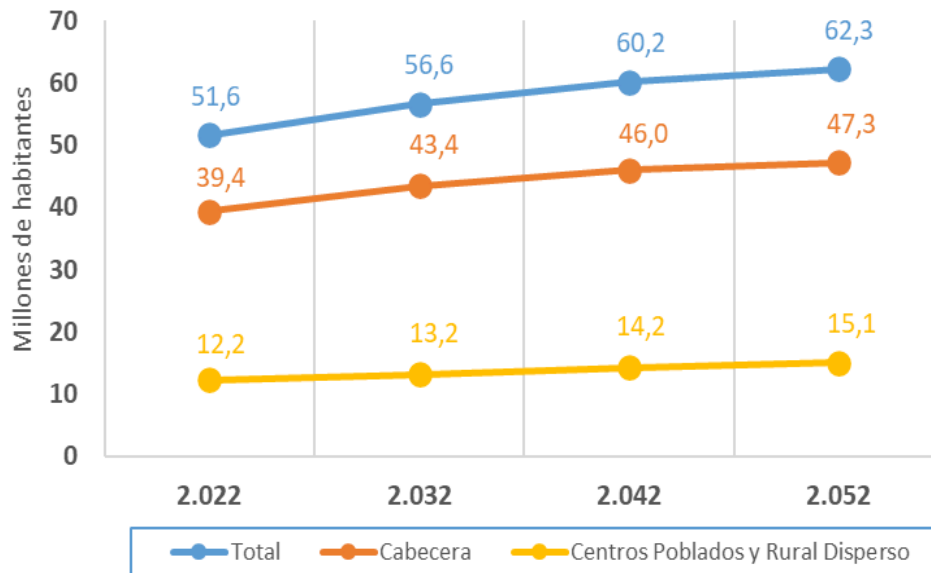


Figura 13 Proyecciones de población - DANE

Por su parte, según la última actualización de las proyecciones demográficas (2018-2050) realizadas por el DANE, a partir de los resultados del Censo 2018, el número de hogares en Colombia pasará de 17,4 millones en el año 2022 a 29,6 millones de hogares en el año 2050, lo que significa que en un lapso de casi 30 años el número de hogares aumentará más de 70%. Sin embargo, durante este mismo período no se esperan cambios importantes en la distribución del número de hogares por área. En efecto, un poco más de tres cuartas partes de los hogares (22,8 millones de hogares - 77,1%) seguirán concentrándose en la cabecera de los municipios y los restantes 6,8 millones de hogares (22,9%) en los centros poblados y rural disperso.

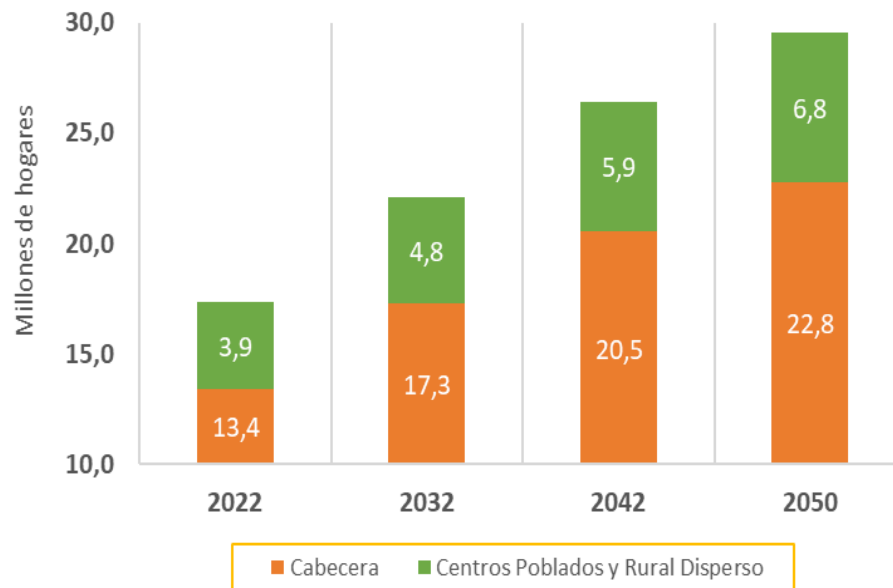


Figura 14 Número de hogares - DANE

En términos de número de personas, se espera que en el año 2052 cerca de 47,3 millones de personas se ubiquen en las cabeceras de los municipios, y los restantes 15,1 millones de personas lo hagan en los centros poblados y el área rural dispersa.

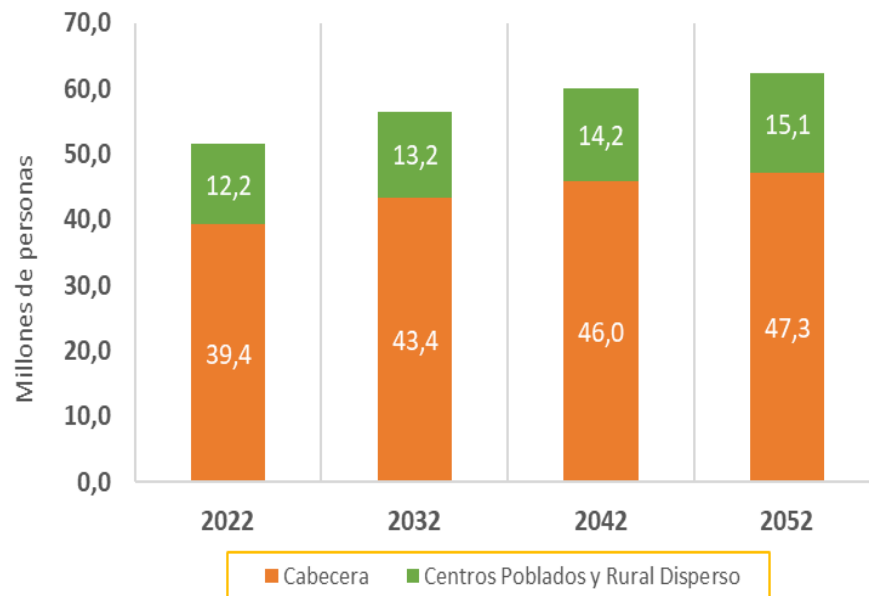


Figura 15 Número de personas por ubicación - DANE

De otro lado, según las proyecciones de población del DANE conforme al sexo, la distribución de la población en el año 2022 corresponderá a 48,8% para hombres y 51,2% para mujeres. Así mismo, en el año 2052 el 48,1% corresponderá a hombres y 51,9% a mujeres, es decir, una leve reducción de la participación de los hombres en favor de las mujeres.

Finalmente, estas características demográficas futuras de la población tendrán efectos directos e indirectos en la demanda de energéticos que además se sumarán a los desarrollos de eficiencia energética, prácticas de uso de los energéticos, sustitución de energéticos, y desarrollos tecnológicos presentes a lo largo de este período, consideraciones que fueron tenidas en cuenta en el Plan Energético Nacional (PEN 2022-2052).

Anexo 5. Escenarios de Crecimiento Económico Colombiano

Para la construcción de escenarios macroeconómicos de crecimiento, se toma información procedente de fuentes oficiales, entidades de investigación y firmas de inteligencia de mercados con las cuales la UPME cuenta con suscripción. A continuación, se listan las fuentes de información consultadas:

- a) Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)
 - Cuentas Nacionales Trimestrales (PIB Enfoque Oferta, PIB Enfoque Gasto).
 - Índice de Seguimiento de la Actividad Económica (ISE). Periodicidad Mensual.
 - Gran Encuesta Integrada de Hogares. Periodicidad Mensual.
 - Cuentas Nacionales Departamentales. Periodicidad Anual.
 - Encuesta Mensual Manufacturera con enfoque territorial
 - Índice de Producción Industrial. Periodicidad Mensual.
 - Encuesta de Pulso Empresarial. Periodicidad Mensual.
 - Encuesta de Pulso Social. Periodicidad Mensual.
- b) Banco de la República
 - Encuesta Mensual de Expectativas Inflación y Tasa de Cambio. Periodicidad Mensual.
- c) FEDESARROLLO
 - Encuesta de Opinión Empresarial: Industria y Comercio. Periodicidad Mensual.
 - Encuesta de Opinión del Consumidor. Periodicidad Mensual.
- d) Wood Mackenzie
 - Macro – Oils: Histórico, y proyecciones de corto y largo plazo de los precios internacionales del petróleo y el gas natural. Periodicidad Mensual, con horizonte a 15 años.

Para la proyección del PIB, la UPME también utiliza la información sobre indicadores líderes, por su correlación con el crecimiento económico, la dinámica del ciclo económico y por disponerse de ellos con periodicidad mensual. Las variables consideradas para la proyección del PIB fueron:

- a) Índice de Producción Industrial
- b) Índice de Producción Real
- c) Demanda de Electricidad (XM)
- d) Demanda de Gas Natural (CONCENTRA y Bolsa Mercantil)
- e) Demanda de Combustibles Líquidos (SICOM – MHCP)
- f) Producción Mensual de Café (Información tomada de Federación Nacional de Cafeteros)
- g) Precios del Petróleo: Referencia Brent
- h) Precios del Carbón: Referencia ARA

- i) Precios de Gas Natural: Referencia Henry Hub
- j) Licencias de Construcción (Área en metros cuadrados)
- k) Índice de ventas del comercio al por menor
- l) Cartera bruta sector bancario
- m) Venta de vehículos

Metodología

La proyección del PIB Colombia 2022 – 2052, considera los siguientes pasos:

- a) Se parte de dos series históricas: trimestral y anual de cada sector económico, en precios constantes (Miles de Millones de pesos de 2015 – COP MM 2015), lo que permite estimar el PIB real y el crecimiento de la economía.
- b) Se define una metodología de estimación (Modelos Autorregresivos, Multivariados y regresión logística) para construir una serie de proyecciones (no menos de diez, para escoger varios escenarios) en niveles (largo plazo) y en tasas de crecimiento (corto plazo), para cada uno de los doce sectores económicos en los que actualmente se desagrega el PIB según la actual clasificación CIU establecida por el DANE para cuentas nacionales: Agricultura, Minería, Industria, Construcción, Comercio (Incluye Transporte), Suministro de Electricidad – Gas Natural – Agua y Alcantarillado, Financiero, Inmobiliario, Comunicaciones, Profesionales, Administración Pública, Entretenimiento.
- c) Para las proyecciones de corto plazo del PIB, se estiman modelos de vectores autorregresivos – VAR (dado que las series no son estacionarias y se trabajan en primeras diferencias), para cada sector económico, explicándolo a partir de uno o dos indicadores líderes asociados al sector.
- d) Para aquellos sectores en los que no hay un indicador líder con un número suficiente de observaciones se utiliza un modelo ARIMA. Para ello, se parte de la diferenciación de las series, para hacerlas estacionarias (con media y varianza constante en su término de error), con el propósito de que el pronóstico obtenido tenga convergencia a un valor a largo plazo (Reversión a la media).
- e) Con la técnica de Box – Jenkins (Correlogramas), y pruebas de raíz unitaria, calibrar los componentes autorregresivos (AR) y los componentes de media móvil (MA), para obtener el mejor ARMA posible, minimizando tanto el error, como los criterios de información de Akaike y Schwartz.
- f) En el caso de las proyecciones obtenidas a partir de modelos VAR y modelos ARIMA, se encadenan los valores de los últimos cuatro trimestres observados (en niveles), con la tasa estimada de crecimiento de los próximos 4 trimestres. De esta manera, y haciendo este cálculo de forma recursiva (para los siguientes trimestres), se obtiene la serie proyectada de cada sector 2020 – 2050.
- g) Una vez se han construido las series proyectadas para cada sector económico, se escogen los cuatro escenarios más consistentes: Base (Benchmark), Alto (Optimista), Bajo (Pesimista) y Alternativo. La consistencia de cada escenario está determinada por la factibilidad de la estimación obtenida, y el desempeño histórico de la serie.

- h) Se procede a sumar los PIB de cada uno de los doce sectores (n=12), agrupados por escenario, para obtener el PIB Total (PIB Enfoque Oferta), y a partir de este resultado, el crecimiento económico anual, el crecimiento económico interanual por trimestre y las participaciones de cada sector económico en el PIB Total.
- i) Para la construcción de escenarios de demanda de combustibles líquidos, se usa una serie de PIB Mensual, a partir de la mensualización de la serie histórica y la serie proyectada por la UPME para los escenarios base, alto y bajo, usando el procedimiento DENTON en el Software Stata 17.

Supuestos macroeconómicos

Para la construcción de los escenarios de PIB, se parte de los siguientes supuestos:

- Superación de la emergencia económica y sanitaria por la pandemia del Covid - 19, por lo cual, todos los sectores económicos se desempeñarán sin restricciones en su funcionamiento.
- Trayectoria de la tasa de cambio (COP / USD) entre COP 4.000 y COP 5.000.
- Precio del barril de petróleo Referencia Brent entre USD 60/ Barril y USD 120/ Barril, en el periodo 2022 – 2052. El nivel de largo plazo de precios Brent se ubica en un rango entre USD 50/ barril y USD 75/ barril.
- Precios al consumidor. Se pronosticó la evolución de la inflación anual de precios al consumidor (variación anual del IPC a diciembre) para la economía colombiana así: 12,5% en 2022; 4,4% en 2023 (escenario alterno del 8%); 3,1% en 2024; 3% en 2025; 2,9% en 2026; convergencia a largo plazo (2052) a una inflación entre 1,6% y 4,1%.

Principales resultados

A continuación, en la Tabla 12 se presentan los datos de crecimiento económico colombiano a 2052, usados para el desarrollo de los escenarios de actualización del PEN 2022- 2052; mientras que en la Tabla 13 se puede observar el escenario de la base del PEN 2022-2052, con enfoque en Oferta: Sectores económicos con mayor incidencia en el consumo de energía, y en la Tabla 14 se evidencian los escenarios PEN - UPME de PIB Real Colombia (Precios Constantes) 2022 - 2052:

Tabla 12 Escenarios PEN - UPME de Crecimiento Económico Colombiano 2022 - 2052⁹

Año	Histórico	Escenario Base	Escenario Alto
2019	3,2%		
2020	-7,0%		
2021	10,7%		
2022	9,4% ¹⁰	7,8%	7,9%
2023		2,6%	3,7%
2024		3,4%	4,4%

⁹ La actualización de escenarios de crecimiento económico 2022 - 2052 construidos por la UPME, incorpora el resultado del PIB Tercer Trimestre 2022 y la actualización histórica de la serie de PIB desde el primer trimestre de 2005 (2005q1) publicados por el DANE el 15 de noviembre de 2022 (2022q3).

¹⁰ Crecimiento económico anual observado hasta el tercer trimestre (Corresponde a la variación del PIB acumulado en primero, segundo y tercer trimestres, entre 2021 y 2022).

Año	Histórico	Escenario Base	Escenario Alto
2025		3,6%	5,2%
2026		4,1%	4,1%
2027		3,5%	3,5%
2028		3,2%	3,3%
2029		3,2%	3,5%
2030		3,1%	3,5%
2052		3,0%	3,6%
Promedio 2031 – 2040		3,0%	3,5%
Promedio 2041 – 2050		3,0%	3,6%
Promedio 2023 - 2052		3,1%	3,6%

Tabla 13 Escenario Base PEN - UPME de Crecimiento Económico Colombiano 2022 -2052¹¹
Enfoque Oferta: Sectores económicos con mayor incidencia en el consumo de energía

Año	Minería	Industria	Suministro de Electricidad, Agua, Gas y Alcantarillado	Construcción	Comercio	Transporte
2019	1,9%	1,2%	2,5%	-3,9%	3,7%	3,5%
2020	-15,6%	-9,8%	-2,6%	-26,8%	-13,7%	-21,4%
2021	0,2%	16,4%	5,1%	5,7%	20,9%	17,4%
2022 ¹²	1,3%	12,6%	4,9%	9,2%	15,1%	22,8%
2022	1,4%	9,5%	5,7%	7,8%	11,5%	19,5%
2023	1,7%	1,7%	3,9%	1,3%	2,1%	2,9%
2024	2,5%	2,0%	2,5%	4,3%	3,5%	3,3%
2025	2,5%	2,1%	2,5%	4,2%	3,6%	3,3%
2026	1,3%	5,5%	4,0%	6,7%	3,9%	8,0%
2027	2,8%	2,8%	2,8%	5,5%	3,7%	3,6%
2028	2,6%	2,7%	2,6%	4,5%	3,6%	3,4%
2029	2,3%	2,6%	2,4%	3,9%	3,5%	3,2%
2030	2,3%	2,6%	2,3%	3,7%	3,5%	3,1%
2040	2,3%	2,5%	2,1%	3,3%	3,1%	2,7%
Promedio 2031 – 2040	2,3%	2,5%	2,1%	3,4%	3,2%	2,8%
Promedio 2041 – 2050	2,3%	2,5%	2,0%	3,2%	3,0%	2,7%
2052	2,3%	2,5%	2,0%	3,2%	3,0%	2,6%

Tabla 14 Escenarios PEN - UPME de PIB Real Colombia (Precios Constantes) 2022 - 2052¹³
Cifras en Billones de pesos colombianos de 2015

Año	Histórico	Escenario Base	Escenario Alto
2019	881,2		
2020	819,1		
2021	906,6		
2022		970,9	976,9
2023		1002,8	1014,1
2024		1036,9	1058,2
2025		1073,9	1113,5
2026		1117,4	1158,6
2027		1156,4	1199,5
2028		1193,7	1239,3

¹¹ La actualización de escenarios de crecimiento económico 2022 - 2052 construidos por la UPME, incorpora el resultado del PIB Tercer Trimestre 2022 y la actualización histórica de la serie de PIB desde el primer trimestre de 2005 (2005q1) publicados por el DANE el 15 de noviembre de 2022 (2022q3).

¹²

¹³ La actualización de escenarios de crecimiento económico 2022 - 2052 construidos por la UPME, incorpora el resultado del PIB Tercer Trimestre 2022 y la actualización histórica de la serie de PIB desde el primer trimestre de 2005 (2005q1) publicados por el DANE el 15 de noviembre de 2022 (2022q3).

2029		1231,9	1283,3
2030		1270,4	1328,2
2040		1709,0	1878,1
2050		2293,8	2667,6
2052		2433,3	2863,2

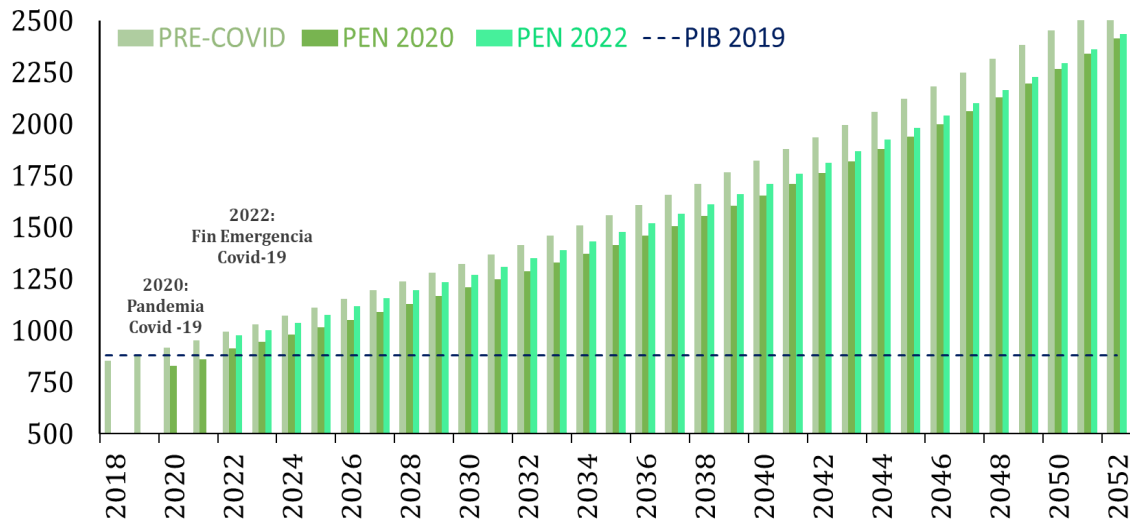


Figura 16 Escenario Base PIB - UPME 2022 - 2030. Trayectoria PIB Real Ex - Ante y Post - Pandemia Covid19.
Cifras en Billones de Pesos 2015

Análisis Escenario Base (Baseline). Se compara la trayectoria que hubiera tenido el PIB de Colombia en el escenario base sin pandemia (escenario Pre - Covid, modelado por la Subdirección de Demanda de la UPME en febrero de 2020), con: a) las trayectorias del PIB que se proyectaron para el PEN 2020 - 2050 (PEN 2020, publicado en enero de 2021); b) las trayectorias del PIB que se proyectaron para esta actualización del PEN 2022 - 2052 (PEN 2022); y c) el PIB 2019 (último PIB Pre - Covid), para evidenciar la capacidad de recuperación de la economía colombiana tras la pandemia del Covid 19.

Este resultado muestra que desde 2022 la economía colombiana, una vez finalizada la pandemia del Covid - 19, vuelve a tener un PIB superior al PIB prepandemia, con relación al escenario base. Así mismo, se reduce la brecha entre el PIB en el escenario Pre - Covid con el PIB modelado para la actualización del PEN 2022 - 2052. Por otro lado, se resalta que, la trayectoria del PIB modelada para el PEN 2022 - 2052, en el escenario base supera a la trayectoria del PIB modelada para el PEN 2020 - 2050, evidenciando la resiliencia de la economía colombiana, tras la pandemia del Covid -19 y los choques externos subyacentes asociados a la depreciación transitoria de la tasa de cambio, el aumento de la inflación y el incremento en la tasa de desempleo durante 2020 - 2022.

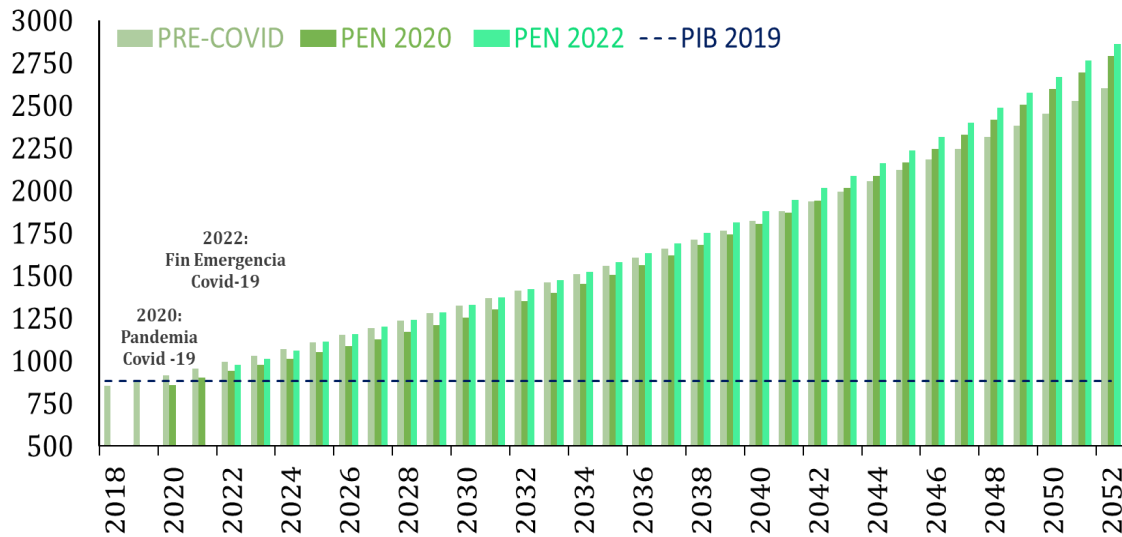


Figura 17 Escenario Alto PIB - UPME 2022 - 2030. Trayectoria PIB Real Ex - Ante y Post - Pandemia Covid19. Cifras en Billones de Pesos 2015

Análisis Escenario Alto. Se compara la trayectoria que hubiera tenido el PIB de Colombia en el escenario alto sin pandemia (escenario Pre - Covid, modelado por la Subdirección de Demanda de la UPME en febrero de 2020), con: a) las trayectorias del PIB que se proyectaron para el PEN 2020 - 2050 (PEN 2020, publicado en enero de 2021); b) las trayectorias del PIB calculadas para esta actualización del PEN 2022 - 2052 (PEN 2022); c) el PIB 2019 (último PIB Pre - Covid), para evidenciar la capacidad de recuperación de la economía colombiana, una vez finalizada la pandemia del Covid 19.

Este resultado muestra que desde 2022, en el escenario alto, la economía colombiana, vuelve a tener un PIB por encima del PIB presentado antes de la pandemia del Covid 19. Así mismo, a partir de 2025, en el escenario optimista, la trayectoria del PIB modelado para el PEN 2022 - 2052 supera a la trayectoria del PIB modelado para el PEN 2020 - 2050, evidenciando la resiliencia de la economía colombiana, después de la pandemia del Covid -19 y los choques externos subyacentes asociados a la depreciación transitoria de la tasa de cambio, el aumento de la inflación y el incremento en la tasa de desempleo durante 2020 - 2022. Se concluye entonces que, los efectos negativos de la pandemia en la trayectoria del PIB se neutralizan si la economía colombiana consigue crecer a largo plazo (2023 - 2052) a una tasa de crecimiento promedio anual de 3,6%.

Anexo 6. Supuestos y fuentes de información utilizados en los escenarios energéticos de largo plazo

Información y supuestos en la demanda de energía

Económicos y poblacionales

Como se presenta con mayor detalle en los Anexo 3. Matriz de Entorno y Anexo 4. Análisis poblacional de este documento, las consideraciones de crecimiento económico y poblacional utilizadas para la modelación en cada escenario se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 15 Resumen supuestos económicos y poblacionales

	Sector	Unidad	Supuesto modelado
PIB Total (Desagregado por ramas de la actividad económica)	Agricultura	Miles de millones de pesos de 2015	
	Construcción		
	Minería		
	Industria		
	Hierro y acero		
	Productos químicos		
	Pulpa, papel e imprenta		
	Alimentos, bebidas y tabaco		
	Minerales no metálicos		
	Equipos de transporte		
	Maquinaria		
	Madera y productos de la madera		
	Textiles y cueros		
	Industria no especificada		
	Coquización y refinería		
	Terciario		
	<i>Comercial</i>		
<i>Público</i>			
			Actualización y Modernización: Crecimiento Económico Potencial: 3,2%
			Inflexión e Innovación: Crecimiento Económico Potencial: 3,8%

	Sector	Unidad	Supuesto modelado
Población total	Rural	Número de personas	Población 15.062.310 habitantes en 2052, en centros poblados y rural disperso
	Urbana		Población 47.253.907 habitantes en 2052. Crecimiento 0,25% promedio anual
Hogares	Rural	Número de hogares	6,97 millones de hogares a 2052
	Urbano		23,31 millones de hogares a 2052

Consumo histórico de energía

La información utilizada para el consumo histórico corresponde a lo registrado en el BECO 2021, para el periodo comprendido entre el 2010 y el 2022 parcial (UPME, 2022).

Cobertura de servicio

Como referente a la información de cobertura del servicio de energía eléctrica se utiliza la información registrada en el Plan de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC (UPME, 2022)

Eficiencia energética en los sectores residencial, terciario e industrial

Como se ha expuesto en el documento se han incorporado en todos los escenarios las metas de eficiencia energética propuestas en el PAI PROURE 2022-2030, con diferentes ambiciones para cada uno de ellos. Además, se supone la adopción de la tecnología más eficiente disponible en Colombia o a nivel internacional de acuerdo a las siguientes consideraciones:

Tabla 16 Consideraciones de eficiencia por escenario

Actualización	Modernización	Inflexión	Innovación
BAT nacional 2050	BAT internacional 2045	BAT internacional 2040	BAT internacional 2035

Motivaciones: De acuerdo a las medidas identificadas en cada uno de los sectores transporte, industria, residencial, terciario, y en actividades como minería e hidrocarburos, los potenciales de eficiencia energética podrían representar ahorros de consumo de energía de hasta 1.688 PJ en el periodo 2022-2030 (UPME, 2021). Los supuestos en eficiencia también permiten incorporar las mejores eficiencias disponibles en Colombia y a nivel internacional usando como referente los datos del Balance de Energía Útil - BEU (UPME, 2019) y otros datos de eficiencia proporcionados durante las entrevistas de mapeo tecnológico y otros ejercicios de

consulta, con expertos de los sectores terciario, industrial y residencial¹⁴. Finalmente, se realiza un ejercicio para estimar las curvas de penetración de las tecnologías más eficientes.

Residencial

De acuerdo con lo propuesto en el PAI PROURE 2022-2030, las medidas contempladas para el sector residencial son:

- Sustitución de leña por GLP en el sector residencial rural, además de transiciones a energía eléctrica y equipos más eficientes.
- Reemplazo de neveras con vidas útiles mayores a 10 años por nuevas con etiqueta A.
- Sustitución de luminarias ineficientes por LED.
- Instalación de medidores inteligentes.
- Sustitución de estufas de gas convencionales por estufas de mayor eficiencia y por estufas de inducción en hogares urbanos.

Motivaciones:

Se propone continuar con los esfuerzos de sustitución de leña en el sector rural. De esta manera, en el escenario de Actualización se lograría reducir al 60% el consumo en el año 2052, frente a la posible reducción al 24% para el mismo año, en el escenario de innovación. Para el sector urbano la propuesta consiste en alcanzar mayores eficiencias en el uso de estufas con gas natural en los estratos 1 al 4 y, sustitución de estufas de gas por estufas de inducción con energía eléctrica en usuarios de los estratos 5 y 6.

Además, se contemplan los procesos de reemplazo de neveras por aquellas que garanticen mayor eficiencia y, la sustitución de bombillos convencionales por LED. Finalmente, se incorpora la instalación de medidores inteligentes en el sector residencial, urbano y rural, de acuerdo con las metas propuestas por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40072 de 2018.

Terciario

En el sector terciario se contemplan iniciativas en eficiencia energética en usos de calor directo e indirecto, fuerza motriz, aire acondicionado y refrigeración entre otras, de acuerdo a lo propuesto en el PAI-PROURE 2022-2030. En relación con procesos de sustitución, se incluyen cambios asociados a usos en calor directo.

Motivaciones:

Los principales usos de energía en el sector terciario se orientan a refrigeración, iluminación y electrónicos, de tal manera que las mayores oportunidades se asocian con una mayor eficiencia, tanto desde la tecnología como en la operación, con la implementación de BPO. Por su parte los usos en calor directo se hacen a partir de gas natural y energía eléctrica, en donde se esperaría además del respectivo aumento de eficiencia, posibles procesos de reemplazo tecnológico de gas a energía eléctrica, que se incluyen en los escenarios Inflexión e Innovación.

¹⁴ Fabio González - Corpoema

Industria

En línea con los supuestos generales para industria se proyectan procesos de eficiencia energética en todos los usos de acuerdo a la actividad económica y procesos de sustitución que en los escenarios de actualización y modernización representan aumentos en los consumos de gas natural. De igual forma, procesos de sustitución de carbón o incorporación de consumos de biomasa en calor directo e indirecto, particularmente para la industria cementera de acuerdo a la Hoja de Ruta industria del Cemento-Colombia (PROCEMCO, 2021).

Adicionalmente, en los escenarios Inflexión e Innovación se consideran procesos de electrificación en usos de calor directo a partir del año 2025 y adicionalmente, en Innovación se plantea el consumo de hidrógeno en mezcla (hasta del 20%) con gas natural.

Motivaciones:

La información de caracterización del sector industrial adelantada por la UPME en los años 2018-2019 y actualizada de acuerdo a los ejercicios de mapeo tecnológico, para esta actualización del PEN, indican un potencial alto en medidas de eficiencia energética, mediante la implementación de SGEEn, adopción de BPO y reemplazos menores de equipos que sumado a la mayor disponibilidad de oferta tecnológica de mayor eficiencia con uso de energéticos como la energía eléctrica y el gas con mezcla de hidrógeno (en un nivel de madurez alto o incluso ya comercializable), hace que el sector pueda orientarse a la digitalización, la implementación de gestión de la demanda y contribuya como actor clave en el proceso hacia la descarbonización. Sumado a la oportunidad de que en ciertas actividades implementen captura de CO₂ para uso o almacenamiento.

Transporte

Para el desarrollo de los supuestos del transporte se tuvieron en cuenta los avances en las tecnologías de cero y bajas emisiones, de tal forma que a 2052 se espera que el transporte, principalmente el carretero migre a la electrificación. Se considera que el hidrógeno y el GNL en el transporte de carga pesada harán parte de la canasta de los energéticos utilizados en el sector. Así mismo, se resalta la importancia del gas natural en el desplazamiento de los combustibles derivados del petróleo para el sector carretero, principalmente en el segmento de carga pesada. A continuación, se presentan los supuestos generales considerados en el modelamiento de los escenarios propuestos:

- a) Proyección de la flota total a 2052 de 38,9 millones (Actualización), 38,2 millones (Modernización), 37,6 millones (Inflexión), 36,9 millones (Innovación), 35,8 millones (Innovación A), 34,5 millones (Innovación B). La variación entre escenarios corresponde a una salida más acelerada de vehículos que hacen uso de combustibles líquidos para los escenarios más ambiciosos. El crecimiento del stock para todas las categorías se modela considerando el comportamiento de las ventas entre el año 2010 y el año 2021 para todas las categorías, las curvas de supervivencia por categoría y escenario elaboradas con base en un modelo de distribución Weibull, la vida útil y la edad vehicular.

- b) Entrada gradual de vehículos de bajas y cero emisiones en la flota de vehículos livianos entre el año 2022 y el año 2032. Electrificación acelerada a partir de 2032 - 2035. Se busca una correspondencia con la dinámica internacional, específicamente las regulaciones emitidas por la Unión Europea de prohibir la comercialización de vehículos de combustión interna a partir de 2032 - 2035.
- c) Entrada gradual de vehículos de bajas y cero emisiones en la flota de vehículos de transporte público de pasajeros entre el año 2022 y el año 2032. Electrificación acelerada a partir del año 2035. Se considera electrificación acelerada de motocicletas y sustitución directa por motocicletas a gasolina.
- d) Con una participación de más del 60% de la flota de transporte carretero, se plantea la electrificación de la flota de motocicletas al año 2052. A partir del año 2032 se considera un incremento importante de las ventas de esta categoría, lo cual corresponde a la necesidad de descarbonización acelerada dado el uso de combustibles líquidos (gasolina) por parte de esta categoría.
- e) Alcanzar las máximas eficiencias postuladas en el estudio de Balance de Energía Útil - BEU (UPME, 2019). Sin embargo, se actualiza la mejora anual de la eficiencia energética de vehículos livianos tipo automóvil y campero con base en los lineamientos del Global Fuel Economy Initiative - GFEI y en función del escenario modelado.
- f) A partir de las consideraciones de las metas del CONPES 3934 de 2018, de la Ley 1964 de 2019, se modela una inclusión gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de livianos (automóviles, camperos, taxis y camionetas) entre el año 2022 y el año 2030, y una inclusión acelerada a partir del año 2035.
- g) Con base en los resultados del estudio de usos potenciales de GNL (Minciencias, UPME, UTP, 2019), se asume una entrada gradual de flota de tractocamiones que funcionan con GNL, la cual se acelera a partir del año 2035. Así mismo, se considera la penetración de GLP para estas categorías.
- h) A partir de las consideraciones de la “Hoja de ruta del Hidrógeno en Colombia”, se modela una inclusión gradual de vehículos a hidrógeno en la categoría de camión y tractocamión.
- i) Se considera la categoría “No - motorizado” con la cual incluir el efecto de la modalidad activa y la micro movilidad sobre el consumo de energía y las emisiones de GEI, específicamente, restando participación en las ventas anuales de vehículos motorizados. Lo anterior considerando el potencial de ejecución de viajes de corta distancia mediante vehículos No - motorizados que se ha identificado en las grandes ciudades.
- j) Se considera el cambio modal de vehículos de transporte privado de pasajeros (Automóviles, camperos y camionetas) a vehículos de transporte público (Buses, microbuses y taxis).

k) En los sectores férreo y fluvial se espera que la electricidad juegue un papel importante en el desplazamiento de los combustibles derivados del petróleo, esperando en un escenario optimista que para el 2042 la flota se electrifique completamente.

Motivaciones:

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y la Ley 1964 de 2019, busca promover el uso de vehículos eléctricos en Colombia y cuyo objeto es generar esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones. Con la expedición de esta ley, se establecen beneficios económicos, además se fomenta el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte masivo y en la flota oficial, entre otros. Algunas de las directrices de política pública que motivan el modelamiento desde el sector transporte son:

El documento CONPES 3934 de 2018 Política de Crecimiento Verde impulsa el aumento de la productividad y la competitividad económica del país, establece la meta de contar con 600.000 vehículos eléctricos registrados en el RUNT a 2030.

El documento CONPES 3918 de 2018 de “Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en Colombia” y el CONPES 3991 de 2020 de “Política nacional de movilidad urbana y regional”, plantean las acciones para materializar una visión de movilidad de calidad y que contemple la participación de todos los actores del sistema.

Así mismo, y en concordancia con lo anterior, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, establece la importancia de formular una Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (ENTS), la cual está siendo formulada por los Ministerios de Ambiente, Energía, Transporte, DNP y la UPME, integrantes de la Mesa Interinstitucional de Transporte Sostenible (MITS). Esta estrategia busca dar un impulso adicional a la penetración del uso de energéticos y tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones.

En el marco del proyecto *“Implementación de un modelo de sistema energético colombiano para evaluar escenarios de transición energética hacia la economía del hidrógeno”* liderado por la Universidad de la Sabana, se plantean los potenciales de adopción de tecnologías de FCEV (Celdas de combustibles), y se establecen porcentajes de adopción de las tecnologías según los resultados de viabilidad técnico económica y potenciales desarrollos tecnológicos.

En el marco del proyecto FERROFLUVIAL 4.0, se identifican oportunidades de electrificación de los segmentos férreo y fluvial. Los escenarios propuestos en esta investigación se basan en la proyección de la carga y los pasajeros que migrarán desde el transporte carretero hacia el férreo y fluvial. Para los escenarios de simulación se establecen cinco corredores, tres férreos y dos fluviales. Para cada corredor se establecen medidas de recambio tecnológico sobre la venta de vehículos nuevos. La sustitución tecnológica surge en tres etapas: la primera etapa propone tecnologías impulsadas con combustibles completamente fósiles (tecnología actual), seguido de una segunda etapa con sustitución por vehículos híbridos de tipo eléctrico por catenaria y combustión de Diesel (Ferrocarriles y empujadores fluviales) o

gasolina (vehículos de transporte de pasajeros fluvial). Finalmente, se recomienda una etapa final de compra de vehículos impulsados por electricidad a partir del año 2048.

Información y supuestos en la oferta de energía

Petróleo y derivados

Dentro de los principales supuestos para tener en cuenta se tiene que:

- No se consideran recursos prospectivos no convencionales en ningún escenario.
- Se consideran 3 escenarios:
 - Suficiencia de producción hasta 2032.
 - Suficiencia hasta 2038.
 - Business as usual para el año 2052.

Motivaciones:

La reducción progresiva en la disponibilidad de reservas de hidrocarburos en el país, al igual que el avance sustancial en políticas y planes de transición energética, ha llevado a considerar escenarios de suficiencia, así como de sustitución de petróleo y sus derivados, no solamente como fuente energética para la nación, sino como porción importante del aporte al PIB colombiano, de acuerdo con los avances y cambios tecnológicos surtidos en la demanda de energía.

Gas natural, GLP, Otros

Supuestos

- Regasificadora del pacifico a partir de 2028.
- Renovación del contrato de la regasificadora del Caribe a partir de 2027.
- No se considera fracking en ningún escenario.
- Recursos convencionales incluyendo onshore, offshore y yacimientos naturalmente fracturados.
- Se consideran 3 escenarios:
 - Importadores.
 - Balance cero.
 - Exportadores.

Motivaciones:

El gas natural, como punto de partida para la transición energética, representa retos importantes en los escenarios energéticos de la nación, en donde se han identificado volúmenes importantes que aún no han sido aprovechados, y que dependen entre otros factores, de condiciones políticas y financieras favorables para la extracción de los recursos.

Carbón Térmico y Metalúrgico

Los supuestos considerados para carbón térmico y metalúrgico se encuentran alineados con los escenarios de coexistencia, continuidad y divergencia del documento *Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita producida en Colombia (2020)*, así como con los siguientes supuestos:

- La extracción de carbón térmico sigue las necesidades internacionales de los sectores de transformación y uso final, en concordancia con los niveles actuales de exportación del energético, que supera el 90% de la producción nacional.
- La producción nacional de carbón térmico guarda estrecha relación con las iniciativas globales de implementación de tecnologías de CCS y CCUS, que marcan la tendencia de los escenarios, en función de la maduración y masificación de estas tecnologías que incentivan el uso de carbón térmico mediante la adaptación de procesos.
- La producción de carbón térmico cambia su comportamiento tendencial en el segundo quinquenio de la década de 2030, como consecuencia de la consolidación de políticas y medidas enfocadas a la migración de energéticos y procesos con menores emisiones directas de carbono.
- La extracción de carbón metalúrgico, por su parte, guarda relación con las apuestas incrementales asociadas al crecimiento de la industria metalúrgica nacional como un paso en la transformación de la economía colombiana con comportamiento principalmente extractivista.

Motivaciones:

El carbón como energético ha jugado un papel clave en la matriz energética del planeta. Sin embargo, el camino que propone la transición energética impone nuevas condiciones que promueven el uso de fuentes de energía que minimicen las emisiones al medio ambiente. Las tecnologías de captura, almacenamiento y utilización del carbono pueden dinamizar el uso de este insumo como energético clave en los diferentes sectores, reduciendo el impacto en las emisiones de GEI. Los escenarios propuestos recogen las tres alternativas posibles para la producción y uso del carbón en la matriz energética, en armonía con los objetivos locales y globales de reducción de emisiones a la atmósfera.

Por otra parte, la apuesta en la transformación de la economía colombiana desde un modelo principalmente extractivista y proveedor de materias primas, hacia uno basado en la industrialización del país, motiva la producción cada vez más ambiciosa del carbón coquizable, destinado en gran proporción a la industria metalúrgica que presenta crecimientos importantes en la producción de aceros, clave para la materialización de la transformación energética.

Energía eléctrica - SIN

Los supuestos bajo los cuales se realiza la expansión del parque generador se presentan a continuación.

Supuestos para la capacidad instalada a 2022

- Uso del reporte en el Sistema de Información de Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano - PARATEC, para cada una de las tecnologías hasta 2022 con fecha de descarga 28 de marzo de 2023.
- Ajuste de la capacidad instalada para generación solar en el periodo 2019-2022 con la adición de la capacidad efectiva neta de la planta solar El Paso (70 MW).
- Uso del reporte de la generación histórica en PARATEC para cada tecnología hasta 2022 con fecha de descarga 28 de marzo de 2023.
- Uso de la capacidad instalada para generación distribuida de los reportes de conexión registrados por los operadores de red (OR).

Supuestos para la expansión 2023-2027

- Proyección de la capacidad instalada hasta 2027 por medio de la inclusión de los proyectos con Obligaciones de Energía Firme - OEF, contratos de energía a largo plazo - CLPE, proyectos que tienen compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados con garantías bancarias, junto con proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 2021-2022 presentados en el Análisis Energético de Largo Plazo MPODE de enero de 2023 (XM, 2023)¹⁵.
- Consideración de un retraso de 6 meses en la entrada en operación de las centrales solares fotovoltaicas, justificado en la entrada de solo 4 de los 21 proyectos que tenían compromisos con corte al 31 de mayo de 2023.

Supuestos para la capacidad instalada a 2032

- Contemplación de las capacidades de expansión por tecnología definidas en los resultados del Modelo de la Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) de la UPME¹⁶ publicado en 2023 (UPME, 2023).
- Ajuste de la capacidad térmica con la información que reposa en PARATEC a 28 de marzo de 2023, información base para adicionar la capacidad obtenida a partir de los resultados del MACC.

Supuestos para las tecnologías de energías renovables

- Incorporación de nuevos proyectos de centrales hidroeléctricas tipo embalse para los escenarios en los cuales se expande la capacidad instalada de plantas solares fotovoltaicas por encima de la proyección entregada en el MACC para el año 2032.
- Crecimiento de hasta 5.000 MW de centrales hidráulicas no despachadas centralmente (centrales filo de agua y pequeñas centrales hidroeléctricas - PCHs) según el potencial calculado por la OECD en Condiciones propicias para el financiamiento y la inversión en bioenergía en Colombia (OECD, 2022).

¹⁵

<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>

¹⁶

<https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Asignacion-Capacidad-Proyectos-Clase-Uno.aspx>

- Uso de proyecciones de capacidad instalada para generación distribuida hasta 2052 a partir de los reportes de conexión de generación distribuida registrados por los operadores de red, y se asocia un límite de 3.000 MW para estas fuentes.

Supuestos para las tecnologías convencionales

- No se considera la expansión de la generación térmica convencional a partir de combustibles líquidos, de carbón y de gas natural ciclo simple.
- Se asume el fin de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles líquidos para 2030, teniendo en cuenta que aquellas centrales térmicas duales que operen por medio de dos fuentes primarias donde una de ellas es el gas natural se mantienen en operación.
- Retirar la capacidad instalada actual a partir de carbón para todos los escenarios en el periodo 2032-2042 en cuatro bloques iguales mediante su desmantelamiento o implementación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS.
- Incentivar la penetración de centrales térmicas que incorporen tecnologías CCUS para llegar en los mismos cuatro bloques para llegar a una capacidad de 1 GW en 2042.
- Reforzar la confiabilidad de la matriz eléctrica a partir de la instalación de plantas de gas natural ciclo combinado en los escenarios de *Actualización* y *Modernización* desde 2032 para reemplazar la capacidad retirada de plantas convencionales de carbón.
- Asegurar la adopción de tecnologías de CCUS para toda la capacidad instalada de gas natural existente al final del horizonte de planeamiento.

Supuestos para las tecnologías no convencionales

- Se supone un potencial de energía eólica costa adentro de 30 GW y 32 GW de energía solar para incorporación en el SIN, según el reporte *Solar and wind power in Colombia: 2022 policy overview (Stockholm Environment Institute)* de marzo de 2023 basado en SER Colombia (SEI Latin America, 2023).
- Se considera la adición de generación geotérmica con base en la *Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia (Servicio Geológico Colombiano)* de agosto de 2020 (SGC, 2020).
- Se asume el cumplimiento de los escenarios de caracterización del potencial eólico costa afuera de la *Hoja de Ruta para el Despliegue de la Energía Eólica Costa Afuera en Colombia (The Renewables Consulting Group)* del 2022 (rcg, 2022).
- Se introduce la energía nuclear a partir de 2038 en los escenarios de *Actualización*, *Modernización*, *Inflexión* e *Innovación*, asegurando un lapso de tiempo considerable para el desarrollo y adopción de la regulación necesaria, como se menciona en *Lessons Learned in Regulating Small Modular Reactors (International Atomic Energy Agency)* de junio de 2022 (IAEA, 2022).

Supuestos para la optimización

- Se usan los costos de capital, operación y mantenimiento de cada tecnología según los documentos *Levelized Cost of electricity dataset (Wood Mackenzie)* de octubre de 2022 y *2022 Annual Technology Baseline (National Renewable Energy Laboratory)*.
- Se considera un margen de reserva en capacidad instalada del 20%.
- Se utilizan factores de capacidad promedio desde 2023 hasta el final del periodo de análisis, sin embargo, se propone una curva de mejoramiento del factor de capacidad para la tecnología solar fotovoltaica, hasta alcanzar el 25%.
- Se optimiza el crecimiento del parque generador mediante un análisis de minimización de costos.

Motivaciones:

La transición energética impone retos importantes sobre la matriz eléctrica nacional debido a que implica una mayor electrificación de los diferentes sectores de demanda. Aunque esta matriz está compuesta principalmente por fuentes renovables, se hace necesario expandir su capacidad para responder de forma anticipada a las crecientes necesidades de la demanda sin dejar de lado la sostenibilidad y la confiabilidad en el suministro.

Adicionalmente, en línea con la E2050 (Estrategia de Largo Plazo para la carbono neutralidad) se deciden plantear desafíos relevantes para la transformación paulatina del parque generador que obedezca al propósito de llegar a una economía carbono-neutral a partir de la generación de energía eléctrica, entendiendo que para ello se requieren grandes esfuerzos e incentivos en el desarrollo de los distintos proyectos.

Hidrógeno

Supuestos

- La demanda de hidrógeno es de 150 [kt] al año que se producen en un 90% mediante reformado de gas natural sin CCS y un 10% mediante reformado de gas natural con CCS.
- Se consideran 4 escenarios:
 - Se mantiene la producción actual de hidrógeno gris sin aumentar la producción de hidrógeno azul (políticas actuales).
 - La producción de hidrógeno se basa en el uso de la energía solar fotovoltaica y el uso de gas natural con tecnologías de captura de carbono (SMR + CCS) (modernización).
 - La producción de hidrógeno se basa en el uso de la energía solar fotovoltaica, energía eólica onshore, el uso de gas natural y gasificación del carbón con tecnologías de captura de carbono (inflexión).
 - La producción de hidrógeno se basa en el uso de la energía solar fotovoltaica, energía eólica onshore y offshore, biomasa (caña de azúcar y cascarilla de arroz), bioetanol, así como el uso de gas natural y gasificación del carbón con tecnologías de captura de carbono (Innovación).

Motivaciones:

Respecto a la participación del hidrógeno en la oferta energética, se tomó como referencia el estudio financiado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y elaborado por la Universidad de la Sabana, en el marco del proyecto “MEC-H2 Modelo del Sistema Energético Colombiano para la evaluación de escenarios de transición energética hacia la economía del hidrógeno”, en el que se desarrolla una evaluación de prospectiva tecnológica para la inclusión de tecnologías basadas en hidrógeno en el contexto colombiano

Anexo 7. Supuestos del modelamiento para el sector Transporte carretero

Supuestos

- a) La variación entre escenarios del stock corresponde a una salida más acelerada de vehículos que hacen uso de combustibles líquidos para los escenarios más ambiciosos. El crecimiento del stock para todas las categorías se modela considerando el comportamiento de las ventas entre el año 2010 y el año 2021 para todas las categorías, las curvas de supervivencia por categoría y escenario elaboradas con base en un modelo de distribución Weibull, la vida útil y la edad vehicular.
- b) Entrada gradual de vehículos de bajas y ceros emisiones en la flota de vehículos livianos entre el año 2022 y el año 2032. Electrificación acelerada a partir del año 2032. Se busca una correspondencia con la dinámica internacional, específicamente las regulaciones emitidas por la Unión Europea de prohibir la comercialización de vehículos de combustión interna a partir del año 2035.
- c) Entrada gradual de vehículos de bajas y ceros emisiones en la flota de vehículos de transporte público de pasajeros entre el año 2022 y el año 2032. Electrificación acelerada a partir del año 2030.
- d) Se considera una alta electrificación de la flota de motocicletas al año 2052 de más del 75%. A partir del año 2032 se considera un incremento importante de las ventas de esta categoría junto con una sustitución y/o renovación directa, lo cual corresponde a la necesidad de descarbonización acelerada dado el uso de combustibles líquidos (gasolina) por parte de esta categoría.
- e) Alcanzar las máximas eficiencias postuladas en el estudio de Balance de Energía Útil - BEU (UPME, 2019). Sin embargo, se actualiza la mejora anual de la eficiencia energética de vehículos livianos tipo automóvil y campero con base en los lineamientos del *Global Fuel Economy Initiative* - GFEI y en función del escenario modelado (Actualización, modernización e inflexión: -0,5% Lge/100 km anual, innovación: -1,6% Lge/100 km anual, Transición energética: -2,2% Lge/100 km anual).
- f) A partir de las consideraciones de las metas del CONPES 3934 de 2018, de la Ley 1964 de 2019, se modela una inclusión gradual de vehículos de cero y bajas emisiones en la flota de livianos (automóviles, camperos, taxis y camionetas) entre el año 2022 y el año 2030, y una inclusión acelerada a partir del año 2032.
- g) Con base en los resultados del estudio de usos potenciales de GNL (Minciencias, UPME, UTP, 2019), se asume una entrada gradual de flota de tractocamiones que funcionan con GNL, la cual se acelera a partir del año 2035. Esta participación es más acentuada en el escenario de modernización, escenario en el cual se considera abundancia de gas natural.
- h) Se modela una inclusión gradual de vehículos a hidrógeno en la categoría de camión y tractocamión a partir del año 2030.
- i) Se considera la categoría "No - motorizado" con la cual incluir el efecto de la modalidad activa y la micro movilidad sobre el consumo de energía y las emisiones de GEI,

específicamente, restando participación en las ventas anuales de vehículos motorizados. Este supuesto implica la construcción y aplicación de un marco regulatorio que fomente las inversiones en infraestructura para la movilidad activa y la micro movilidad.

- j) Se considera la transferencia en términos de participación en ventas de vehículos de transporte privado de pasajeros (Automóviles, camperos y camionetas) a vehículos de transporte público (Buses, microbuses y taxis).

Alineamiento con políticas públicas

- a) Desde el Gobierno Nacional se ha trabajado arduamente en identificar aquellos potenciales de ahorro de energía y reducción de GEI del sector transporte, ya sea mediante la implementación de medidas de eficiencia energética, cambios tecnológicos y la incorporación de nuevos energéticos que permitirán migrar hacia un transporte sostenible y bajo en carbono. (Ministerio de Minas y Energía, 2022)
- b) Como respuesta a las diferentes necesidades que se han identificado en el sector transporte, el Gobierno ha generado diferentes mecanismos que han permitido el fomento de la modernización tecnológica y mejora de la eficiencia energética del transporte. A continuación, se mencionan las principales, pero se aclara que así mismo se trabaja en otras adicionales:
- La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y la Ley 1964 de 2019, busca promover el uso de vehículos eléctricos en Colombia y cuyo objeto es generar esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones. Con la expedición de esta ley, se establecen beneficios económicos, además se fomenta el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en los sistemas de transporte masivo y en la flota oficial, entre otros.
 - En el mismo sentido, la ENME surge de la interacción conjunta entre Minambiente, MinEnergía, Mintransporte, DNP y UPME, con apoyo de ONU Medio Ambiente, y define las acciones que permitirán acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica. El Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, define la meta de contar con 6.600 vehículos eléctricos registrados en el RUNT a 2022. En mayo de 2022 se contaba, en total, con 8.128 vehículos eléctricos acumulados, logrando cumplir en un 123% la meta que establecimos en el Plan Nacional de Desarrollo de contar con una flota de 6.600 vehículos eléctricos.
 - De otro lado, se han trabajado en diferentes documentos CONPES, entre los cuales se resalta el CONPES 3934 de 2018 Política de Crecimiento Verde impulsa el aumento de la productividad y la competitividad económica del país, y establece la meta de contar con 600 mil vehículos eléctricos registrados en el RUNT a 2030. Adicionalmente, se emite el documento CONPES 3943 de 2018 de calidad del aire.

- La modernización del transporte de carga es uno de los principales retos para el sector transporte y un factor crítico para el crecimiento de la economía del país. El documento CONPES 3963 de 2019 de “Política para la modernización del sector transporte automotor de carga” consigna las estrategias para promover la modernización del parque automotor de 16 carga, de forma sostenible y a largo plazo. Lo anterior, a través de la actualización del programa de desintegración de vehículos de carga, la entrada de nuevas tecnologías, la desintegración de los vehículos de carga más antiguos y la flexibilización de la habilitación de empresas de transporte enfocadas hacia los pequeños propietarios de estos tipos de vehículos, mediante incentivos económicos y fiscales.
- En el año 2021 con apoyo del Banco Mundial se avanzó en la “Estructuración del programa de modernización de carga urbana de menos de 10,5 t de PBV y volquetas”, vehículos que son de gran interés en su abordaje por parte de autoridades locales. Igualmente se está avanzando en la estructuración de los Términos de Referencia del fondo de ascenso tecnológico, conforme al artículo 33 de la Ley 2169 de 2021, el cual tiene como enfoque sistemas de transporte y transporte de carga menos a 10,5 toneladas y volquetas. Por otra parte, se encuentra el CONPES 3918 de 2018 de “Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en Colombia” y el CONPES 3991 de 2020 de “Política nacional de movilidad urbana y regional”, donde se plantean las acciones para materializar una visión de movilidad de calidad y que contemple la participación de todos los actores del sistema. A su vez, el CONPES 3982 de 2020 que actualizó la “Política Nacional Logística”, se enfoca en la promoción de la intermodalidad y en la generación de estrategias para el posicionamiento de medios de transporte con bajas emisiones contaminantes, destacando el modo ferroviario y el fluvial. Todo lo anterior, con el propósito de reactivar la operación de los corredores existentes con mayor potencial, articular la operación ferroviaria con los puertos marítimos y fluviales y con los proyectos ILE.

El Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, establece la importancia de formular una Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (ENTS), la cual está siendo formulada por los Ministerios de Ambiente, Energía, Transporte, DNP y la UPME, integrantes de la Mesa Interinstitucional de Transporte Sostenible (MITS), esta estrategia busca dar un impulso adicional a la penetración del uso de energéticos y tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones. Además, esta estrategia no considera únicamente el modo carretero, también busca generar lineamientos de ascenso tecnológico para los modos férreo y fluvial. Dentro 17 de estas tecnologías, se encuentran los vehículos eléctricos, a gas, a hidrógeno, híbridos, diésel y gasolina con bajo contenido de azufre. Por otro lado, se avanza en el proyecto de resolución sobre la definición de tecnologías de cero y bajas emisiones y en el proyecto de resolución sobre etiquetado ambiental, el cual busca clasificar mediante una etiqueta los vehículos en circulación de acuerdo con sus estándares ambientales.

Naturaleza del modelo matemático

El número de vehículos nuevos que ingresan en el parque automotor cada año, es decir, las ventas de vehículos nuevos, se utiliza como parámetro de entrada para calcular la contribución total del parque de vehículos nuevos y de la flota actual al consumo de combustible y a las emisiones de GEI. Los índices de retirada de vehículos son necesarios para estimar la salida de vehículos del parque automotor y para proporcionar una estimación del parque automotor actual (Posada et al., 2016).

La actividad de los vehículos medida en kilómetros recorridos por vehículo al año o VKT, se utiliza como entrada para calcular el consumo total de combustible de la flota y las emisiones de GEI. Por lo general, el insumo viene como un valor promedio por categoría vehicular a partir de datos estadísticos nacionales de las autoridades nacionales de carreteras o de tránsito (Posada et al., 2016).

El modelo de estimación del consumo de energía y emisiones para el sector transporte carretero se llevó a cabo considerando la estructura del modelo matemático propuesto por la herramienta *Fuel Economy Standards Evaluation Tool* – FESET elaborada por el *International Council on Clean Transport* (ICCT) y la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) y financiada por el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU) en el año 2016 (Posada et al., 2016). Si bien, el propósito de esta herramienta es la de realizar la evaluación de los impactos asociados a la adopción de nuevos estándares de eficiencia energética de vehículos livianos nuevos, fue extrapolada la estrategia de cálculo allí contenida para estimar la salida de los vehículos de la flota en función de curvas de supervivencia por categoría vehicular.

Modelo matemático: consumo energético y emisiones

El consumo de energía de la flota de vehículos livianos y pesados, de pasajeros y de carga, se calcula para un año determinado multiplicando el valor medio del consumo energético por categoría y energético para un año específico en (MJ/100 km), por la actividad de los vehículos (km/año) y por el número de vehículos que ingresan a la flota, como se presenta en la siguiente ecuación (1):

$$CE_k = 1 \times 10^{-12} \sum_{k=Y_1}^p \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n E_{i,j,k} N_{i,j,k} VKT_{i,j,k} \quad (1)$$

donde,

$E_{i,j,k}$: consumo de energía de la categoría j , del energético i , en el año k en [MJ/100 km].

$N_{i,j,k}$: número de vehículos de la categoría j , del energético i , en el año k , siendo Y_1 el año en el que se designa el inicio del modelo.

$VKT_{i,j,k}$: es el número de kilómetros recorridos promedio por vehículo de la categoría j , del energético i , en el año k .

La tasa anual de emisiones de CO₂e de la flota de vehículos livianos y pesados, de pasajeros y de carga, se calcula para un año determinado multiplicando el valor medio de las emisiones de CO₂ en (g/km) calculado a partir de los factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O y el factor GWP a 100 años, por la actividad de los vehículos (km/año), por el número de vehículos que entran en la flota, como se presenta en la siguiente ecuación:

$$E_k = 1 \times 10^{-12} \sum_{k=Y_1}^p \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n (FE_{CO_2,i} + 28FE_{CH_4,i} + 298FE_{N_2O,i}) E_{i,j,k} N_{i,j,k} VKT_{i,j,k} \quad (2)$$

donde,

$FE_{CO_2,i}$: factor de emisión de CO₂ (g/km) del energético i , y categoría j .

$FE_{CH_4,i}$: factor de emisión de CH₄ (g/km) del energético i , y categoría j .

$FE_{N_2O,i}$: factor de emisión de N₂O (g/km) del energético i , y categoría j .

El número de vehículos que permanecen registrados y su actividad cambian en función de la edad del vehículo. Esto implica que los valores de $N_{i,j,k}$ y de $VKT_{i,j,k}$ son variables en el tiempo con respecto a los valores "como nuevo" en el año k . Sin embargo, dado que no se conoce información suficiente sobre el cambio de la actividad vehicular en el tiempo por categoría vehicular, se asume un valor constante durante toda la ventana de tiempo de análisis (2022 - 2052).

Con el propósito de modelar el efecto de descarbonización del sector transporte carretero es necesario considerar funciones de probabilidad que representan la probabilidad de supervivencia de los vehículos de la flota en el tiempo. Estas funciones se conocen como curvas de retirada o curvas de desguace de vehículos y se desarrollan para categorías específicas, ya que la vida útil de los vehículos es función de la clase vehicular a la cual pertenecen. En ese sentido, la función de distribución acumulativa de "Weibull", permite caracterizar la probabilidad de un vehículo de permanecer operacional en la flota, y puede adaptarse a los mercados locales y a los diferentes tipos de vehículos. Esta función de probabilidad se denota como se presenta en la siguiente ecuación (Posada et al., 2016).

$$P_r(y) = \exp\left[-\left(\frac{y}{\beta}\right)^\alpha\right] \quad (3)$$

donde, $P_r(y)$, representa la probabilidad de un vehículo de permanecer operacional en la flota, y , la edad del vehículo, α y β , parámetros que pueden adaptarse a los mercados locales y a los tipos de vehículos. Así, el número de vehículos en la flota, es decir, el stock en un año determinado puede estimarse sumando el producto de las ventas históricas de los años

anteriores por la probabilidad de que sigan operando de acuerdo con su edad, como se presenta en la siguiente ecuación (Posada et al., 2016).

$$N_j = \sum_{i=Y_1}^k P_r(y) S_i \quad (4)$$

donde, S_i es el número de vehículos vendidos en el año i .

Para el caso específico del caso colombiano, se tiene que, y de acuerdo con el reporte de “Transporte en cifras 2021: Anuario Nacional de Transporte”, aproximadamente 80% de la flota tiene una edad vehicular como sigue: Automóviles y camperos (22 años), Camionetas y motocicletas (15 años), Microbús (28 años), Bus (27 años), Camión (24 años), Tractocamión (17 años) (Ministerio de Transporte, 2021).

Para efectos del modelamiento, se considera como año de inicio del análisis $Y_1 = 2022$, y el número inicial de vehículos por categoría como el stock al año 2021. Por otro lado, se elaboran curvas de supervivencia específicas para los vehículos que hacen uso de combustibles de origen fósil en todas las categorías en función del escenario de evaluación. A mayor la ambición del escenario, menor la tasa de supervivencia de una categoría en un año determinado. A continuación, en la Tabla 17, se presenta la tasa de supervivencia a 30 años de los vehículos que operan con gasolina y diésel para las diferentes categorías.

Tabla 17. Tasa de supervivencia a 30 años (Gasolina – Diésel).

	Actualización	Modernización	Inflexión	Innovación	TE: LS	TE: LI
Automóviles y camperos	36,79%	28,24%	19,66%	11,82%	5,67%	0,02%
Camionetas	16,10%	9,92%	5,04%	1,88%	0,43%	0,00%
Taxis	44,80%	36,79%	28,24%	19,66%	11,82%	0,34%
Bus	63,87%	56,18%	47,11%	36,79%	25,80%	2,00%
Microbús	73,56%	67,76%	60,67%	52,14%	42,20%	10,32%
Camión	53,30%	45,49%	36,79%	27,50%	18,30%	1,13%
Tractocamión	21,52%	14,18%	7,92%	3,42%	0,98%	0,01%
Motocicletas	22,96%	22,96%	22,96%	22,96%	22,96%	22,96%

Se identificó que, numéricamente, la descarbonización en el sector transporte carretero solo es posible si y sólo si, los vehículos que hacen uso de combustibles líquidos (gasolina y diésel) salen de la flota. No basta con un aumento en el número de ventas de vehículos de bajas y cero emisiones, es necesario considerar la salida de los vehículos más contaminantes.

Consideraciones y parámetros de entrada

El crecimiento histórico del stock de vehículos por categoría se resume en la Tabla 18 y Tabla 19:

Tabla 18. Stock de vehículos por categoría (2010-2021). Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021).

Año	Automóviles y camperos	Taxis	Camionetas	Microbús
2010	2.508.792	110.876	595.306	57.678
2011	2.729.913	120.694	656.026	61.246
2012	2.924.884	129.340	724.480	65.428
2013	3.104.297	137.300	807.143	69.133
2014	3.301.021	146.029	902.198	72.853
2015	3.474.732	153.752	985.260	75.406
2016	3.630.404	160.672	1.062.682	76.826
2017	3.771.925	166.965	1.142.470	77.990
2018	3.918.997	173.506	1.235.459	78.743
2019	4.063.851	179.947	1.334.303	79.798
2020	4.156.581	184.071	1.412.917	80.302
2021	4.270.992	189.155	1.527.452	80.801

Tabla 19. Stock de vehículos por categoría (2010-2021). Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021).

Año	Bus	Camión	Tractocamión	Motocicletas
2010	79.441	188.079	66.079	3.691.980
2011	82.159	199.899	76.541	4.205.950
2012	85.770	213.765	89.683	4.778.593
2013	90.342	223.727	93.932	5.405.218
2014	95.985	234.502	98.393	6.071.607
2015	99.598	244.590	101.222	6.743.945
2016	102.609	251.941	102.300	7.315.976
2017	105.286	257.487	103.155	7.815.849
2018	107.623	263.003	104.338	8.365.479
2019	111.065	269.882	106.634	8.974.478
2020	113.959	277.412	109.179	9.500.347
2021	115.619	288.164	113.331	10.241.725

De acuerdo con la información presentada por la Universidad de Los Andes en asociación con el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) entre el año 2020 y el año 2025, los autores estiman un crecimiento anual de ventas de vehículos livianos de 5,37%, entre el año 2025 y el año 2030 un crecimiento anual de ventas de 4,85% y entre el año 2030 y el año 2035, un crecimiento anual de 4,18%. Se estima entonces un promedio anual de ventas de ~4,8% entre el año 2025 y el año 2035 (Acevedo et al., 2021).

De acuerdo con lo anterior, podría establecerse que el comportamiento de las ventas, al menos en la categoría livianos de pasajeros es creciente en el tiempo. Sin embargo, se identifica que el crecimiento del stock de vehículos y el comportamiento de las ventas en la última década se sigue un comportamiento cíclico como se presenta en la Tabla 20. Así mismo, y de acuerdo con el reporte de ANDEMOS, en lo que lleva corrido del año 2023 (enero - abril), las ventas de vehículos livianos de pasajeros tipo automóvil, campero y camioneta presenta una disminución del 37,6%, y de las demás categorías de forma agregada, una disminución de 25,4% a abril de 2023, ANDEMOS (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, n.d.).

Tabla 20. Stock y ventas totales de vehículos (2010-2021). Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021).

Año	Bus	Camión
2010	7.298.231	-
2011	8.132.428	834.197
2012	9.011.943	879.515
2013	9.931.092	919.149
2014	10.922.588	991.496
2015	11.878.505	955.917
2016	12.703.410	824.905
2017	13.441.127	737.717
2018	14.247.148	806.021
2019	15.119.958	872.810
2020	15.834.768	714.810
2021	16.827.239	992.471

Por lo anterior, y dado que no es posible establecer con certeza ya sea un comportamiento de crecimiento o decremento constante en el tiempo de las ventas, se propone modelar el comportamiento de las ventas anuales futuras de manera agregada como el promedio de las ventas de la última década (2010 – 2021) más o menos dos desviaciones estándar de acuerdo con los datos presentados en la Tabla 20, y una simulación de generación de números pseudoaleatorios. De acuerdo con los datos de la Tabla 18 y la Tabla 19, es posible calcular el porcentaje de participación en ventas por categoría al año 2021, como se presenta en la

Tabla 21:

Tabla 21. Participación de ventas por categoría año 2021.

Categoría	Participación en ventas, [%]
Automóviles y camperos	36,79%
Camionetas	16,10%
Taxis	44,80%
Bus	63,87%
Microbús	73,56%
Camión	53,30%
Tractocamión	21,52%
Motocicletas	22,96%

En la Tabla 22, Tabla 23 y

Tabla 24 se presenta la desagregación del stock por categoría vehicular y energético al año 2021, datos de entrada del modelo.

Tabla 22. Desagregación del stock de vehículos livianos y motocicletas año 2021. Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021)., ANDEMOS (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, n.d.), PEN 2020 -2050.

	Automóviles y camperos		Camionetas		Motocicletas	
	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos
Gasolina	98,82%	4.220.638	72,48%	1.107.141	99,94%	10.235.972
Diesel	0,16%	6.711	26,33%	402.239	0,00%	0
GNV	0,05%	2.300	0,20%	3.053	0,03%	3.067
GNV dual	0,19%	8.179	0,33%	5.090	0,00%	0
Electricidad	0,05%	2.285	0,03%	458	0,03%	2.686
Híbrido	0,72%	30.879	0,62%	9.470	0,00%	0
GLP	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0
Hidrógeno	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0

Tabla 23. Desagregación del stock de vehículos de pasajeros (público) año 2021. Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021)., ANDEMOS (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, n.d.), PEN 2020 -2050.

	Taxi		Microbús		Bus y Bus masivo	
	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos
Gasolina	97,07%	183.603	19,04%	15.384	17,80%	20.577
Diesel	0,00%	0	78,81%	63.683	76,40%	88.330
GNV	0,00%	1	1,51%	1.223	4,34%	5.019
GNV dual	2,39%	4.528	0,63%	512	0,76%	878
Electricidad	0,03%	57	0,00%	0	0,71%	816
Híbrido	0,51%	966	0,00%	0	0,00%	0
GLP	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0
Hidrógeno	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0

Tabla 24. Desagregación del stock de vehículos de carga pesada año 2021. Elaborado a partir de: (Ministerio de Transporte, 2021), ANDEMOS (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible, n.d.), PEN 2020 -2050.

	Camión		Tractocamión y volqueta	
	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos
Gasolina	17,77%	51.213	11,52%	13.058
Diesel	81,83%	235.796	77,98%	88.371
GNV	0,35%	1.006	8,79%	9.967
GNV Dual	0,01%	34	0,00%	0
Electricidad	0,04%	115	0,00%	0
Híbrido	0,00%	0	0,00%	0
GLP	0,00%	0	0,00%	0
Hidrogeno	0,00%	0	0,00%	0

	Camión		Tractocamión y volqueta	
	[%]	No. Vehículos	[%]	No. Vehículos
GNL	0,00%	0	1,71%	1.936

En la Tabla 25 a la Tabla 34, se presenta el consumo de energía y el nivel de actividad por categoría para cada energético, parámetros de entrada del modelo.

Tabla 25. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (Diésel). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	261,53	5500
Taxis	209,87	60000
Camionetas	469,60	5500
Microbús	461,95	45000
Bus	1118,40	80000
Camión	1118,40	21000
Tractocamión	1634,58	67000
Motocicletas	106,11	13000

Tabla 26. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (Gasolina). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	315,81	6992
Taxis	253,06	40000
Camionetas	563,95	6992
Microbús	556,01	45000
Bus	1548,11	45000
Camión	1315,89	20000
Tractocamión	2133,88	45000
Motocicletas	129,43	7500

Tabla 27. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (GNV). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	394,77	6992
Taxis	316,32	40000
Camionetas	704,94	6992
Microbús	695,01	45000
Bus	1935,13	45000
Camión	1644,86	20000
Tractocamión	2667,35	45000

Tabla 28. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (GLP). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Camionetas	313,17	2700
Microbús	313,17	2700
Camión	1299,64	20000

Tractocamión	1299,64	45000
--------------	---------	-------

Tabla 29. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (GNL). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Camión	1299,64	20000
Tractocamión	1705,17	45000

Tabla 30. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (Eléctricos). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [kWh/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	15,00	5500
Taxis	13,00	40000
Camionetas	15,00	5500
Microbús	50,00	45000
Bus	92,00	45000
Camión	92,00	20000
Motocicletas	10,00	7500

Tabla 31. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (Hidrógeno). Elaborado a partir de PEN 2020-2050, (Cobo Ángel et al., 2022)

Categoría	Consumo de energía, [MJ/100 km]	VKT, [km/año]
Camión	962,08	20000
Tractocamión	800,13	45000

Tabla 32. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (Híbrido). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [kWh/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	25,20	1500
Taxis	46,80	20000
Camionetas	25,20	6992

Tabla 33. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (GNV-Dual: Gas natural). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [kWh/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	378,98	3500
Taxis	303,67	3500
Camionetas	676,74	3500
Microbús	667,21	3500
Bus	1857,73	3500
Camión	1579,07	3500
Tractocamión	2560,65	3500

Tabla 34. Consumo de energía y nivel de actividad por categoría (GNV-Dual: Gasolina). Elaborado a partir de PEN 2020-2050.

Categoría	Consumo de energía, [kWh/100 km]	VKT, [km/año]
Automóviles y camperos	1127,91	2000
Taxis	254,69	2000
Camionetas	1127,91	2000
Microbús	559,95	2000
Bus	1127,91	2000

Categoría	Consumo de energía, [kWh/100 km]	VKT, [km/año]
Camión	1127,91	2000
Tractocamión	2133,88	2000

En la Tabla 35 a la Tabla 42, se presentan los factores de emisión por categoría y energético, parámetros de entrada del modelo.

Tabla 35. Factores de emisión por energético (Automóviles y camperos). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	80460,3	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrógeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 36. Factores de emisión por energético (Motocicletas). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrogeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 37. Factores de emisión por energético (Camionetas). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrógeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 38. Factores de emisión por energético (Taxis). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrógeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 39. Factores de emisión por energético (Microbús). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Diésel)	74193,4	3,00	0,6
Hidrogeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 40. Factores de emisión por energético (Bus). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Diésel)	74193,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrógeno	0,00	0,00	0,00

Tabla 41. Factores de emisión por energético (Camión). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Diésel)	74193,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrogeno	0,00	0,00	0,00
GNL	55539,1	1,00	0,1

Tabla 42. Factores de emisión por energético (Tractocamión). Elaborado a partir de: PEN 2020-2050.

Energético	[kg CO ₂ /TJ]	[kg CH ₄ /TJ]	[kg N ₂ O/TJ]
Gasolina	66778,4	3,00	0,6

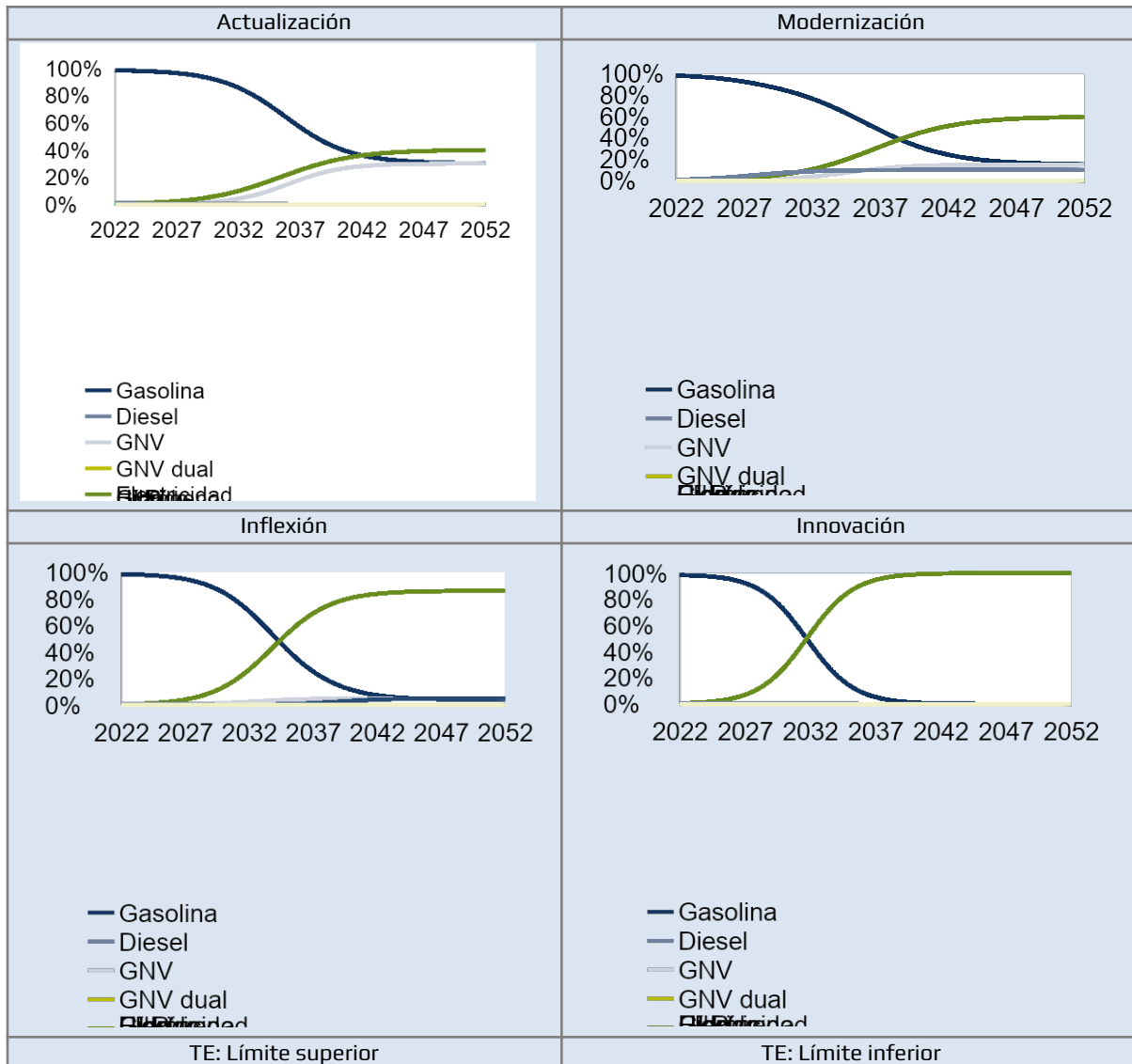
Diesel	74193,4	3,00	0,6
GNV	55539,1	1,00	0,1
GNV dual (Gasolina)	66778,4	3,00	0,6
GNV dual (Gas natural)	55539,1	1,00	0,1
Electricidad	0,00	0,00	0,00
Híbrido (Diésel)	74193,4	3,00	0,6
GLP	55539,1	1,00	0,1
Hidrogeno	0,00	0,00	0,00
GNL	55539,1	1,00	0,1

Participación por categoría, energético y escenario

El modelo propuesto considera la posibilidad de transferencia dentro del sector transporte carretero, de vehículos particulares (Automóviles y camperos, camionetas y motocicletas) a vehículos de servicio público (Taxi, bus y microbús) y de no - motorizado a motorizado. Para ello, se modela la participación de las ventas anuales y su variación en el tiempo mediante una función de “Crecimiento Logístico Poblacional”, de lo cual se obtienen las siguientes curvas según el escenario de evaluación (Actualización, Modernización, Inflexión, Innovación, Transición energética: Límite superior, Transición energética: Límite inferior):

De acuerdo con el escenario, se considera un incremento progresivo de la participación en ventas de vehículos no - motorizados que resta participación directa en ventas de vehículos motorizados. Bajo este supuesto, se establece una participación en ventas de vehículos no - motorizados al año 2052 como sigue: Actualización (2%), Modernización (2%), Inflexión (5%), Innovación (7%), Transición energética: Límite superior (10%), Transición energética: Límite inferior (10%).

Por otro lado, el modelo propuesto, considera el cambio tecnológico asociado a las ventas de tecnologías que hacen uso de combustibles líquidos a tecnologías de bajas y cero emisiones. Para ello, se modela la participación de las ventas anuales de un tipo de tecnología de motorización (energético) y su variación en el tiempo mediante un modelo de “Crecimiento Logístico Poblacional” y un modelo de “Distribución Gaussiana” de los cuales se obtienen curvas de la evolución de las ventas según el escenario de evaluación (Actualización, Modernización, Inflexión, Innovación, Transición energética: Límite superior, Transición energética: Límite inferior) y para cada categoría como se presenta en la Figura 18 a la Figura 25.



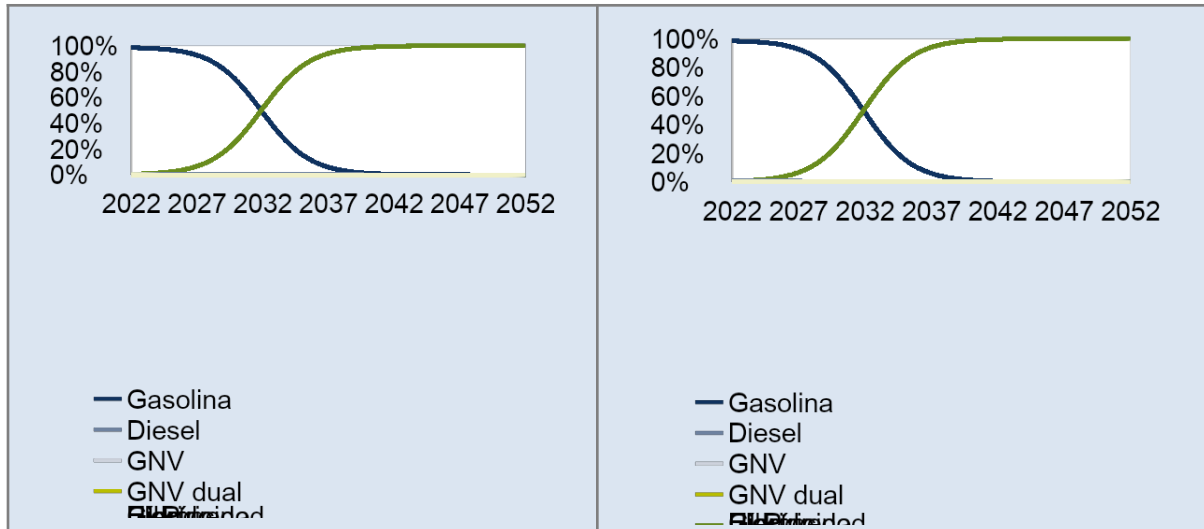
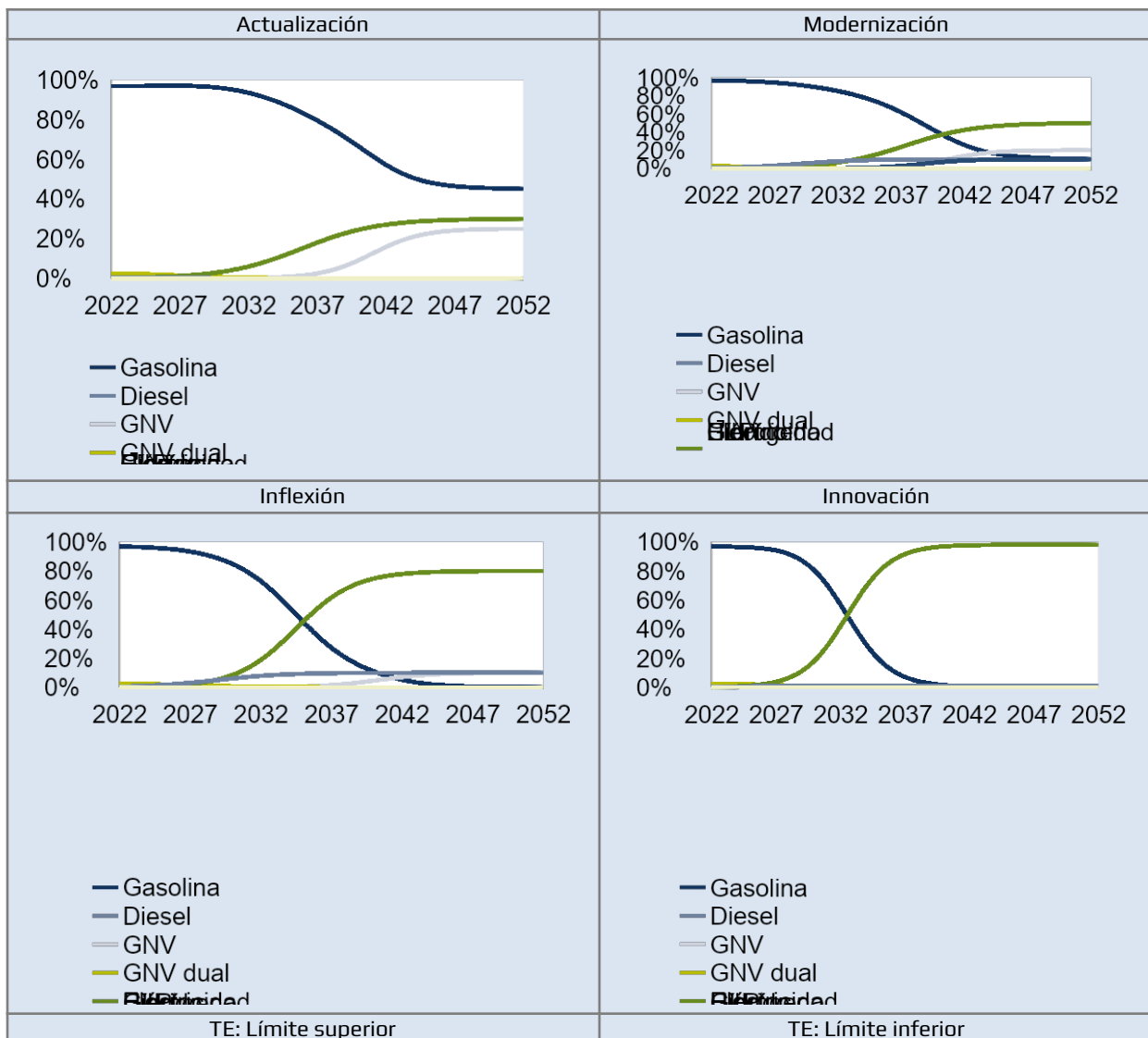


Figura 18. Participación de energéticos categoría automóviles y camperos (ventas).



TE: Límite superior

TE: Límite inferior

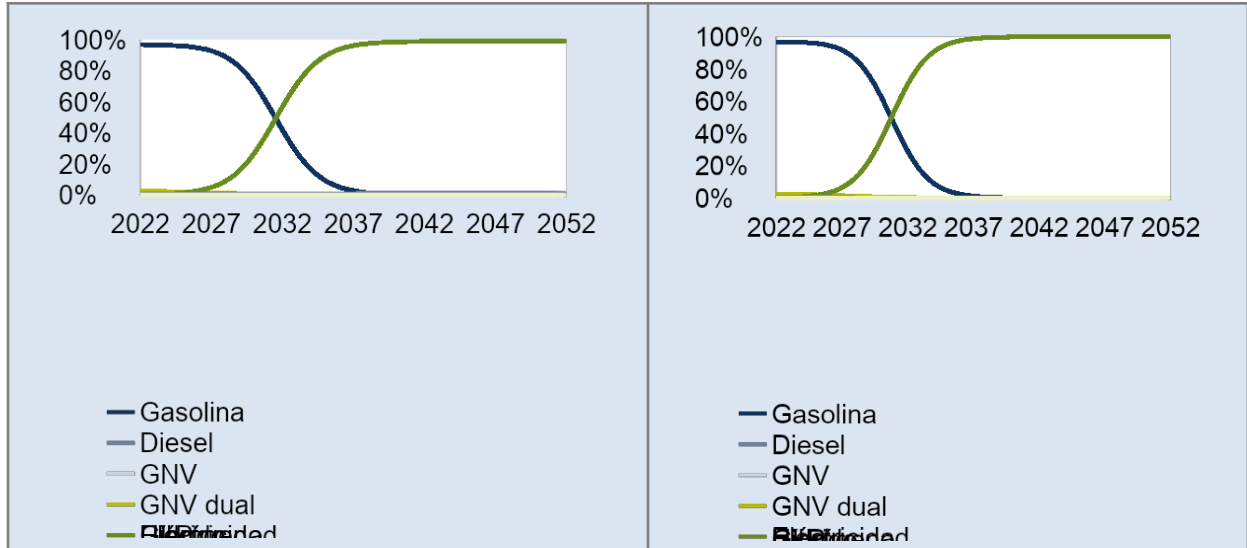
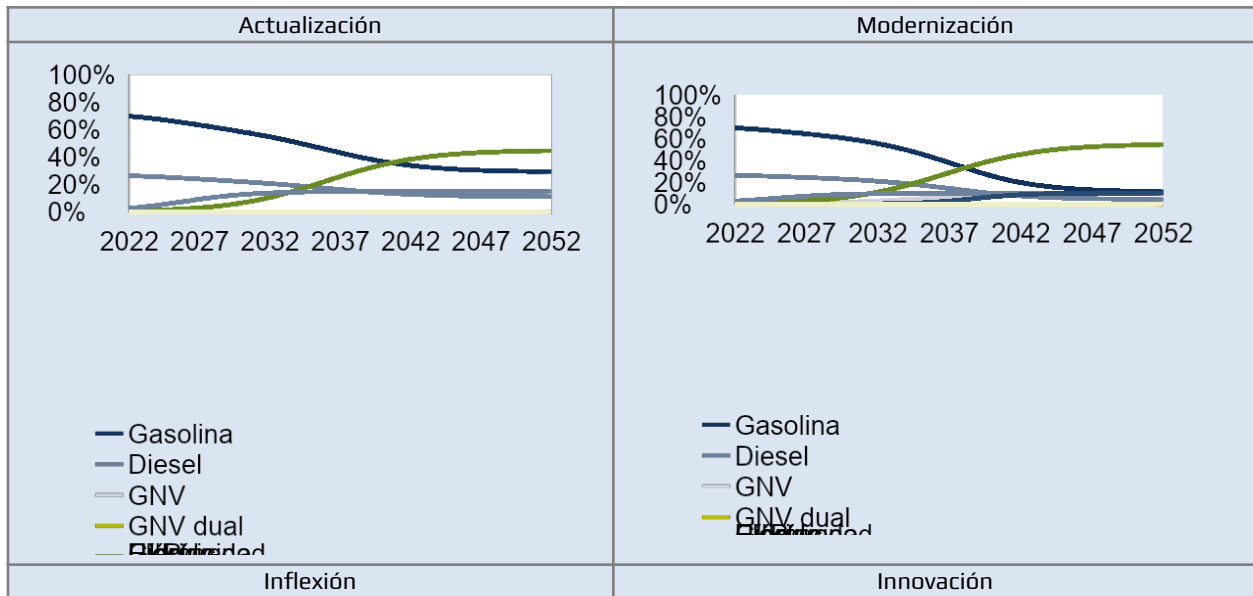


Figura 19. Participación de energéticos categoría taxis (ventas).



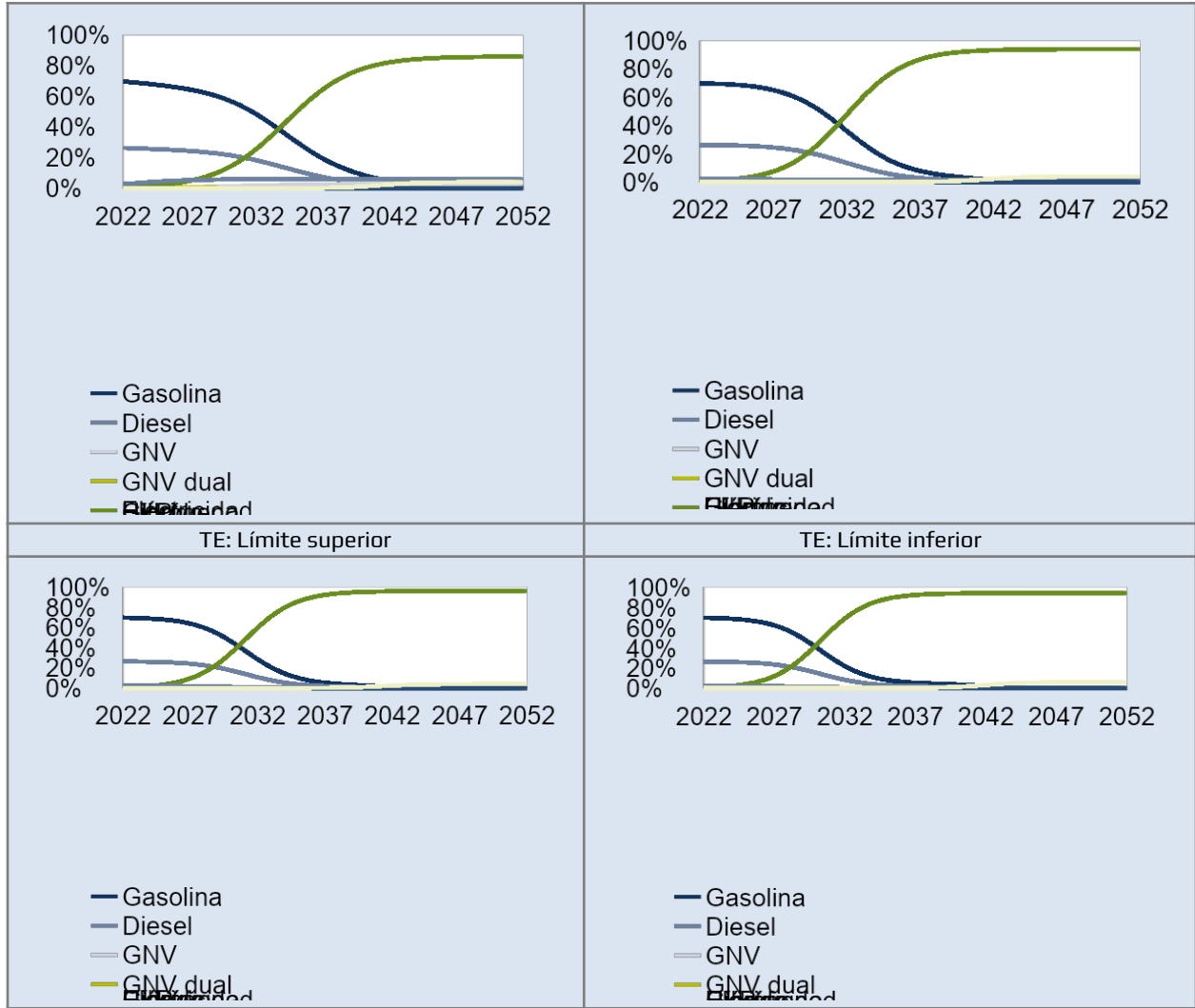
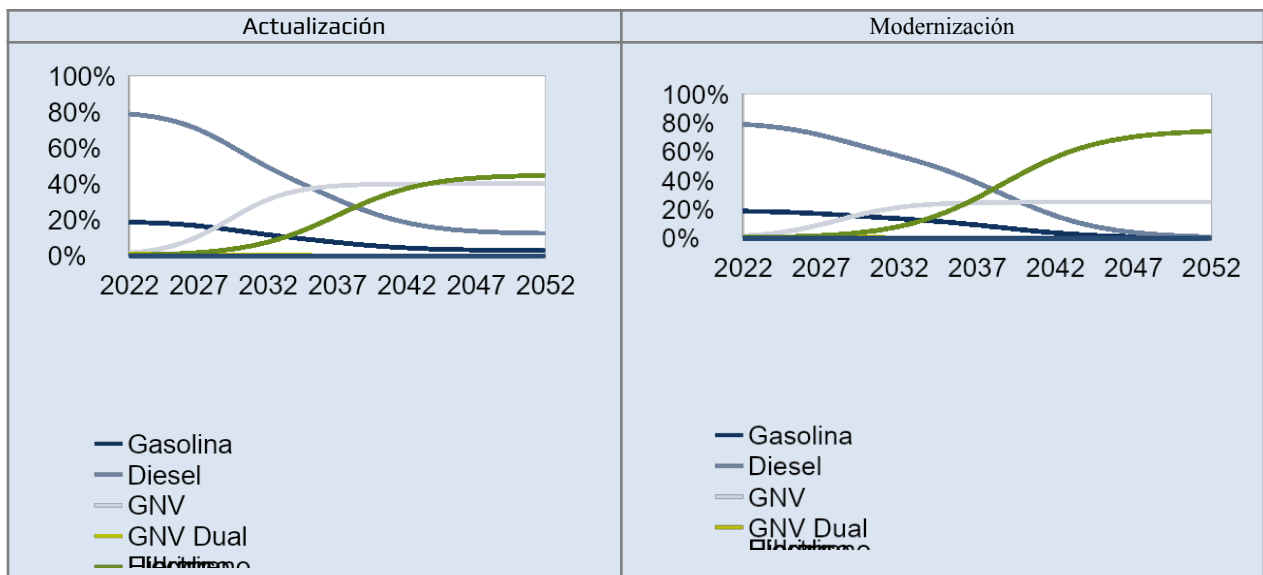


Figura 20. Participación de energéticos categoría camionetas (ventas).



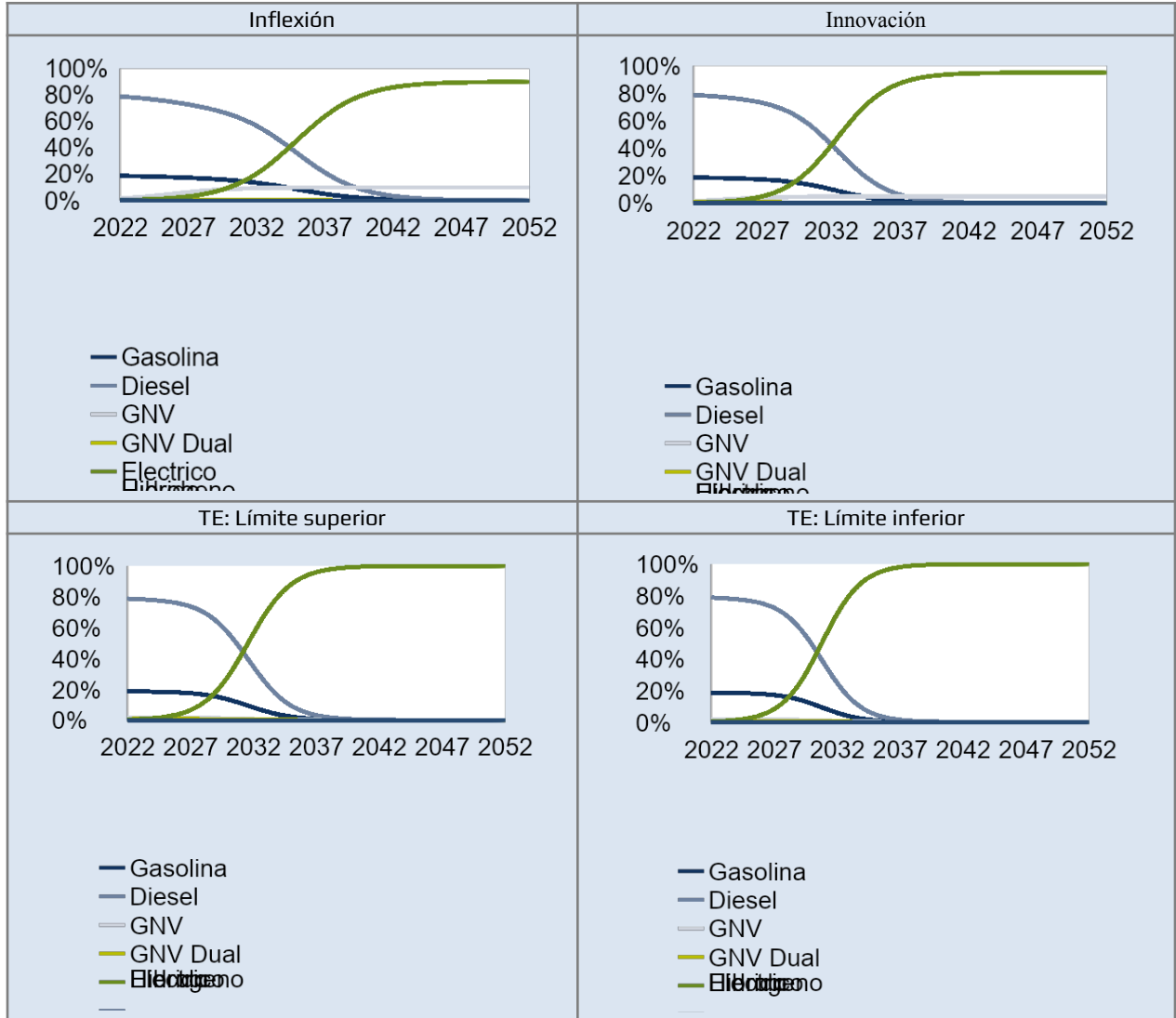
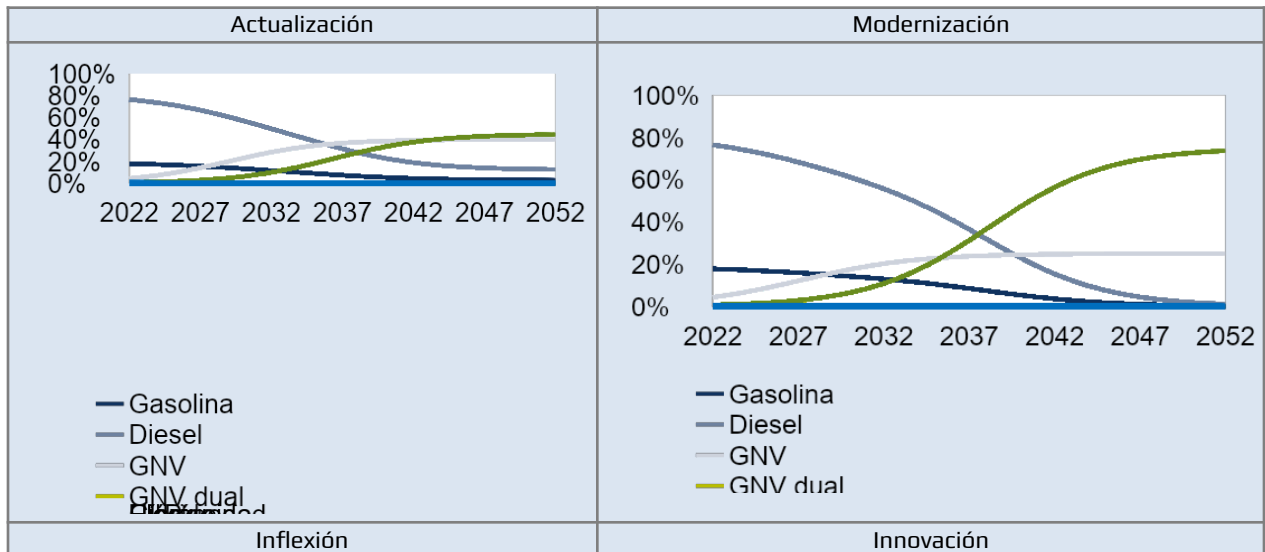


Figura 21. Participación de energéticos categoría microbús (ventas).



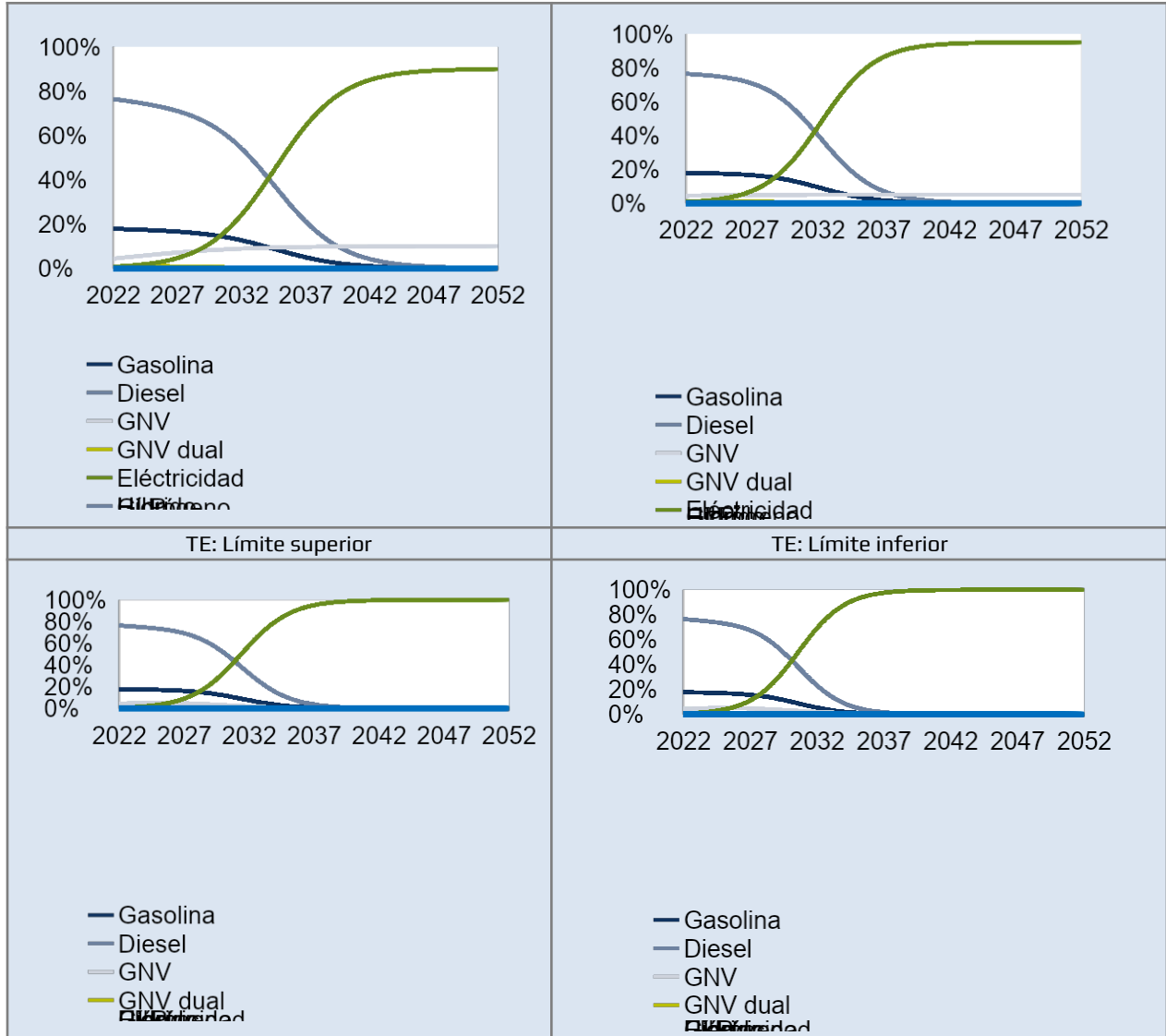
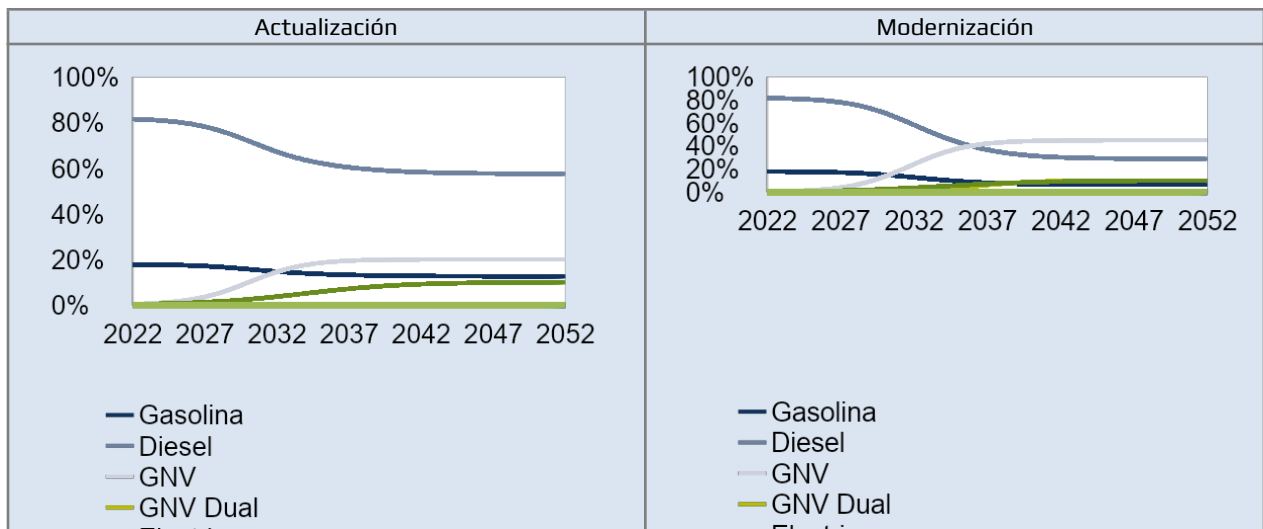


Figura 22. Participación de energéticos categoría bus (ventas).



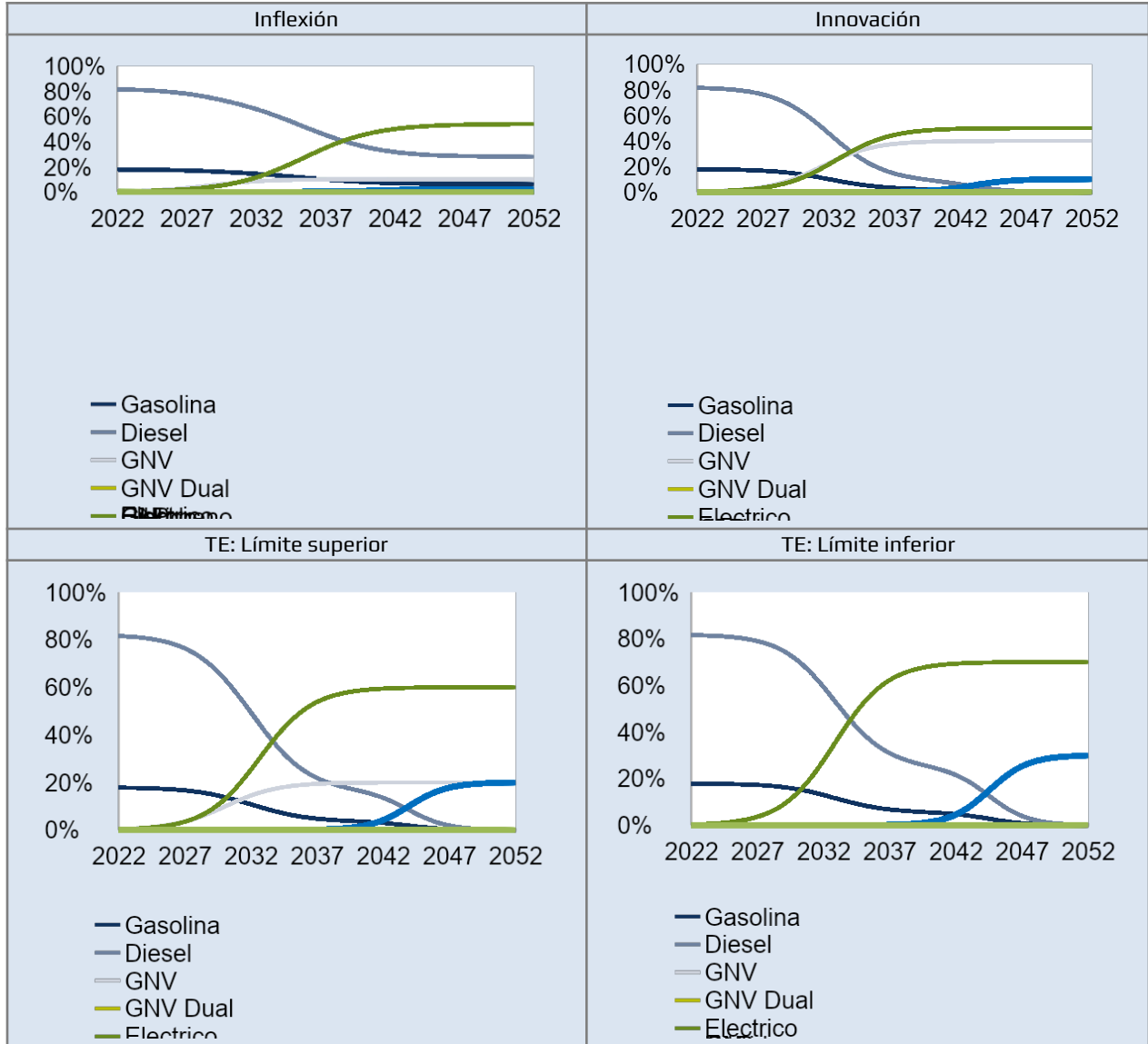
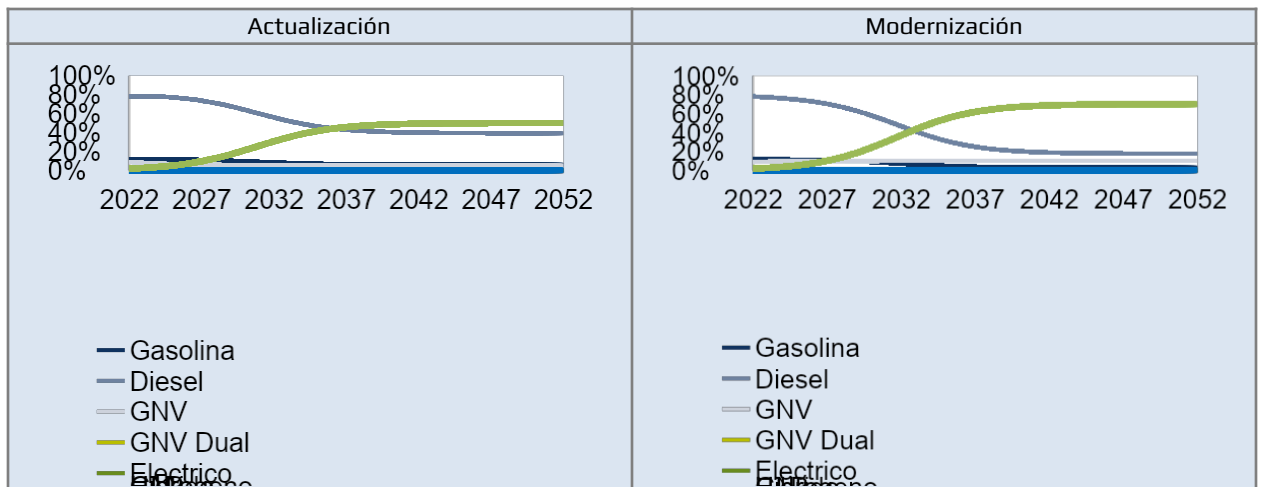


Figura 23. Participación de energéticos categoría camión (ventas).



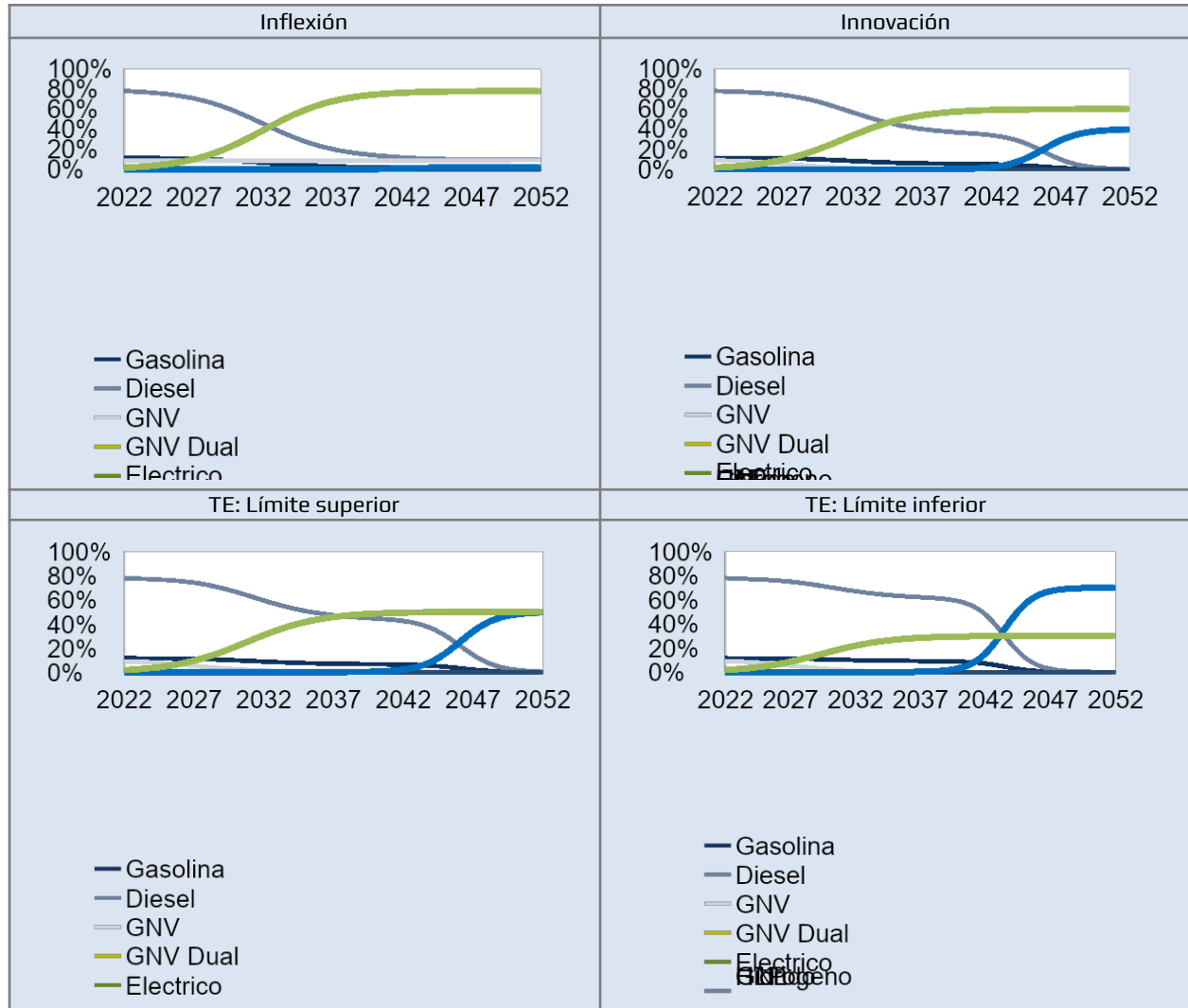


Figura 24. Participación de energéticos categoría tractocamión (ventas).

Actualización	Modernización
---------------	---------------

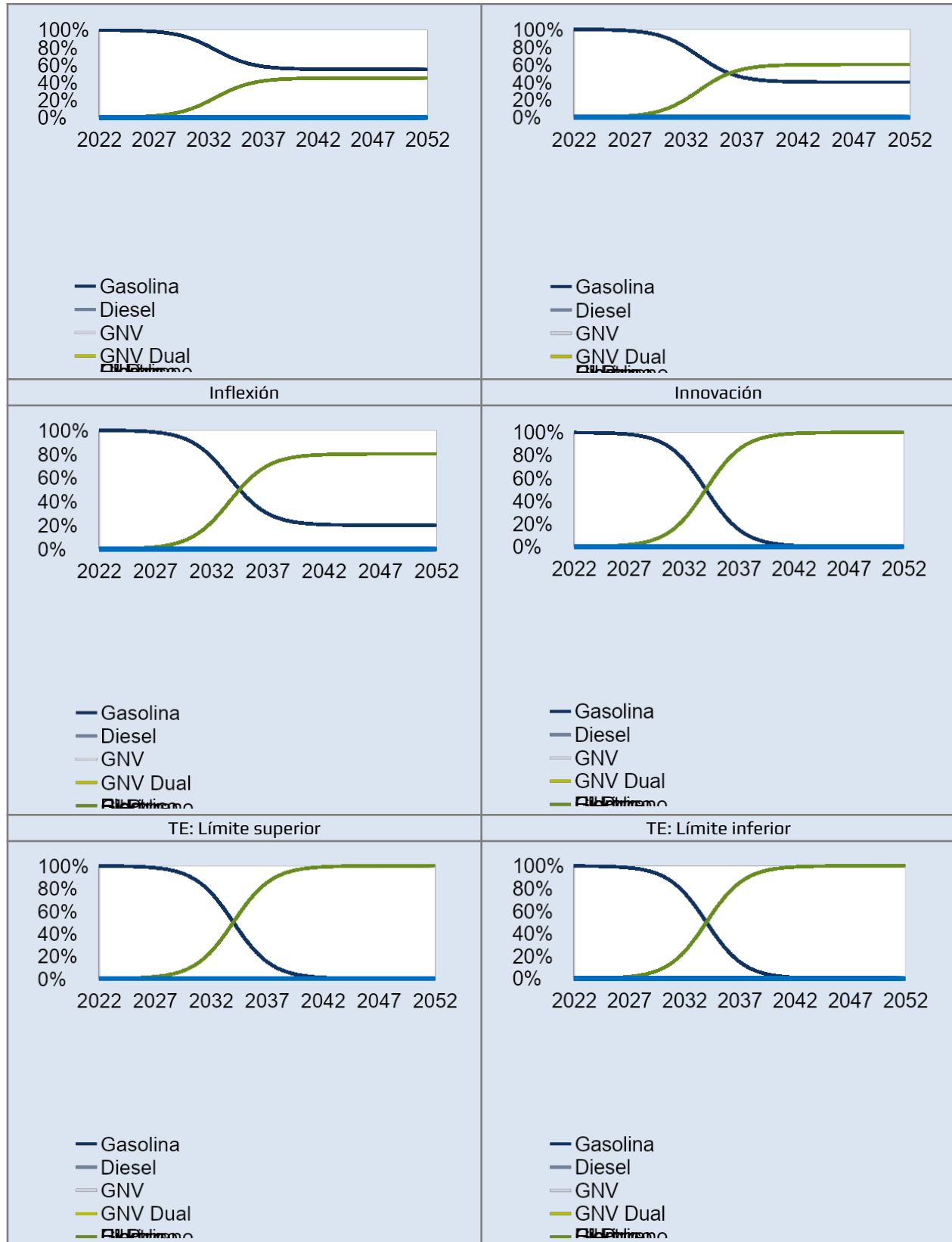


Figura 25. Participación de energéticos categoría motocicletas (ventas).

En la Tabla 43, se presenta un resumen de los principales resultados por escenario del modelo de transporte carretero.

Tabla 43. Resumen de los principales resultados del modelo por escenario.

	Act.	Mod.	Inf.	Inn.	TE: LS	TE: LI
Stock de vehículos (2032), [Millones]	26,7	26,7	26,6	26,4	26,2	24,9
Stock de vehículos (2052), [Millones]	38,9	38,2	37,5	36,9	35,8	34,5
% eléctricos livianos (2032) (stock)	0,99	1,03	1,97	3,18	3,64	5,00
% eléctricos livianos (2052) (stock)	20,09	28,39	53,51	71,02	81,33	94,00
% vehículos livianos GN y GLP (2032) (stock)	0,23	0,35	0,28	0,105	0,108	0,13
% vehículos livianos GN y GLP (2052) (stock)	6,99	9,16	4,02	0,21	0,24	0,27
% vehículos livianos híbridos (2032) (stock)	1,76	2,01	1,27	0,93	0,92	1,13
% vehículos livianos híbridos (2052) (stock)	6,42	8,92	4,05	2,58	2,04	2,34
% Veh. Livianos bajas emisiones (2032) (stock)	2,75	3,04	3,24	4,11	4,56	6,13
% V. Livianos bajas emisiones (2052) (stock)	26,51	37,32	57,56	73,60	83,37	96,33
% Motocicletas eléctricas (2032) (stock)	9,93	9,97	9,98	9,99	9,95	9,89
% Motocicletas eléctricas (2052) (stock)	62,05	67,08	73,53	79,68	78,81	77,55
% Buses (eléctricos) (stock) (2032)	2,53	2,66	5,71	11,77	17,25	24,37
% Buses (eléctricos) (stock) (2052)	26,07	40,06	65,05	81,50	91,05	97,09
% de electrificación de la flota (2032)	7,00	7,06	7,43	8,02	8,31	9,08
% de electrificación de la flota (2052)	52,42	58,73	69,28	78,57	79,95	81,66
% consumo de gasolina (2052)	27,59	23,68	19,38	16,70	14,13	9,78
% consumo de diésel (2052)	26,05	20,53	19,71	22,35	18,24	7,35
% consumo de gas natural (2052)	37,32	43,50	37,66	16,90	8,31	4,63
% consumo de GLP (2052)	0,00	0,13	0,05	0,00	0,00	0,00
% consumo electricidad (2052)	9,04	12,16	23,13	43,88	59,14	77,92
% consumo H2 (2052)	0,00	0,00	0,07	0,17	0,18	0,31
Consumo de energía eléctrica (2030), [PJ]	1,80	1,81	2,37	3,28	4,23	5,66
Consumo de energía eléctrica (2052), [PJ]	89,17	110,87	185,54	266,50	358,14	479,44
Consumo de energía GNL, (2052) [PJ]	118,80	161,90	178,81	43,70	37,41	24,29
Consumo de H2, [PJ] (2052)	0,00	0,00	0,53	1,02	1,07	1,90

*Act: Actualización, Mod: Modernización, Inf: Inflexión, Inn: Innovación, TE: LS: Transición energética límite superior, TE LI: Transición energética límite inferior.

Anexo 8. Resultados escenario Actualización

Oferta

La matriz energética nacional para el año 2052 cuenta con la siguiente distribución:

- Petróleo y derivados con 461 PJ producidos localmente y 816 PJ importados.
- Carbón térmico y metalúrgico con 1042 PJ producidos.
- Gas natural con 195 PJ producidos localmente y 340 PJ importados.
- Energía proveniente de FNCER con 686 PJ
- Hidroenergía con 239 PJ

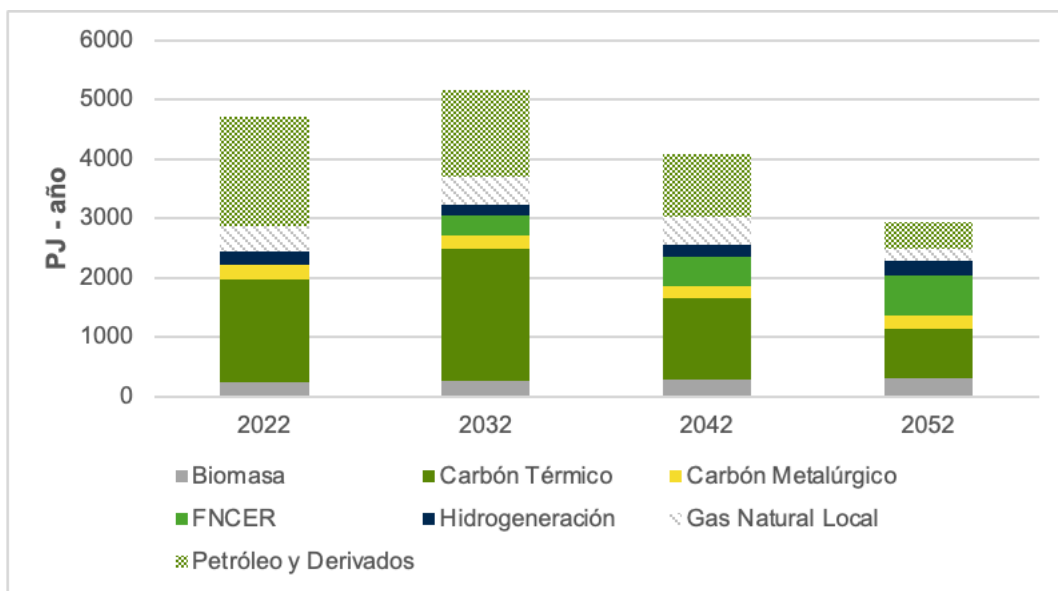


Figura 26 Desagregación de la producción de energía para el periodo 2022 - 2052. (PJ - año)

Para este escenario es posible evidenciar que la producción de energía a nivel nacional está directamente relacionada con la producción de carbón térmico, encontrando un volumen de producción total en la década de 2030 de 2.300 PJ - año, en línea con las ambiciones planteadas en dicho escenario en lo que respecta a un panorama energético en el cual aún se presenta una importante dependencia del carbón y los hidrocarburos como parte de la canasta nacional e internacional, escenario en el cual las tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono cobran mayor relevancia, a medida que se intensifica el uso del carbón en una economía global creciente. Sin embargo, para el final del mencionado periodo, la producción de carbón térmico se reduce ostensiblemente, como resultado de la sustitución de energéticos en las principales industrias que actualmente dependen del carbón, como resultado de la efectividad de las estrategias internacionales para la descarbonización de la matriz energética global, llevando a reducir las expectativas de extracción, hasta un total de 821 PJ para el año 2052.

Por otra parte, la producción de carbón metalúrgico y coque muestra un comportamiento constante, donde los niveles de extracción se establecen en promedio, alrededor de 215 PJ. Esto se relaciona con una expectativa de estabilidad en la industria del acero, así como con una participación constante en los mercados internacionales, de la mano con estrategias moderadas de exploración y explotación de recursos carboníferos en las regiones de mayor producción.

En lo que respecta a la producción de gas natural e hidrocarburos, y de la mano con los supuestos incluidos en el Anexo No. 13 de este documento, es posible evidenciar un crecimiento en los consumos de hidrocarburos para lo que queda de la presente década, alcanzando volúmenes aproximados de hasta 2000 PJ; de la mano con una tendencia principalmente decreciente a partir del año 2027, y llegando al 2052 con volúmenes extraídos de hasta el 20% de la producción actual, correspondientes a 462 PJ.

Por su parte, el gas natural muestra una tendencia creciente por un periodo mayor, hasta alcanzar un volumen producido de 628 PJ, lo cual concuerda con las expectativas de transformación de los sectores de industria y transporte, para posteriormente retroceder hasta una producción de 195 PJ, que equivale al 31% con respecto al máximo pronóstico para este escenario.

El hidrógeno como vector clave de la transición energética hace parte de la oferta de energía para el periodo de análisis de esta versión del Plan Energético Nacional con un volumen de 14 PJ. La producción de este energético para el escenario de actualización está basada principalmente en el uso de fuentes fósiles, donde el 90% del proceso opera sin ningún tipo de captura de emisiones de carbono como parte del ciclo, el cual es denominado hidrógeno gris. El uso de tecnologías de captura de carbono para la producción de hidrógeno azul se mantiene constante.

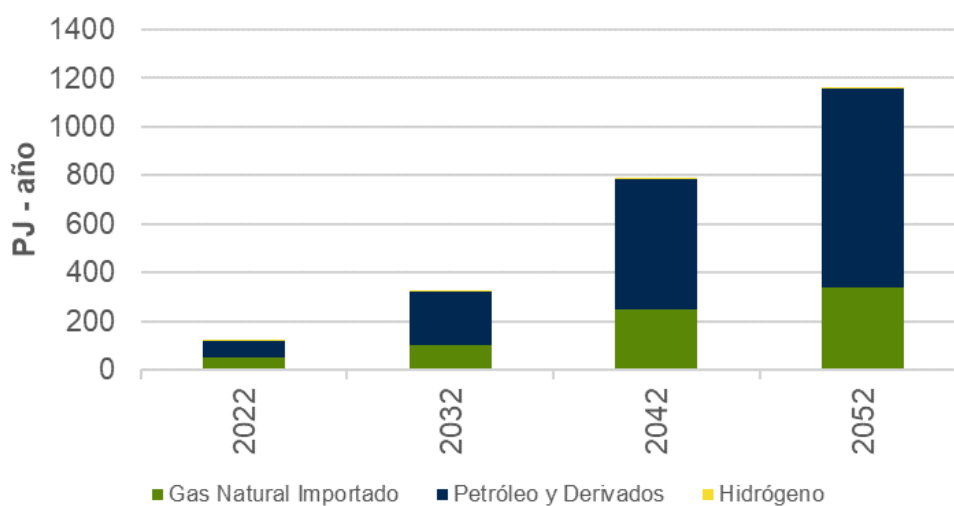


Figura 27 Desagregación de la importación de energía para el periodo 2022 - 2052.

En lo que respecta a la importación de energía, se evidencia que el principal componente de importación corresponde a combustibles fósiles, donde el petróleo y sus derivados mantienen un creciente liderazgo, llegando a representar hasta el 75% del total de importación, esto como respuesta a las tendencias de sustitución de energéticos en sectores intensivos en el consumo de combustibles fósiles, como el sector transporte.

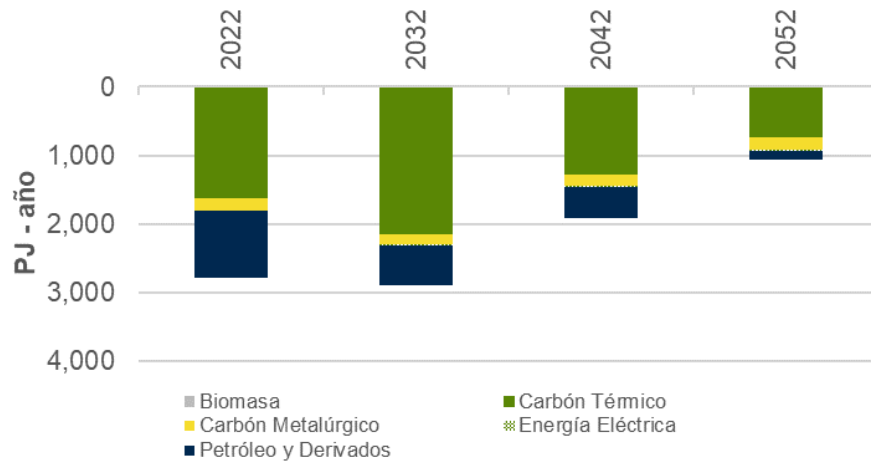


Figura 28 Desagregación de la exportación de energía para el periodo 2022 - 2052.

Por su parte, la exportación de energía muestra una fuerte relación con las actividades mineras y de hidrocarburos, donde estos tres componentes suman más del 99% del portafolio de exportación en el país, siendo el carbón térmico quién tiene un mayor peso en la balanza comercial extranjera. Para la década del 2030, se encuentra un máximo de exportaciones de 3.050 PJ, donde el carbón corresponde al 70%, seguido por el petróleo y sus derivados con el 21%, y la proporción restante asociada a la exportación de energía eléctrica y carbón metalúrgico. Posteriormente, se observa un declive pronunciado en las cantidades exportadas, como resultado de la reducción en la producción de recursos carboníferos e hidrocarburíferos, representando un 33% comparado con el máximo estimado para el periodo de análisis.

La matriz de generación de energía eléctrica es un factor clave en el camino a la transición energética al presentar transformaciones significativas de forma simultánea al crecimiento de la demanda. Este escenario no es tan ambicioso; sin embargo, supone la implementación de las mejores tecnologías a nivel nacional. De esta forma, en 2032 se prevé alcanzar los 43.606 MW y los 50.153 MW a 2052, aumentos de 2.3 y 2.7 veces respecto a la capacidad efectiva neta en 2022.

En la Figura 29, se evidencia la participación de cada una de las tecnologías dentro de la oferta de energía eléctrica en 2052, liderada por las FNCER con 51,8%, seguido por hidrogenación con 30,1% y 11,2% para el gas natural. Es pertinente aclarar que no se proyecta una expansión a partir de centrales hidroeléctricas de gran escala bajo la asunción de la entrada completa de la central Hidroeléctrica Ituango y adicionalmente, se mantendrá una capacidad térmica con gas natural dentro de la canasta asumiendo una mejora en su

eficiencia energética y la inclusión de tecnologías CCUS para responder, en caso de ser necesario, de forma oportuna.

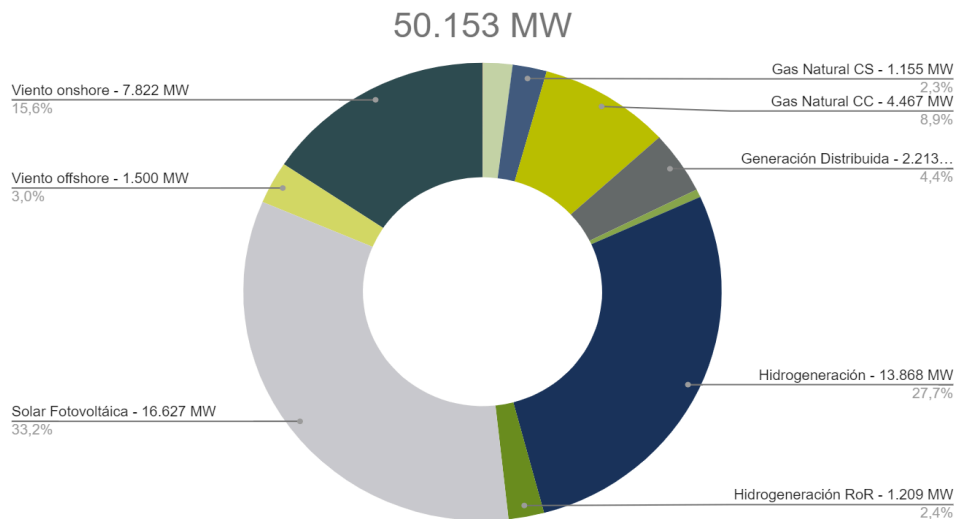


Figura 29 Capacidad instalada en el escenario de Actualización para 2052

La expansión de capacidad a través de energías renovables no convencionales es significativa, esto puede apreciarse en el crecimiento de la generación eólica y solar fotovoltaica, que aumentan más de 500 y 50 veces con respecto a su capacidad instalada en 2022.

La capacidad solar que se incluye según el MACC se mantiene estable hasta el final del periodo de análisis, destacando el hecho que los proyectos contemplados a 2032 dejan el sistema con una reserva mínima de 20% en relación con el pico de demanda y que la potencia objetivo hace parte de los agentes interesados en materializar proyectos clase I. No obstante, se deben regular los retrasos de entrada en operación de estas centrales, en el sentido que esta potencia se asume como segura dentro de la oferta eléctrica para cubrir la demanda en los plazos declarados.

Por otra parte, se requiere asegurar la gestión integral de los residuos causados por el final de la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Según la información suministrada por PARATEC se registra capacidad solar en el Sistema Interconectado desde 2017, por lo que se generarán residuos considerables a partir de 2048 aproximadamente haciendo imprescindible concretar un plan de reciclaje para la tecnología fotovoltaica previo al comienzo de la década de 2040.

En lo que corresponde a la capacidad eólica costa adentro sí se presentan refuerzos para los últimos 5 años considerados dentro del planeamiento, con adiciones máximas de 1.000 MW (Figura 30)

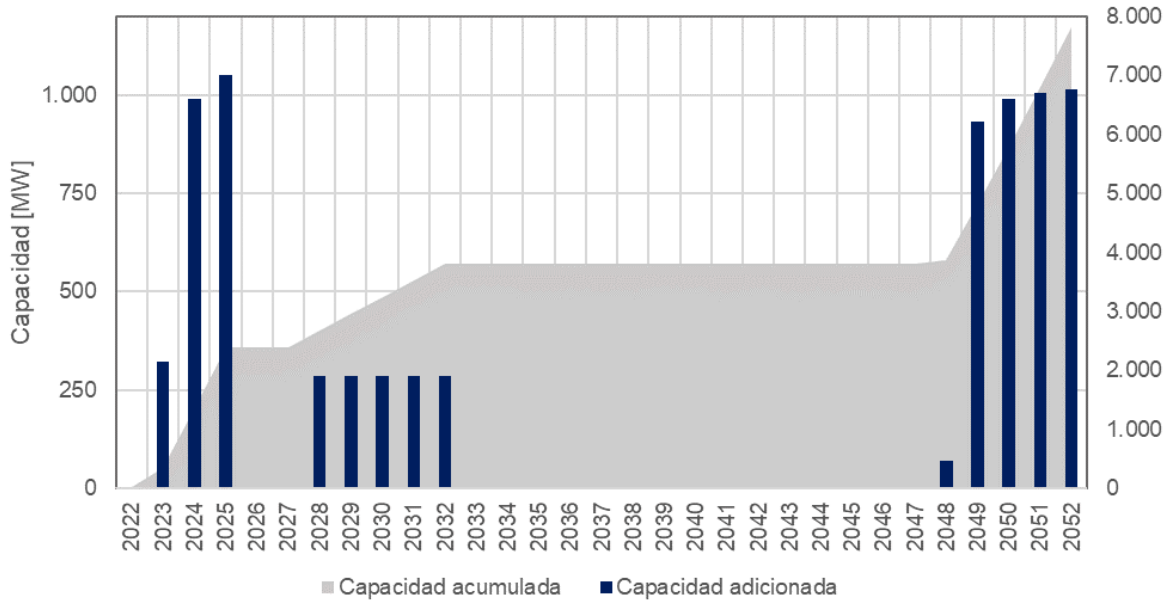


Figura 30 Capacidad instalada para proyectos eólicos costa adentro en el escenario de Actualización

En cuanto a energía eléctrica producida, se evidencia una disminución de aproximadamente el 50% en la participación de las centrales hidráulicas y térmicas, comenzando en 2023 con alrededor de un 80% y 15% y llegando a cerca de 38% y 8% en 2052 tal y como se presenta en la Figura 31. Es decir, a partir de este primer escenario, que es menos radical en el mapeo tecnológico adoptado, se evidencia una transformación de una matriz hidrotérmica a una más diversificada donde la contribución hidrotérmica no alcanza la mitad de la generación de energía eléctrica.

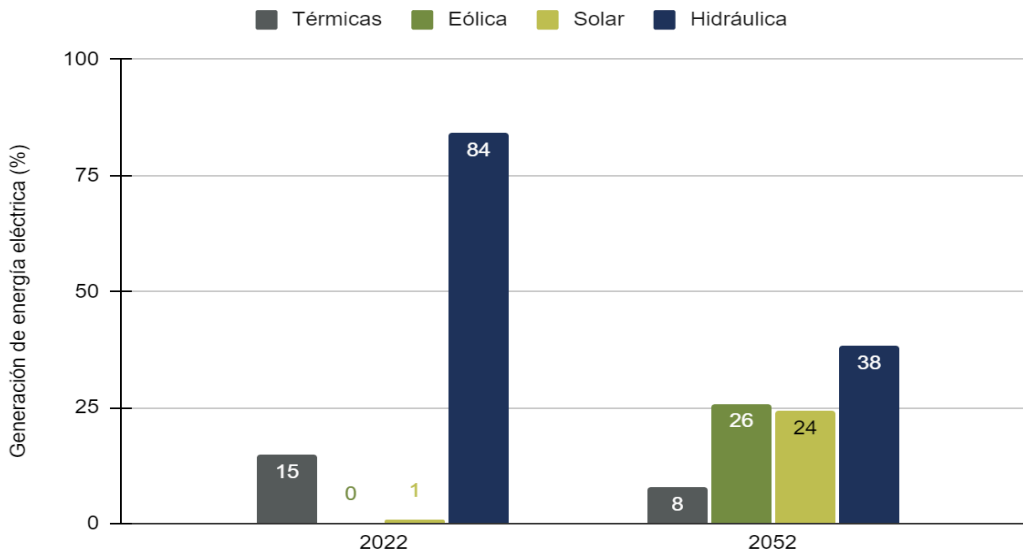


Figura 31 Contribución por tecnología en la generación de energía eléctrica en el escenario de Actualización

Asimismo, la generación de energía eléctrica contemplada a partir de las centrales solares está por debajo del 25% lo que es conveniente teniendo en cuenta la variabilidad de su recurso primario. Esto quiere decir que la transición más significativa es la que se da a partir de la capacidad eólica costa afuera y costa adentro, contribuyendo con aproximadamente un cuarto de la energía eléctrica demandada del país cuando en la actualidad no llega a una décima parte de esta.

Con base en lo anterior, desde el escenario de Actualización se apuesta por la penetración considerable de proyectos eólicos marinos dentro de la matriz de generación, toda vez que se alcanzan los 1.500 MW al final del periodo de análisis. Esto es relevante dado que, a la fecha, no se cuenta con capacidad proveniente de esta tecnología y su inclusión es necesaria para la transformación requerida, presumiendo grandes esfuerzos regulatorios y económicos. La potencia adicionada y acumulada para la generación eólica costa afuera se presenta en la Figura 32. Son convenientes los plazos obtenidos debido a que se encuentra intercalada la inclusión de los proyectos costa adentro y costa afuera.

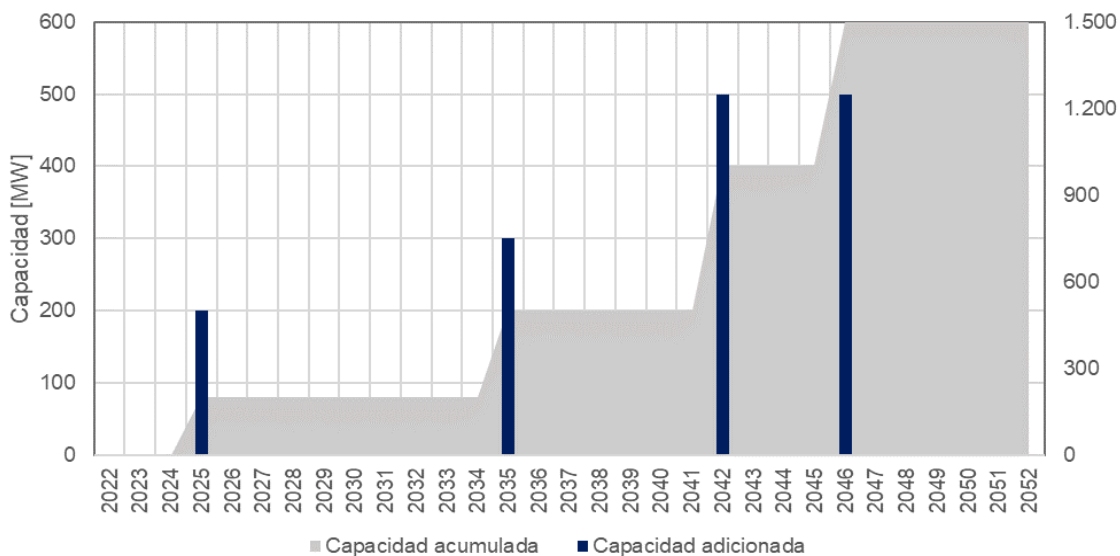


Figura 32 Capacidad adicionada y acumulada para proyectos eólicos costa afuera en los escenarios de Actualización y Modernización

En este punto vale la pena aclarar que este análisis está planteado en un escenario que asume la entrada de tecnología HVDC para la conexión de los parques eólicos al sistema eléctrico, especialmente los de costa afuera que se encuentran en la región Caribe. Por otra parte, se prevé que el uso de sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) mejoren el control de las redes existentes y la inclusión de superconductores de alta temperatura (HTS) contribuyan a la disminución de las pérdidas en la transmisión. Estos supuestos se mantienen para presumir el cumplimiento efectivo de las capacidades sugeridas.

Consumo final

Bajo los supuestos del escenario Actualización en el período 2022-2052, como resultado del ejercicio de simulación se obtiene un crecimiento promedio año del 1,8% (i.e. 1.727 PJ promedio año), donde el gas natural y la electricidad incrementarán su participación a 2052 en 18% (i.e. 732 PJ) y 5% (463 PJ), con respecto a 2021. Además, se espera que estos energéticos tengan crecimientos promedio año de 4,4% (i.e. 400 PJ promedio año) y 2,6% (i.e. 314 PJ promedio año).

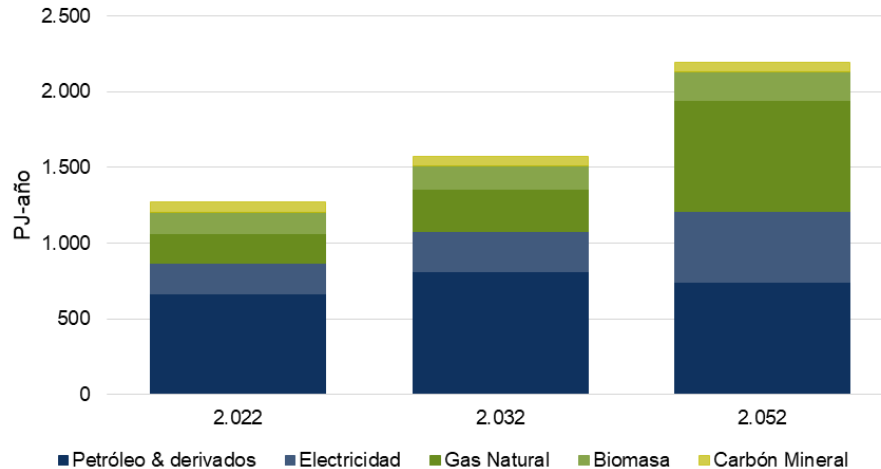


Figura 33 Consumo final - Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación para el escenario Actualización, se tiene que a 2052 las emisiones asociadas en conjunto a carbón mineral y derivados del petróleo disminuyen su participación en 23 puntos porcentuales a razón del gas natural, con respecto a 2021. De otra parte, para el período comprendido entre 2022 a 2052, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 1,5% (i.e. 85 Mt CO₂eq promedio año) y para los energéticos serán del 4,4% para gas natural (i.e. 22 Mt CO₂eq promedio año), 0,5% para derivados del petróleo (i.e. 57 Mt CO₂eq promedio año), y -0,1% para carbón mineral (i.e. 6 Mt CO₂eq promedio año).

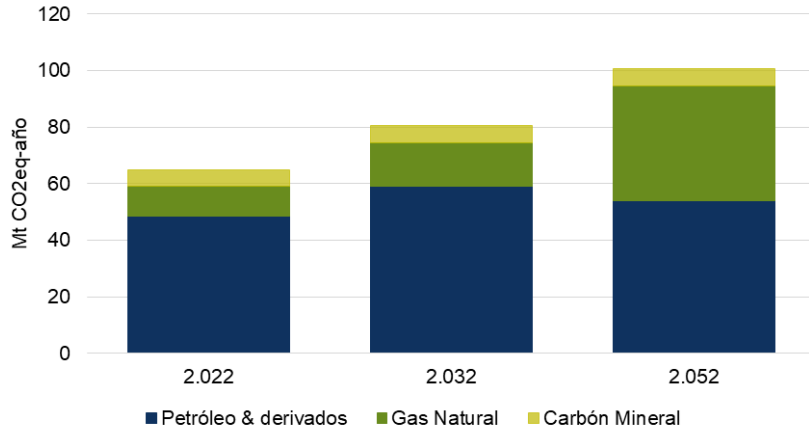


Figura 34 Emisiones de consumo final - Actualización (Mt CO2eq-año)

Sector Transporte

Consumo final

La simulación para el sector transporte arrojó que, al 2052 tendría un crecimiento promedio año del 2,0% (i.e. 864 PJ promedio año). En cuanto a la composición energética del sector, los derivados del petróleo disminuirán su participación en 39 puntos porcentuales – pp, siendo desplazada por la entrada de la energía eléctrica (1 PJ en 2022 a 93 PJ en 2052) y una mayor participación del gas natural (20 PJ en 2022 a 365 PJ en 2052).

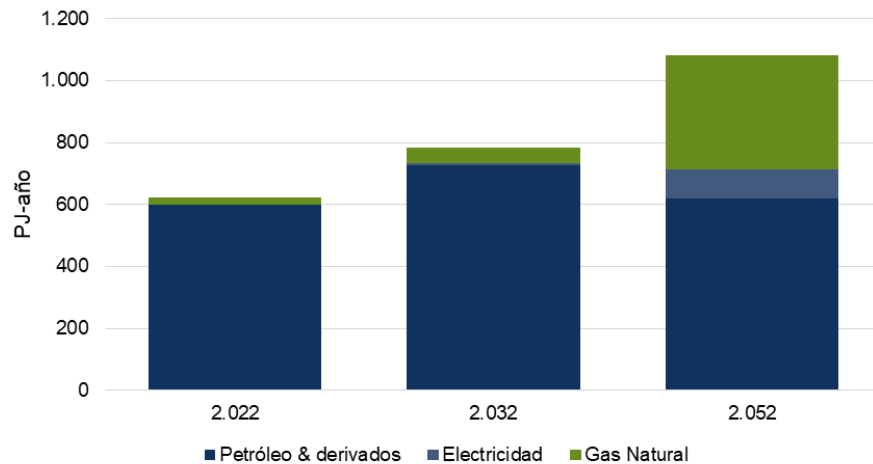


Figura 35 Consumo final Sector Transporte- Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Las emisiones del sector transporte presentarán un decrecimiento. Para el período 2022-2032, se presenta una tasa de crecimiento promedio del 2,5% (i.e. 50 Mt CO2eq promedio año), mientras que para el período 2033 a 2052 la tasa disminuye al 0,8% (i.e. 62

Mt CO₂eq promedio año). Se espera que, la participación de las emisiones de gas natural aumenta en 29 puntos porcentuales con respecto a 2032 (i.e. 2% ≈ 1 Mt CO₂eq para 2032 a 31% ≈ 20 Mt CO₂eq para 2052. (Ver Figura 36).

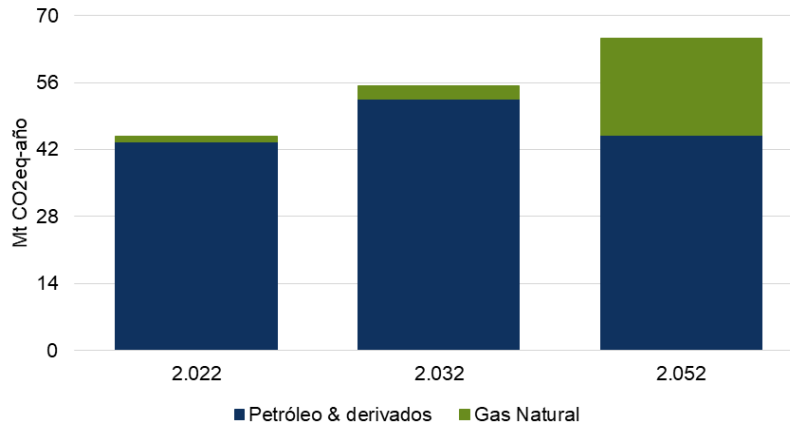


Figura 36 Emisiones de consumo final Sector Transporte - Actualización (Mt CO₂eq-año)

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, los ejercicios de simulación mostraron que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año será del 1,7% (i.e. 372 PJ promedio año). Se observa que a 2052, el carbón disminuye su participación en 10 puntos porcentuales con respecto a 2022, a razón de la biomasa y del gas natural en los procesos térmicos. Entre 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de 2,4% para gas natural (i.e. 123 PJ promedio año), 1,9% para biomasa (i.e. 94 PJ promedio año), 1,9% para electricidad (i.e. 78 PJ promedio año), 1,0% para petróleo y derivados (i.e. 8 PJ promedio año) y -0,1% para carbón mineral y coque (i.e. 68 PJ promedio año).

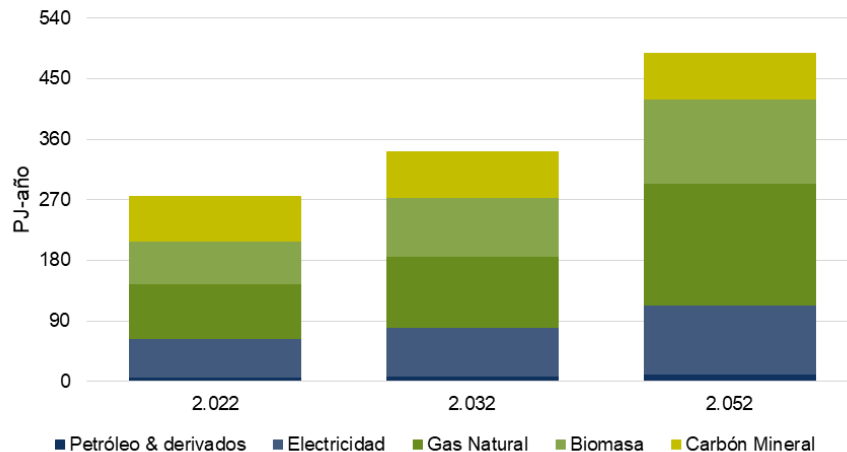


Figura 37 Consumo final Sector Industria- Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2022-2052 entre un 15,5% a 17,2% del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario para el período 2022-2052 son: Minerales no metálicos - Cementeras (30,96%), Alimentos, bebidas y tabaco (21,05%), Coquerías y refinerías (17,89%), Pulpa, papel e imprenta (13,66%). Para 2052, el gas natural aumentara su participación en 19 puntos porcentuales en detrimento del carbón mineral con respecto a 2022, donde el gas natural es un energético que posee una intensidad energética mayor. Se prevé que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del 1,2% (i.e. 14 Mt CO₂eq promedio año) y en cuanto a los energéticos serán del: 2,4% para gas natural (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año), 0,5% para derivados del petróleo (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año), y -0,1% para carbón mineral (i.e. 6 Mt CO₂eq promedio año).

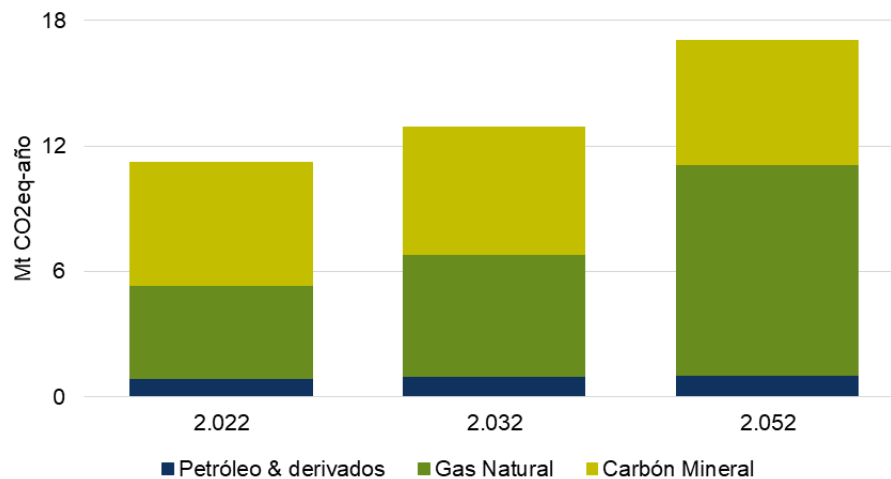


Figura 38 Emisiones de consumo final Sector Industria - Actualización (Mt CO₂eq-año)

Sector Residencial

Consumo final

En cuanto al sector residencial, se estima que a 2052 la participación de la leña disminuye a razón del gas natural y la electricidad en 18 puntos porcentuales, con respecto a 2022 (i.e. 68 PJ-año a 38 PJ-año). La disminución de este energético está asociada al: a) uso eficiente de éste mediante estufas mejoradas y a la penetración del GLP en la cocción, y b) reducción de los hogares rurales. En 2032, se espera una participación de: 34% para gas natural (i.e. 89 PJ), 34% para electricidad (i.e. 89 PJ), 14% para GLP (i.e. 36 PJ), y 18% para leña (i.e. 48 PJ). De otra parte, el crecimiento esperado promedio anual entre 2022 a 2052 sería de: 2,4% en gas natural (i.e. 99 PJ promedio año), 1,3% para electricidad (i.e. 92 PJ promedio año), 1,3% para GLP (i.e. 38 PJ promedio año) y -2,4% en leña (i.e. 46 PJ promedio año). Se calcula que para el

período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del 0,9% (i.e. 275 PJ promedio año).

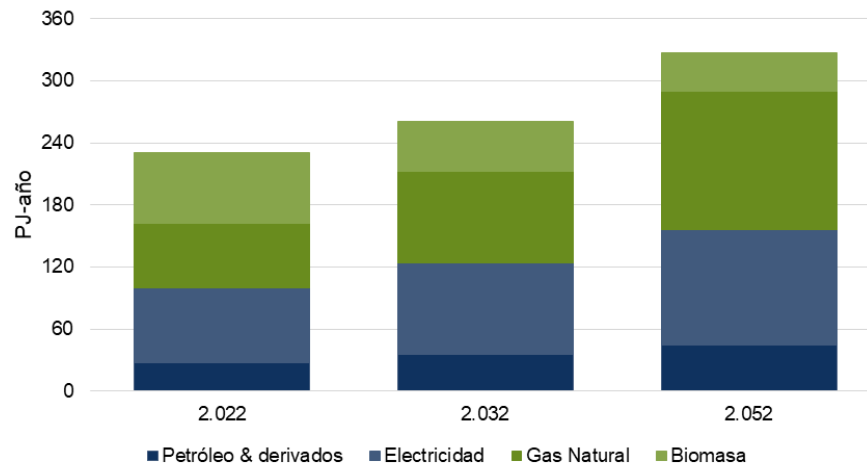


Figura 39 Consumo final Sector Residencial- Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector residencial entre 2022 a 2052, contribuirá desde un 8,3% a 10,3% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural en un 68% en promedio (i.e. 6 Mt CO₂eq promedio año), el resto de estas emisiones están asociadas al GLP (i.e. 3 Mt CO₂eq promedio año). De otra parte, para el periodo 2022-2052 el área urbana aporta en promedio el 87,94% del total de las emisiones del sector. En 2032, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un crecimiento del 1,7% (i.e. 2 Mt CO₂eq-año) y el gas natural del 2,9% (i.e. 5 Mt CO₂eq-año). Para 2052, el crecimiento del gas natural sería de 1,2% (i.e. 7 Mt CO₂eq-año) y el GLP sería de 0,1% (i.e. 3 Mt CO₂eq-año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 2,1% (i.e. 8 Mt CO₂eq promedio año).

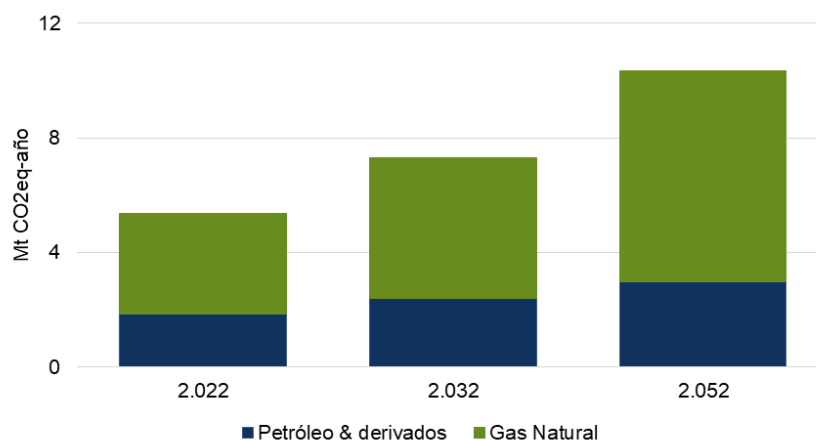


Figura 40 Emisiones de consumo final Sector Residencial - Actualización (Mt CO₂eq-año)

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, las simulaciones arrojan como resultado que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 2,4% (i.e. 113 PJ promedio año). Se muestra que a 2052 la electricidad disminuye su participación en 0,8 puntos porcentuales con respecto a 2022, asociado a la implementación de las mejores tecnologías existentes en el país. Las mejoras en eficiencia tienen un mayor impacto en las tecnologías que consumen electricidad, a diferencia de las tecnologías que utilizan gas combustible. Para el período 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de 2,6% para gas natural (i.e. 26 PJ promedio año), 2,6% en GLP (i.e. 5 PJ promedio año), y 2,3% para electricidad (i.e. 82 PJ promedio año).

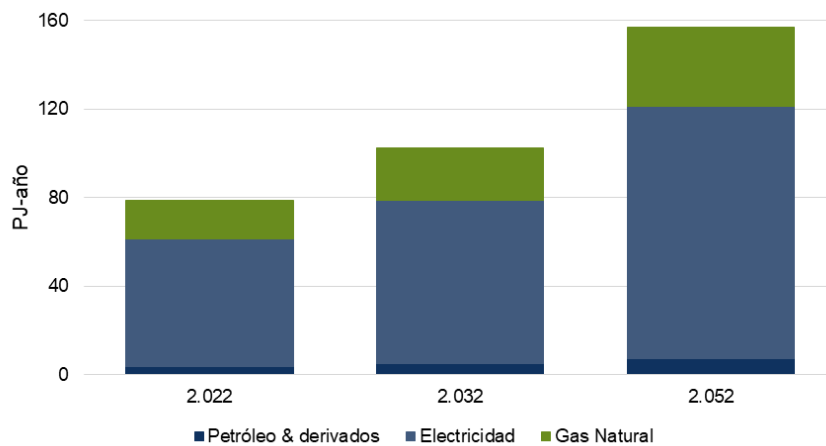


Figura 41 Consumo final Sector Terciario- Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector terciario, aportaría entre un 1,9% a 2,5% del total de las emisiones de CO2 del escenario, para el período 2022-2052. Para 2052, se evidencia aumento en la participación del gas natural a razón de los derivados del petróleo en 0,15 puntos porcentuales respecto a 2022. Se estima que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector y de cada uno de los energéticos que contribuyen con las emisiones de CO2 será del 2,6% (i.e. 2 Mt CO2eq promedio año).

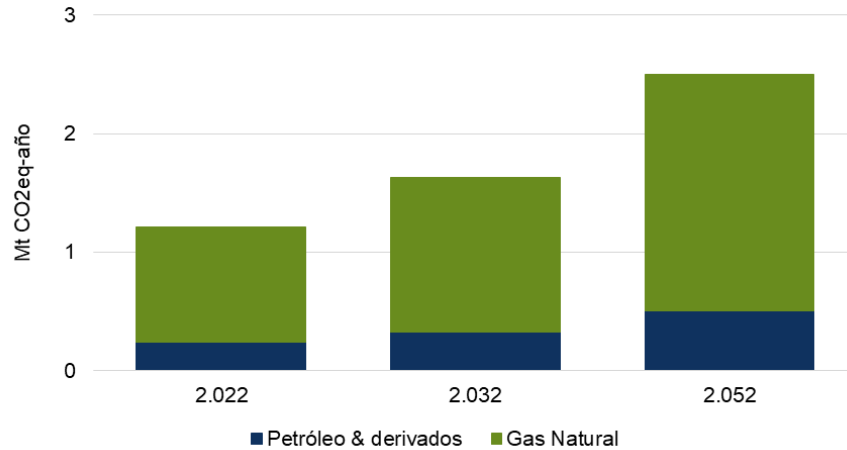


Figura 42 Emisiones de consumo final Sector Terciario - Actualización (Mt CO2eq-año)

Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM)

Consumo final

En el sector ACM, el resultado obtenido en las simulaciones muestra que para el año 2052 el crecimiento promedio año será de 2,5% (i.e. 103 PJ promedio año), dicho crecimiento se encuentra asociado al crecimiento económico esperado. Con respecto a la participación de los energéticos, estos se mantienen en niveles similares a los del 2021.

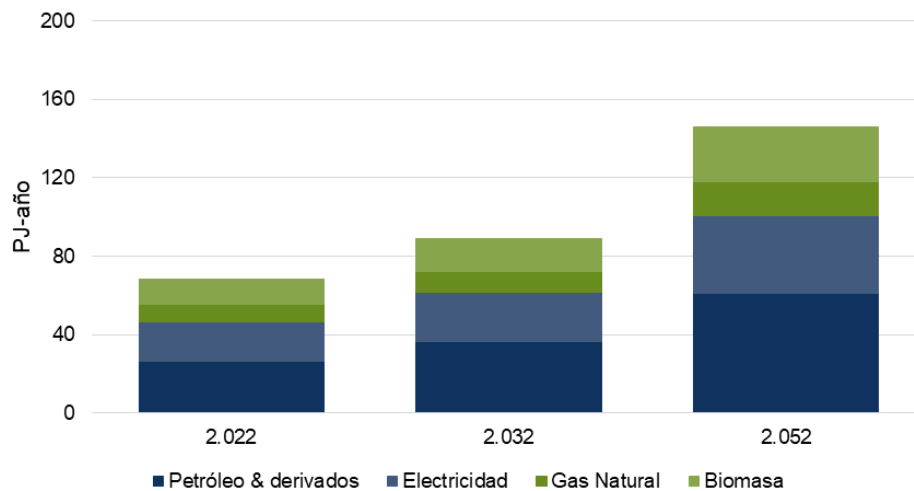


Figura 43 Consumo final Sector ACM- Actualización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De 2022-2052, el sector ACM contribuirá entre 3,8% a 5,4% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO2 del sector son de los derivados del petróleo en un 82% en promedio, el resto de estas

emisiones están asociadas al gas natural. En 2032, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 2,8% (i.e. 3 Mt CO₂eq-año) y el gas natural del 2,3% (i.e. 1 Mt CO₂eq-año). Para 2052, el crecimiento del gas natural sería de 2,3% (i.e. 1 Mt CO₂eq-año) y para los derivados del petróleo será de 2,5% (i.e. 5 Mt CO₂eq-año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector ACM en emisiones de CO₂ sea del 2,7% (i.e. 4 Mt CO₂eq promedio año).

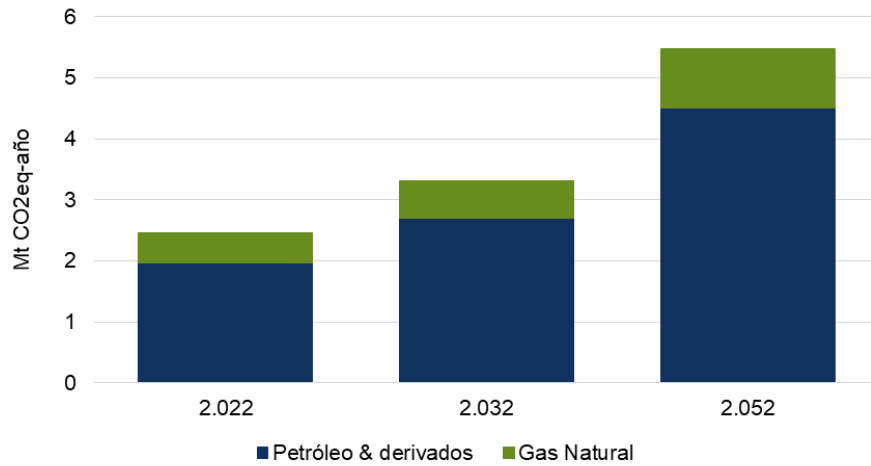


Figura 44 Emisiones de consumo final Sector ACM - Actualización (Mt CO₂eq-año)

Anexo 9. Resultados escenario Modernización

Oferta

La matriz energética nacional para el año 2052 cuenta con la siguiente distribución:

- Petróleo y derivados con 462 PJ producidos localmente y 613 PJ importados.
- Carbón térmico y metalúrgico con 459 PJ
- Gas natural con 194 PJ producidos localmente y 340 PJ importados
- Energía proveniente de FNCER con 1.140 PJ
- Hidroenergía con 237 PJ

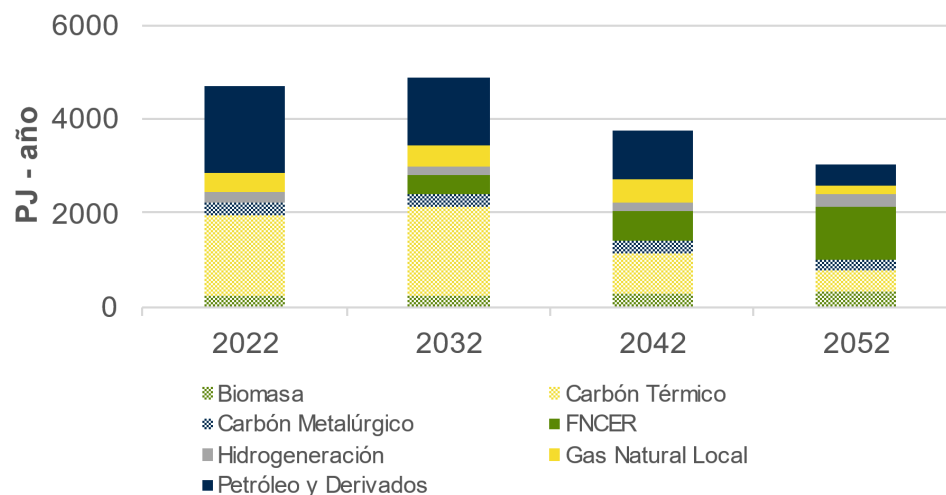


Figura 45 Desagregación de la producción de energía para el periodo 2022 - 2052.

Para este escenario, al igual que el anterior es posible evidenciar que la producción de energía a nivel nacional está directamente relacionada con la producción de carbón térmico con un máximo de producción presentado al final de la presente década, con un total de 1.895 PJ - año, lo cual se relaciona con una mayor velocidad en la incorporación de tecnologías para la sustitución de energéticos en las industrias de mayor demanda, así como con la reducción gradual en la participación del mercado global como resultado de las desventajas geográficas con respecto a los centros de demanda del energético, llegando a producciones con volúmenes aproximados de 460 PJ - año.

Por otra parte, la producción de carbón metalúrgico y coque muestra una ligera aceleración al inicio de la década de 2030, llegando a un máximo de 274 PJ, para luego descender paulatinamente a una producción promedio de 240 PJ. Esto, como resultado de una mayor participación en los mercados internacionales, de la mano con estrategias moderadas de exploración y explotación de recursos carboníferos en las regiones de mayor producción.

En cuanto a la producción de gas natural e hidrocarburos, y de la mano con los supuestos incluidos en el Anexo No. 13 de este documento, es posible evidenciar un crecimiento en los consumos de estos energéticos para lo que queda de la presente década, alcanzando volúmenes aproximados de hasta 2000 PJ; de la mano con una tendencia principalmente decreciente a partir del año 2027, y llegando al 2052 con volúmenes extraídos de hasta el 20% de la producción actual, correspondientes a 462 PJ.

Similar al escenario de Actualización, el gas natural muestra una tendencia creciente por un periodo mayor, hasta alcanzar un volumen producido de 607 PJ, lo cual concuerda con las expectativas de transformación de los sectores de industria y transporte, para posteriormente retroceder hasta una producción de 195 PJ, que equivale al 31% con respecto al máximo pronóstico para este escenario.

Es evidente el crecimiento de la participación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), pasando de una participación negligible al inicio del periodo de análisis, y alcanzando una participación cercana al 35% del total de la matriz, participando primordialmente de la generación de energía eléctrica para este escenario.

La producción de hidrógeno para este escenario es de 143 PJ en el año 2052, obtenida a partir de energía solar fotovoltaica y el uso de gas natural con tecnología de captura de carbono (SMR + CCS). A partir del 2030 se inicia la transformación de la producción de hidrógeno gris hacia hidrógeno azul; así mismo, se comienza a producir hidrógeno verde mediante electrólisis, con una capacidad instalada efectiva de 0,5 GW, lo que corresponde a un 50% de la capacidad instalada mínima (1 GW) prevista en la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia. A 2050 se espera una capacidad instalada efectiva de 4,4 GW para producir hidrógeno verde y una producción de hidrógeno azul de 150 kTon-H₂.

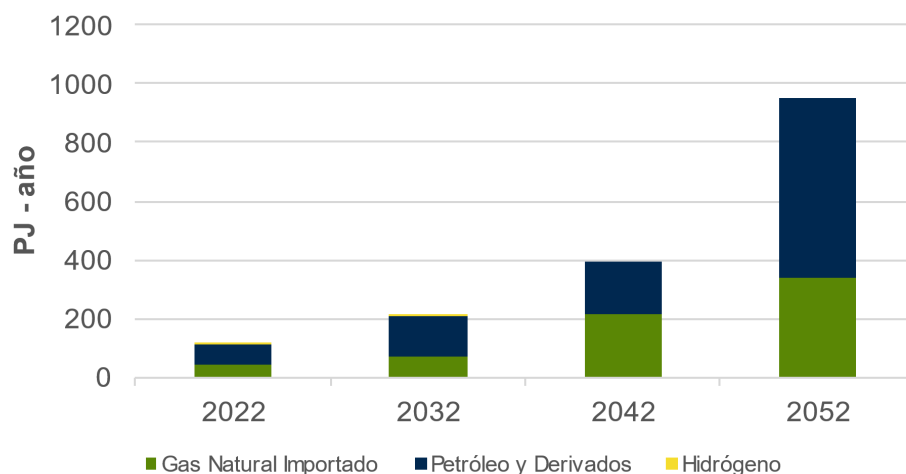


Figura 46 Desagregación de la importación de energía para el periodo 2022 - 2052.

En lo que respecta a la importación de energía, se evidencia que el principal componente de importación corresponde a combustibles fósiles, donde el petróleo y sus derivados mantienen un creciente liderazgo, llegando a representar hasta el 75% del total de importación, esto

como respuesta a las tendencias de sustitución de energéticos en sectores intensivos en el consumo de combustibles fósiles, como el sector transporte.

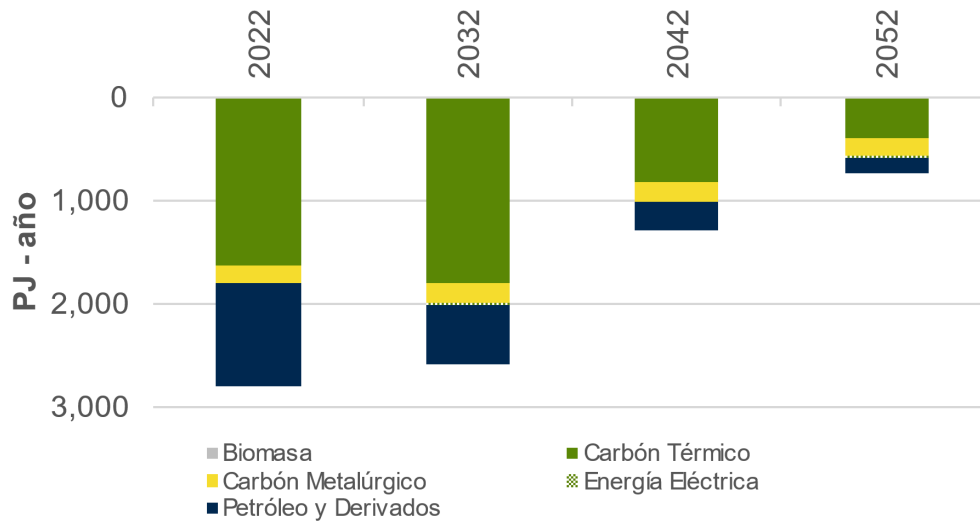


Figura 47 Desagregación de la exportación de energía para el periodo 2022 - 2052.

Por su parte, la exportación de energía muestra una fuerte relación con las actividades mineras y de hidrocarburos, donde estos tres componentes suman más del 99% del portafolio de exportación en el país, siendo el carbón térmico quién tiene un mayor peso en la balanza comercial extranjera. En este escenario se presenta el mayor volumen de exportaciones, con un total de 3.120 PJ, donde el carbón térmico domina con el 60%, seguido por el petróleo y sus derivados con el 33%, y la proporción restante asociada a la exportación de energía eléctrica y carbón metalúrgico. Posteriormente, se observa un declive pronunciado en las cantidades exportadas, como resultado de la reducción en la producción de recursos fósiles, representando un 27% comparado con el máximo estimado para el periodo de análisis.

En este escenario la capacidad instalada en el parque de generación eléctrica a 2032 alcanzaría los 43.736 MW y en 2052 los 47.088 MW. Las participaciones más representativas a 2052 dentro de la oferta serían de un 48,9% en FNCER, 32,1% en hidrogenación y 12% en gas natural. Las capacidades instaladas de las tecnologías tradicionales (sin incluir los combustibles líquidos) se mantienen, en gran medida, constantes durante todo el periodo de análisis, mientras que la expansión de capacidad requerida ocurre principalmente con FNCER como se muestra en la Figura 48

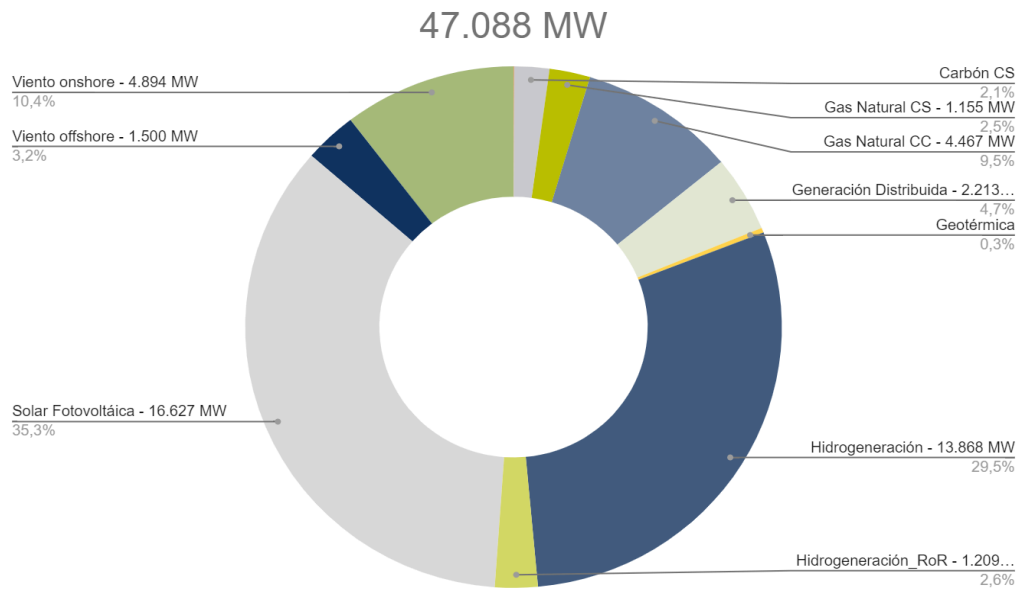


Figura 48 Capacidad instalada en el escenario de Modernización para 2052

En este escenario el sistema eléctrico cuenta con una capacidad instalada inferior al escenario de Actualización en alrededor de un 6% debido a que las necesidades de la demanda se suplen en un porcentaje mayor a partir de otros energéticos, evidenciado principalmente en la reducción de la capacidad eólica costa adentro que casi alcanza los 5.000 MW (Figura 49) y presenta refuerzos en los últimos 2 años sin coincidir nuevamente con la penetración de capacidad eólica costa afuera que se mantiene como la presentada en la Figura 32, donde la primera adición corresponde al proyecto eólico marino Vientos Alisios según el Análisis Energético de Largo plazo de enero de 2023.

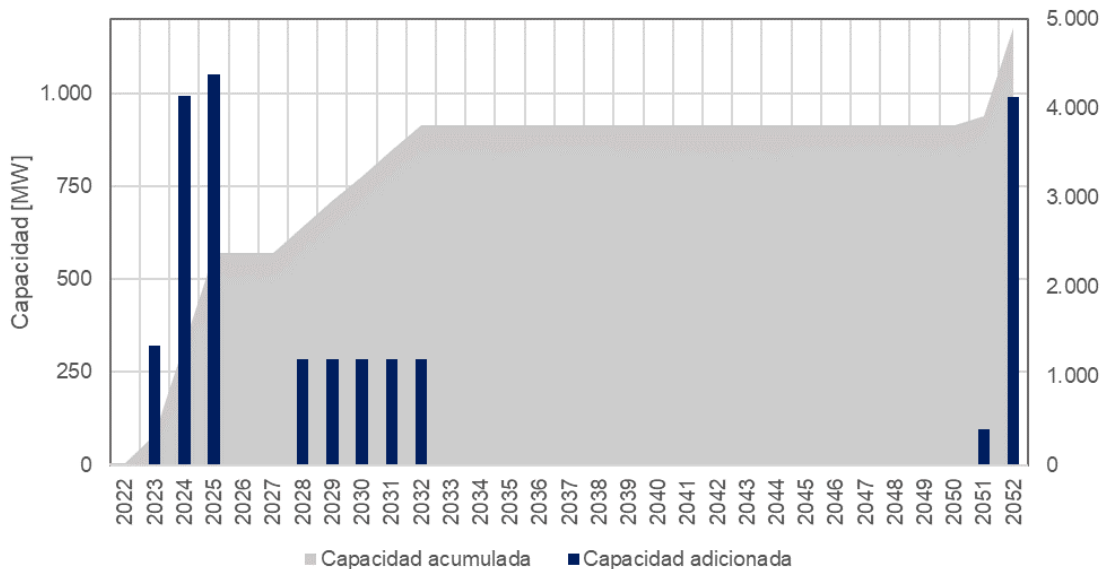


Figura 49 Capacidad instalada de proyectos eólicos costa adentro en el escenario de Modernización

Según la Figura 50, en este escenario se presenta la menor generación de energía eléctrica por parte de las centrales eólicas y solares, es decir, los recursos más intermitentes, con apenas un 46%. De este, el 26% corresponde a la energía eléctrica producida por la tecnología fotovoltaica, siendo el máximo aporte solar para todos los escenarios contemplados. Lo anterior permite dar un parte de tranquilidad en el hecho que la matriz eléctrica no se va a basar en el sol como fuente principal de suministro. Luego, aunque se tenga la menor capacidad instalada total, igualmente se alcanza un 20% de contribución eólica; permitiendo afianzar la idea que las capacidades eólicas costa adentro y costa afuera son la clave para suplir el crecimiento de la demanda eléctrica.

En el mismo orden de ideas se hace un aprovechamiento de la infraestructura actual y se aumenta la participación hidrotérmica comparado al resto de escenarios, llegando a un total de 51%. Además, se asumen aplicaciones para esquemas de respuesta en demanda, contribuyendo a la reducción de los picos de demanda y justificando la reducción en la oferta eléctrica.

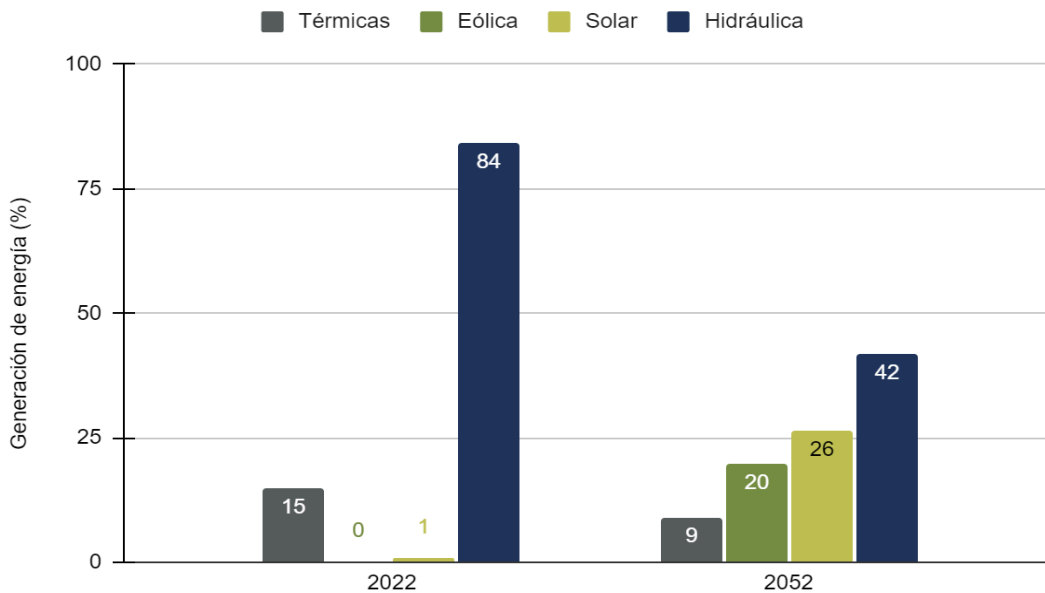


Figura 50 Contribución por tecnología en la generación de energía eléctrica en el escenario de Modernización

Consumo final

En el marco de los supuestos del escenario modernización, para el período 2022-2052 el crecimiento promedio año será del 1,5% (i.e. 1.624 PJ promedio año), donde el gas natural y la electricidad incrementarán su participación en 22% y 6%, respectivamente. Además, se espera que estos energéticos presenten crecimientos positivos en promedio año de 4,5% (i.e. 400 PJ promedio año) y 2,4% (i.e. 292 PJ promedio año).

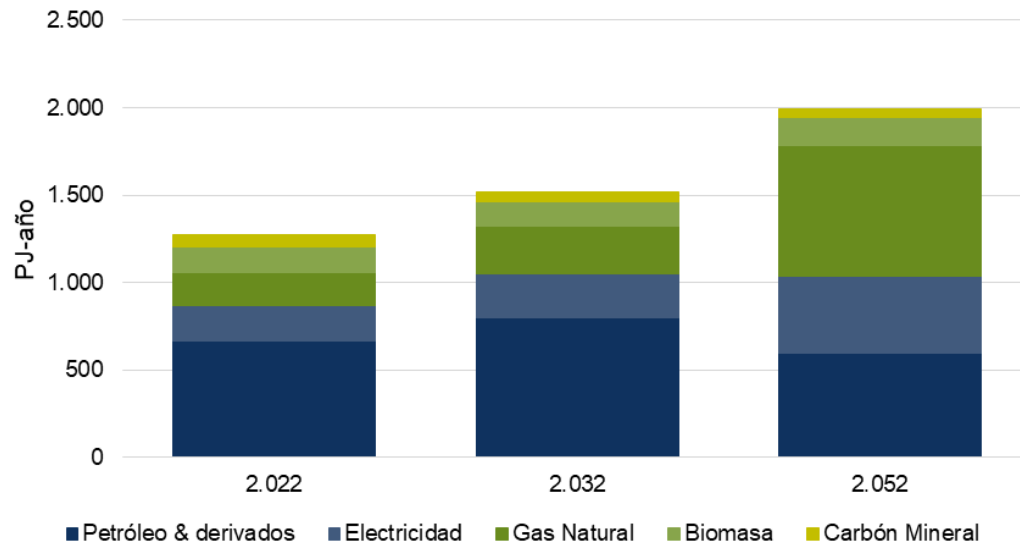


Figura 51 Consumo final - Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

A partir de los resultados como producto del ejercicio de modelado para el escenario modernización, se tiene que a 2052 las emisiones asociadas en conjunto a carbón mineral y derivados del petróleo disminuyen su participación en 30 puntos porcentuales a razón del Gas natural. De otra parte, para el período comprendido entre 2022 a 2052, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 1,1% (i.e. 81 Mt CO₂eq promedio año) y para los energéticos serán 4,5% para gas natural (i.e. 22 Mt CO₂eq promedio año), -0,2% en derivados del petróleo (i.e. 53 Mt CO₂eq promedio año) y -1,2% para carbón mineral (i.e. 5 Mt CO₂eq promedio año). (Ver Figura 52)

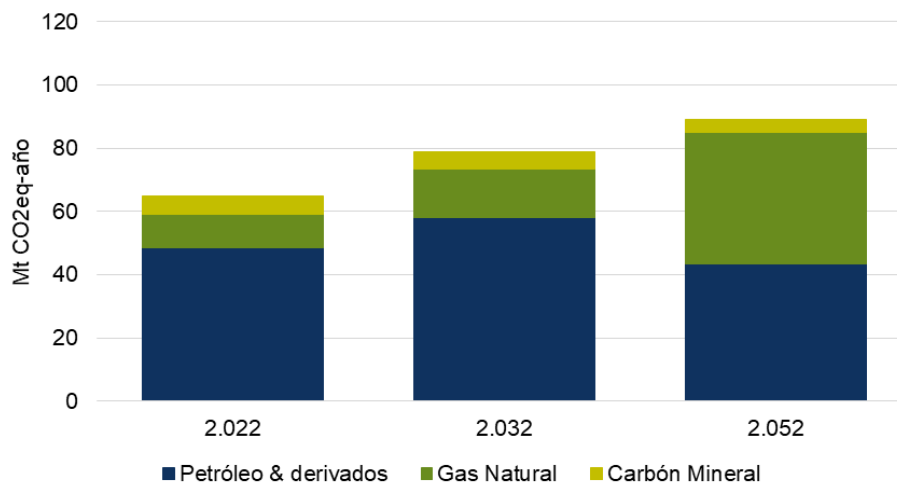


Figura 52 Emisiones de consumo final - Modernización (Mt CO₂eq-año)

Sector Transporte

Consumo final

Los resultados del modelo evidencian que el gas natural cuenta con un crecimiento promedio desde el 2022 hasta 2052 del 10,4% (i.e. 839 PJ promedio año), desplazando al petróleo y sus derivados, quienes cuentan con una tasa de decrecimiento promedio entre el 2032 y el 2052 de -1,7% (i.e. 653 PJ promedio año). De igual forma, se evidencia un crecimiento promedio del 20,3% (i.e. 38 PJ promedio año) para el período 2022-2052 en la electricidad, así como un aumento en la participación de 11 puntos porcentuales con respecto a 2022.

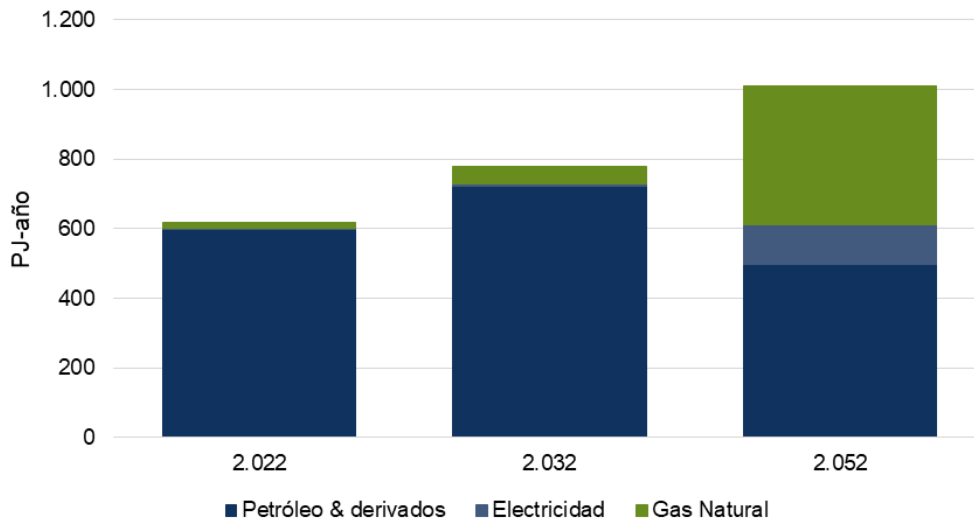


Figura 53 Consumo final Sector Transporte- Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Frente a las emisiones en el sector transporte, se evidencia un aumento a 2052 en la participación del gas natural de 36 puntos porcentuales frente a 2022. En cuanto a las emisiones del sector para 2052, se espera que estas alcancen un crecimiento del 1,0% promedio año (i.e. 56 Mt CO₂eq promedio año). Es de resaltar que, la participación del petróleo y sus derivados disminuyen en el 2052 en 36 puntos porcentuales frente a 2022.

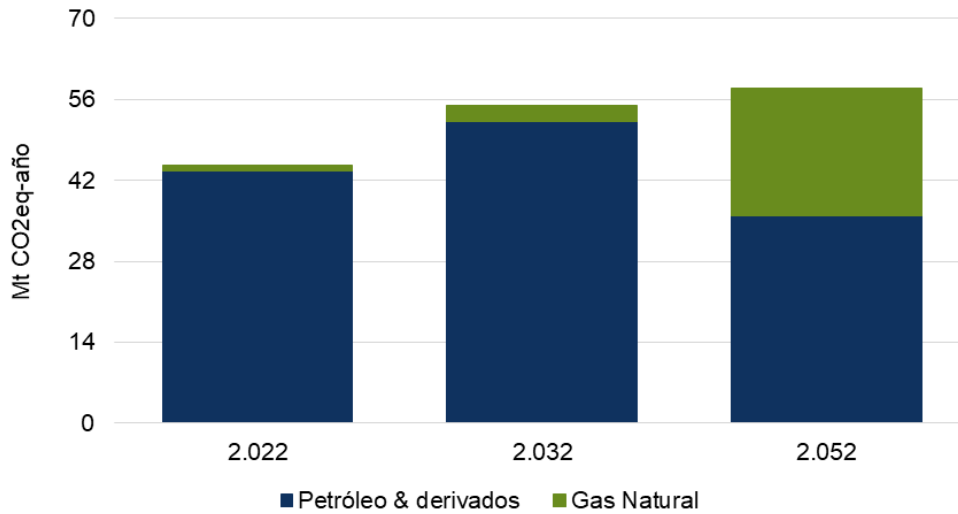


Figura 54 Emisiones de consumo final Sector Transporte - Modernización (Mt CO2eq-año)

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, los resultados de las simulaciones construidas bajo los supuestos anteriormente expuestos permiten evidenciar que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,4% (i.e. 349 PJ promedio año). Se observa que a 2052, el carbón disminuye su participación en 14 puntos porcentuales con respecto a 2022, a razón de una mayor contribución en la participación del gas natural y la biomasa en los procesos térmicos. Entre 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de 2,4% para gas natural (i.e. 123 PJ promedio año), 1,7% en biomasa (i.e. 89 PJ promedio año), 1,7% en electricidad (i.e. 75 PJ promedio año), -1,2% para carbón mineral y coque (i.e. 56 PJ promedio año) y -1,4% para petróleo y derivados (i.e. 6 PJ promedio año). (Ver Figura 55).

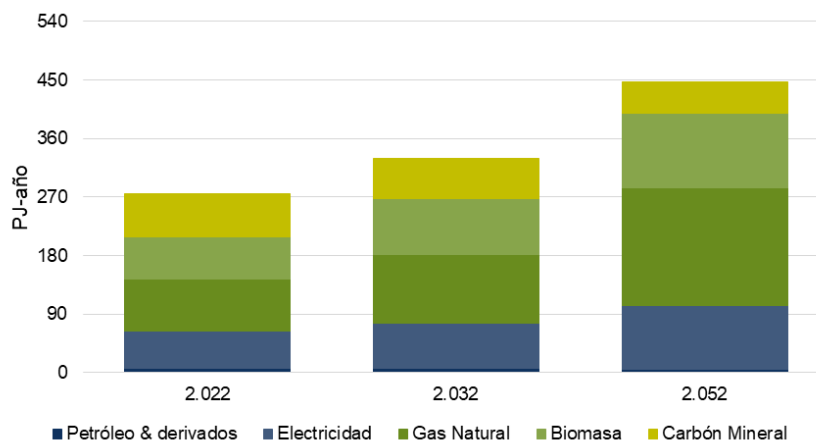


Figura 55 Consumo final Sector Industria- Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2022-2052 entre un 14,6% a 17,2% del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario para el período 2022-2052 son: Minerales no metálicos - Cementeras (29,72%), Alimentos, bebidas y tabaco (20,94%), Coquerías y refinerías (19,45%), Pulpa, papel e imprenta (13,63%). Para 2052, se espera una disminución de la participación de 24 puntos porcentuales para el carbón mineral, esto ocurre en razón a que el gas natural es un energético con mayores eficiencias dentro de los procesos térmicos. Se prevé que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio anual del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del 0,7% (i.e. 13 Mt CO₂eq promedio año), y en cuanto a los energéticos serán del: 2,4% para gas natural (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año), -1,2% en carbón mineral (i.e. 5 Mt CO₂eq promedio año) y -1,1% en derivados del petróleo (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año).

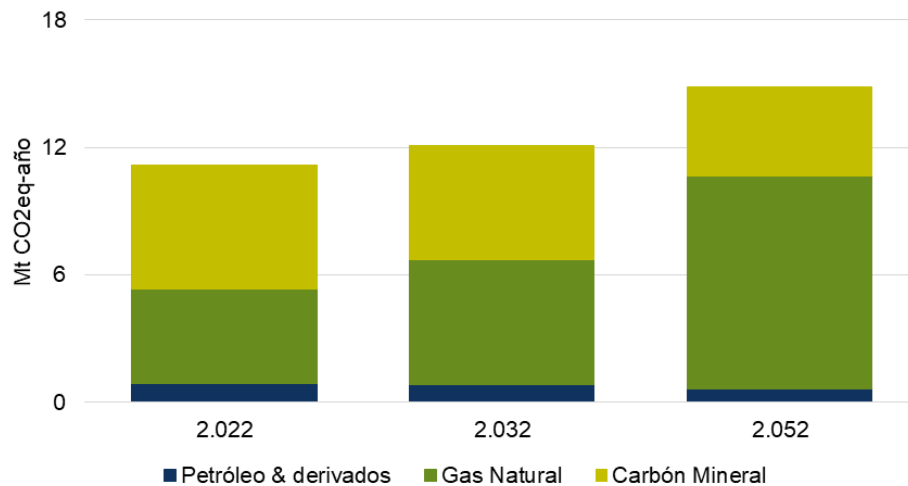


Figura 56 Emisiones de consumo final Sector Industria - Modernización (Mt CO₂eq-año)

Sector Residencial

Consumo final

En cuanto al sector residencial, se evidencia que a 2052 la participación de la leña disminuye a razón del gas natural en 24 puntos porcentuales, con respecto a 2022. La disminución de este energético en los hogares rurales está asociada al: a) uso eficiente de éste mediante estufas mejoradas y a la penetración del GLP en la cocción, y b) reducción de los hogares. En cuanto a los hogares urbanos, se presenta una disminución en la electricidad debido a la implementación de las mejores tecnologías en el mundo, en especial en el uso de la refrigeración, siendo éste el que posee la mayor participación dentro de la contribución del consumo eléctrico. En 2032, se espera una participación de 38% para gas natural (i.e. 87 PJ), 35% para electricidad (i.e. 81 PJ), 14% para GLP (i.e. 32 PJ), y 14% para leña (i.e. 32 PJ). De otra parte, el crecimiento esperado promedio anual entre 2022 a 2052 sería de: 2,2% para gas

natural (i.e. 95 PJ promedio año), 0,9% para electricidad (i.e. 82 PJ promedio año), 0,5% para GLP (i.e. 29 PJ promedio año) y -5,1% para leña (i.e. 30 PJ promedio año). Se calcula que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del 0,2% (i.e. 236 PJ promedio año).

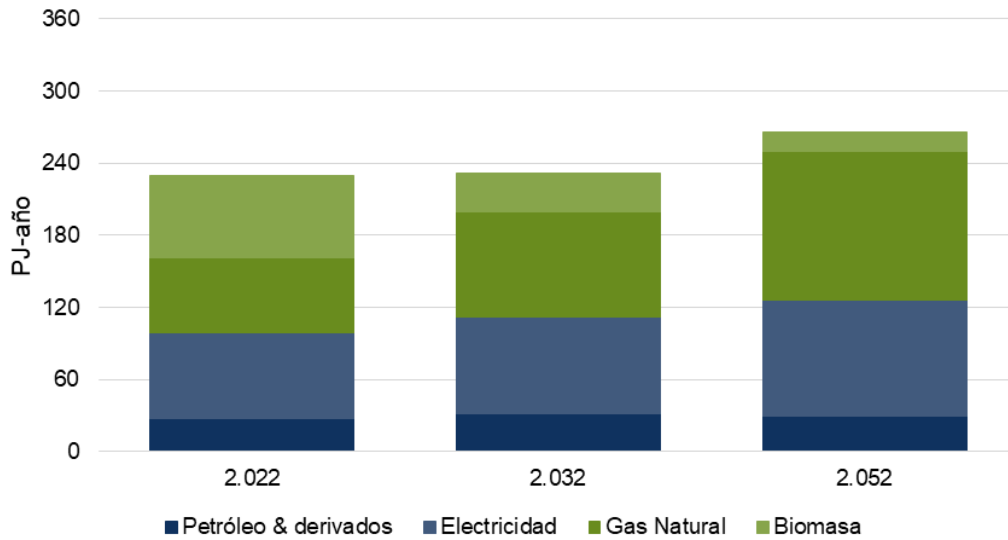


Figura 57 Consumo final Sector Residencial- Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2022 a 2052 contribuirá desde un 8,3% a 9,9% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural en un 73% en promedio, el resto de estas emisiones están asociadas al GLP. De otra parte, para el periodo 2022-2052 el área urbana aporta en promedio el 87,20% del total de las emisiones del sector. En 2032, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un crecimiento del -2,4% (i.e. 2 Mt CO₂eq) y el gas natural del 2,4% (i.e. 5 Mt CO₂eq). Para 2052, el crecimiento del gas natural sería de 1,1% (i.e. 7 Mt CO₂eq), mientras que el GLP tendría un crecimiento de 0,5% (i.e. 2 Mt CO₂eq). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 1,6% (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año).

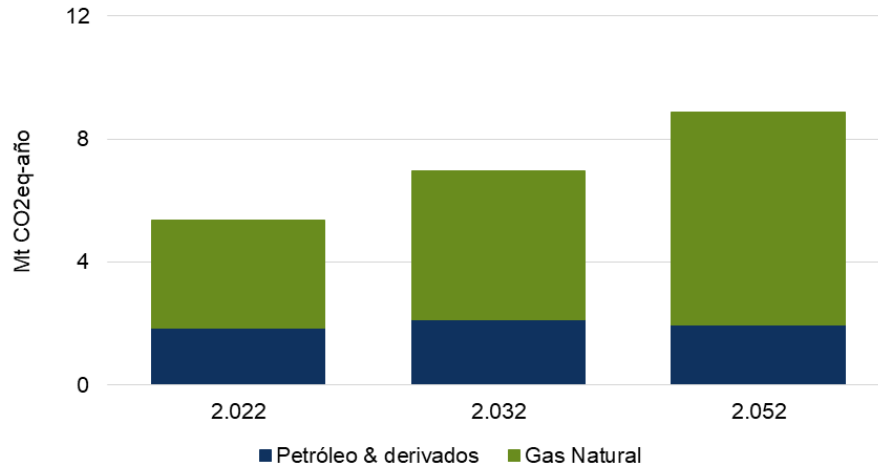


Figura 58 Emisiones de consumo final Sector Residencial - Modernización (Mt CO2eq-año)

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, el producto de los supuestos da como resultados que, para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,6% (i.e. 97 PJ promedio año). Se muestra que a 2052 la electricidad disminuye su participación en 2 puntos porcentuales con respecto a 2022, asociado a la implementación de las mejores tecnologías existentes en el mundo. Las mejoras en eficiencia tienen un mayor impacto en las tecnologías que consumen electricidad, a diferencia de las tecnologías que utilizan gas combustible. Para el período 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de 2,0% para gas natural (i.e. 23 PJ promedio año), 2,2% para GLP (i.e. 5 PJ promedio año), y 1,5% para electricidad (i.e. 70 PJ promedio año).

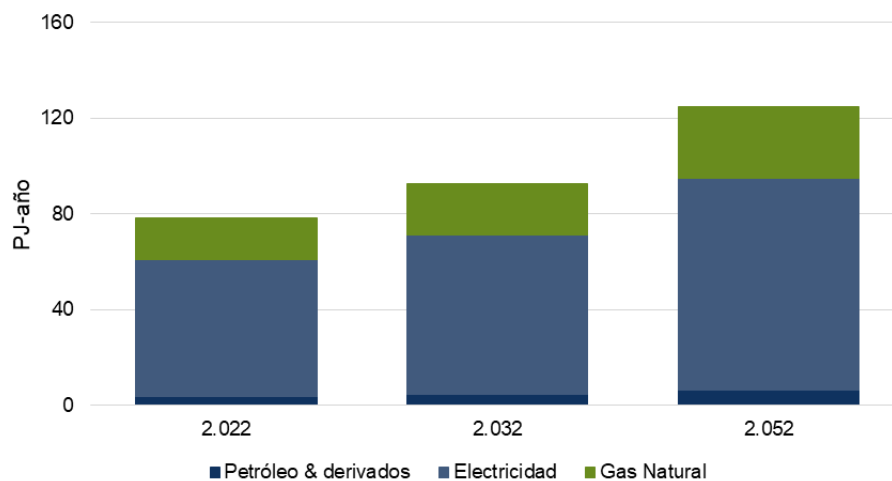


Figura 59 Consumo final Sector Terciario- Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De acuerdo con los supuestos, este sector aportaría entre un 1,8% a 2,4% del total de las emisiones de CO2 del escenario, para el período 2022-2052. Se estima que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector y de cada uno de los energéticos que contribuyen con las emisiones de CO2 será del 2,1% (i.e. 2 Mt CO2eq promedio año).

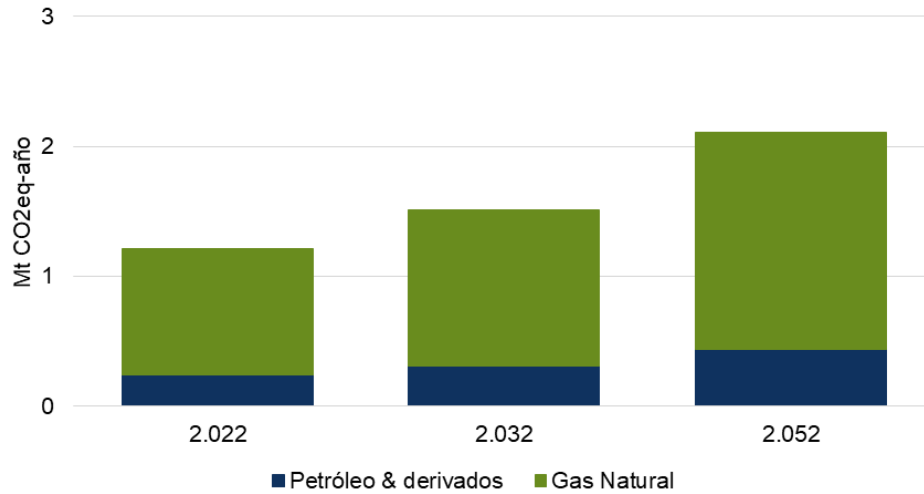


Figura 60 Emisiones de consumo final Sector Terciario - Modernización (Mt CO2eq-año)

Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM)

Consumo final

En el sector ACM, el resultado obtenido en las simulaciones permite observar que a 2052 el crecimiento promedio año es de 2,5% (i.e. 103 PJ promedio año), dicho crecimiento se encuentra asociado al crecimiento económico esperado. Con respecto a la participación de los energéticos, estos se mantienen en niveles similares a los presentados en 2021.

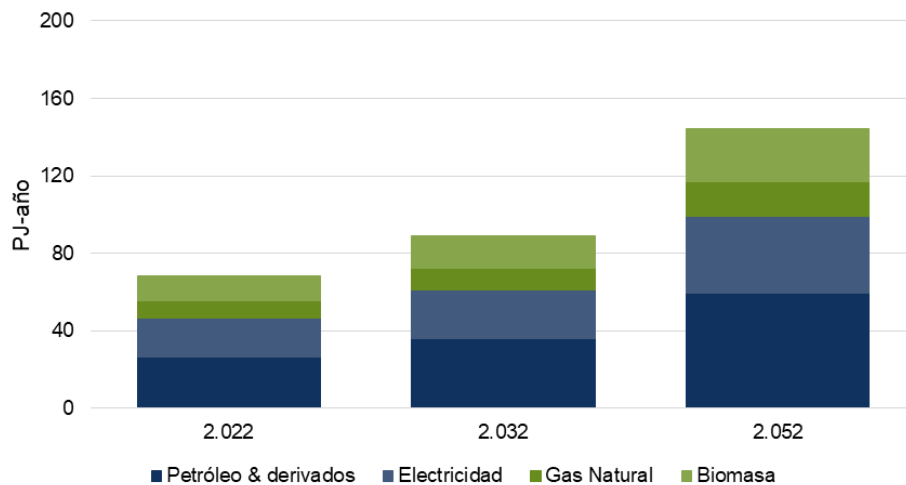


Figura 61 Consumo final Sector ACM- Modernización (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De 2022-2052, el sector ACM contribuirá entre 3,8% a 6% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 81% en promedio, el resto de estas emisiones están asociadas al gas natural. En 2032, se estima que los derivados del petróleo tengan un crecimiento del 2,7% (i.e. 3 Mt CO₂eq) y el gas natural del 2,3% (i.e. Mt CO₂eq). Para 2052, el crecimiento del gas natural sería de 2,3% (i.e. 1 Mt CO₂eq) y para los derivados del petróleo será de 2,5% (i.e. 4 Mt CO₂eq-año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 2,6% (i.e. 4 Mt CO₂eq promedio año).

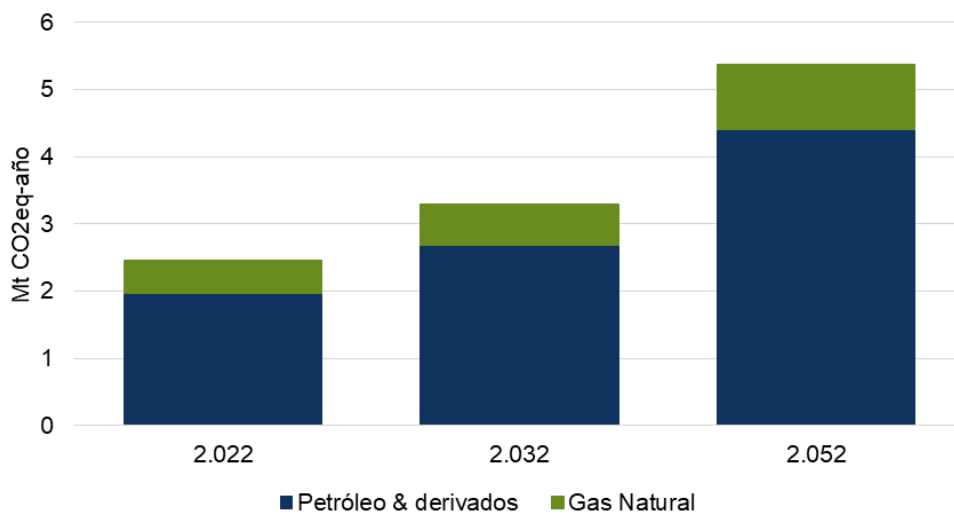


Figura 62 Emisiones de consumo final Sector ACM - Modernización (Mt CO₂eq-año)

Anexo 10. Resultados escenario Inflexión

Oferta

La matriz energética nacional para el año 2052 cuenta con la siguiente distribución:

- Petróleo y derivados con 302 PJ producidos localmente y 755 PJ importados.
- Carbón térmico y metalúrgico con 1.240 PJ.
- Gas natural con 106 PJ producidos localmente y 340 PJ importados.
- Biocombustibles con 81 PJ.
- Energía proveniente de FNCER con 1942 PJ.
- Hidroenergía con 226 PJ.

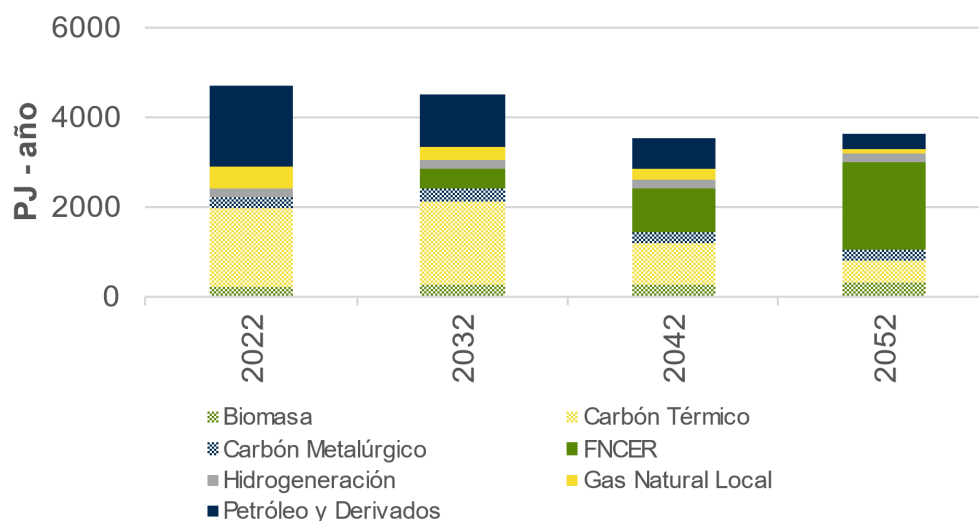


Figura 63 Desagregación de la producción de energía para el periodo 2022 - 2052.

La tendencia de producción de energía a partir de combustibles fósiles es completamente decreciente a partir de este escenario, como resultado de las expectativas de disponibilidad de recursos, al igual que una acelerada transformación energética a nivel global, que reduce su dependencia de los hidrocarburos y el carbón como motores económicos. En consonancia, la participación de FNCER es mayoritaria al final del periodo de análisis.

Para el escenario de Inflexión, se espera que la producción de carbón térmico presente una reducción gradual, alcanzando a 2052 un volumen de extracción de 686 PJ, un 25% de la producción comparado con el año de inicio de análisis, lo cual se alinea con las iniciativas locales e internacionales en lo que respecta a la transformación de la demanda por medio de tecnologías maduras que permiten reemplazar el carbón térmico como insumo. En contraparte, la producción de carbón metalúrgico muestra una actividad creciente, llegando a alcanzar 290 PJ disponibles del energético, como respuesta a las necesidades en la demanda,

así como en la industria metalúrgica local, que encuentra en este producto de origen fósil, una opción rentable para los procesos de fabricación.

De igual manera, la expectativa hacia los hidrocarburos se reduce paulatinamente, alcanzando un volumen de producción 302 PJ para el petróleo y sus derivados, así como de 150 PJ para el gas natural; correspondiendo al 9% y 3% con respecto al volumen total producido.

La producción de hidrógeno para este escenario representa 293 PJ, la cual está basada en el uso de la energía solar fotovoltaica, energía eólica costa adentro, el uso de gas natural y gasificación del carbón con tecnologías de captura de carbono. A 2030, se tendría una capacidad instalada en electrólisis de 1,1 GW superando la capacidad instalada mínima (1 GW) prevista en la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia. Así mismo llegaríamos a una producción de hidrógeno azul de alrededor de 131 kTon de H₂ (50 kTon provenientes de plantas SMR con CCS y 81 kTon de plantas de gasificación de carbón con CCS). A 2050 se espera una capacidad instalada efectiva de 7,7 GW para producir hidrógeno verde y una producción de hidrógeno azul de alrededor de 552 kTon.

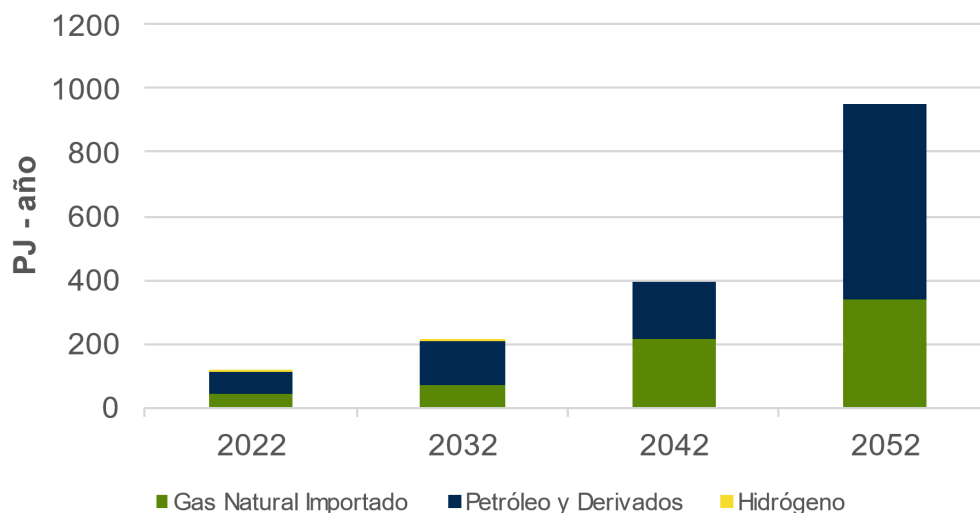


Figura 64 Desagregación de la importación de energía para el periodo 2022 - 2052.

En lo que respecta a la importación de energía, se evidencia que el principal componente de importación corresponde a combustibles fósiles, donde el petróleo y sus derivados mantienen un creciente liderazgo, llegando a representar hasta el 75% del total de importación, esto como respuesta a las tendencias de sustitución de energéticos en sectores intensivos en el consumo de combustibles fósiles, como el sector transporte.

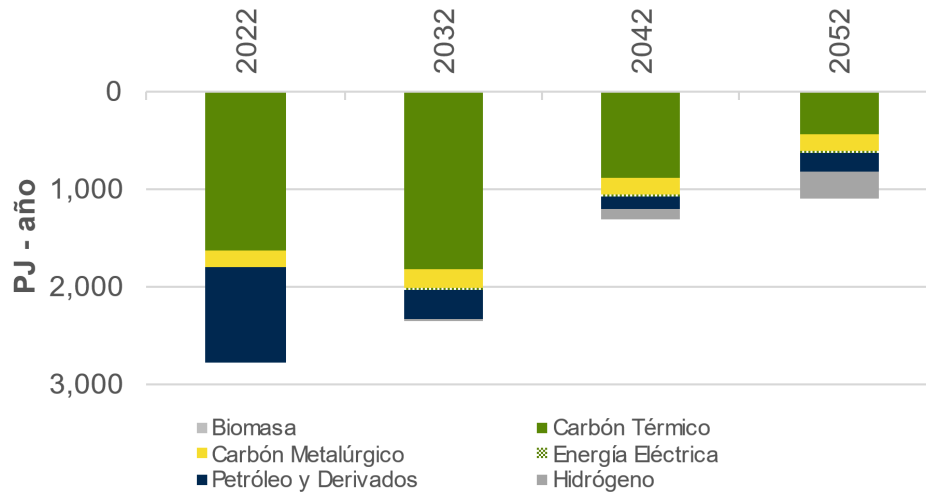


Figura 65 Desagregación de la exportación de energía para el periodo 2022 - 2052.

La reducción pronunciada en la producción de energía tiene un impacto directo en las exportaciones, mostrando una reducción importante en los volúmenes tranzados para el carbón térmico, así como para el petróleo y sus derivados. Sin embargo, con el crecimiento en la producción de energía a partir de FNCER, también es posible identificar la participación de nuevos energéticos en el portafolio de exportación, como el hidrógeno, con el 25% del total de la expectativa de comercialización para el 2052.

En este escenario la capacidad instalada a 2032 alcanzaría los 44.536 MW y en 2052 los 61.016 MW (Figura 66). Las participaciones más representativas para el final del periodo dentro de la canasta de generación serían de 59,1% en FNCER, 24,7% en hidrogeneración y 9,2% en gas natural, siguiendo la tendencia a la disminución de las tecnologías tradicionales.

La capacidad solar se mantiene en el mismo valor que en los primeros dos escenarios, es decir que los proyectos asignados hasta 2032 son suficientes hasta el final del periodo de análisis, y se expande el resto de la capacidad proveniente de fuentes renovables distintas al sol. Un beneficio adicional que presenta esta decisión dentro del planeamiento es la prevención de la simultaneidad del final de la vida útil de la tecnología solar y la eólica, que en ambos casos es alrededor de 25 años y que requiere, como se aclaró anteriormente, la correcta disposición de residuos.

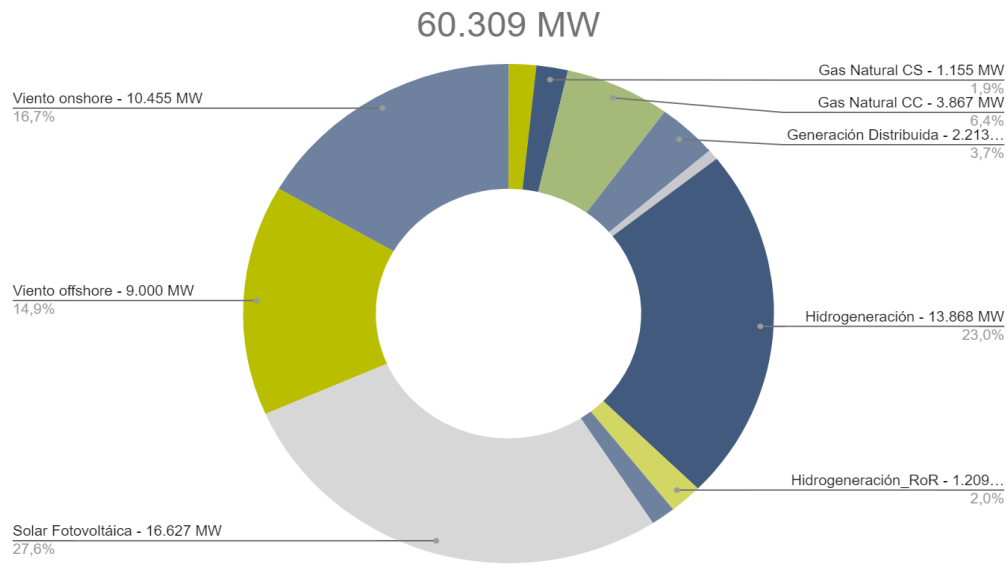


Figura 66 Capacidad instalada en el escenario de Inflexión para 2052

Para este escenario se contempla una mayor adición de capacidad eólica costa afuera, especialmente a partir de la década de 2030 (Figura 67), debido a que se necesita un marco regulatorio para la implementación de esta tecnología novedosa para el país y una correcta planificación espacial marina (PEM). Adicionalmente, se requiere la modernización del sistema de transmisión para llevar la energía desde los puntos potenciales, ubicados en su mayoría en la región Caribe, hacia el resto del país. En ese sentido vale la pena mencionar los esfuerzos que se han hecho en los acuerdos de consulta previa e informada protocolizados sobre la Línea Colectora.

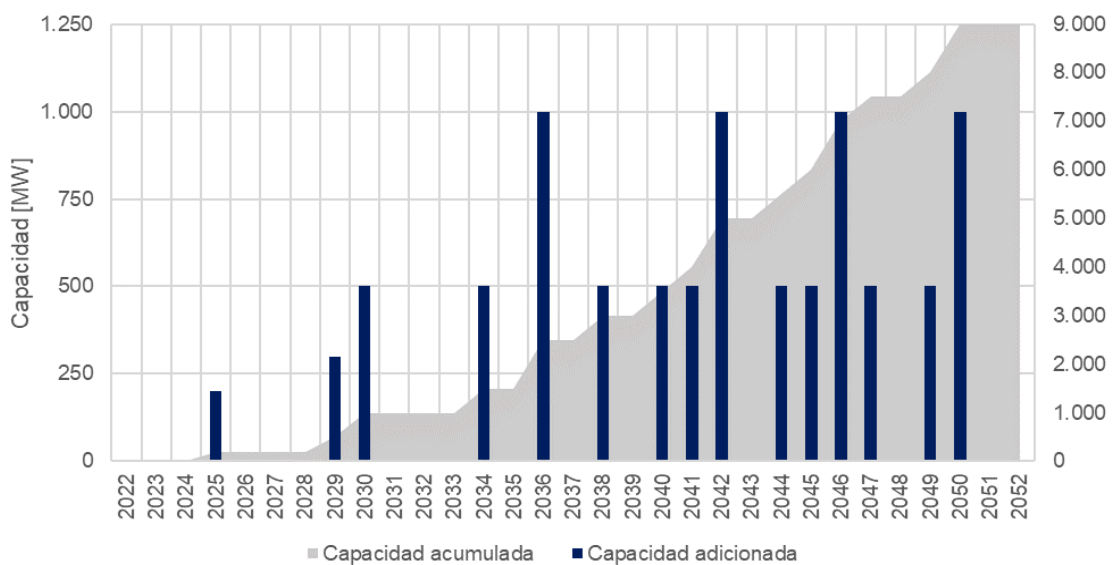


Figura 67 Capacidad adicional y acumulada para proyectos eólicos costa afuera en los escenarios de Inflexión e Innovación

En lo que respecta a la capacidad eólica costa adentro su penetración incluye más del doble de lo proyectado para el escenario de Modernización, siendo este recurso el primero en ser agotado cuando la demanda lo requiera. Sin embargo, en la Figura 68 se aprecia que los refuerzos se presentan en el último quinquenio de manera similar a los escenarios revisados, es decir, independientemente del mapeo tecnológico adoptado se va a requerir un refuerzo considerable de la oferta al final del periodo.

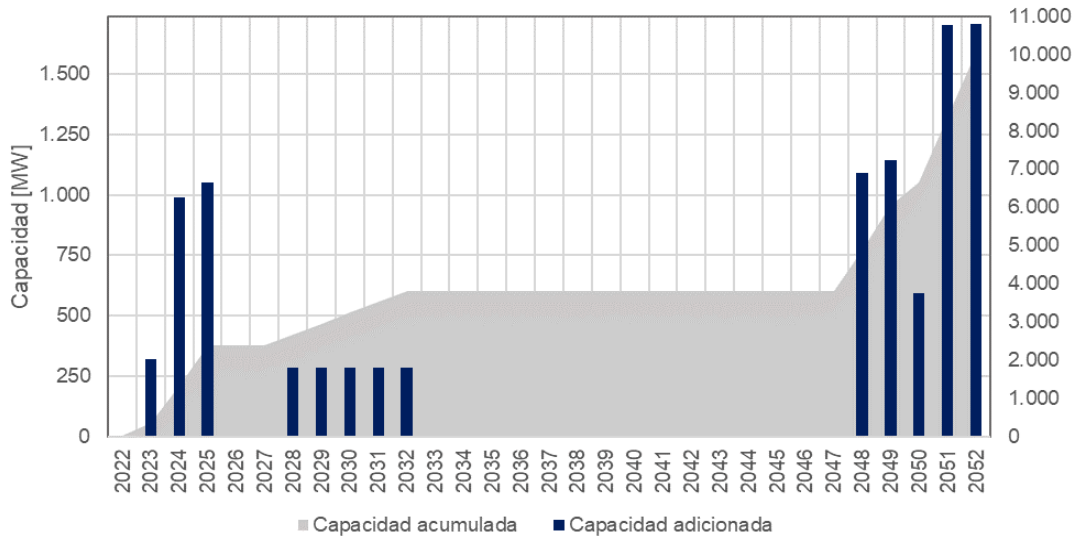


Figura 68 Capacidad instalada para proyectos eólicos costa adentro en el escenario de Inflexión

En contraste con los análisis previos, uno de los cambios más relevantes es que se considera la adición de tecnología nuclear llegando a una capacidad de 600 MW en 2052. Es de resaltar que los avances tecnológicos en Latinoamérica en cuanto a energía nuclear apenas están dándose, y solo algunos países de la región cuentan con capacidad instalada. No obstante, a partir de este escenario, el cual construye un camino hacia la electrificación, se considera esta expansión para asegurar energía firme. Dentro del análisis que se lleva a cabo, se presenta la inclusión de proyectos SMR en bloques de 300 MW, sin embargo, ya que su implementación se espera para la década de 2030, este valor se constituye únicamente como un lineamiento y se mantiene la flexibilidad en la entrada de tecnología SMR de menor tamaño que aporte a las soluciones de interconexión eléctrica para las comunidades.

Cabe destacar que la implementación de cada tecnología en el sistema eléctrico actual tiene dificultades regulatorias que deben ser superadas, razón por la cual se propone la adición de capacidad en temporalidades específicas. En ese sentido se presenta la adición de capacidad nuclear a partir de 2038, un horizonte que puede ser superado con antelación si se empiezan de manera temprana los acuerdos de comercialización con países fabricantes tomando como guía las experiencias internacionales cercanas y el Acuerdo 123 del que hace parte Colombia.

En consecuencia, en este escenario es más clara la transformación de la matriz eléctrica y su punto de inflexión, como lo explica su nombre. La oferta de energía eléctrica a partir de los recursos hidrotérmicos es 34%, que implica una reducción de un 35% con respecto a los aportes hidrotérmicos de 2022 (Figura 69), y por otro lado existe un aumento a 42% en la generación a partir de las centrales eólicas costa afuera y adentro, que es más del doble de lo que se tiene estimado en el escenario de Modernización. Vale aclarar que la generación solar disminuye a un 18% justificado en la eficiencia de producción de la energía necesaria.

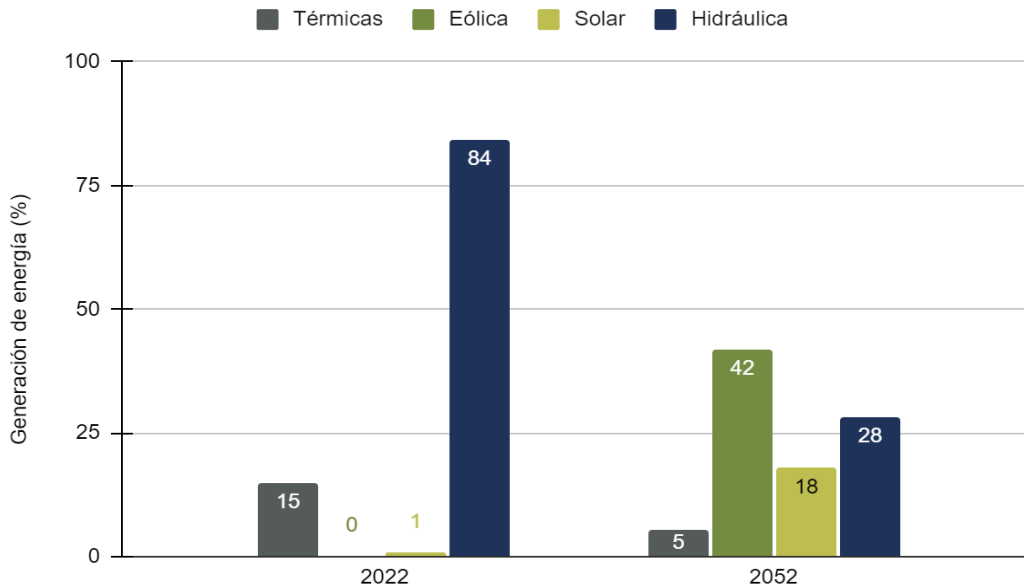


Figura 69 Contribución por tecnología en la generación de energía eléctrica en el escenario de Inflexión

Consumo final

En el escenario de inflexión, los resultados obtenidos de las simulaciones construidas a partir de los supuestos evidenciaron que para la vigencia a 2052 el gas natural y la electricidad aumentan su participación en un 17% y 16% respectivamente en proporción al año 2021. Asimismo, se espera que estos energéticos presenten crecimientos positivos promedio año de 3,9% (i.e. 365 PJ promedio año) y 3,7% (i.e. 360 PJ promedio año). De otra parte, se alcanza una disminución del 24%, 5% y 3% en la participación de los energéticos, tanto en petróleo y derivados, carbón mineral como en biomasa (leña) con respecto al 2022. De acuerdo con los resultados de los modelos para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del escenario inflexión es del 1,4% (i.e. 1.604 PJ promedio año).

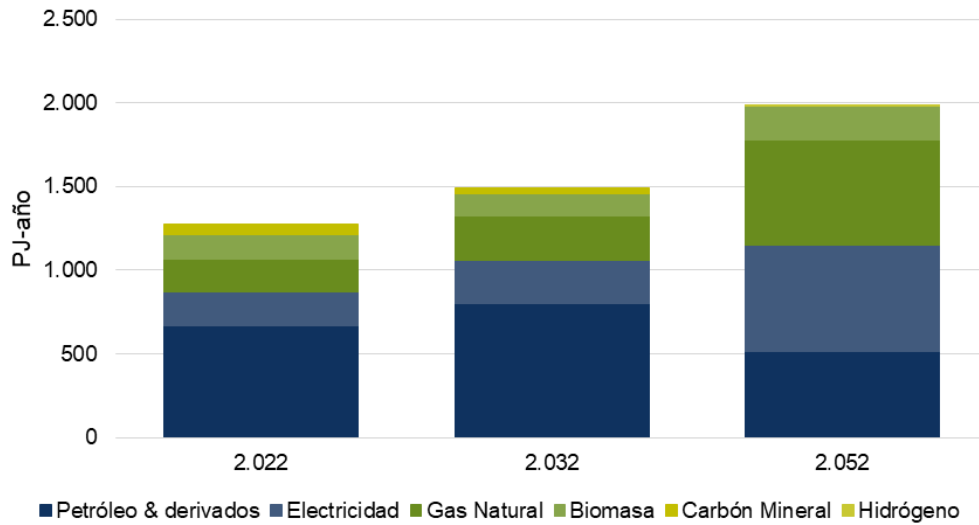


Figura 70 Consumo final - Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

A partir de los modelos construidos bajo los supuestos presentados con anterioridad, para el escenario inflexión se tiene que a 2052 las emisiones asociadas en conjunto a carbón mineral y derivados del petróleo, disminuyen su participación en 31 puntos porcentuales a razón del gas natural. De otra parte, para el período comprendido entre 2022 a 2052, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del 0,4% (i.e. 73 Mt CO₂eq promedio año) y para los energéticos serán: 3,9% para gas natural (i.e. 20 Mt CO₂eq promedio año), 0,7% para derivados del petróleo (i.e. 51 Mt CO₂eq promedio año) y -9,3% para carbón mineral (i.e. 2 Mt CO₂eq promedio año).

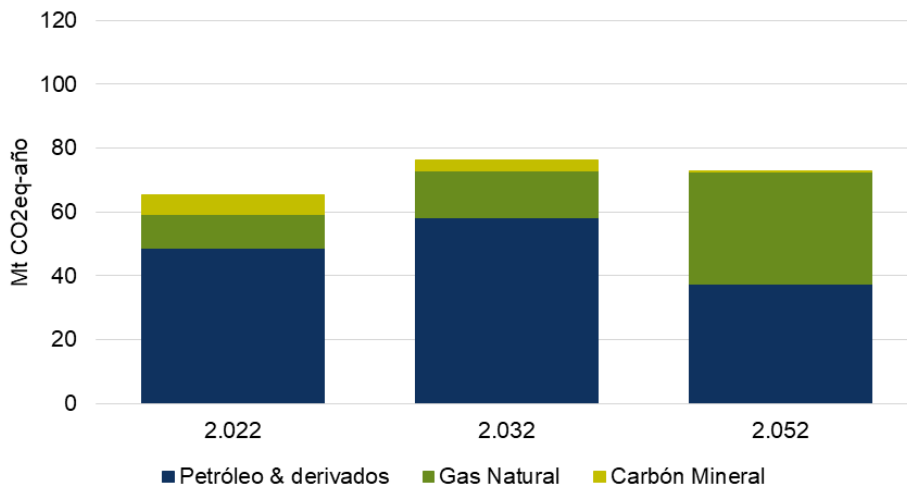


Figura 71 Emisiones de consumo final - Inflexión (Mt CO₂eq-año)

Sector Transporte

Consumo final

Para el sector transporte, se observa que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,4% (i.e. 804 PJ promedio año). Se prevé que en 2052 la participación de la electricidad es del 21% (i.e. 191 PJ) y del gas natural es del 33% (i.e. 300 PJ), desplazando al petróleo y sus derivados, el cual cuenta con una tasa de decrecimiento del 3,8%. Es de resaltar que desde 2052 se cuenta con la participación del 0,06% del hidrógeno (i.e. 1 PJ) como parte de la canasta de energéticos del sector transporte.

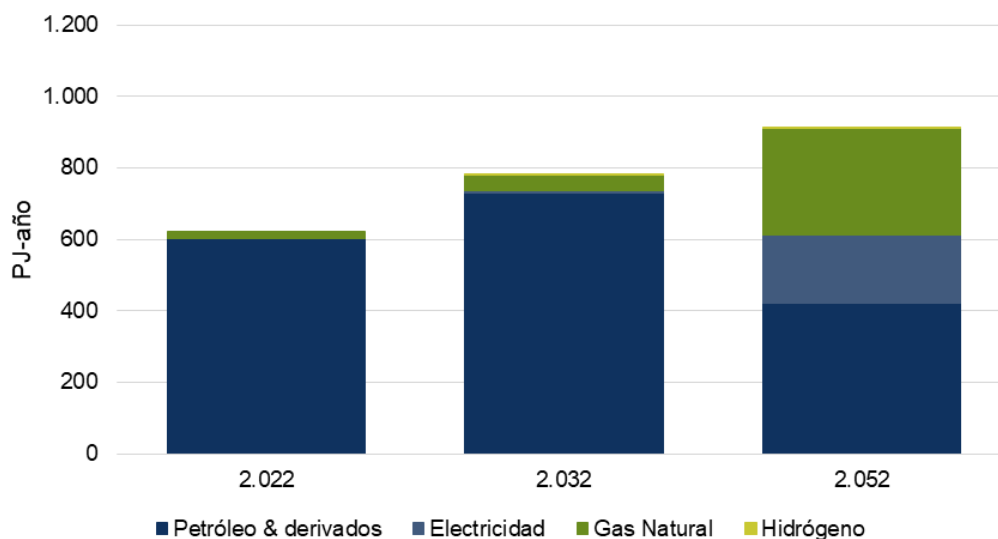


Figura 72 Consumo final Sector Transporte- Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Con la incorporación de la electricidad y el hidrógeno como parte de la canasta de energéticos, permiten que las emisiones para 2052 disminuyan respecto a 2032 (i.e. 55 a 47 Mt CO₂eq). Sin embargo, se puede observar que la participación a 2052 del gas natural aumenta frente a las emisiones del petróleo y sus derivados en 33 puntos porcentuales con respecto a 2022, dando cuenta de la disminución de combustibles líquidos en la participación de la canasta del sector transporte.

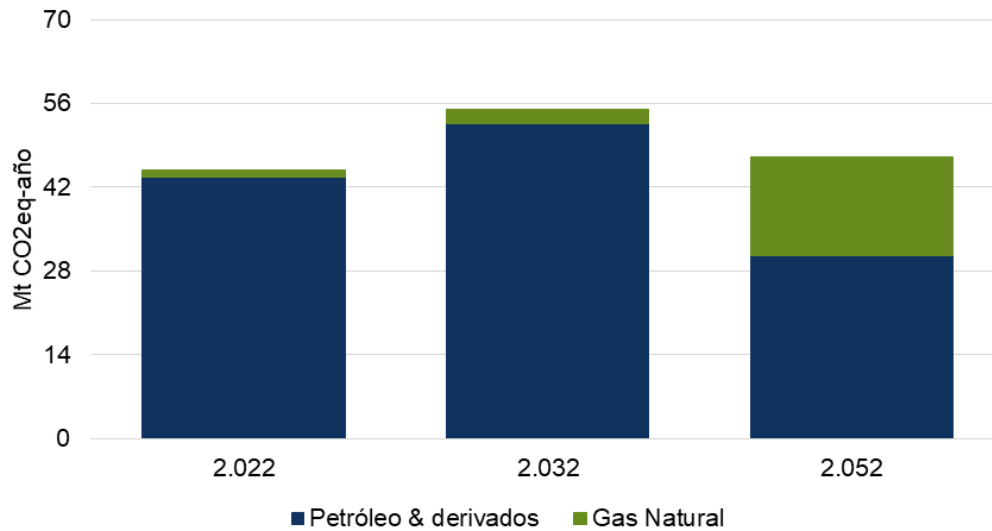


Figura 73 Emisiones de consumo final Sector Transporte - Inflexión (Mt CO2eq-año)

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, bajo los supuestos contruoidos se obtuvo que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,8% (i.e. 372 PJ promedio año). Cabe resaltar, que en este sector se trata de maximizar la electrificación en la mayoría de los usos posibles, resaltando la industria del hierro y el acero. Además, a 2052, el carbón disminuye su participación en 24 puntos porcentuales, de manera similar, el petróleo y sus derivados disminuyen en un punto porcentual con respecto a 2022. Caso contrario el gas natural, la biomasa y la electricidad aumentan su participación en 6, 7 y 12 puntos porcentuales, respectivamente. Para el período 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de: 2,5% en gas natural (i.e. 130 PJ promedio año), 2,6% en biomasa (i.e. 105 PJ promedio año), 3,5% en electricidad (i.e. 108 PJ promedio año), con respecto al petróleo y al carbón se observan crecimientos negativos del 1,2% para petróleo y sus derivados (i.e. 6 PJ promedio año) y 9,3% en carbón mineral y coque (i.e. 24 PJ promedio año).

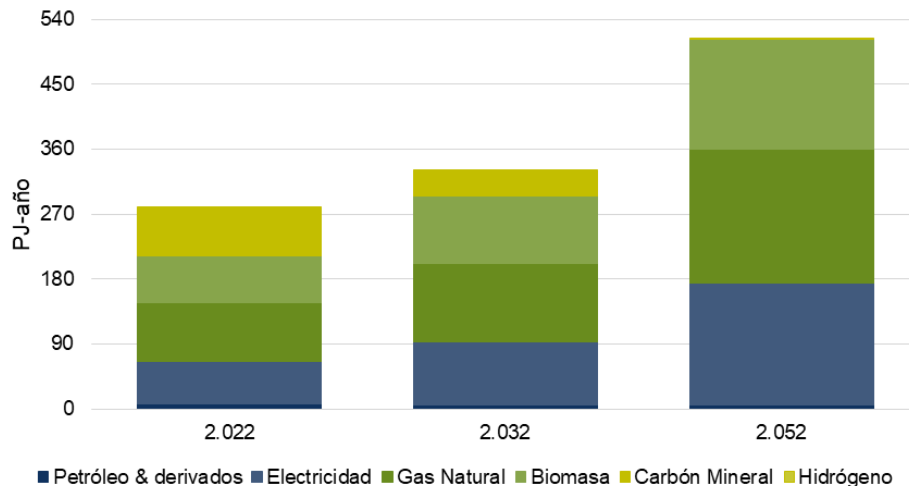


Figura 74 Consumo final Sector Industria- Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2022-2052 entre un 11,2% a 17,5% del total de las emisiones de CO₂ del escenario. Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario para el período 2022-2052 son: Alimentos, bebidas y tabaco (23,88%), Coquerías y refinerías (24,36%), Minerales no metálicos - Cementeras (18,22%), y Pulpa, papel e imprenta (15,25%). Para 2052, la disminución de la participación será de 52 puntos porcentuales en el carbón mineral a razón del gas natural (con relación a 2022), esto por su eficiencia energética. Se prevé que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ sea del -0,2% (i.e. 10 Mt CO₂eq promedio año). En cuanto a los energéticos, el crecimiento promedio año será del: 2,5% para gas natural (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año), -9,3% para carbón mineral (i.e. 2 Mt CO₂eq promedio año), y -0,9% para derivados del petróleo (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año).

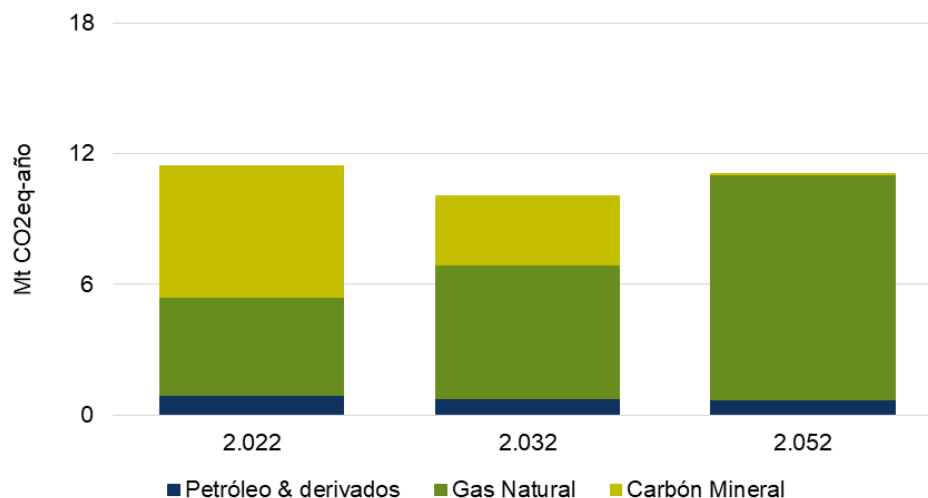


Figura 75 Emisiones de consumo final Sector Industria - Inflexión (Mt CO₂eq-año)

Sector Residencial

Consumo final

En el sector residencial, los resultados permitieron observar que a 2052 la participación de la leña disminuye en 24 puntos porcentuales a razón del gas natural y electricidad, con respecto a 2022. En 2032, se espera una participación de: 40% en gas natural (i.e. 102 PJ), 35% en electricidad (i.e. 81 PJ), 14% en GLP (i.e. 14 PJ), y 11% en leña (i.e. 15 PJ). De otra parte, el crecimiento esperado promedio anual entre 2022 a 2052 sería de: 1,7% para gas natural (i.e. 90 PJ promedio año), 1,6% para electricidad (i.e. 85 PJ promedio año), -1,4% para GLP (i.e. 22 PJ promedio año) y -5,4% para leña (i.e. 26 PJ promedio año). Se calcula que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del 0,1% (i.e. 224 PJ promedio año).

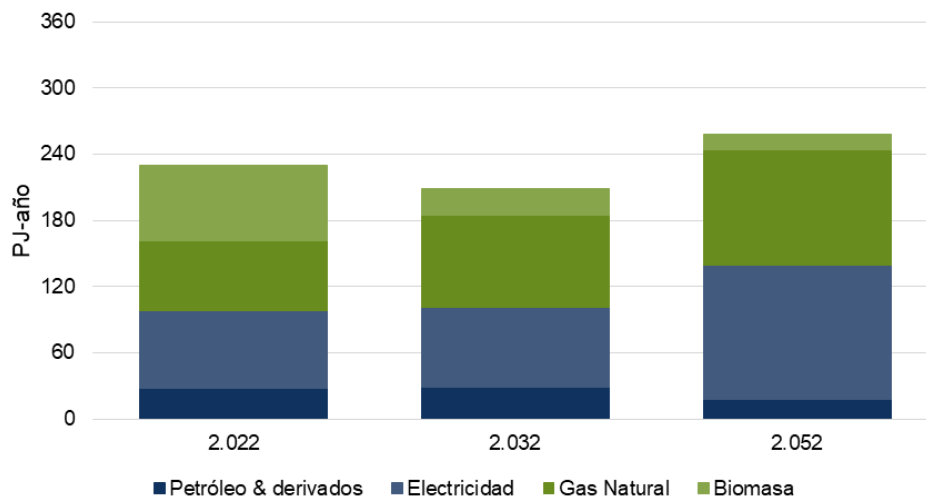


Figura 76 Consumo final Sector Residencial- Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Como se observa, el sector residencial entre 2022 a 2052 contribuirá desde un 8,2% a 9,8% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del Gas Natural que van desde un 65% al 86%, debido en gran medida a la penetración en las áreas urbanas y rurales. De otra parte, para el periodo 2022-2052 el área urbana aporta en promedio el 85,85% del total de las emisiones del sector. En 2032, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un decrecimiento del 7,3% (i.e. 2 Mt CO₂eq) y el gas natural un crecimiento del 2,7% (i.e. 5 Mt CO₂eq). Para 2052, el crecimiento del gas natural sería de 1,1% (i.e. 6 Mt CO₂eq), y el GLP sería del 1,6% (i.e. 1 Mt CO₂eq). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 0,8% (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año).

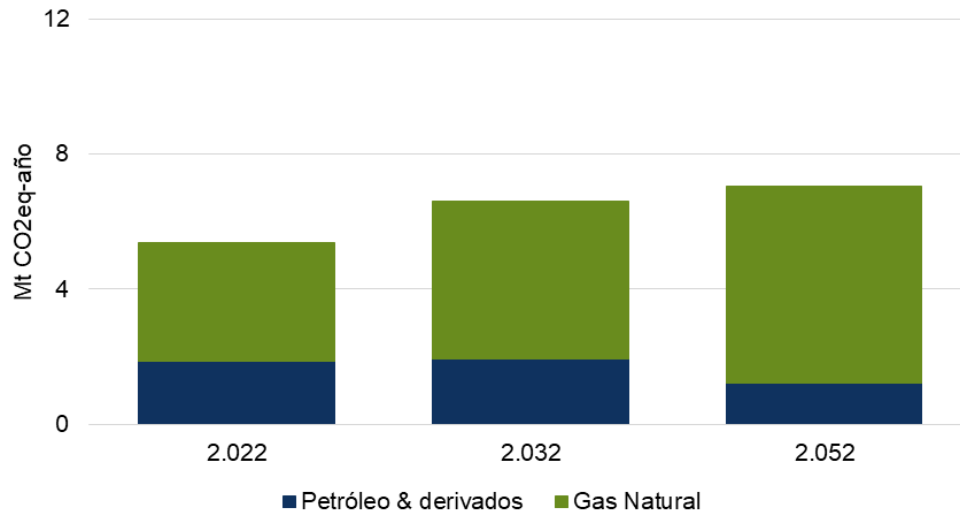


Figura 77 Emisiones de consumo final Sector Residencial - Inflexión (Mt CO2eq-año)

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, se estima que para el período 2022-2052 el crecimiento promedio año sea del 1,7% (i.e. 90 PJ promedio año). Se espera que a 2052 la electricidad aumenta su participación en 11 puntos porcentuales, a razón del petróleo y sus derivados y el gas natural, los cuales disminuyen en 3 y 8 puntos porcentuales, con respecto a 2022. Para el período 2022-2052, se prevé un crecimiento promedio año de 0,3% en gas natural (i.e. 16 PJ promedio año), 2,1% en electricidad (i.e. 71 PJ promedio año), y -1,7% en petróleo y derivados (i.e. 3 PJ promedio año).

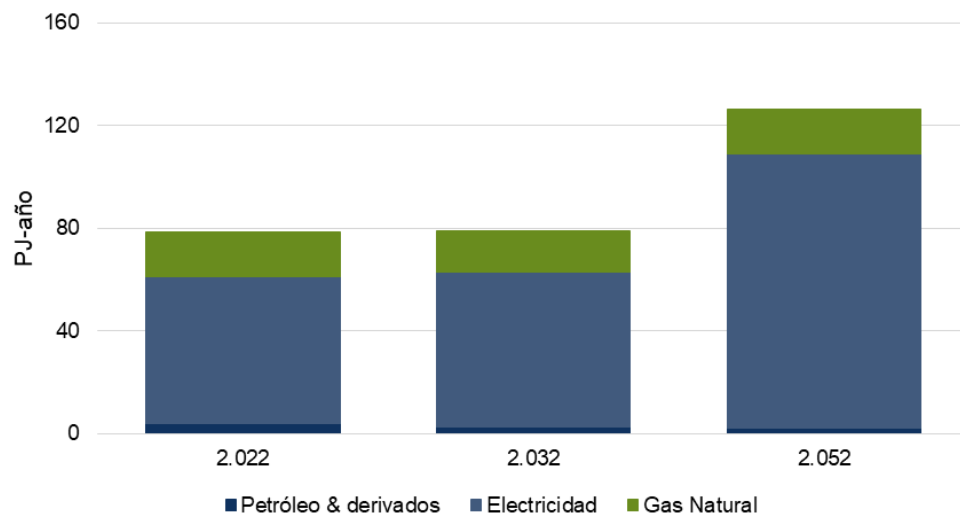


Figura 78 Consumo final Sector Terciario- Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector terciario, aportaría entre un 1,2% a 1,9% del total de las emisiones de CO2 del escenario, para el período 2022-2052. Se prevé que para el período 2022-2052, su crecimiento promedio año en emisiones de CO2 sea del 0% (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año). Entre 2022-2052, el crecimiento promedio año de las emisiones según los energéticos será de: 0,3% en gas natural (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año) y -1,7% en GLP (i.e. valores casi nulos).

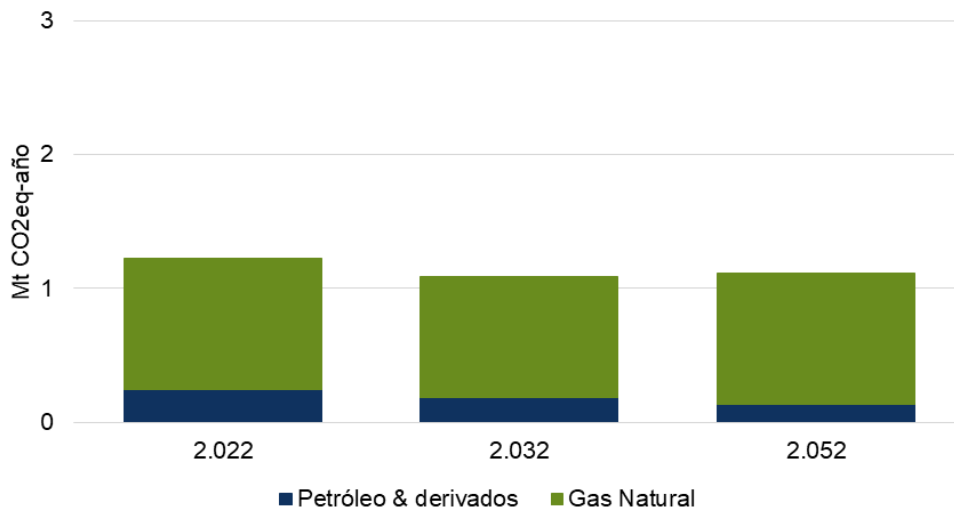


Figura 79 Emisiones de consumo final Sector Terciario - Inflexión (Mt CO2eq-año)

Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM)

Consumo final

En el sector ACM, el resultado obtenido en las simulaciones permite observar que a 2052 el crecimiento promedio año es de 3,1% (i.e. 114 PJ promedio año). Con respecto a la participación de los energéticos, estos se mantienen en niveles similares con los reportados en 2021.

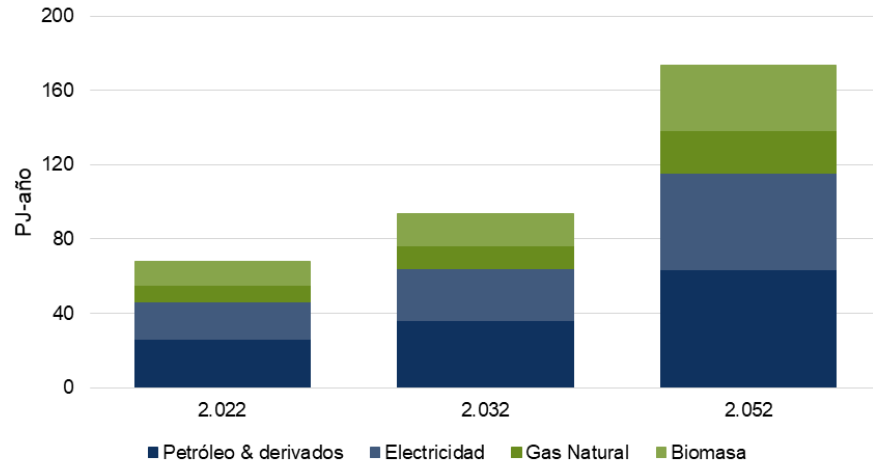


Figura 80 Consumo final Sector ACM- Inflexión (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De 2022-2052, el sector ACM contribuirá entre 3,7% a 8,3% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 79% en promedio, el resto de estas emisiones están asociadas al gas natural. En 2032, se estima un crecimiento del 2,9% para los derivados del petróleo (i.e. 3 Mt CO₂eq) y del 3,3% en gas natural (i.e. 1 Mt CO₂eq). Entre 2022-2052, el crecimiento promedio anual del gas natural sería de 3,2% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año) y para los derivados del petróleo será de 2,9% (i.e. 3 Mt CO₂eq promedio año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 3,0% (i.e. 4 Mt CO₂eq promedio año).

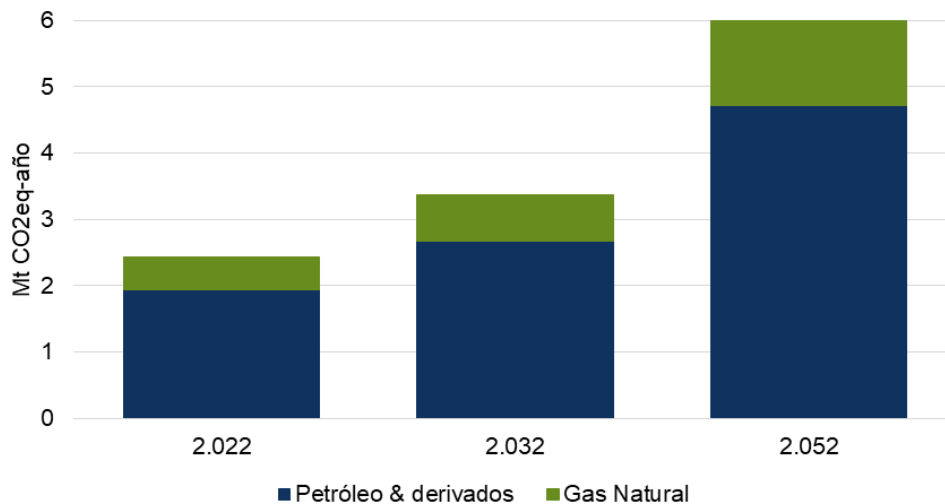


Figura 81 Emisiones de consumo final Sector ACM - Inflexión (Mt CO₂eq-año)

Anexo II. Resultados escenario Innovación

Oferta

La matriz energética nacional para el año 2052 cuenta con la siguiente distribución:

- Petróleo y derivados con 144 PJ producidos localmente y 905 PJ importados.
- Carbón térmico y metalúrgico con 559 PJ
- Gas natural con 58 PJ producidos localmente y 340 PJ importados.
- Energía proveniente de FNCER con 2.059 PJ
- Hidroenergía con 207 PJ

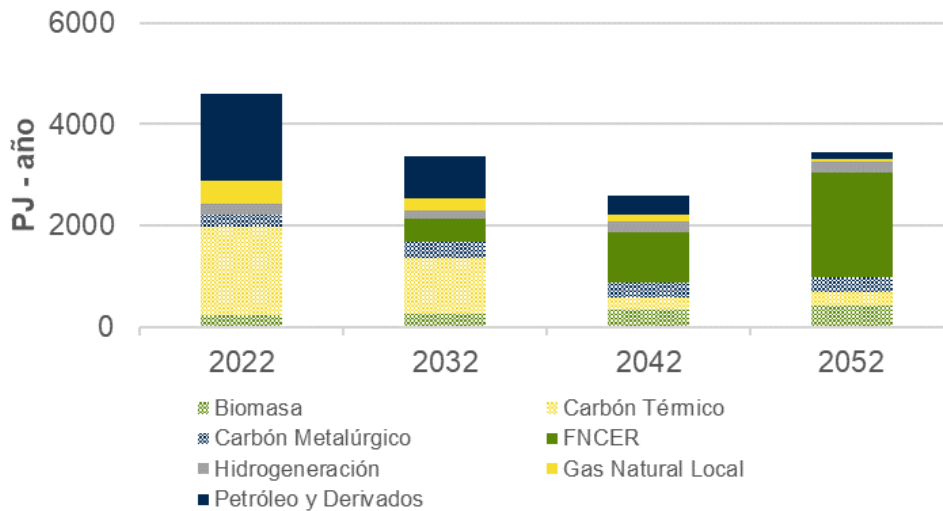


Figura 82 Desagregación de la producción de energía para el periodo 2022 - 2052.

Las apuestas asociadas al escenario de Innovación muestran una fuerte reducción en la producción de hidrocarburos y carbón térmico, pasando de una participación cercana al 75% en el 2022, a componer de manera negligible la matriz energética en el 2052, donde se observa una producción mayoritariamente renovable. Para el año 2052, las FNCER corresponden al 60% de la producción de energía, mientras que el petróleo y sus derivados corresponden al 4% de la canasta energética. Por otra parte, la producción de carbón térmico se encuentra en consonancia con las metas internacionales en cuanto a la reducción de hasta el 90% del consumo de carbón. En este sentido, la producción de carbón térmico representa a 2052 el 8% del total de la matriz energética, con una reducción de la producción, entre el 2022 y el 2052, del 90% en los volúmenes de extracción para el energético.

La producción de carbón metalúrgico muestra una actividad creciente, llegando a alcanzar 292 PJ disponibles del energético, como respuesta a las necesidades en la demanda, así como en la industria metalúrgica local, que encuentra en este producto de origen fósil, una opción rentable para los procesos de fabricación.

La producción de hidrógeno para este escenario, está basada en el uso de la energía solar fotovoltaica, energía eólica costa adentro y offshore, biomasa (caña de azúcar y cascarilla de arroz), bioetanol y el uso de gas natural y gasificación del carbón con tecnologías de captura de carbono. A 2030, se tendría una capacidad instalada en electrólisis de 3 GW y 14,14 GW a 2050. En cuanto al hidrógeno azul, se mantiene la producción de 131 kTon a 2030 y 552,56 kTon a 2050. Se espera que, para el final del periodo, la producción de hidrógeno alcance un total de 390 PJ para el año 2052.

En este escenario la capacidad instalada en el parque de generación eléctrica a 2032 alcanzaría los 44.536 MW y en 2052 los 72.799 MW. Las participaciones más representativas a 2052 dentro de la canasta de generación serían: 64,3% (FN CER), 21,4% (hidrogeneración) y 7,7% (gas natural). Para este escenario aumenta la participación de la energía nuclear a un 1,24%. Además, debido a que la demanda es mayor y el potencial eólico es casi completamente usado, se evidencia un aumento en la capacidad solar a 17.221 MW, un 3,6% adicional con respecto a los resultados del MACC, sin embargo, para este punto se pretende contar con tecnologías novedosas como los paneles de capa fina, que podrían ser una opción complementaria para la expansión de este excedente.

Se señala que para alcanzar el objetivo de reducir las emisiones de los GEI asociados a la generación de energía eléctrica, pero asegurando la confiabilidad del suministro se opta por aumentar la capacidad hidráulica en la misma proporción que el crecimiento solar y así mantener un parque generador lo suficientemente robusto ante la incertidumbre de las FN CER (Figura 83).

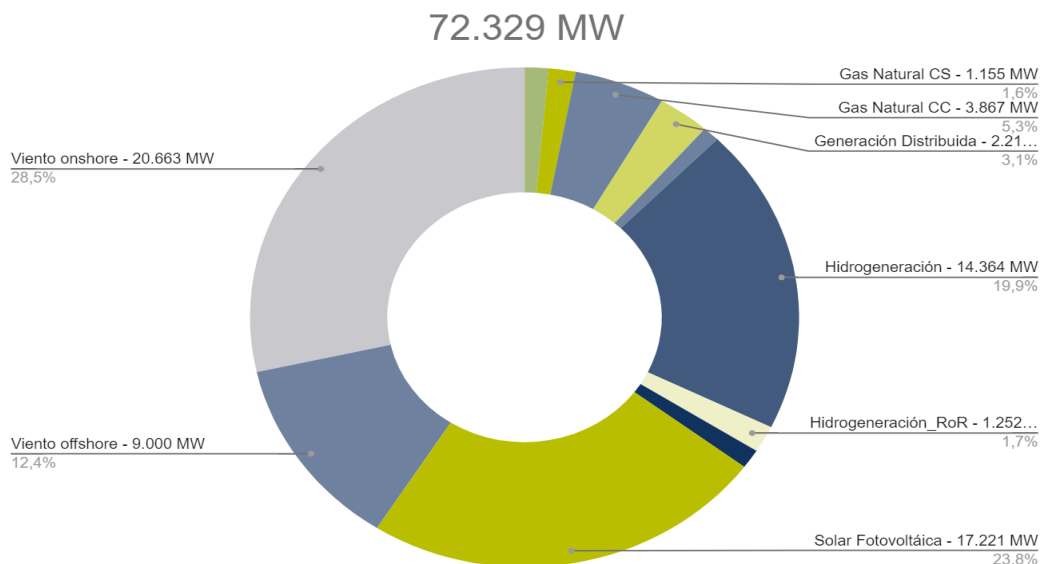


Figura 83 Capacidad instalada en el escenario de Innovación para 2052

Lo anterior obedece a afianzar la seguridad del sistema y contar con los recursos suficientes para mantener un margen de reserva considerable. En ese sentido, respecto a la energía

eléctrica, que es el energético demandado, se produce un 51% a partir de las centrales eólicas de ambos tipos, lo que responde a la premisa de aportar desde el viento a la solución del trilema energético y por otra parte, se reduce la participación solar a un 15% y se presentan los menores aportes hidrotérmicos, con un 28% en 2052 tal como se presenta en la Figura 84. También, para este escenario se mantiene al alza la inclusión de tecnología SMR con 900 MW que contribuyen con casi el 3% de la energía eléctrica demandada por el país.

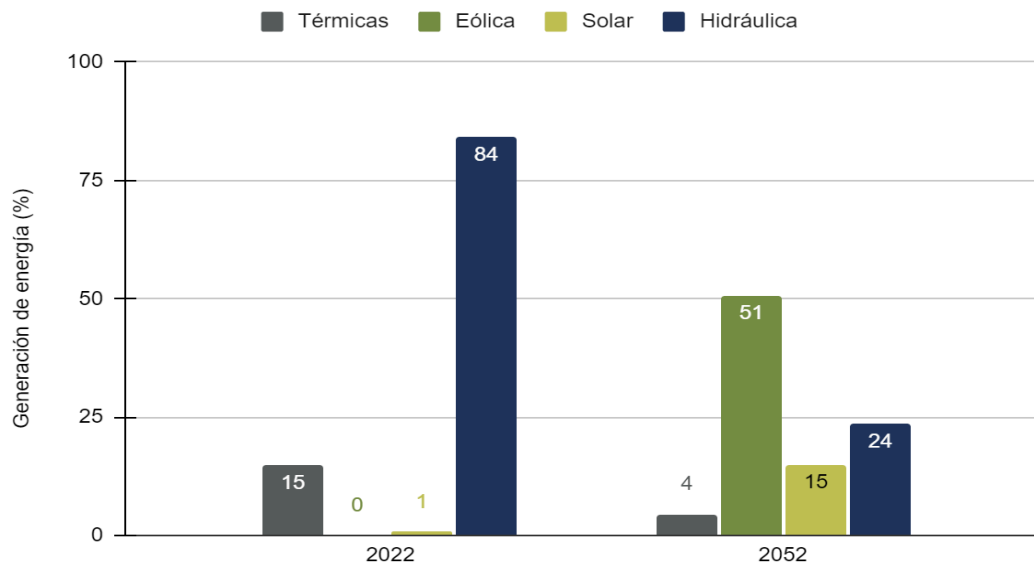


Figura 84 Contribución por tecnología en la generación de energía eléctrica en el escenario de Innovación

Consumo final

De acuerdo con los resultados de los modelos para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del escenario innovación es del 1,1% (i.e. 1.521 PJ promedio año), donde el gas natural y la electricidad incrementarán su participación en 6 y 25 puntos porcentuales, con respecto a 2022. Además, se espera que estos energéticos presenten crecimientos positivos promedio año de 2,2% (i.e. 281 PJ promedio año) y 4,2% (i.e. 667 PJ promedio año), para el período de análisis. Este escenario contempla tecnologías que actualmente están en desarrollo y son bastante ambiciosas, además implican grandes inversiones y cambios sustanciales en la estructura energética mundial, una de ellas es el hidrógeno, el cual para el año 2052 tiene una participación del 3% (i.e. 47 PJ) con respecto a la demanda general.

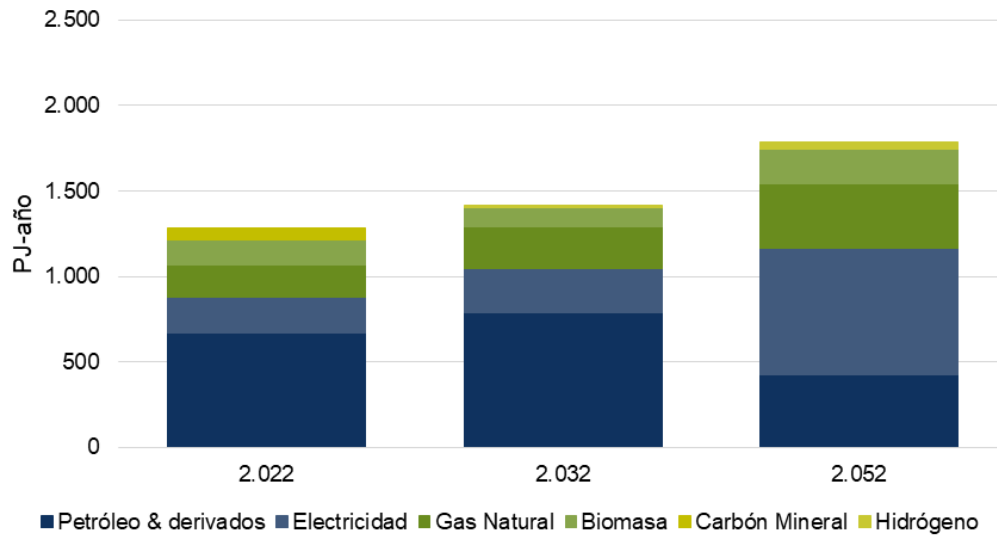


Figura 85 Consumo final - Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De acuerdo con los resultados obtenidos en los modelos para el escenario innovación, se tiene que a 2052 las emisiones asociadas en conjunto a carbón mineral y derivados del petróleo disminuyen su participación en 23 puntos porcentuales a razón del gas natural. De otra parte, para el período comprendido entre 2022 a 2052, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año del -0,6% (i.e. 65 Mt CO₂eq promedio año) y para los energéticos tendrán un crecimiento promedio año de: 2,2% en gas natural (i.e. 16 Mt CO₂eq promedio año), -6,5% en carbón mineral (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año) y -1,2% en derivados del petróleo (i.e. 49 Mt CO₂eq promedio año).

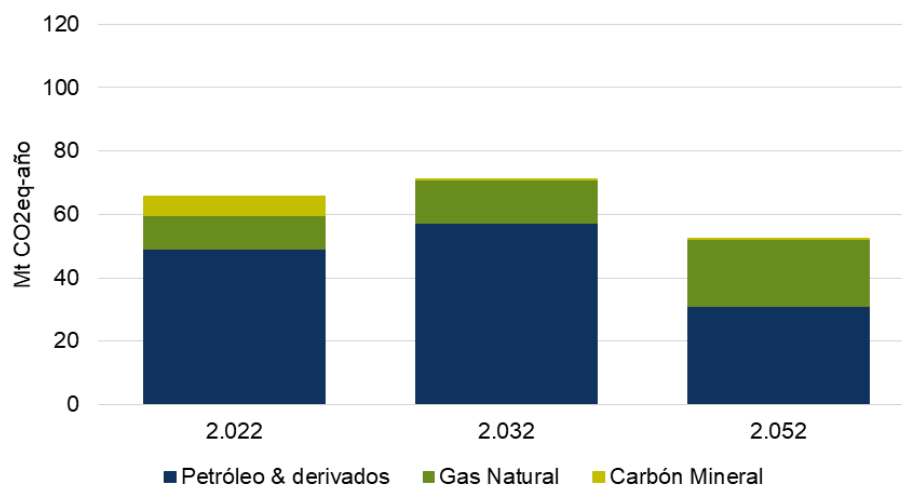


Figura 86 Emisiones de consumo final - Innovación (Mt CO₂eq-año)

Sector Transporte

Consumo final

Para el sector transporte, se observa un crecimiento promedio del 0,6% para el periodo 2022-2052 (i.e. 739 PJ promedio año). Sin embargo, se evidencia una reducción a 2052 en la participación del petróleo y sus derivados de 49 puntos porcentuales y un aumento de la participación de la electricidad en 40 puntos porcentuales en el 2052 frente al 2022. Para el año 2052, el hidrógeno contará con una participación del 0,1% (i.e. 1 PJ promedio año) en la canasta de energéticos del sector transporte para el 2052.

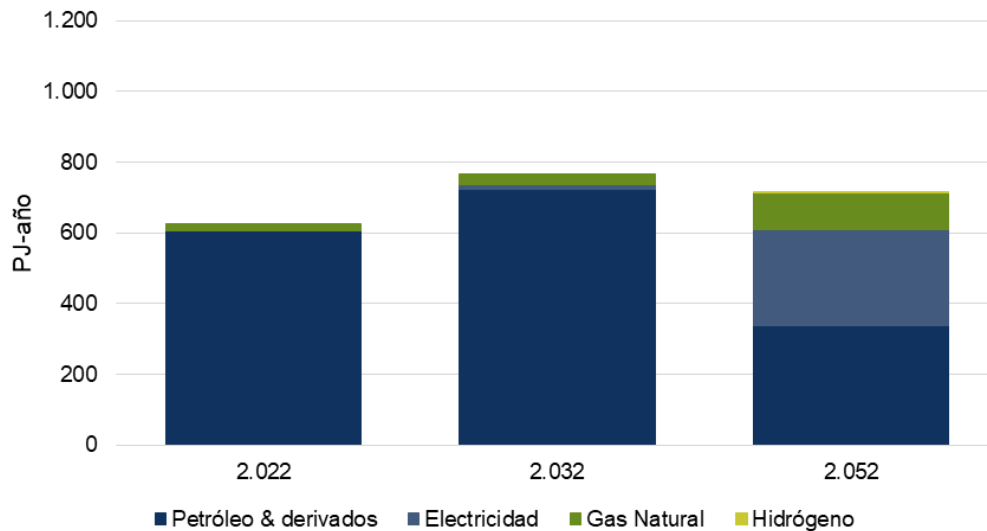


Figura 87 Consumo final Sector Transporte- Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Las emisiones del sector transporte con los supuestos planteados, evidencian un decrecimiento promedio para el período 2022-2052 del 1% (i.e. 46 Mt CO₂eq promedio año). La participación de las emisiones del petróleo y sus derivados tiene una disminución en el 2052 de 16 puntos porcentuales frente al 2022. Lo que evidencia que, las medidas adoptadas frente a la migración de energéticos de bajas emisiones como la electricidad y el hidrógeno contribuyen considerablemente a la reducción de éstas en el sector transporte.

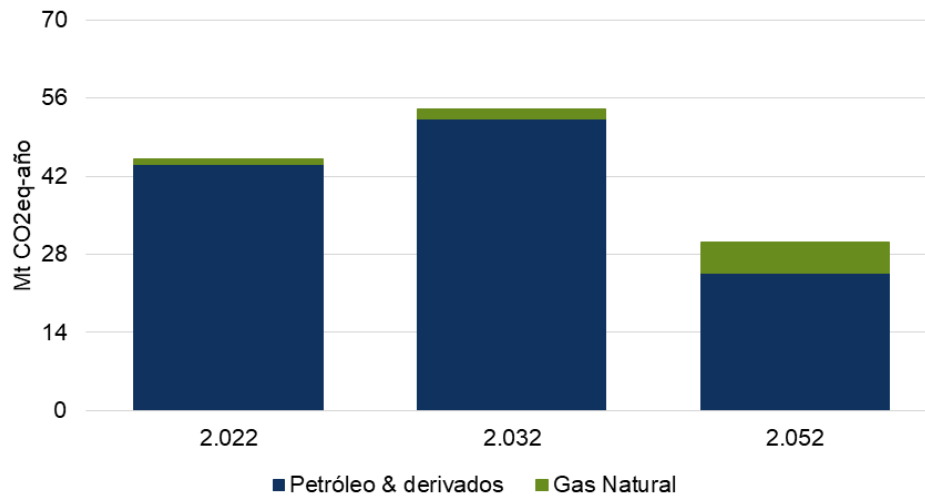


Figura 88 Emisiones de consumo final Sector Transporte - Innovación (Mt CO2eq-año)

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial se estima que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,9% (i.e. 368 PJ promedio año). Al hacer la comparación 2022-2052, el carbón disminuye su participación en 24 puntos porcentuales, y el petróleo y sus derivados disminuyen en 2 puntos porcentuales, con respecto a 2022. Esto es consecuencia de una mayor participación de la electricidad, el hidrógeno y la biomasa, logrando obtener 11, 9 y 6 puntos porcentuales más, con respecto a 2022. Asimismo, se presenta la penetración del hidrógeno en procesos térmicos alcanza hasta un 9% de la participación total del consumo de energía (i.e. 46 PJ). Entre 2022- 2052, se espera un crecimiento promedio año de: 7,7% para hidrógeno (i.e. 21 PJ promedio año), 2,6% en biomasa (i.e. 101 PJ promedio año), 3,5% para electricidad (i.e. 111 PJ promedio año), 1,9% en gas natural (i.e. 118 PJ promedio año), con respecto al petróleo y al carbón se observan decrecimientos del 1,2% (i.e. 5 PJ promedio año) y 6,5% (i.e. 11 PJ promedio año), respectivamente.

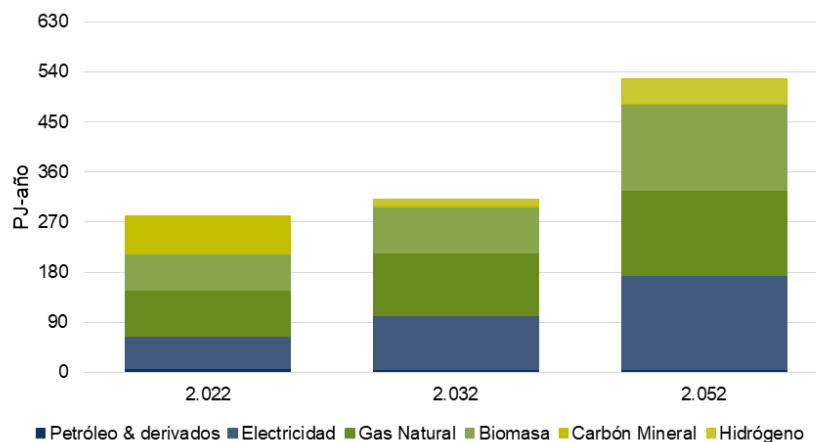


Figura 89 Consumo final Sector Industria- Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector industrial, aportaría para el período 2022-2052 entre un 9,6% a 17,7% del total de las emisiones de CO2 del escenario. Los subsectores que más contribuyen con las emisiones en este escenario para el período 2022-2052 son: Coquerías y refinerías (30,13%), Alimentos, bebidas y tabaco (23,28%), Pulpa, papel e imprenta (14,72%), y Minerales no metálicos - Cementeras (13,29%). Para 2052, la disminución de la participación en 52 puntos porcentuales para el carbón mineral a razón del gas natural, con respecto a 2022. Se prevé que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO2 sea del -0,7% (i.e. 8 Mt CO2eq promedio año) y en cuanto a los energéticos serán del: 1,9% en gas natural (i.e. 7 Mt CO2eq promedio año), -6,5% para carbón mineral (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año), y -0,9% en derivados del petróleo (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año).

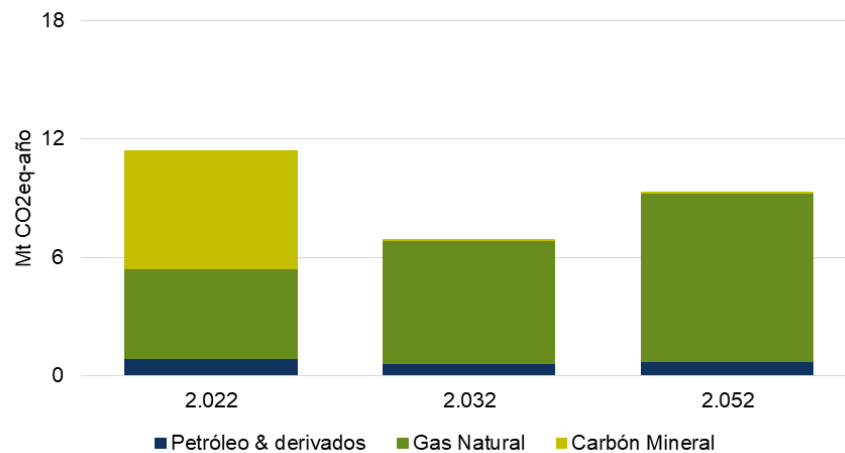


Figura 90 Emisiones de consumo final Sector Industria - Innovación (Mt CO2eq-año)

Sector Residencial

Consumo final

En el sector residencial, bajo los supuestos construidos se evidencia que la leña disminuye su participación en 27 puntos porcentuales a razón de la electricidad y el gas natural, en relación a 2022. En 2032, se espera una participación de 43% en gas natural (i.e. 77 PJ), 38% para electricidad (i.e. 68 PJ), 13% para GLP (i.e. 22 PJ), y 6% en leña (i.e. 10 PJ). De otra parte, el crecimiento esperado promedio anual entre 2022 a 2052 sería de: 0,9% para gas natural (i.e. 81 PJ promedio año), 2,1% en electricidad (i.e. 91 PJ promedio año), -1,5% en GLP (i.e. 20 PJ promedio año), y -6,6% para leña (i.e. 18 PJ promedio año). Se calcula que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial sea del 0,1% (i.e. 21 PJ promedio año).

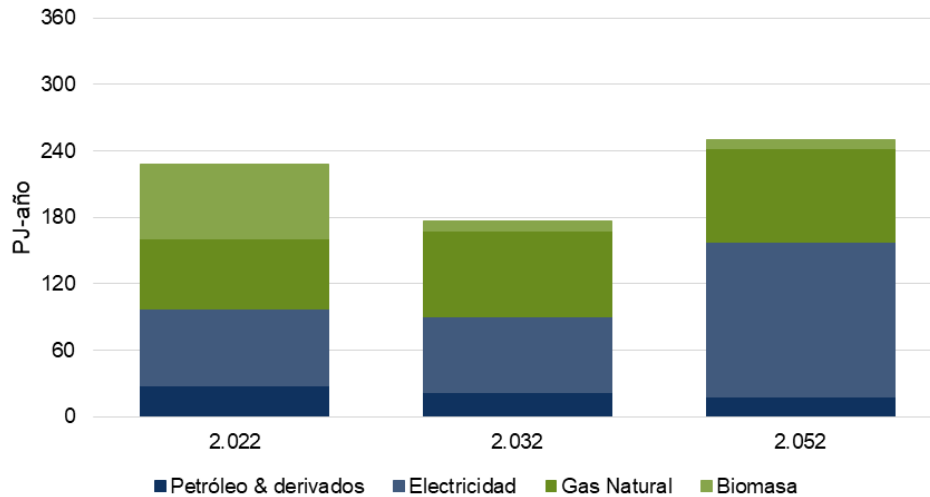


Figura 91 Consumo final Sector Residencial- Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector residencial entre 2022 a 2052 contribuirá desde un 8% a 11,2% de las emisiones totales del escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural que van desde un 65% al 85%, debido en gran medida a la penetración en las áreas urbanas y rurales. De otra parte, para el periodo 2022-2052 el área urbana aporta en promedio el 83,39% del total de las emisiones del sector. En 2032, se estima que el GLP tenga un decrecimiento del 11,8% (i.e. 2 Mt CO₂eq) y el gas natural un crecimiento del 3,4% (i.e. 4 Mt CO₂eq). Entre 2022-2052, el crecimiento promedio año del gas natural sería del 0,9% (i.e. 5 Mt CO₂eq promedio año), y el GLP sería de -1,5% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año). Se proyecta que, en este período, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ sea del 0,2% (i.e. 6 Mt CO₂eq promedio año).

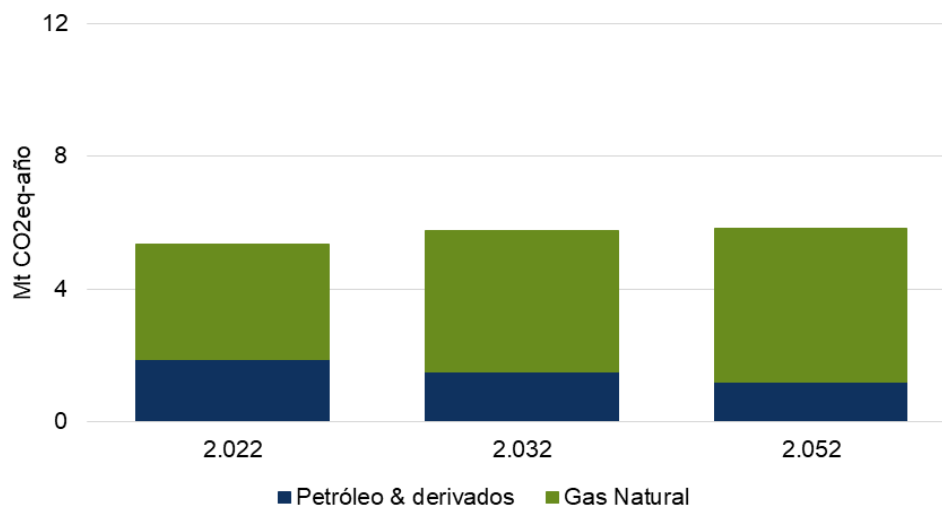


Figura 92 Emisiones de consumo final Sector Residencial - Innovación (Mt CO₂eq-año)

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, las simulaciones permiten visualizar que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año sea del 1,7% (i.e. 85 PJ). Se prevé que a 2052 la electricidad aumenta su participación en 12 puntos porcentuales a razón del Gas Natural y del GLP, con respecto a 2022. Entre 2022 a 2052, se espera un crecimiento promedio año de 0,4% en gas natural (i.e. 14 PJ promedio año), 2,1% para electricidad (i.e. 69 PJ promedio año), y -1,6% para petróleo y derivados (i.e. 2 PJ promedio año).

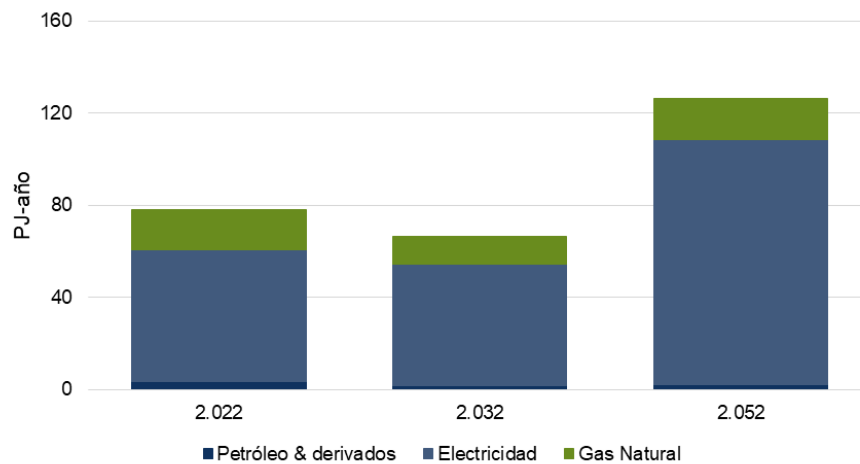


Figura 93 Consumo final Sector Terciario- Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

El sector terciario, aportaría entre un 1,1% a 2,1% del total de las emisiones de CO2 del escenario, para el período 2022-2052. Si se relaciona 2052 vs 2022, se presentará un aumento de la participación en 8 puntos porcentuales en gas natural en detrimento del GLP. Se prevé que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO2 sea del 0% (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año). Además, para este período el crecimiento de las emisiones según los energéticos será de: 0,4% para gas natural (i.e. 1 Mt CO2eq promedio año) y -1,6% en GLP (i.e. valores casi nulos).

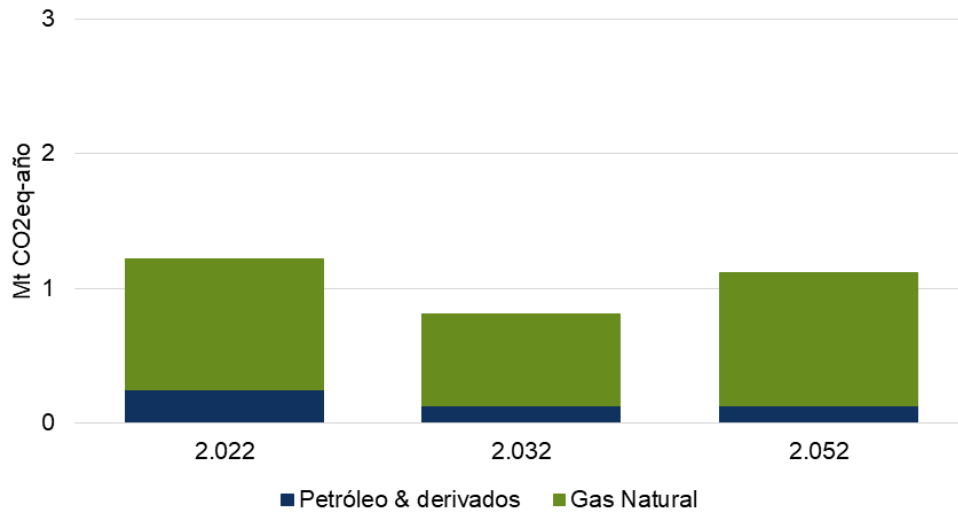


Figura 94 Emisiones de consumo final Sector Terciario - Innovación (Mt CO2eq-año)

Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM)

Consumo final

En el sector ACM, el resultado obtenido en las simulaciones permite observar que a 2052 el crecimiento promedio año es de 3,1% (i.e. 113 PJ promedio año). Con respecto a la participación de los energéticos, estos se mantienen en niveles similares con los reportados en 2021.

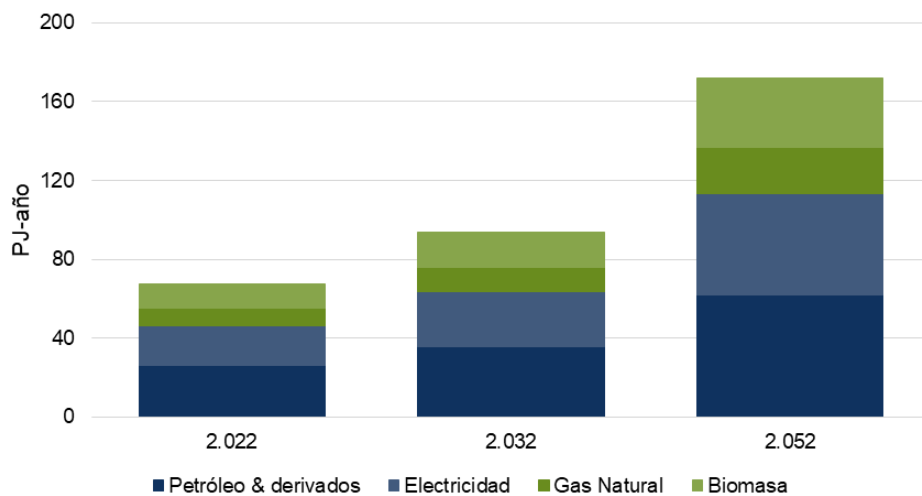


Figura 95 Consumo final Sector ACM- Innovación (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De 2022-2052, el sector ACM contribuirá entre 3,7% a 11,2% de las emisiones totales del

escenario. Donde, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son de los derivados del petróleo en un 79% en promedio, el resto de estas emisiones están asociadas al gas natural. En 2032, se estima que los derivados del petróleo y el gas natural tengan un crecimiento del 2,8% (i.e. 1 Mt CO₂eq) y 3,2% (i.e. 3 Mt CO₂eq), respectivamente. Entre 2022- 2052, el crecimiento promedio anual del gas natural sería de 3,2% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año), y para los derivados del petróleo será del 2,8% (i.e. 3 Mt CO₂eq promedio año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 2,9% (i.e. 4 Mt CO₂eq promedio año).

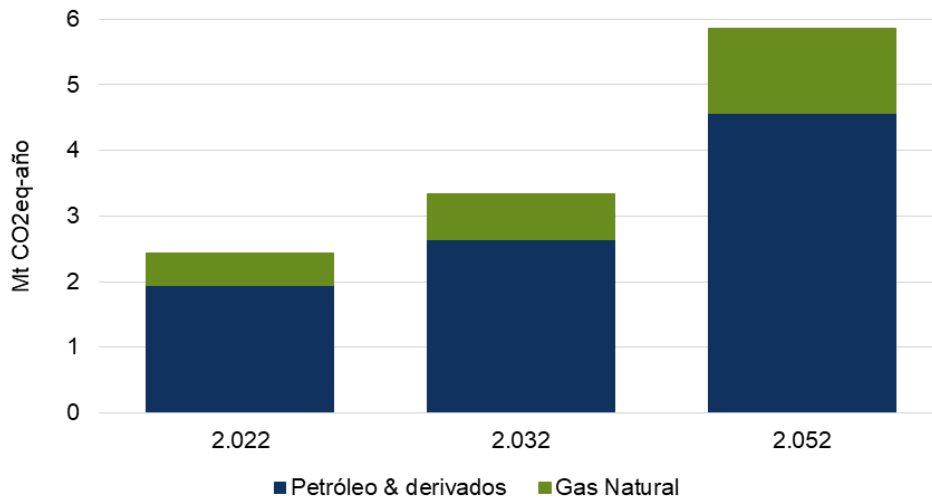


Figura 96 Emisiones de consumo final Sector ACM - Innovación (Mt CO₂eq-año)

Anexo 12. Resultados escenario Transición Energética (TE)

Oferta

La matriz energética nacional para el año 2052 cuenta con la siguiente distribución:

- Petróleo y derivados con 144 PJ producidos localmente y 897 PJ – 902 PJ importados.
- Carbón térmico y metalúrgico con 559 PJ
- Gas natural con 58 PJ producidos localmente y 333 PJ importados.
- Energía proveniente de FNCER con 2.232 PJ – 2.385 PJ
- Hidroenergía con 237 PJ – 272 PJ

La capacidad de producción en la oferta de energía para el túnel de Transición Energética se mantiene, en esencia constante, considerando como base el escenario de Innovación, en el cual se combinan una serie de condiciones que establecen una visión prospectiva en cuanto a las ambiciones producción de energía que se adaptan para satisfacer el consumo local, así como las transacciones de energía que alimentan el PIB nacional y posicionan a Colombia como un jugador clave en la producción de hidrógeno, carbón metalúrgico y otros energéticos, en línea con las crecientes necesidades globales. Sin embargo, en línea con la transformación de los sectores de consumo, se espera un crecimiento de la capacidad instalada de la matriz eléctrica.

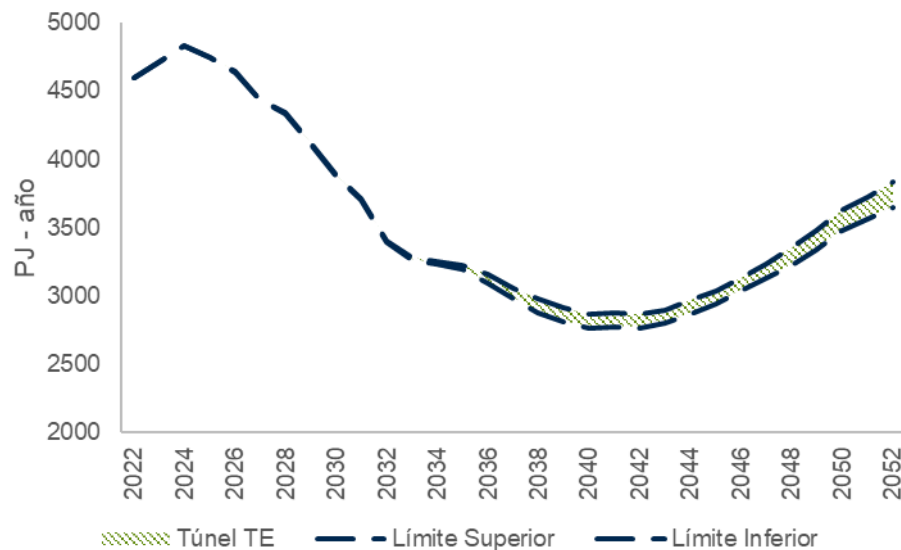


Figura 97 Capacidad de producción en la oferta de energía para el escenario de TE

Para estos casos se evidencia un crecimiento progresivo en la participación de la energía proveniente de FNCER, llegando a alcanzar volúmenes de hasta 2.385 PJ para el límite superior del escenario, y 2.232 PJ para el límite inferior del mismo.

Por otra parte, la producción en el sector Oil&Gas se reduce significativamente, lo cual requiere un mayor volumen de importación de crudo y sus derivados, teniendo una producción de 144 PJ para petróleo y 58 PJ para gas natural, mientras que las importaciones para estos dos energéticos se encuentran en 340 PJ para gas natural, y entre 896 PJ y 901 PJ para crudo.

La producción de carbón térmico y metalúrgico se mantiene alrededor de los 821 PJ al final del periodo; preservando el mismo comportamiento del escenario de innovación.

En el escenario de Transición Energética se evidencia un aumento considerable en la matriz total y una expansión en todas las tecnologías a partir de fuentes renovables. Para el caso del límite superior del túnel se alcanza una capacidad de 96.421 MW y para el límite inferior 120.800 MW con una ocupación total de la capacidad eólica costa adentro (30.000 MW) y solar fotovoltaica (32.000 MW) identificadas. La oferta de la canasta eléctrica se aprecia en la Figura 98 para la que existe una transformación completa con respecto a la actualidad.

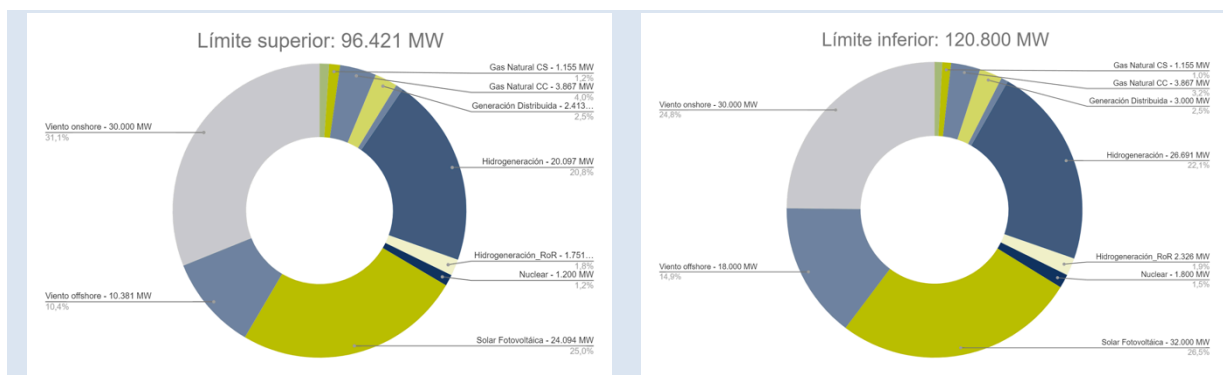


Figura 98 Capacidad instalada en el escenario de Transición Energética para 2052

Se hace necesario aclarar nuevamente que, en los resultados del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión, se alcanza una capacidad solar de 16.626 MW e hidráulica de 15.077 MW en 2032, y es por lo que no se considera necesaria la expansión a partir de centrales hidroeléctricas mientras que la capacidad solar se mantenga estable en estos resultados. No obstante, ya que en cada uno de los escenarios se expanden las ambiciones de electrificación, es evidente la expansión solar a partir del escenario de Innovación, razón por la que se considera el crecimiento simultáneo de la capacidad hidráulica, que compensa la variabilidad e incertidumbre del recurso primario a partir de un energético no contaminante: el agua.

Con el contexto anterior y entendiendo que la capacidad hidráulica tiene grandes retos en cuanto a la implementación de centrales y la credibilidad de las mismas, el reto se amplifica en el presente análisis. En 2052 en el límite superior se alcanza una capacidad solar de 24.094 MW e hidráulica de 21.848 MW y en el inferior se llega a 32.000 MW solares y 29.017 hidráulicos, no obstante Colombia cuenta con un potencial considerable de capacidad hidráulica y los gastos de capital son menores que los de las centrales térmicas.

Adicionalmente, es posible cuantificar la cantidad de energía almacenada en los embalses y es probable que dentro de 30 años se mantenga un uso racional de la energía eléctrica,

siguiendo la premisa que para este escenario se materializan todas las estrategias mapeadas en los escenarios anteriores como la inclusión de Microrredes, la respuesta en demanda, la medición inteligente, la transmisión en HVDC y UHVDC, los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) con aplicaciones en transmisión y distribución, la captura y secuestro eficiente de carbono (CCUS), entre otras, para con ello mantener la seguridad aún en situaciones climáticas agresivas como las que se dan por los fenómenos de El Niño.

Por otro lado, en el escenario de Transición Energética se hace uso completo del potencial eólico costa adentro, como se menciona en el tomo anterior, y se mantiene el supuesto de entrada de la capacidad eólica costa afuera presentada en la Figura 67, que ya se caracterizaba por representar una implementación acelerada; sin embargo, para el límite inferior de Transición Energética las apuestas son mayores y por lo tanto se requiere una expansión superior.

Basado en los 50 GW potenciales encontrados en Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia, se adicionan aproximadamente 1.000 MW en el límite superior y se alcanza el total de la capacidad remanente después de suplir las necesidades eléctricas del uso del hidrógeno: 18.000 MW, añadidos según las necesidades de demanda hasta 2052 como se presenta en la Figura 99. De esta manera, se mantienen las mismas expansiones hasta 2042, año a partir del cual se acrecientan las necesidades y se añaden proyectos anuales de 1.300 MW en promedio.

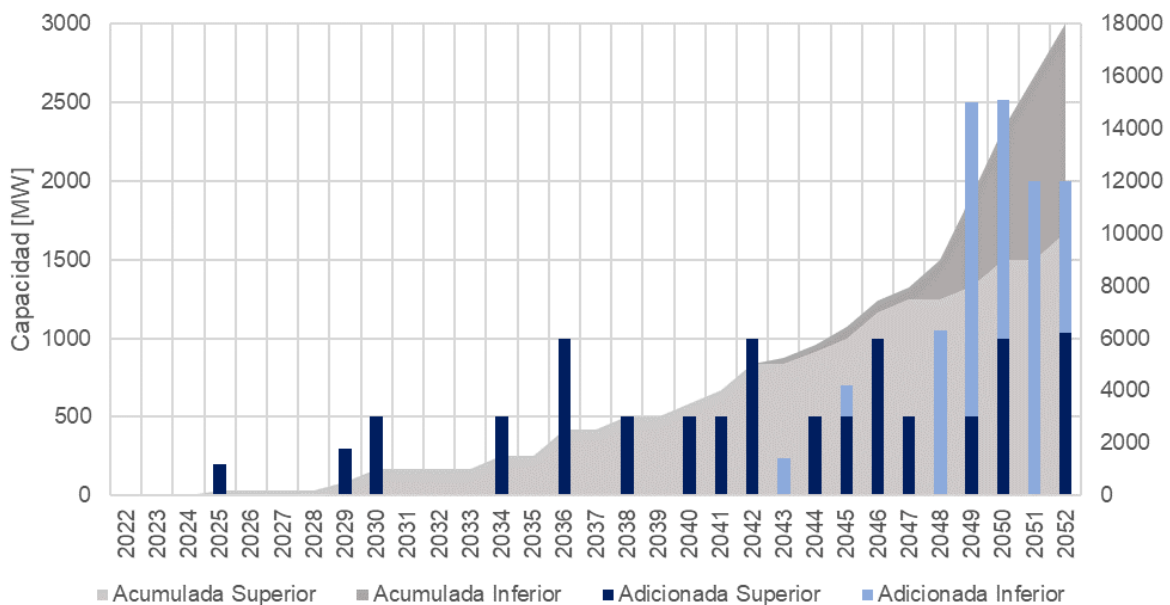


Figura 99 Capacidad adicionada y acumulada para proyectos eólicos costa afuera en los límites del escenario de Transición Energética

Finalmente, para la generación de energía eléctrica se mantiene desde Innovación un 28% de participación hidrotérmica y en ambos límites de este escenario se conserva un 16% de generación solar y aproximadamente un 50% eólica (Figura 100). Es decir, las proporciones

son muy similares a las del anterior escenario revisado, pero con aumentos en los valores de generación para la energía eléctrica necesaria y en la capacidad para mantener el rango de holgura de la potencia instalada con respecto a la demanda máxima.

En 2052 aún se presenta generación de electricidad a partir de las centrales térmicas, estas contarán con tecnologías CCUS y se mantendrá su capacidad instalada para incrementar la seguridad del suministro. En cuanto a otras tecnologías, dentro de los análisis hechos aún no se presenta una contribución significativa de energía por parte de las centrales nucleares SMR y una participación nula de energía mareomotriz. Lo anterior se debe al nivel de madurez actual de estas tecnologías en el contexto nacional, sin embargo, se espera que eventualmente, con su desarrollo se puedan implementar dentro de la matriz eléctrica para brindar una mayor confiabilidad al sistema.

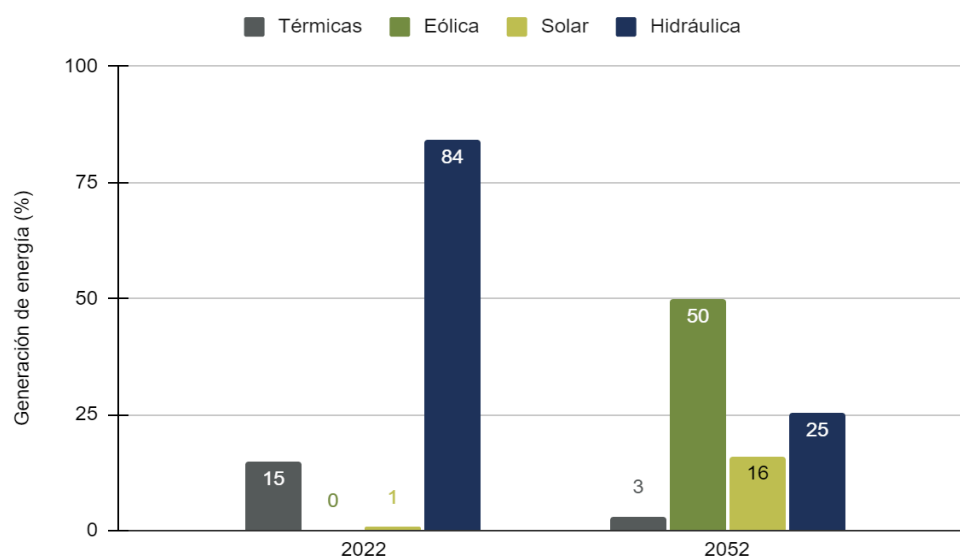


Figura 100 Contribución promedio por tecnología en la generación de energía eléctrica en el escenario de Transición Energética

Consumo final

Bajo los supuestos del escenario en el período 2022-2052, se tiene como resultado que el crecimiento promedio año será del 1% (i.e. 1499 a 1450 PJ promedio año) donde la electricidad incrementa su participación entre 35% y 45%, con respecto a 2022. Además, se esperan crecimientos promedio año del 1% a -0,5% en gas natural (i.e. 236 a 195 PJ promedio año), 0,6% en biomasa (i.e. 142 a 140 PJ promedio año), 4,9% a 5,5% para electricidad (i.e. 457 a 519 PJ promedio año), -6,5% en carbón mineral (i.e. 11 PJ promedio año) y -1,6% a -2,6% para petróleo y derivados (i.e. 640 a 564 PJ promedio año).

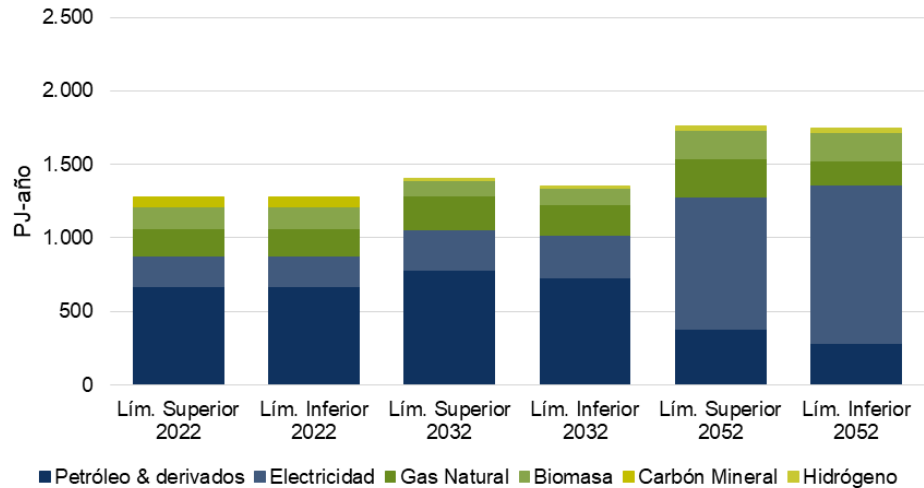


Figura 101 Consumo final - Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación para el escenario, se estima que a 2052 las emisiones asociadas en conjunto a carbón mineral y los derivados del petróleo y gas natural disminuyen su participación en 17 y 14 puntos porcentuales a razón del gas natural, con respecto a 2021. De otra parte, para el período comprendido entre 2022 a 2052, las emisiones tendrán un crecimiento promedio año entre el -1,3% y -2,4% (i.e. 61 a 53 Mt CO₂eq promedio año). Los crecimientos promedio año de los energéticos en el período de análisis serán: 1% a -0,4% en gas natural (i.e. 13 a 11 Mt CO₂eq promedio año), -6,5% para carbón mineral (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año) y -1,6% a -2,6% en petróleo y derivados (i.e. 47 a 41 Mt CO₂eq promedio año).

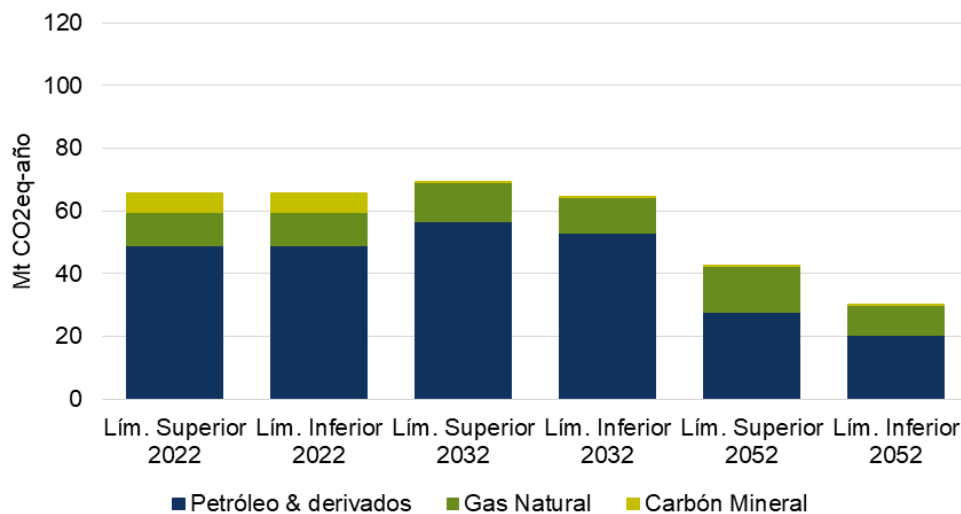


Figura 102 Emisiones de consumo final - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Sector Transporte

Consumo final

Para el sector transporte, los resultados de simulación mostraron que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año se ubicará en 0,6% (i.e. 727 a 682 PJ promedio año). Se observa que a 2052, el petróleo y sus derivados disminuyen su participación entre 55 y 69 puntos porcentuales con respecto a 2022, a razón de la electricidad, el gas natural y el hidrógeno. Se estima que, la penetración del hidrógeno en procesos térmicos alcance entre un 0,15% a 0,27% de participación del total del consumo de energía. Para el período 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de: 76,6% a 81,1% en hidrógeno (i.e. 0,2 a 0,3 PJ promedio año), 25,6% a 27% para electricidad (i.e. 121 a 161 PJ promedio año), 3,2% a 1,4% en el gas natural, y -2,1% a -3,3% para petróleo y derivados (i.e. 572 a 497 PJ promedio año).

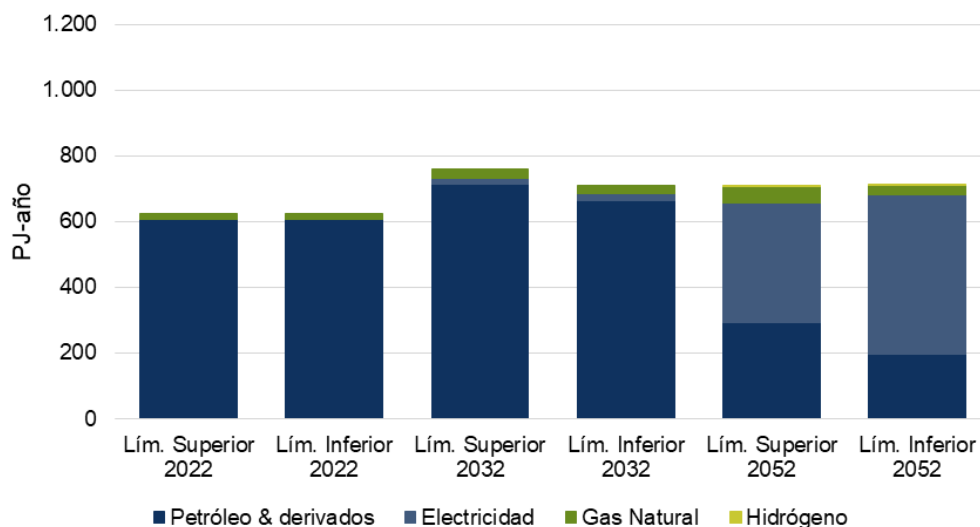


Figura 103 Consumo final Sector Transporte- Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Para 2052, se prevé una disminución de la participación entre 9 y 8 puntos porcentuales en petróleo y derivados a razón del gas natural. Adicionalmente, para el período 2022-2052 el crecimiento promedio año del sector transporte en emisiones de CO₂ se ubicará entre el -1,7% (i.e. 43 Mt CO₂eq promedio año) y el -3,1% (i.e. 37 Mt CO₂eq promedio año) y en cuanto a los energéticos serán del: 3,2% a 1,4% en gas natural (i.e. 2 a 1 Mt CO₂eq promedio año), y -2,1% a -3,3% para derivados del petróleo (i.e. 41 a 36 Mt CO₂eq promedio año).

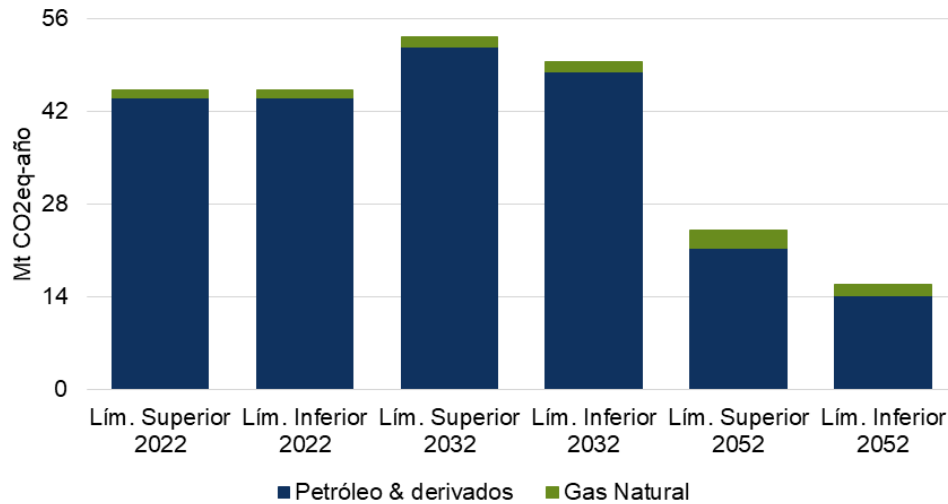


Figura 104 Emisiones de consumo final Sector Transporte - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Sector Industria

Consumo final

Para el sector industrial, los resultados de simulación mostraron que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año será del 1,9% (i.e. 370 a 371 PJ promedio año). Se observa que a 2052, el carbón disminuye su participación en 24 puntos porcentuales con respecto a 2022, a razón de la electricidad. Asimismo, se presenta la penetración del hidrógeno en procesos térmicos alcanzado entre un 5% a 7% de participación del total del consumo de energía. Para el período 2022-2052, se espera un crecimiento promedio año de: 4,4% a 2,8% en hidrógeno (i.e. 14 a 21 PJ promedio año), 2,6% en biomasa (i.e. 103 PJ promedio año), 4,3% a 4,7% para electricidad (i.e. 130 a 139 PJ promedio año), 1,1% a 0,1% para gas natural (i.e. 107 a 92 PJ promedio año), -1,2% en petróleo y derivados (i.e. 5 PJ promedio año) y -6,5% para carbón (i.e. 11 PJ promedio año).

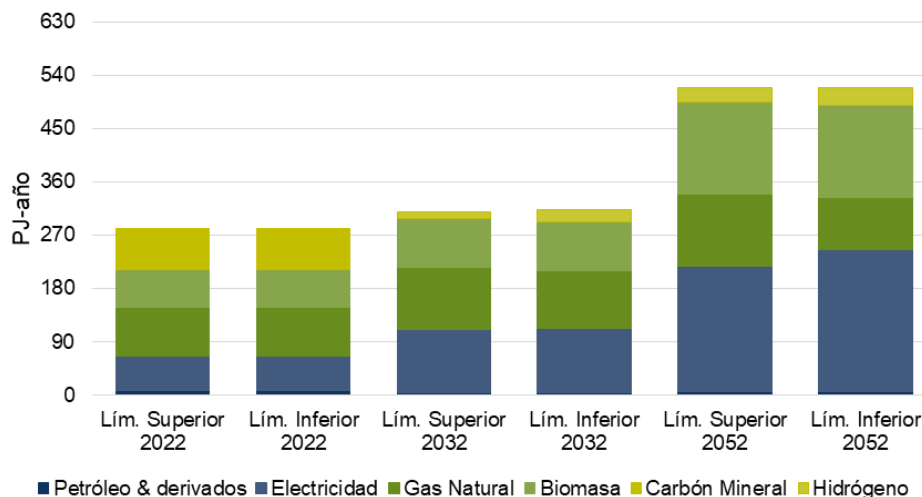


Figura 105 Consumo final Sector Industria- Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Al comparar 2052 con 2022, se prevé una disminución de la participación en 52 puntos porcentuales para el carbón mineral a razón del gas natural. Adicionalmente, para el período 2022-2052 el crecimiento promedio año del sector industrial en emisiones de CO₂ se ubicará entre el -1,4% (i.e. 8 Mt CO₂eq promedio año) y el -2,3% (i.e. 7 Mt CO₂eq promedio año) y en cuanto a los energéticos serán del: 1,1% a 0,1% en gas natural (i.e. 6 a 5 Mt CO₂eq promedio año), -6,5% en carbón mineral (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año), y -0,9% para derivados del petróleo (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año).

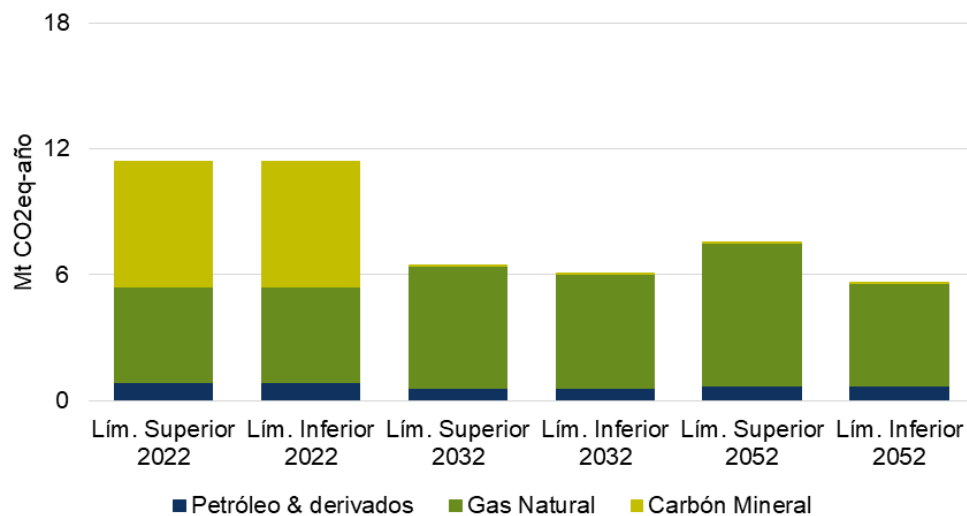


Figura 106 Emisiones de consumo final Sector Industria - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Sector Residencial

Consumo final

En cuanto al sector residencial, se encontró que para el año 2052 en el escenario transición energética que, la leña disminuirá su participación con respecto a 2022 entre 28 y 30 puntos porcentuales y el gas natural también disminuye su participación entre 5 y 17 puntos porcentuales a razón de la electricidad. En 2032, se espera una participación de 40% a 37% en gas natural (i.e. 71 a 64 PJ), 42% a 45% para electricidad (i.e. 74 a 79 PJ), 13% para GLP (i.e. 22 a 23 PJ), y 5% en leña (i.e. 9 a 8 PJ). De otra parte, el crecimiento esperado promedio anual entre 2022 a 2052 sería de: -0,5% a -3,0% para en natural (i.e. 67 a 53 PJ promedio año), 2,7% a 3,1% para electricidad (i.e. 103 a 115 PJ promedio año), -1,4% a -1,3% en GLP (i.e. 20 PJ promedio año), y -8,5% a -14,7% en leña (i.e. 17 a 15 PJ promedio año). Se calcula que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector residencial se ubique entre el 0% y el -0,1% (i.e. 207 a 203 PJ promedio año).

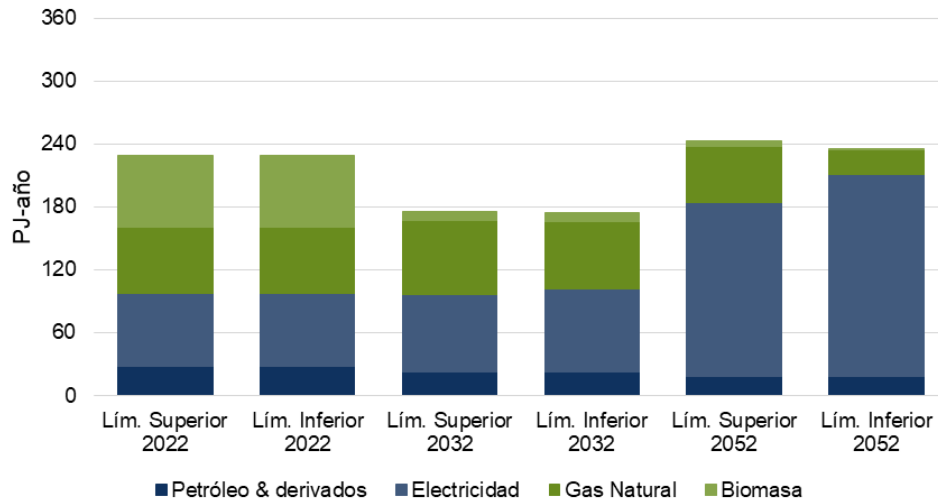


Figura 107 Consumo final Sector Residencial- Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

Para el escenario de transición energética, la mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector son del gas natural que van desde un 52% al 83%, debido en gran medida a la penetración en las áreas urbanas y rurales. En 2032, se estima que los derivados del petróleo (GLP) tengan un decrecimiento entre el 11,7% y el 11,6% (i.e. 2 Mt CO₂eq), y para el gas natural un crecimiento entre el 1,6% y el -0,4% (i.e. 4 Mt CO₂eq). Entre 2022-2052, el crecimiento promedio anual del gas natural se ubicará entre -0,5% a -3,0% (i.e. 4 a 3 Mt CO₂eq promedio año), y para el GLP entre -1,4% a -1,3% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año). Se proyecta que el período de análisis, el crecimiento promedio año del sector residencial en emisiones de CO₂ se encuentre en un espectro que puede ir desde el -0,9% al -2,4% (i.e. 5 a 4 Mt CO₂eq promedio año).

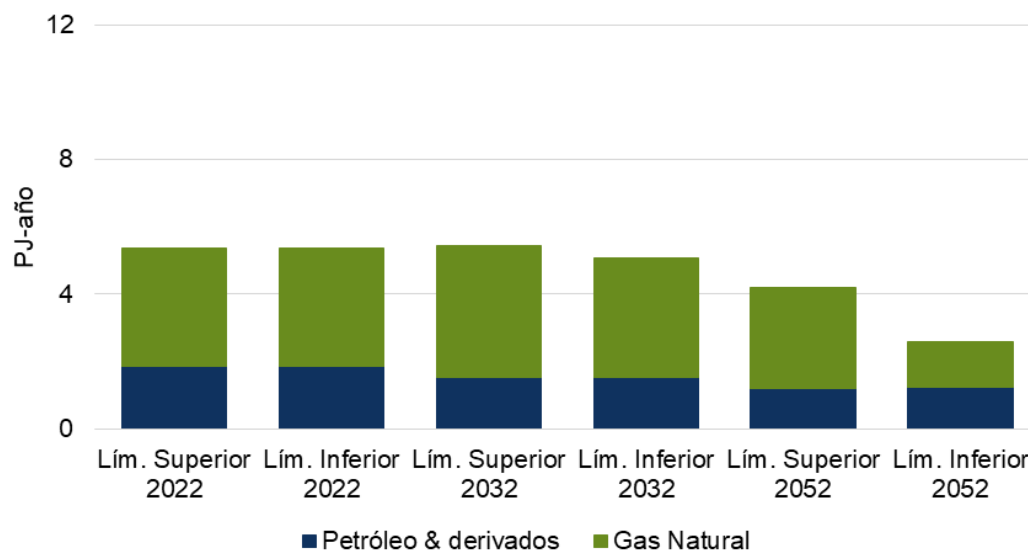


Figura 108 Emisiones de consumo final Sector Residencial - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Sector Terciario

Consumo final

Para el sector terciario, los resultados obtenidos permiten estimar que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año se ubiquen entre el rango del 1,6% al 1,4% (i.e. 84 a 81 PJ promedio año). Se proyecta que a 2052 la electricidad aumente su participación entre 17 a 23 puntos porcentuales a razón del gas natural y del GLP, con respecto a 2022. Para el período 2022 - 2052, se espera un rango del crecimiento promedio año entre -1,1% a -3,9 para gas natural (i.e. 13 a 9 PJ promedio año), 2,2% en electricidad (i.e. 70 PJ promedio año), y -3,0% a -5,8% para petróleo y derivados (i.e. 2 a 1 PJ promedio año).

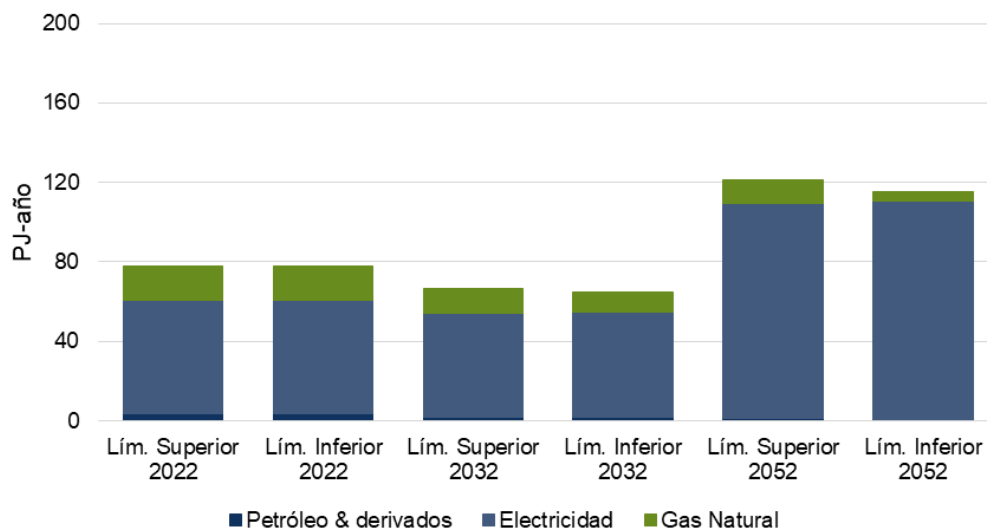


Figura 109 Consumo final Sector Terciario- Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

En cuanto a las emisiones del sector, para 2052 se estima un aumento de la participación en 8 puntos porcentuales para el gas natural en detrimento del GLP. Se prevé que para el período 2022-2052, el espectro de crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ se ubique entre el -1,4% al -4,2% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año). Además, para este período el rango de crecimiento de las emisiones según los energéticos será de: -1,1% a -3,9% para gas natural (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año) y -3,0% a -5,8% en GLP (i.e. valores casi nulos).

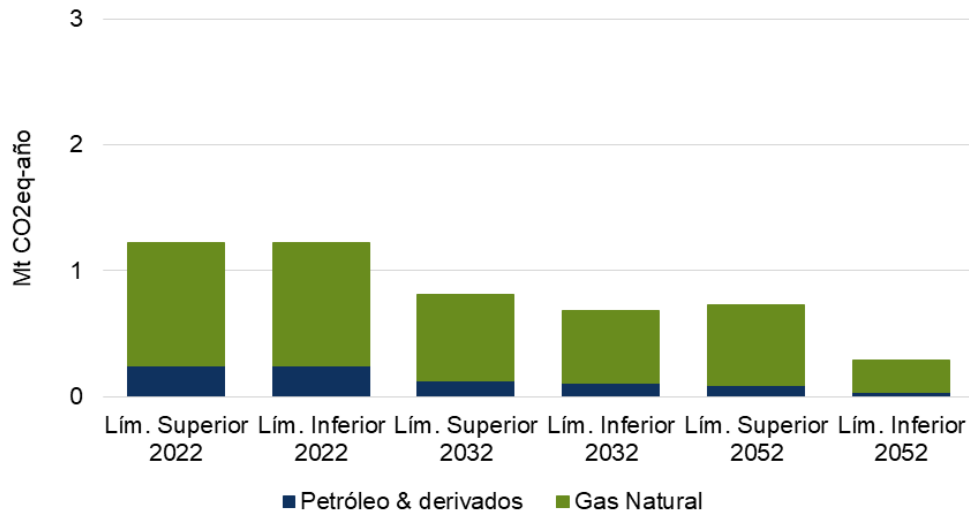


Figura 110 Emisiones de consumo final Sector Terciario - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Sector Agropecuario, construcción y minería (ACM)

Consumo final

Para el sector ACM, se obtuvo como resultados de las simulaciones que a 2052 el crecimiento promedio año es de 3,0% (i.e. 112 a 111 PJ promedio año). Con respecto a la participación de los energéticos, estos se mantienen en niveles similares a los reportados en 2021.

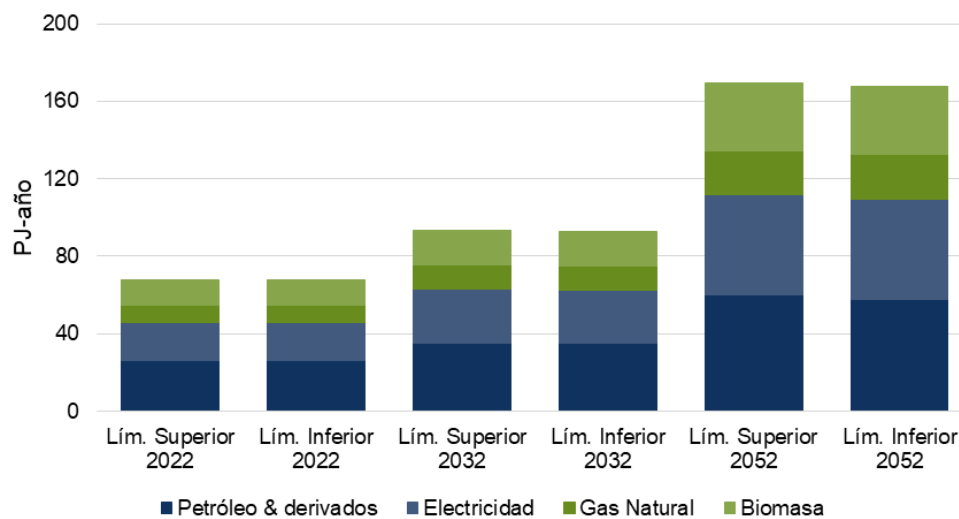


Figura 111 Consumo final Sector ACM- Transición energética (PJ-año)

Emisiones de consumo final

La mayoría de las contribuciones en la participación de emisiones de CO₂ del sector, están asociadas a los derivados del petróleo estarían entre un 77% a 80% en promedio, el resto de estas emisiones están asociadas al gas natural. En 2032, se estima que los derivados del

petróleo tengan un crecimiento entre el 2,7% y el 2,6% (i.e. 3 Mt CO₂eq), y para el gas natural del 3,2% (i.e. 1 Mt CO₂eq), respectivamente. Entre 2022- 2052, el crecimiento promedio anual del gas natural será del 3,2% (i.e. 1 Mt CO₂eq promedio año), y para los derivados del petróleo se ubicará entre 2,7% y 2,6% (i.e. 3 Mt CO₂eq promedio año). Se proyecta que para el período 2022-2052, el crecimiento promedio año del sector en emisiones de CO₂ sea del 2,8% al 2,7% (i.e. 4 Mt CO₂eq promedio año).

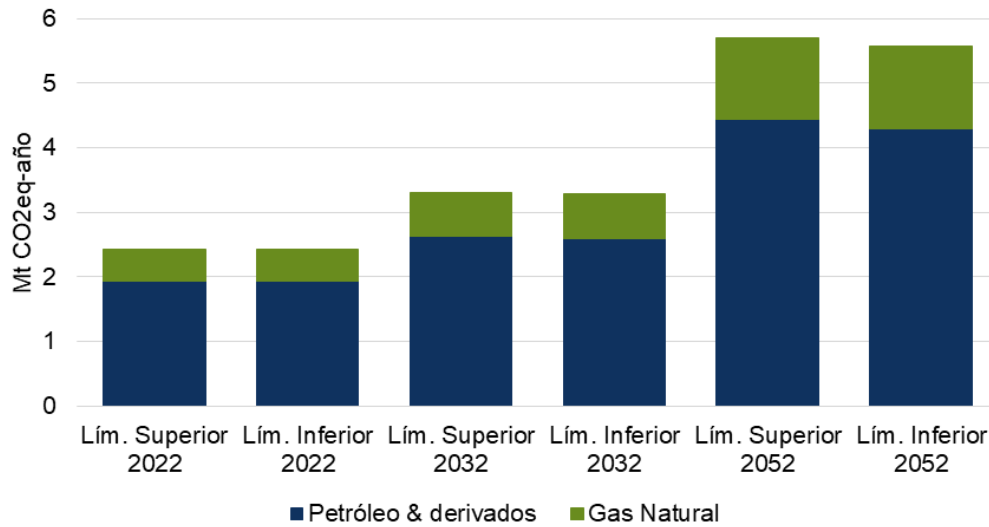


Figura 112 Emisiones de consumo final Sector ACM - Transición energética (Mt CO₂eq-año)

Anexo 13. Análisis Combinatorio de la Oferta de Hidrocarburos

En esta sección se presenta una prospectiva futura de las reservas y recursos de petróleo crudo y gas natural. Esto con miras a su balance y determinación de las posibilidades de exportación y necesidades de importación. Consiguientemente, se estiman las necesidades de inversión para alcanzar los volúmenes de hidrocarburos incluidos en los escenarios asumidos.

Prospectiva de Recursos y Reservas de Hidrocarburos

Clasificación

Las reservas y recursos son volúmenes de hidrocarburos con potencial de ser extraídos y comercializados en el futuro. Son clasificados según el nivel de certidumbre asociado a su posible explotación, lo que depende del grado de conocimiento del yacimiento, del contexto económico de la actividad ¹⁷, entre otras variables.

Reservas

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos en yacimientos ya descubiertos y suficientemente conocidos técnicamente. Se proyecta que tales volúmenes son comercialmente recuperables bajo condiciones definidas y siguiendo una tasa de producción prevista. En este documento se estiman estas reservas para Colombia, a partir de información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a 31 de diciembre de 2022, en 3.6 GB ¹⁸ de petróleo crudo y 4.6 TPC ¹⁹ de gas natural.

Recursos Contingentes

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos a ser potencialmente recuperables desde yacimientos descubiertos y técnicamente conocidos mediante proyectos de desarrollo que actualmente no son considerados comerciales debido a diversas contingencias. Dentro de estas contingencias se incluyen la falta de mercados viables, limitaciones tecnológicas a superar, falta de licencias de explotación o que el volumen a explotar es insuficiente para asegurar su comercialidad, entre otras. En este documento se estiman estos recursos para Colombia, a partir de información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a 31 de diciembre de 2022, en 2.4 GB de petróleo crudo y 2.9 TPC de gas natural.

Recursos Prospectivos

¹⁷ Una mayor descripción de la clasificación de la clasificación de recursos y reservas está disponible en: https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf

¹⁸ GB: Giga barriles o miles de millones de barriles.

¹⁹ TPC: Tera pies cúbicos o billones de pies cúbicos.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos potencialmente explotables desde yacimientos aún no descubiertos o descubrimientos en fase temprana de exploración. A pesar del limitado conocimiento geológico y económico, estos recursos tienen asociada una posibilidad de desarrollo comercial. En este documento se estiman estos recursos para Colombia, a partir de información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a 31 de diciembre de 2022, en 21.5 GB de petróleo crudo y 95.6 TPC. A su vez, estos recursos se clasifican en recursos convencionales y no convencionales. A continuación, la Figura 113 y la Figura 114 presentan la distribución de las reservas y recursos de petróleo y gas natural según las categorías antes expuestas.

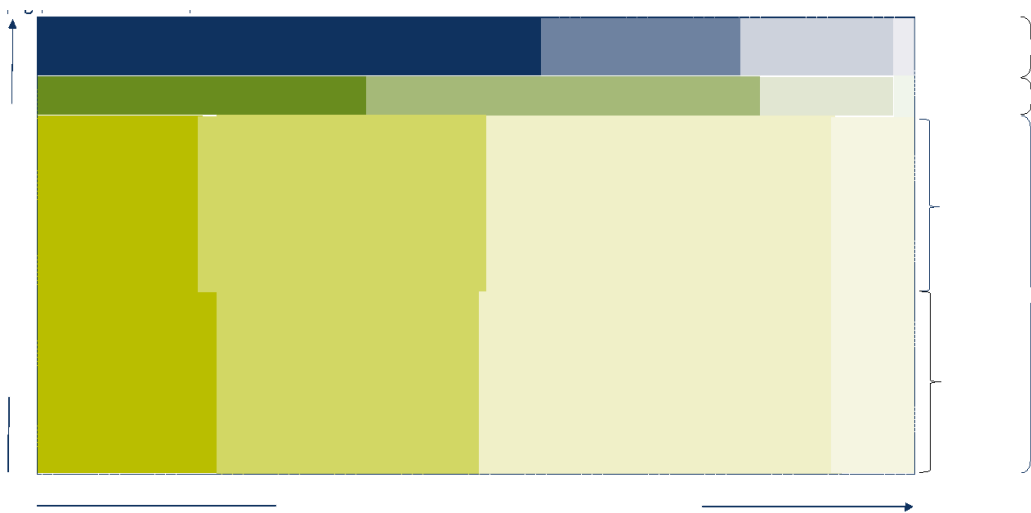


Figura 113: Estimación de reservas y recursos de petróleo según categoría, para 31 diciembre de 2022
Fuente: ANH, cálculos. UPME

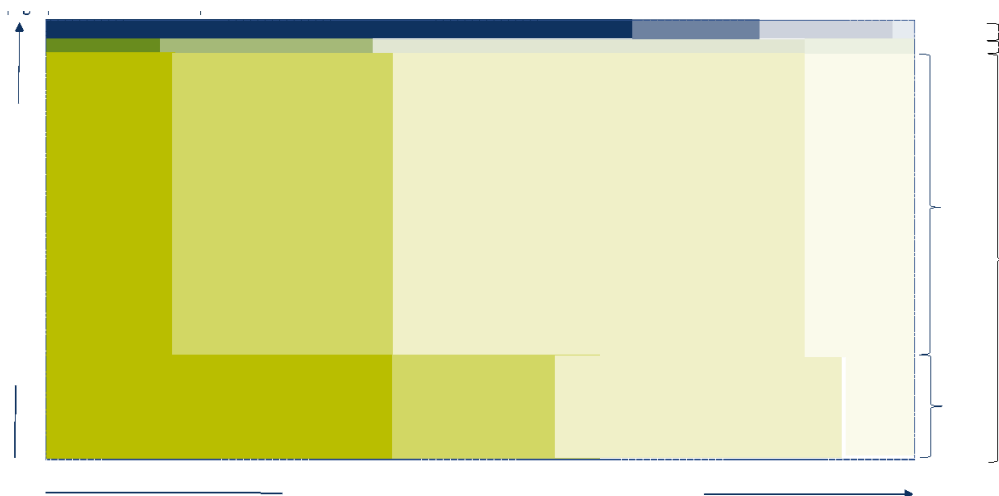


Figura 114: Estimación de reservas y recursos de gas natural según categoría, para 31 diciembre de 2022
Fuente: ANH, cálculos. UPME

Metodología de la prospectiva de oferta

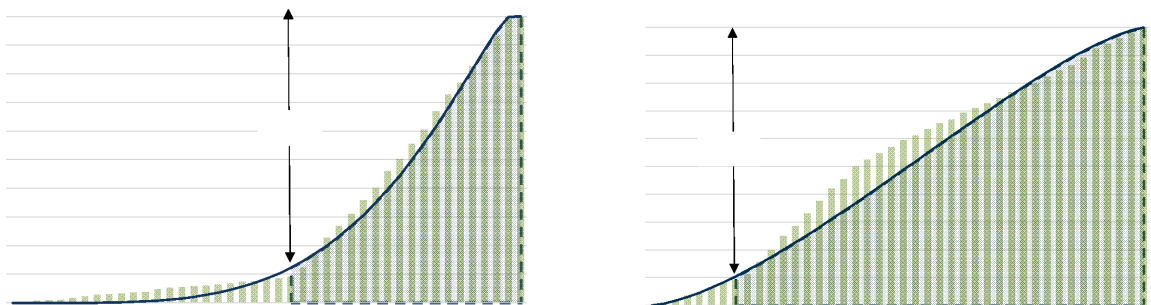
La prospectiva de volumen considera las cuatro clasificaciones antes expuestas: reservas, recursos contingentes, recursos prospectivos convencionales y recursos prospectivos no convencionales. Para cada uno de éstas se ajusta, usando información de la ANH, una distribución Beta con parámetros propios que representa la probabilidad de lograrse su comercialidad. La fecha de entrada de cada uno de estas reservas o recursos se asume un año de entrada esperado, con una distribución Poisson. El volumen considerado de cada reserva o recurso corresponde al volumen asociado a la probabilidad asumida, distribuido a su vez probabilísticamente alrededor de la fecha de entrada proyectada.

Debe tenerse en cuenta que, en el caso de las reservas, el nivel de conocimiento de los yacimientos y construcción de infraestructura hace que éstas ya tengan un grado de desarrollo de comercialidad. En el caso de los Recursos Contingentes, deben superarse sus actuales limitaciones técnicas, sociales y económicas que permitan su comercialidad, lo implicaría años y significativas inversiones. Para los Recursos Prospectivos, aún en fase exploratoria, lograr su comercialidad implicaría aún mayores inversiones y tiempo para desarrollar estos nuevos campos de producción. En consecuencia, el Escenario 1, por ser el de mayor certidumbre, sería el indicado para tomar decisiones prontas de abastecimiento sobre la demanda nacional. Los demás escenarios, en razón a la incertidumbre sobre su efectiva comercialidad, son referencias de largo plazo de posibilidades de oferta para el abastecimiento.

Escenarios de oferta de petróleo

Escenarios de volumen comercializable de petróleo

Aplicando la metodología descrita en el numeral anterior se establecen los volúmenes que se asumen que se producirían en los diferentes escenarios, según su probabilidad. En la Figura 115 se presentan para las diferentes reservas y recursos, el volumen asociado, a manera de ejemplo, a una probabilidad de 90%.



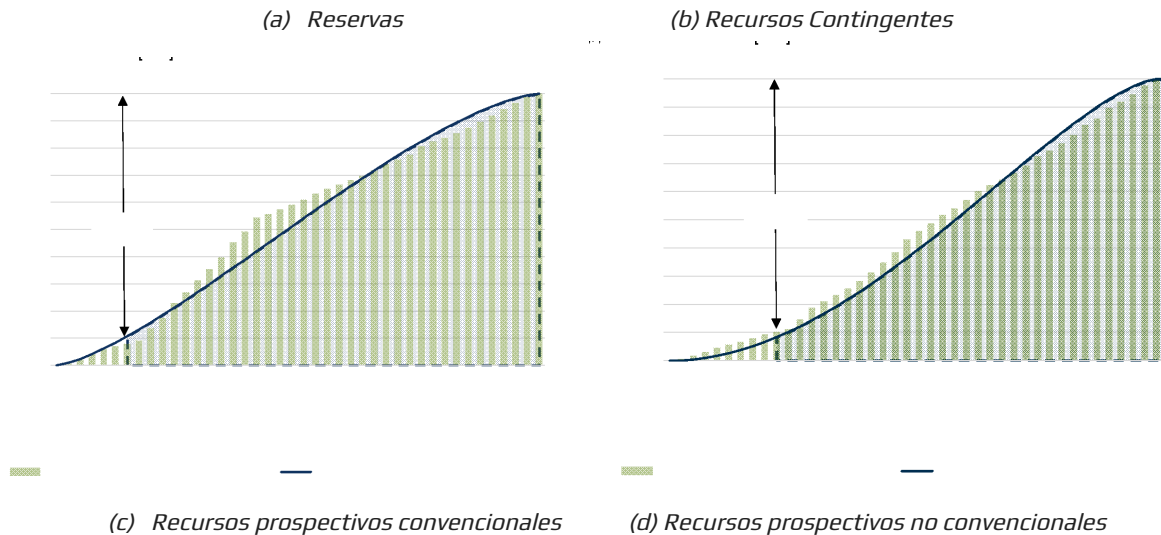


Figura 115: Volumen esperado de comercialización futura de petróleo, según su probabilidad de ocurrencia.

A continuación, la *Tabla 44* presenta para cada uno de los escenarios considerados, las probabilidades asumidas de comercialización de las reservas y recursos de crudo. Por ejemplo, en el caso del escenario 1, se incluyen reservas con una probabilidad de comercialización de 90% (≈ 1642 MB). El escenario 2 incluye las reservas del escenario 1 más recursos contingentes con una probabilidad de producirse de 90% (≈ 398 MB), más recursos prospectivos convencionales con probabilidad de producirse de 90% (≈ 1444 MB). Consecuentemente, la *Tabla 45* expone estos volúmenes futuros que se producirían de cada una de estas reservas y recursos. Teniendo en cuenta el componente aleatorio, estos volúmenes pueden cambiar levemente en cada ocasión que se realizan los cálculos.

Tabla 44: Descripción de los escenarios de oferta de petróleo.

	Reservas	Recursos Contingentes	Recursos Prospectivos Convencionales	Recursos Prospectivos No Convencionales
Escenario 1	90%	0%	0%	0%
Escenario 2	90%	90%	90%	0%
Escenario 3	80%	80%	80%	0%
Escenario 4	70%	70%	70%	0%

Tabla 45: Volumen de los escenarios de oferta de petróleo.

	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	-	5,213
Escenario 4	2,251	902	3,574	-	6,726

Balance oferta – demanda de petróleo

Los volúmenes de crudo considerados antes en los escenarios se producirían en el futuro siguiendo perfiles provistos por la ANH o perfiles característicos definidos en estudios de la UPME ²⁰, obteniéndose las curvas de oferta que se exponen en la Figura 116. Del lado de la demanda, en la misma figura, se tiene la carga de crudo a las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, asumiendo que se mantendría su operación a lo largo del horizonte de proyección. Para efectos de este balance no se tienen en cuenta condiciones de calidad sobre el crudo que abastece las refinerías nacionales.

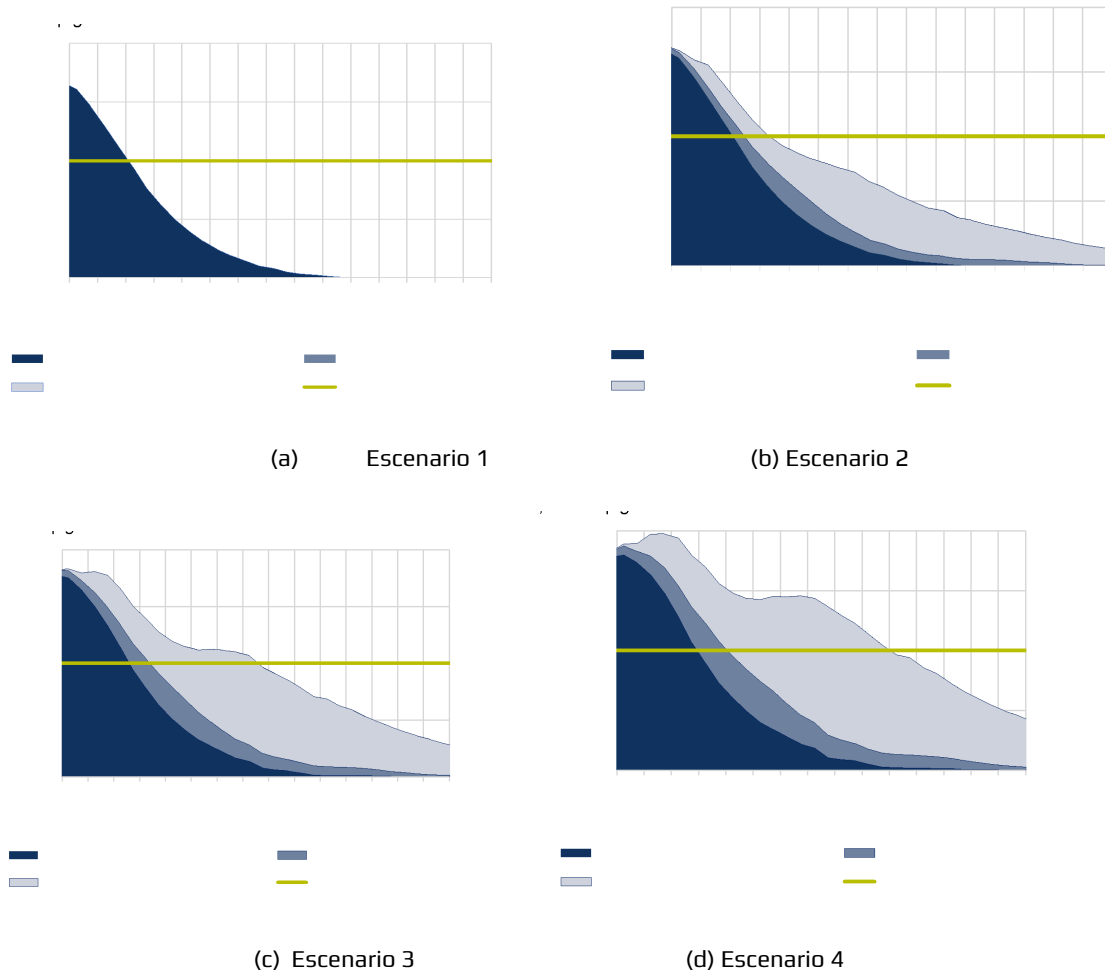


Figura 116: Escenarios de Balance oferta – demanda de petróleo

²⁰ Ver estudio: *Determinar los Escenarios de Incorporación de Reservas de Petróleo y Gas con un Horizonte de 25 Años, que Incluyan Recursos Convencionales y No Convencionales, se Estimen las Inversiones y los Principales Hitos Asociados a Cada Escenario, a Partir de la Actualización de las Variables de Entorno Nacional e Internacional, que Impactan el Desarrollo de la Actividad Exploratoria de Hidrocarburos en Colombia.* UPME y Unión Temporal Prospección. 2020.

Potenciales de exportación e importación de petróleo

A continuación, se presenta un análisis en términos de volúmenes requeridos para suplir las necesidades del país y su impacto en términos monetarios. La Figura 117, presenta los valores estimados de exportación e importación de crudo relativos al balance antes descrito²¹.

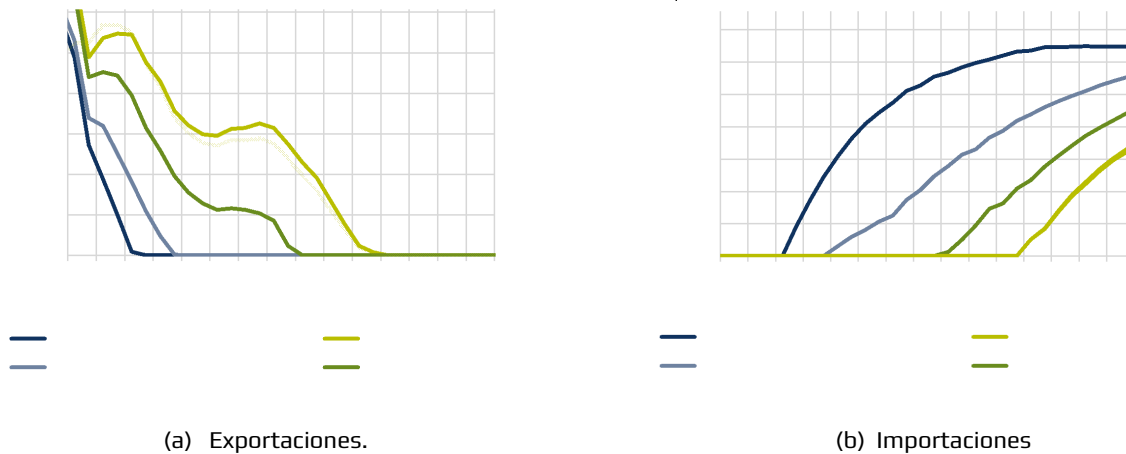


Figura 117: Valores proyectados de exportación e importación de crudo

El escenario 1, alcanza su menor valor de exportación aproximadamente en el año 2027 y a partir de ese momento inicia su curva de importación, donde se puede observar que durante los primeros años alcanza valores de alrededor de los 100 kBD por un valor de aproximadamente los 2.000 MUSD/año (dic 2021) y alcanzando su mayor valor en el año 2047 con valores alrededor de los 400 kBD por valores que rondan entre los 12.000 y 14.000 MUSD/año (dic 2021) de acuerdo con el horizonte de análisis.

Para el escenario 2, su menor valor de exportación se alcanza a comienzos de la siguiente década, sin embargo, solo hasta aproximadamente el año 2035, es decir aproximadamente 3 y 4 años después de iniciar su curva de importación, los requerimientos se equiparan a los iniciales en el escenario 1 y alcanzan valores inferiores a los 400 kBD pero superiores a los 300 kBD entre los años 2049 y 2051 por un valor entre 10.000 y 12.000 MUSD/año (dic 2021), aproximadamente 2.000 MUSD/año (dic 2021) menos en comparación con el escenario 1. Los escenarios 3 y 4 alcanzarán sus menores valores de exportación aproximadamente en el año 2038 y 2043 respectivamente, alcanzo valores de importación alrededor de los 300 y 200 kBD al final del periodo de análisis con valores que rondan entre los 8.000 y 10.000 MUSD/año (dic 2021) para el escenario 3 y los 6.000 y 8.000 MUSD/año (dic 2021).

²¹ Para estimar el valor de las exportaciones e importaciones se asumió la proyección de precios de crudo de EIA del año 2022 disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2022&ases=ref2022&sourcekey=0>

Escenarios de oferta de gas natural

Escenarios de volumen comercializable de gas natural

Aplicando la misma metodología descrita para petróleo crudo, se establecen los volúmenes que se asumen que se producirían en los diferentes escenarios, según su probabilidad. La Figura 118 presenta para las diferentes reservas y recursos, como ejemplo, el volumen asociado a una probabilidad de 90%.

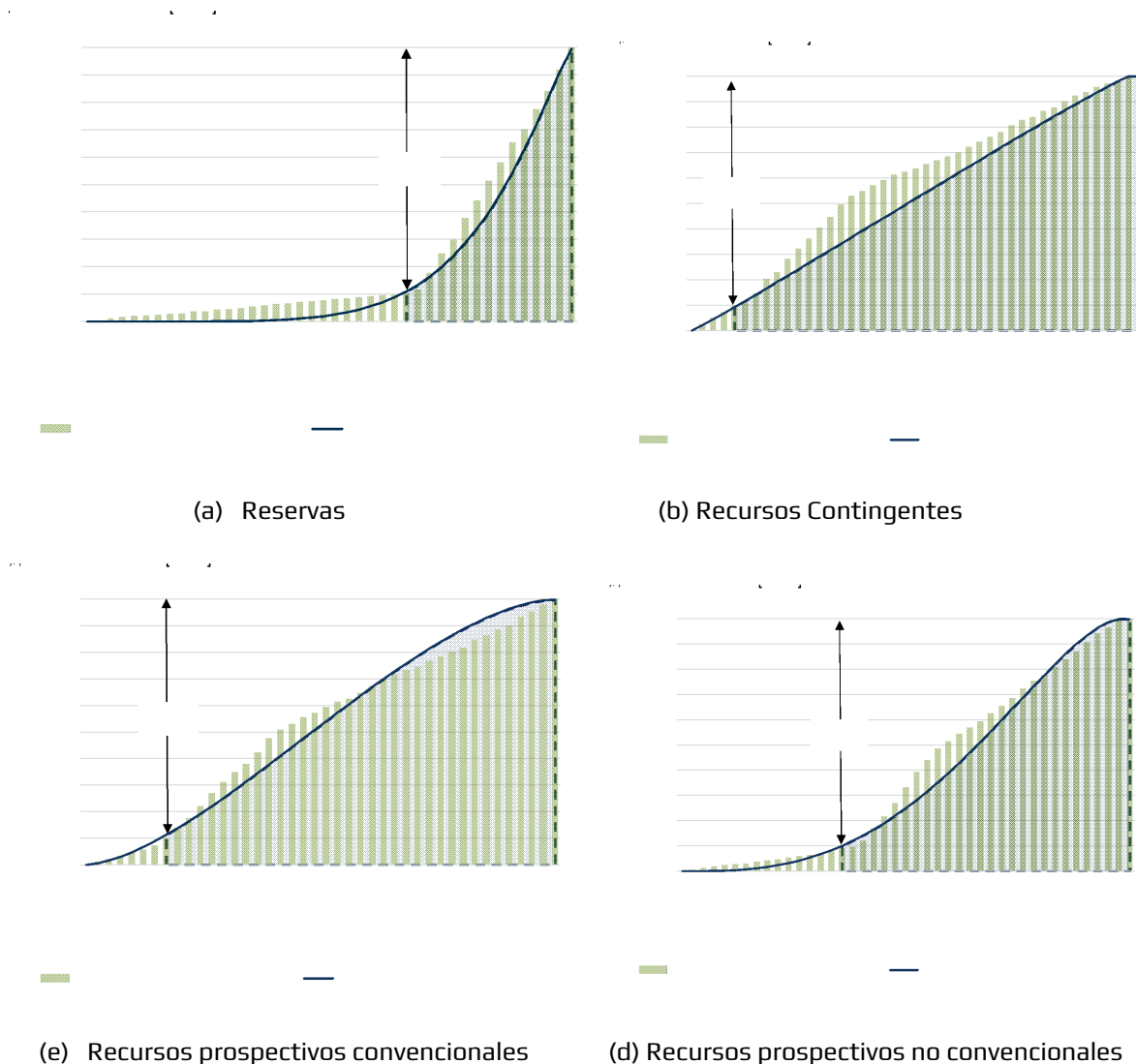


Figura 118: Volumen esperado de comercialidad futura de gas natural, según su probabilidad de ocurrencia.

A continuación, la Tabla 46 presenta para cada uno de los escenarios considerados, las probabilidades asumidas de comercialización de las reservas y recursos de crudo. Por ejemplo, en el caso del escenario 1, se incluyen reservas con una probabilidad de comercialidad de 90% (≈ 2574 GPC). El escenario 2 incluye las reservas del escenario 1 más Recursos Contingentes

con una probabilidad de producirse de 90% (≈ 301 GPC), más Recursos Prospectivos Convencionales con probabilidad de producirse de 90% ubicados en las cuencas costa afuera de Sinú y Guajira (≈ 3406 GPC).

Consecuentemente, la Tabla 47 expone estos volúmenes futuros que se producirían de cada una de estas reservas y recursos. Teniendo en cuenta el componente aleatorio, estos volúmenes pueden cambiar ligeramente en cada ocasión que se realizan los cálculos.

Tabla 46: Descripción los escenarios de oferta de gas natural.

	Reservas	Recursos Contingentes	Recursos Prospectivos Convencionales	Recursos Prospectivos No Convencionales
Escenario 1	90%			
Escenario 2	90%	90%	90%, Guajira y Sinú Costa Afuera	
Escenario 3	80%	80%	80%, Guajira y Sinú Costa Afuera	
Escenario 4	90%	90%	90%	

Tabla 47: Volumen de los escenarios de oferta de gas natural.

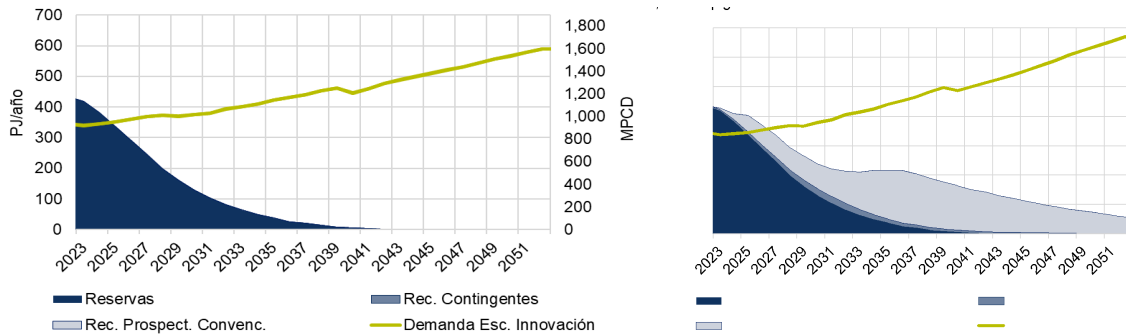
	Reservas	Recursos Contingentes	Recursos Prospectivos Convencionales	Recursos Prospectivos No Convencionales	Total
Escenario 1	2,574	-	-	-	2,574
Escenario 2	2,574	301	3,406	-	6,281
Escenario 3	2,952	595	5,628	-	9,176
Escenario 4	2,574	301	11,481	-	14,356

Balances oferta – demanda de gas natural

Los volúmenes de gas natural considerados antes en los escenarios se producirían en el futuro siguiendo perfiles provistos por la ANH o perfiles característicos definidos en estudios de la UPME, obteniéndose las curvas de oferta que se exponen en la Figura 119. Del lado de la demanda se tiene la proyección en los diferentes escenarios de (i)- Políticas Actuales, (ii)- Modernización, (iii)- Inflexión e (iv)- Innovación, expuestos en la misma figura.

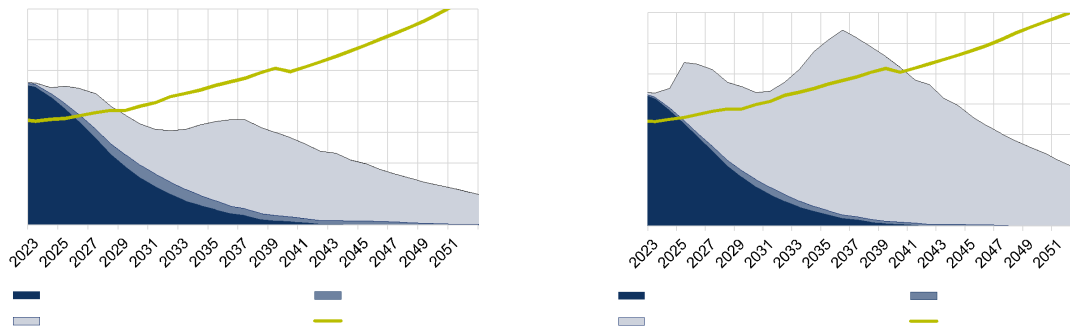
Al igual que en el caso del petróleo, el desempeño institucional y su consecuente éxito exploratorio decidirá la capacidad exportadora del país o, al menos, la autosuficiencia del país en gas natural en las próximas décadas. Para el escenario 1 de oferta y escenario Innovador de demanda, de mayor certidumbre, se tiene que a mediados de la presente década se iniciaría una creciente importación de manera que en los pocos años se perdería

completamente la autosuficiencia de gas natural. En los demás escenarios se prolongaría, en diferente medida, la autosuficiencia. Frente a esta situación, el país ya cuenta con capacidad de importación (infraestructura de regasificación) en la Costa Caribe por 147 PJ/año (400 MPCD) y se proyecta un segundo punto de importación en la Costa Pacífica de igual capacidad.



(a) Esc. 1 de oferta y Esc. Innovador de demanda

(b) Esc. 2 de oferta y Esc. Inflexión de demanda



(c) Esc. 3 de oferta y Esc. Modernización de Demanda

(d) Esc. 4 de oferta y Esc. Polít. Actual. de demanda.

Figura 119: Balances oferta – demanda de gas natural

Potenciales de exportación e importación de gas natural

Con el objetivo de identificar la oferta necesaria para cubrir la demanda, según los escenarios prospectivos propuestos: (i)- Políticas Actuales, (ii)- Modernización, (iii)- Inflexión y (iv)- Innovador. En la Figura 120, se presentan, para cada uno de los escenarios de oferta-demanda, los valores de excedentes e importación de gas natural, relativos a los balances antes expuestos²².

²² Para estimar el valor de las exportaciones e importaciones se asumió la proyección de precios de gas natural de EIA del año 2022 disponible en:

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2022&cases=ref2022&sourcekey=0>

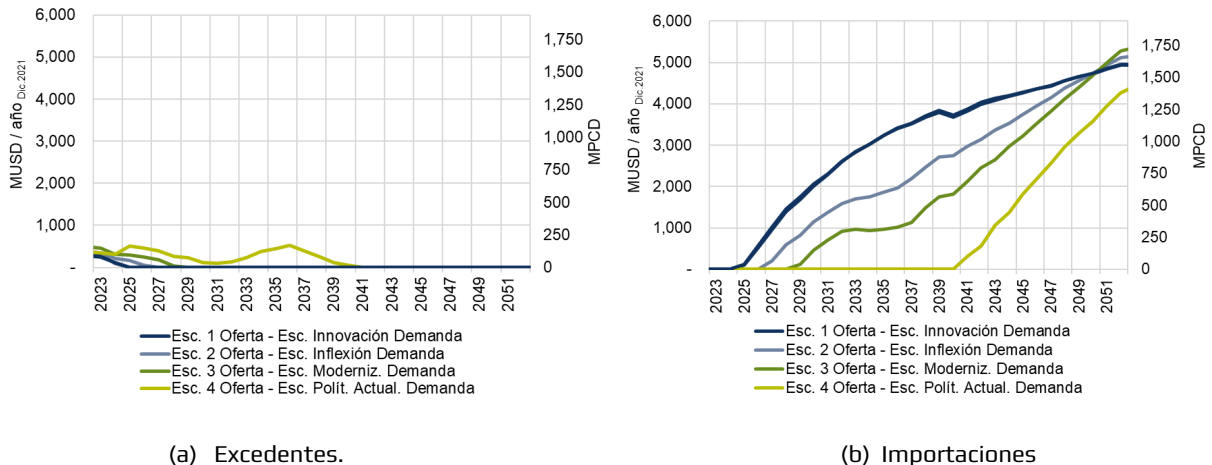


Figura 120: Valores proyectados de exportación e importación de gas natural

El escenario Innovador propuesto en el PEN, propone cambios de gran magnitud en la forma en la que se produce y consume energía, en este escenario Colombia reduce de forma gradual su producción interna de petróleo y gas, enfocándose únicamente en los volúmenes de reservas y recursos contingentes de menor riesgo, lo anterior, en línea con los resultados vistos en el escenario 1 de oferta de gas natural, de acuerdo con lo anterior, en la Figura 120 se evidencia la curva de importaciones que más o menos para el año 2027, se requiere de aproximadamente 250 MPCD con un valor aproximado de 1.000 MUSD/ año (dic. 2021), hasta alcanzar su mayor valor a finales del periodo de análisis requiriendo entre 1.500 y 1.750 MPCD con un valor de 5.000 MUSD/ año (dic. 2021).

Los escenarios de Inflexión y Modernización propuestos en el PEN asumen que Colombia continúa siendo un país exportador de energía, aprovechando sus recursos de petróleo y gas natural. No obstante, de acuerdo con los escenarios 2 y 3, Colombia iniciaría con la importación aproximadamente en el año 2027 para el escenario 2 y 2029 para el escenario 3, alcanzando volúmenes al final del periodo de análisis cercanos a los 1.750 MPCD por un valor mayor a los 5.000 MUSD/ año (dic. 2021).

Finalmente, es importante tener en cuenta que, si bien los escenarios prospectivos propuesto son uno más estricto que el otro frente a la demanda de hidrocarburos, migrando a otro tipo de tecnologías que permitan diversificar y alcanzar las metas de descarbonización, lo cierto es que contrario a esto, las proyecciones de oferta tanto para petróleo como para gas natural, buscan consolidar la efectiva comercialidad del potencial que se tiene en los recursos contingentes, así como, los prospectivos.

Estimación de las inversiones asociadas

De los resultados obtenidos en los escenarios de oferta energética de los hidrocarburos, se concluye de manera general la necesidad de incrementar el potencial de reservas a la oferta nacional. Para esto, además del marco institucional y gestión adecuadas, se requieren

significativos valores de inversión exploratoria para alcanzar el éxito necesario para lograr los niveles de reservas y producción contemplados en los escenarios de oferta de petróleo y gas natural propuestos. La

Figura 121 presenta las estimaciones de un valor esperado de inversiones anuales durante las próximas dos décadas para cada escenario (petróleo y gas natural) y su rango, considerando la incertidumbre propia en las actividades exploratorias de hidrocarburos.

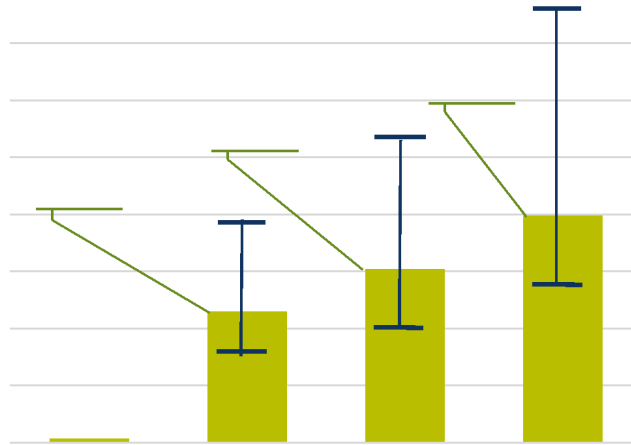


Figura 121: Valores proyectados de inversiones necesarias para lograr los volúmenes de hidrocarburos

De la figura, se puede observar que el escenario que requiere de mayores inversiones es el 4, con inversiones de 8.000 MUSD/año (dic. 2022) para alcanzar 6.507 Mboe, seguido por el 3 con una inversión aproximada de 6.000 MUSD/año (dic. 2022) y finalmente, el 2 con una inversión mayor a los 4.000 MUSD/año (dic. 2022).

Anexo 14. MINERALES NECESARIOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SUS POSIBILIDADES DE INDUSTRIALIZACIÓN EN COLOMBIA

El cambio climático nos dirige a un proceso de transición energética sustentada en un mayor uso de energías renovables para reducir los gases efecto invernadero (GEI), que hará necesario mayores insumos y materias primas provenientes de la minería. El Banco Mundial argumenta que la demanda de minerales como cobre, cobalto, litio y tierras raras crecerá a un ritmo sin precedentes, debido a su papel estratégico en la producción de turbinas eólicas, paneles solares, vehículos eléctricos y almacenamiento de energía. Específicamente *“minerales como el litio y el cobalto, podrían experimentar un aumento de casi un 500% de aquí a 2050, para satisfacer la creciente demanda de tecnologías de energía limpia”*.

Actualmente el país cuenta con un listado de minerales estratégicos establecido por la Agencia Nacional de Minería a través de la Resolución 1006 del 30 de noviembre de 2023. Para Colombia,

“un mineral estratégico es aquel que puede garantizar soberanía en el abastecimiento de la demanda interna actual o futura, asociada a los desarrollos industriales requeridos para soportar una transición energética gradual hacia fuentes de generación de energías limpias no convencionales y para el desarrollo de la infraestructura requerida para garantizar la industrialización de la economía y un sector minero productivo, competitivo y con la implementación de buenas prácticas técnicas, sociales y ambientales; de igual forma, lo son aquellos minerales necesarios para brindar seguridad alimentaria a los habitantes del territorio nacional, mayor disponibilidad y acceso mediante precios razonables, permitiendo reducciones en los costos de los fertilizantes y abonos agrícolas, y con ello el abaratamiento de los alimentos. Finalmente, resultan estratégicos los minerales priorizados para promover esquemas asociativos entre mineros tradicionales, ancestrales o en proceso de formalización, que permitan un aprovechamiento racional de los recursos minerales de propiedad del Estado y contribuyan a su formalización colectiva”.

A nivel internacional se considera el término de “minerales críticos” debido a que surge bajo el concepto de determinar no sólo el potencial geológico minero, sino su nivel de desarrollo en la industria (explotación, procesamiento, refinación e industrialización), las vulnerabilidades de las cadenas de suministro, la volatilidad en los precios, los sustitutos de las materias primas minerales y las condiciones geopolíticas de las regiones o países donde se concentran las reservas de determinados minerales. En este sentido, los minerales requeridos en el proceso de transición energética y que se definen como estratégicos deben ser considerados en los listados de los minerales críticos, como es el caso de Colombia.

Minerales requeridos para la Transición Energética

La minería juega un papel importante en la transición energética, ya que la transición no sólo implica la generación de energía por medio de energías renovables sino el desarrollo de tecnologías para el almacenamiento de energía, cambio tecnológico, nueva infraestructura, automatización de procesos, entre otros.

Una aproximación de la variedad y cantidad de minerales que se requiere para las tecnologías de generación con renovables en comparación con las tecnologías de generación de energía con recursos tradicionales se presenta en la Tabla 48, de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (AIEA).

Tabla 48 Minerales requeridos en tecnologías de generación de energía

MINERALES REQUERIDOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA CON RENOVABLES	MINERALES REQUERIDOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA CON RECURSOS TRADICIONALES
<i>Energía eólica offshore:</i>	<i>Energía nuclear</i>
8.000 kg/MW de Cobre, 5.500 kg/MW de Zinc, 790 kg/MW de Manganeso, 525 kg/MW de Cromo, 240 kg/MW de Níquel, 239 kg/MW de Tierras raras y 109 kg/MW de Molibdeno	Cromo 2.190 kg/MW, Cobre 1.473 kg/MW, Níquel 1.297 kg/MW, Manganeso 147 kg/MW, Molibdeno 70.8 kg/MW, y otros minerales 94.3 kg/MW.
<i>Energía eólica onshore:</i>	Generación eléctrica con carbón
5.500 kg/MW de Zinc, 2.900 kg/MW de Cobre, 780 kg/MW de Manganeso, 403.5 kg/MW de Níquel, 470 kg/MW de Cromo y Molibdeno 99 kg/MW.	1.150 kg/MW de Cobre, 721 kg/MW de Níquel, 307.5 kg/MW de Cromo, 201.5 kg/MW Cobalto, y Molibdeno 66.3 kg/MW
<i>Energía solar foto voltaica:</i>	Generación con gas
Silicio 3.948 kg/MW, 2.822 kg/MW de Cobre, y Zinc 30 kg/MW.	Cobre con 1.100 kg/MW y Cromo con 48.3 kg/MW

Hasta mediados de la década de 2010 la demanda del sector energético para la mayoría de los minerales representaba una pequeña parte de la demanda total. Sin embargo, a medida que la transición energética se acelera, las tecnologías de energía limpia se están convirtiendo en el segmento de demanda de minerales de más rápido crecimiento. En un escenario que cumpla con los objetivos del Acuerdo de París (como en el Escenario de Desarrollo Sostenible de la IEA), la participación en la demanda total aumenta significativamente durante las próximas dos décadas a más del 40% para cobre y elementos de tierras raras, 60-70% para níquel y cobalto, y casi un 90% de litio.

En la Tabla 49 se presenta un listado de minerales que según la CEPAL son requeridos en varias tecnologías de generación de energía con renovables.

Tabla 49 Minerales o metales requeridos por tipo de tecnología.
Fuente: Minería para el futuro bajo en carbono: oportunidades y desafíos. CEPAL

Tecnología Eólica			Tecnología Solar Fotovoltaica					Baterías		
Mineral o Metal	Con Motor	Acople Directo	Mineral o Metal	Silicio Cristalino	CIG S	CdT e	Silicio no Cristalino	Mineral o Metal	Plomo Ácido	Ion Litio
Aluminio	X	X	Aluminio	X				Aluminio		X
Cobre	X	X	Cobre		X	X		Cobalto		X
Cromo	X	X	Indio		X			Plomo	X	
Hierro	X	X	Hierro	X				Litio		X
Plomo		X	Plomo	X				Manganeso		X
Manganeso	X	X	Níquel	X				Níquel		X
Níquel	X	X	Plata	X				Acero		X
Neodimio		X	Zinc			X	X	Zinc	X	X
Acero	X	X								
Zinc	X	X								

Identificación de minerales requeridos para la transición energética en Colombia

La dinámica en la demanda de los minerales requeridos para la transición energética permite abrir una posibilidad para que los minerales continúen aportando de forma importante a la economía colombiana. Actualmente el carbón es el mineral que tiene mayor participación en la economía del país, debido a que es apetecido en el mercado mundial para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, el uso de carbón debe ser reducido gradualmente a medida que se desarrollan tecnologías más limpias y sostenibles. Es por ello que la producción y exportación de minerales requeridos para la transición energética, como el cobre, el níquel, molibdeno y el cobalto, podrían tener un importante impacto en la economía colombiana en el futuro.

Colombia cuenta con una gran diversidad de ambientes geológicos propicios para la ocurrencia de recursos minerales y se han identificado varios demandados para la transición energética. Sin embargo, se requieren estudios de geología a mayor detalle, en la búsqueda de avanzar hacia unas estrategias que permitan plantear un aprovechamiento bajo adecuados estándares técnicos y ambientales tanto en proceso extractivo como en la generación de valor. Igualmente, se espera que generen dinamismo económico en las regiones productoras y aceptación social que le permita a los proyectos mineros insertarse en las dinámicas del territorio.

Los minerales identificados en el país y de los cuales se tienen avances importantes en el conocimiento de la geología básica e incluso algunos avances en la geología de detalle, son los siguientes:

Cobre

El cobre es considerado como el metal de la electrificación. Dadas las dinámicas de descarbonización, muchas aplicaciones y tecnologías renovables como la energía solar y eólica, la movilidad, entre otros, solo son posibles con la utilización de este metal.

E S&P Global, (2022), han determinado que para el periodo comprendido entre 2021 a 2035 el crecimiento ponderado anual de la demanda bruta de cobre para las principales tecnologías de transición energética será del 8,2%. En la Figura 122, se muestra además la tasa de crecimiento anual compuesta de demanda bruta de cobre para otras aplicaciones clave en la transición energética, siendo la eólica costa afuera y el almacenamiento las de mayor crecimiento con un 23,3% y 21,8% respectivamente.

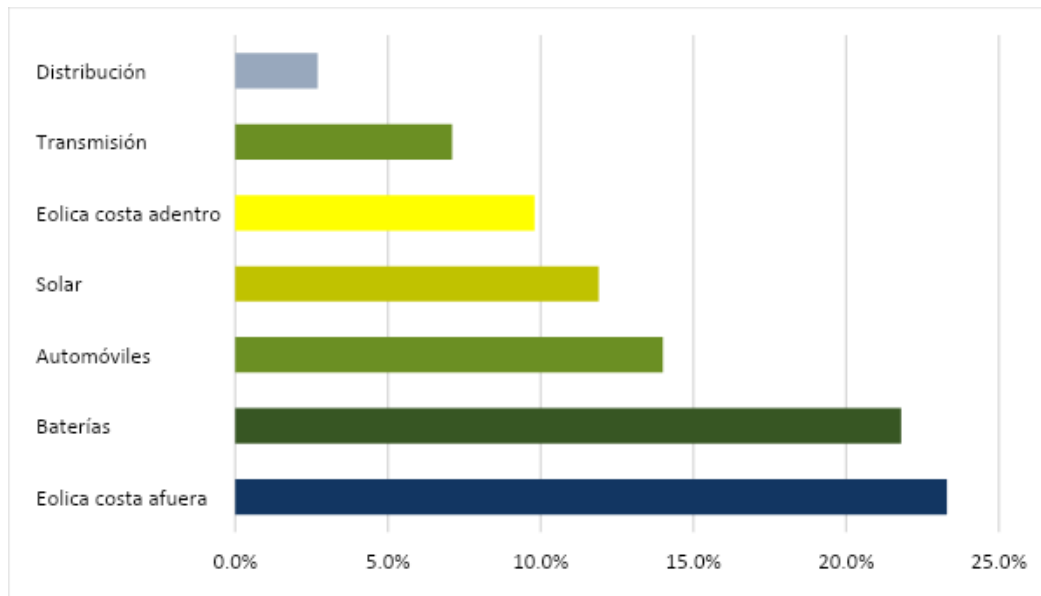


Figura 122 Tasa de crecimiento anual compuesta de demanda bruta de cobre para aplicaciones clave en transición energética (2021- 2035).

Fuente: Servicio Geológico Colombiano (SGC); Adaptada de S&P Global (2022)

Según Leañez, (2022), se proyecta un crecimiento para el 2032 de 26 GW y 50 GW de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables solar y eólica en América Latina, lo que junto con las necesidades de desarrollo de redes de conexión y distribución implica que la demanda de cobre aumente para el periodo 2021-2032 en un 87,05%. Como se puede apreciar en la Figura 23, se muestra el aumento en la demanda de otros metales como Níquel (Ni), Cobalto (Co) y Litio (Li).

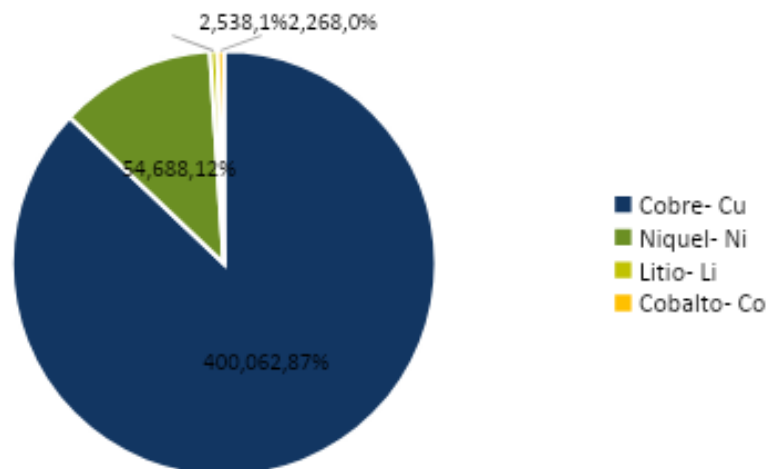


Figura 123 Demanda de Cobre, Litio, Níquel y Cobalto en América Latina en toneladas y porcentaje, periodo 2021 - 2032. Fuente: Servicio Geológico Colombiano (SGC); tomado de Leañez, (2022).

En Colombia el avance de la exploración básica de este metal es uno de los más importantes e inició en los años 70's, por intermedio de INGEOMINAS (actualmente Servicio Geológico Colombiano - SGC), quien en convenio con Naciones Unidas desarrolló un programa de exploración geológica para la búsqueda de metales en la Cordillera Central y Occidental. Los departamentos con potencial en mineral de cobre son Antioquia, Cauca, Cesar, Chocó, Córdoba, La Guajira, Nariño, Tolima y Santander, dicho potencial ha incentivado a importantes empresas a invertir en Colombia para adelantar campañas de exploración en mineral de cobre, en casi todos estos departamentos.

Los Titulares mineros han realizado avances en los estudios de geología de detalle, lo que ha permitido desarrollar proyectos de extracción de cobre como El Roble (Chocó), que extrae concentrado de cobre, oro y plata mediante un proyecto de mediana minería. Otro proyecto de gran minería, Buriticá (Antioquia) también produce un concentrado que contiene oro, cobre, plata y zinc.

En otros sectores del país, se han desarrollado estudios de detalle sin llegar a etapas de explotación en la actualidad. Ejemplo de esto son los proyectos de gran minería subterránea como Quebradona (Antioquia), y Sotonorte (Santander) diseñados para producir concentrados de cobre, oro y plata y posibilidades de extraer molibdeno. Estos dos proyectos no han obtenido el licenciamiento ambiental motivo por el cual no están en operación. Otros avances importantes en la exploración geológica de detalle son los proyectos San Matías (Córdoba) y Mocoa (Putumayo), que están en el proceso de construcción del modelo geológico del depósito.

Níquel

El níquel se utiliza en la producción de baterías de Ion Litio - que contienen un 80% de níquel -, en la producción de acero inoxidable que se utiliza en la construcción de aerogeneradores y está presente de forma importante en la construcción de vehículos eléctricos. Considerando

el supuesto de un calentamiento de 1,5 °C, se estima que la demanda acumulada de las tecnologías de almacenamiento y de energía renovable podría exceder en 2050 las reservas actuales de níquel como también las de cobalto y litio.

En Colombia se extrae níquel en un proceso de minado a cielo abierto catalogado como de gran minería, ubicado en el departamento de Córdoba.

“El depósito de níquel que se explota en Colombia es clasificado como lateritas niquelíferas contienen Ni en asociación con el Cobalto (Co), en óxidos formados en la superficie de los depósitos. Aunque los grados de Ni encontrados son bajos - 2% Ni y más comúnmente 1% Ni, los depósitos pueden ser extensos, con más de 100 millones de toneladas. Este tipo de depósitos proporcionan en el mundo una parte significativa de la producción de Ni, pero se requiere de un gran capital para cubrir los gastos del complejo proceso de tratamiento de las lateritas.

La roca madre de la laterita niquelífera que se explota en Colombia es una peridotita con pequeños diques de dunita y lentes de peridotita serpentizada, ubicadas en las cimas de Cerro Matoso y los cerros del Porvenir y Queresa, al oeste de la población de Planeta Rica.”.

Fosfatos

Además de su empleo como fertilizantes, los fosfatos se utilizan en alimentos balanceados, bebidas, cerámicas, ablandadores de aguas, productos limpiadores, jabones, detergentes e insecticidas, entre muchos otros usos. En el proceso de transición energética es muy utilizado en las baterías de litio ferro fosfato, más conocidas como LiFePO_4 , se derivan de las baterías de litio-ion a las que han añadido un cátodo de fosfato de hierro, lo que ha permitido mejoras en muchos aspectos.

En el caso de Colombia los fosfatos son de origen sedimentario, se tiene buen conocimiento sobre las características de génesis, calidad, reservas y potencialidad, ya que en algunos casos incluso se tienen datos de reservas inferidas y leyes de P_2O_5 . Por las características de la roca fosfórica estudiada en el país es un mineral que respalda la seguridad alimentaria, ya que su principal aplicación es en la producción de fertilizantes. Los yacimientos de fosfatos mejor conocidos se encuentran en las zonas de Sardinata (Norte de Santander), Azufrada- Conchal- Vanegas (Santander), Iza- Cuitiva- Pesca (Boyacá), Aipe- Baraya- Yaguará (Huila), y Tesalia (Huila).

En cuanto a la producción, Colombia ocupa el puesto 5 entre los productores de fosfatos del continente, detrás de Estados Unidos, Brasil, Perú y México. *“Actualmente, los principales productores son los departamentos de Boyacá, Huila y Norte de Santander con una producción promedio para los últimos 5 años de 60,377 toneladas”* (Agencia Nacional de Minería, 2021). Dichos datos, sumados a los estudios recientes ponen de relieve el potencial mineral del país para los fosfatos, con posibilidades de identificación de nuevas áreas de interés.

Otros

Otros minerales que registran manifestaciones en el país y que se encuentran entre los minerales necesarios para una economía baja en carbono son: silicio, magnesio, minerales del

grupo de Platino, bauxita (aluminio), cromo, manganeso y zinc. El conocimiento en Colombia sobre el potencial que alberga el territorio nacional para estos minerales es escaso, por lo que se insta al SGC a profundizar en el conocimiento de la geología básica de estos minerales, para avanzar en el conocimiento de la génesis, potencial y calidad de estos minerales en las distintas regiones de Colombia.

Diagnóstico del sector minero nacional en la transformación energética

Como se presentó en el numeral anterior, en Colombia se han identificado varios minerales requeridos para la transición energética, cuyo estudio y nivel de conocimiento es variable, pero en términos generales, el detalle de todos los procesos, desde la exploración, explotación, beneficio y transformación es bajo. Esto hace que en el país el aprovechamiento de estos minerales sea reducido y que el aporte en la transformación energética que se requiere sea prácticamente nulo.

Para los minerales de cobre, níquel y roca fosfórica el país tiene avances importantes en el conocimiento de la geología básica, pero se debe mejorar y promover la exploración de detalle, incentivando la inversión para realizar esta actividad y generar condiciones para que las empresas que en la actualidad se encuentran con procesos de exploración y explotación de cobre, níquel y roca fosfórica puedan avanzar y se incremente la extracción de estos minerales bajo buenas prácticas y altos estándares técnicos, agregando valor a estos recursos minerales pero con procesos que garanticen una transformación de las materias primas minerales amigable con el medio ambiente y con adecuado relacionamiento con las comunidades.

Para los demás minerales identificados en Colombia (silicio, magnesio, minerales del grupo de Platino, bauxita, cromo, manganeso y zinc) que son requeridos en tecnologías bajas en emisiones, es indispensable avanzar en el proceso de establecer la viabilidad de aprovechar estos recursos, lo que sería un gran aporte del país para el desarrollo de una economía mundial baja en carbono dada la preocupación que existe por el suministro de algunos de estos minerales.

Diagnóstico de minerales estratégicos y críticos para Colombia

Como se mencionó previamente, el país cuenta con un listado de minerales estratégicos establecido por la Agencia Nacional de Minería a través de la Resolución 1006 del 30 de noviembre de 2023. En esta resolución se definieron 17 minerales estratégicos como son:

- Cobre (Cu) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Níquel (Ni) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Zinc (Zn) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Metales del Grupo del Platino [Platino (Pt), Paladio (Pd), Rutenio (Ru), Rodio (Rh), Osmio (Os) e Iridio (Ir)] y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Hierro (Fe) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Manganeso (Mn) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.

- Carbón metalúrgico.
- Fosfatos [fosforita o roca fosfórica (P₂O₅ >20 %) y roca fosfática (P₂O₅ <20 %)] y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Minerales de Magnesio (Mg) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Bauxita y demás minerales de Aluminio, y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Oro (Au) y sus minerales asociados o concentrados.
- Esmeraldas y sus minerales asociados.
- Materiales de construcción, limitados únicamente a arenas, gravas y arcillas.
- Arenas silíceas, Silicio (Si) y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Caliza y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Yeso y sus minerales asociados, derivados o concentrados.
- Cromo y sus minerales asociados, derivados o concentrados.

De este listado de minerales estratégicos se tienen cuatro que coinciden con la lista de minerales requeridos para la transición energética por la UE y que se exploten de forma continua: el carbón metalúrgico, el cobre, hierro y magnesio. A continuación, se detalla cada uno.

Carbón metalúrgico

Este mineral se extrae con proyectos de pequeña y mediana minería en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y Santander. En la Tabla 50, se presenta la producción de carbón metalúrgico para los últimos años. Aproximadamente el 65% de la producción se utiliza para agregar valor, ya que mediante un proceso pirometalúrgico se produce coque, cuyo destino principal es la exportación. El 27 % se exporta sin agregar valor, y el 8% restante se utiliza para producir acero en la industria nacional.

Tabla 50 Producción de carbón metalúrgico en Colombia

AÑO	PRODUCCIÓN (t)
2016	5.160.701,15
2017	5.494.338,49
2018	4.791.552,61
2019	8.062.148,94
2020	3.951.662,08
2021	4.610.292,68
2022	5.116.910,56

En la página del SIMCO se encuentra una completa caracterización de la producción de carbón metalúrgico en Colombia y las características del mercado nacional e internacional de este mineral.

Hierro

En Colombia se extrae mineral de hierro en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca y una producción marginal en Cauca y La Guajira. El mineral de hierro producido en los

departamentos de Boyacá y Cundinamarca se utiliza para producir acero en Acerías Paz del Río.

En el proceso de transición energética el acero es uno de los materiales más demandados y específicamente en la generación con renovables se requiere para la producción de torres eólicas, paneles solares, torres de distribución de energía y para producir un sin número de insumos, herramienta, maquinaria y equipo indispensables en la generación con renovables.

“Colombia cuenta con una industria siderúrgica desde 1938 y, hoy en día, cuenta con 5 plantas de acería y 12 plantas de laminación en caliente para la producción de aceros largos, con una capacidad instalada de 2,2 millones de toneladas. La producción de acero la realizan las cinco siderúrgicas, que representan el 100% de la producción de aceros largos en el país. Estas empresas son: Acerías Paz del Río, Gerdau-Diaco, GSR, Sidoc y Ternium. La producción está destinada principalmente al sector de la construcción e infraestructura y abastecen la mayor parte del mercado nacional. A su vez, esta industria es un claro ejemplo de la economía circular, al ser la industria No. 1 del reciclaje en el país, con 1.2 millones de toneladas de chatarra en el 2019. En el 2021 se inauguró la planta de Palmar de Varela, convirtiéndose en la planta de acero más moderna y ecoeficiente del país, con la capacidad de producir 520 mil toneladas anuales de varillas de acero.

La industria de acero en Colombia produjo 1,1 millones de toneladas de aceros largos en el 2020, registrando un decrecimiento de 13% en comparación con el 2019. Uno de los principales productos en la producción nacional es el acero para concreto, el cual representa casi un 80% del total y presentó un decrecimiento de 14% en el 2020.

Las importaciones de aceros largos en Colombia registraron un decrecimiento de 34% en el 2020, para un total de 620 mil toneladas, cifra equivalente a 315 mil toneladas menos que en el 2019. Las importaciones de acero para concreto, que representan la mitad de las importaciones totales de aceros largos, registraron una caída de 43% en el 2020”.

La producción de acero en Colombia es insuficiente para cubrir la demanda, la cual se espera se incremente con el proceso de transición energética, razón por la cual se debe buscar las condiciones que le permitan incrementar la producción de acero buscando la autosuficiencia.

Cobre

La producción del cobre en el país es relativamente baja, si se compara con países vecinos como Chile y Perú, los dos principales países productores de cobre en el mundo. La producción oficialmente registrada es más baja que la realmente producida y se caracteriza por ser intermitente mostrando producción en los departamentos de La Guajira y el Cesar en los años 2017 a 2019 entre casi 0,3 y 1,7 toneladas, mientras que en los años 2020 y 2021 no se registra producción (SIMCO – UPME).

En el año 2022 se registra un incremento de la producción oficialmente reportada con 100.77 toneladas debido al proyecto de gran minería subterránea ubicado en el municipio de Buriticá, donde se produce un concentrado polimetálico que contiene oro, plata, cobre y zinc.

La producción registrada oficialmente no tiene en cuenta el cobre producido en el departamento del Chocó, en el municipio del Carmen de Atrato, por el proyecto subterráneo de mediana minería El Roble, que produce un concentrado que contiene como metal principal cobre, oro y plata. Este proyecto en los últimos años ha producido aproximadamente en promedio unas 32,000 toneladas de concentrado, con un contenido aproximado de cobre de 21%.

La agregación de valor al mineral extraído de la mina en los proyectos que registran mayor producción de cobre en Colombia consiste en un proceso de reducción de tamaño de varias etapas de trituración y molienda, clasificación por tamaño de partícula del material mineralizado, concentración por flotación convencional, y filtrado. De esta forma se obtiene el concentrado polimetálico que se transporta en camiones al puerto de Buenaventura para ser exportado.

Para el caso del proyecto ubicado en Antioquia (Buriticá) la operación se realiza con equipos más modernos, robustos, seguros, automáticos que permiten una operación más eficiente y de mayor volumen.

Para continuar agregando valor a ambos proyectos se debe avanzar en producir cobre refinado, el cual se obtiene produciendo ánodos y barras de calidad anódicas de cobre que se comercializan en el mercado internacional; así como también ácido sulfúrico que resulta como subproducto. Para refinar el concentrado se deben realizar varias etapas:

- Preparación de Carga: Es donde se recibe, seca, prepara y dosifica el concentrado y otros materiales como cuarzo, carbón y carga fría, que constituyen la alimentación a los hornos de fundición. Distribuye, además, combustibles, agua industrial, agua potable y greda previamente preparada.
- Fusión/conversión: Este proceso consiste en fundir y convertir los concentrados de cobre en cobre blister. El proceso se realiza en dos etapas: la primera es la fusión y conversión parcial de los concentrados a metal blanco, esta etapa se realiza por oxidación con aire enriquecido con oxígeno, en donde se obtienen como productos metal blanco (75% Cu), escoria (6- 10% de Cu) y una corriente gaseosa con alto contenido de SO₂ que es enviada a las plantas de limpieza de gases (PLGs) para producir ácido sulfúrico.
- Conversión total: En este proceso el metal blanco se convierte a cobre blíster, por medio de una oxidación con aire de baja presión. El cobre blister fundido es alimentado a los hornos de refinación.

La escoria generada en el proceso de fundición se somete a un proceso de limpieza, en donde a través de una reducción y sedimentación se obtiene un producto de alta ley de cobre (70 a 75% de Cu), que regresa a la segunda etapa de conversión total, la escoria que se descarte definitiva de este proceso contiene como máximo 1% de Cu. Este material se lleva a una planta de flotación exclusiva para reducir el impacto ambiental y obtener un mejor aprovechamiento del cobre remanente, aplicado de esta manera a la economía circular.

- Refinado y Moldeado: La función de esta unidad es refinar el cobre RAF y ánodos de cobre que se moldean de acuerdo con los requerimientos comerciales de los clientes.
- Limpieza de los Gases: Es la última etapa del proceso de refinación, en donde se realiza la captación, acondicionamiento (enfriamiento y limpieza) y transporte de los gases producidos en los procesos de fusión y conversión hasta las plantas de limpieza de gases. El procesamiento de los gases permite producir ácido sulfúrico de calidad comercial (98,5%) y reducir significativamente el contenido de azufre de los gases remanentes que son evacuados de la fundición, se debe tener la precaución que al emitir estos gases se cumpla con la normatividad de emisiones del país.

La Figura 3 muestra un diagrama de flujo del proceso requerido para agregar valor a un material de cobre extraído de la mina, hasta obtener cobre refinado.

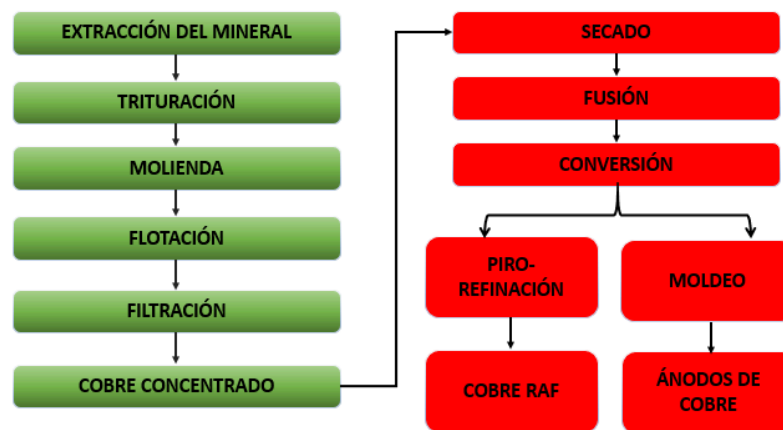


Figura 124 Procesos pirometalúrgicos requerido para agregar valor a un mineral de cobre hasta su refinación.
Fuente: Adaptado de <https://yomineria.jimdofree.com/metalurgia-extractiva/pirometalurgia/>

En los proyectos que están en producción en Colombia se avanza hasta obtener concentrado de cobre (en el flujograma sombreados con verde), pues para obtener cobre refinado faltan los procesos resaltados en rojo del flujograma. Una vez obtenido, el cobre refinado se utiliza para fabricar diferentes insumos requeridos en tecnologías bajas en emisiones (producción de turbinas eólicas, paneles solares, distribución y acumulación de energía, vehículos eléctricos, almacenamiento de energía y automatización).

Níquel

Este mineral tiene aplicación en diversas tecnologías bajas en emisiones y actualmente es el único mineral requerido en la transición energética del cual Colombia produce cantidades importantes. El níquel en el país se extrae en un proyecto ubicado en noroccidente del país, en la costa caribe, en el departamento de Córdoba, municipio de Montelíbano. Se trata de un proyecto de explotación a cielo abierto de gran minería, cuya operación de extracción comenzó en la década de los 80 y ha operado de forma continua durante 43 años. Actualmente la firma encargada de su operación es South32, filial de BHP Billiton, y es

considerado el más grande y de menor costo en el mundo para extraer este metal. En la Figura 125, se puede ver la producción de ferróníquel en Colombia en los últimos 5 años en millones de libras (Mlb).

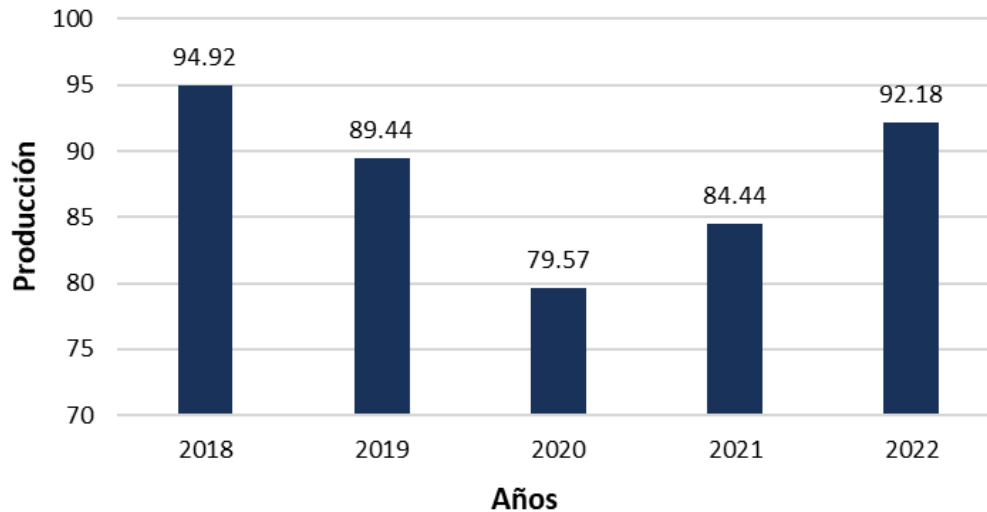


Figura 125 Producción de Ferróníquel en Colombia
Fuente: elaboración propia con base en datos de la ANM

El proceso de agregación de valor del mineral se muestra en la figura 5, se inicia con el proceso de minado y posterior reducción de tamaño, secado, fundición y refinación para obtener nódulos de ferróníquel, que son exportados por puertos ubicados en mar caribe.

La aleación de hierro y níquel producidos en Cerro Matoso se utiliza para fabricar acero inoxidable que tiene múltiples aplicaciones en el proceso de transición energética, pues es utilizada en construcción de torres eólicas, paneles solares, baterías, vehículos eléctricos y en equipos utilizados para la automatización.



Figura 126 Proceso de Cerro Matoso para obtener níquel refinado
Fuente: <https://www.cerromatoso.com.co/nosotros/producto/>

Anexo 15. Análisis Beneficio/ Costo

Para realizar la evaluación económica y análisis costo beneficio de las medidas contempladas en el PEN 2022- 2052 se aplica la propuesta desarrollada en el “National Standard Practice Manual for Assessing Cost-Effectiveness of Energy Efficiency Resources -NSPM-”, entre otras razones, porque esta metodología permite evaluar desde el punto de vista del formulador de política medidas de recursos energéticos distribuidos, incluyendo dentro de estos: eficiencia energética, respuesta a la demanda (DR), generación distribuida (DG), almacenamiento distribuido (DS) y electrificación (de edificios y vehículos) (NESP, 2020).

Este análisis permite determinar el monto de las inversiones que debe ser destinado para lograr los resultados energéticos esperados y quién percibe los costos/beneficios de su implementación. Este análisis incluye costos, externalidades y co-beneficios, con el objetivo de contar con mejor información para la toma de decisiones. De esta manera, los resultados consisten en la estimación de la relación beneficio-costos, a partir del valor presente de los costos-beneficios analizados y cuantificados, para los diferentes actores que intervienen o son objeto de la política o medida analizada, aplicando una tasa de descuento diferente para cada tipo de análisis: Usuario, Sistema y Sociedad (Figura 127) Figura 127 Puntos de vista desde los cuales se realiza la evaluación.

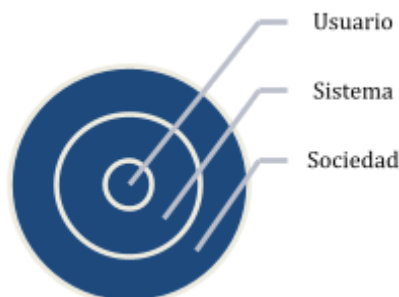


Figura 127 Puntos de vista desde los cuales se realiza la evaluación

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.

Como principal insumo para el análisis económico se encuentra la información de los resultados de modelación energética y en emisiones, así como los datos de población, número de hogares y proyecciones del PIB de acuerdo con las consideraciones de cada escenario. Del mismo modo, se consideraron el uso de fuentes y estudios realizados

previamente por la UPME, estudios de otras entidades del sector, la normatividad vigente, que a su vez cambian de acuerdo con el tipo de sector y medida evaluada y las cuales se pueden consultar en la respectiva herramienta.

Dentro de los principales supuestos de la modelación con incidencia en las evaluaciones económicas, se señalan:

- Comportamiento del PIB, 3,2% para los escenarios de actualización y modernización y 3,8% para inflexión e innovación.
- Comportamiento del BAT para los escenarios, actualización: BAT nacional 2050, modernización: BAT internacional 2045, inflexión: BAT internacional 2040 e innovación: BAT internacional 2035, de acuerdo con las siguientes curvas:

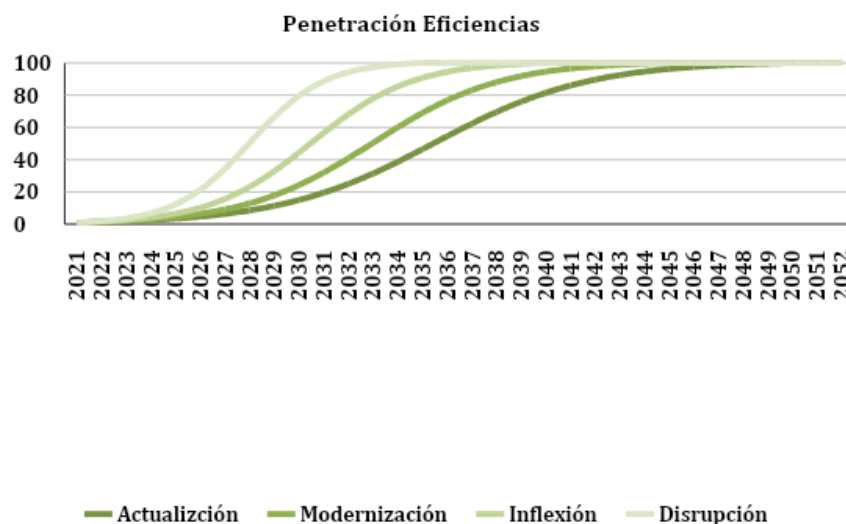


Figura 128 Consumo final por sectores - Inflexión (PJ-año)

Finalmente vale la pena mencionar que la evaluación económica esta propuesta en términos incrementales, por lo que se evalúa cada escenario 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 las de menores eficiencias.

A continuación, se presentan las medidas evaluadas para cada sector y los principales resultados de la evaluación.

Sector residencial

Para el sector residencial se realiza la evaluación económica de las siguientes medidas:

- Sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por neveras con etiquetado A, según RETIQ vigente (Resolución MME 41012 de 2015 y las demás que la

modifican), en función de las metas establecidas en PROURE 2021-2030, con ambiciones diferentes según cada escenario y para los años posteriores a 2030 de acuerdo con las sigmoides de eficiencia utilizadas para la modelación en LEAP del PEN 2022-2052.

- Sustitución de bombillas incandescentes y fluorescentes por bombillas LED y LFC en hogares urbanos y rurales.
- Sustitución de estufas de leña, por estufas de energía eléctrica, leña mejorada y GLP y reducciones de consumo por las mejoras en la eficiencia en las estufas de gas natural, de acuerdo con lo formulado por el plan de abastecimiento de leña.
- Mejoras generalizadas en la cocción urbana referentes a: sustitución de estufas de gas viejas por nuevas y eficientes en estratos 1-4; sustitución de estufas a gas natural por estufas de inducción en estratos 5 y 6 y, sustitución de estufas de leña por estufas de GLP.
- Mejoras generalizadas en fuerza motriz, que para el sector se asocia a lavadoras y ventiladores, mejoras generalizadas en refrigeración las cuales se asocian a neveras y aire acondicionado, mejoras generalizadas en usos de televisión, a su vez que en otros se realiza la evaluación de las mejoras en eficiencias asociadas al cambio en el BAT que se consigue en cada escenario.

Para cada una de estas iniciativas se realiza la valoración económica y la evaluación de los costos y beneficios de acuerdo con la información de entrada y aspectos particulares de las medidas. A continuación, se presentan los insumos de información y datos considerados para cada una de las medidas propuestas para el sector residencial.

Medidas en Refrigeración

En el caso de la medida de sustitución de neveras con vidas útiles mayores a 10 años, por neveras con etiquetado A, según RETIQ vigente, se ha identificado como pertinentes los siguientes costos y beneficios:

Tabla 51 Beneficios/costos considerados para la medida de refrigeración

Costo (C) o beneficio (B) analizado Refrigeración					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Disposición final de los equipos sustituidos	C
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio	B
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Emisiones evitadas	B
Disposición del equipo viejo	C	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	B	Costos evitados por problemas en salud asociados al material particulado	B
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B	Efecto en los ingresos del Estado la reducción de los 14 puntos porcentuales del IVA de la nevera para estratos 1,2 y 3	C

Costo (C) o beneficio (B) analizado Refrigeración					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C	Costo de materias primas en la fabricación	C
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Costo evitado de impactos a la salud humana por no liberación de sustancias agotadoras prohibidas	B
Valor de salvamento	B	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo		Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos	B
		Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio		Pérdidas de ingresos de mantenimientos de equipos menos eficientes	B
				Emissiones evitadas en refrigerantes	B

Usuario

El costo de inversión se considera dentro de la inversión el precio de la nevera de acuerdo con el estudio de subsistencia adelantado en el año 2019 por CORPOEMA en el cual se definen los costos indicativos de acuerdo con el tamaño de la nevera (Pequeña, mediana, grande, nevecon) (UPME, 2019). Para el análisis se promedió el costo entre los precios de la nevera grande y mediana. Sobre estos valores promedio se calcula el factor comparativo de costos propuestos por CORPOEMA en el reciente estudio de actualización de electrodomésticos realizado para la UPME en 2022 (UPME, 2022), obteniendo un valor incremental de \$349.670²³, por cada nevera que se instala en cada escenario.

Sumado a lo anterior, el Decreto 2143 del 19 de diciembre de 2017, establece que las personas naturales cuya vivienda sea de estrato 1,2 y 3 tendrán la opción de comprar la nevera con un IVA del 5%, cumpliendo una serie de pasos para optar por este beneficio. Por lo que se supone que los usuarios de estrato 1, 2 y 3, acceden al beneficio por lo que el precio considerado para ellos es menor en un 14%, por reducción del IVA.

Por otro lado, al consultar las páginas de diferentes marcas de neveras en Colombia, los fabricantes sugieren realizar un mantenimiento preventivo anual o correctivo superado el tiempo de la garantía, que en general es de un año, dicho mantenimiento oscila entre los \$50.000 y \$100.000 y aunque en general no se realiza, para el cálculo se estima un 1% de valor de previsión por este concepto.

Respecto a los costos de financiación, se estima que el costo en el equipo puede llegar a superar los ingresos promedio de un hogar, se supone para el análisis que el usuario requiere financiación para la adquisición del equipo, la cual tiene una tasa de interés asociada, que en este caso es la tasa de interés efectiva anual de un crédito de consumo.

Dentro de los beneficios, el principal de ellos es el ahorro en pesos en la factura mensual por el menor consumo de energía. Esto implica unas consideraciones adicionales que corresponden al estrato de la vivienda en la que se ubica ese hogar, ya que en caso de que sea una vivienda de estrato 1,2,3, el respectivo usuario percibirá un ahorro de la tarifa kWh-mes

²³ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector residencial.

menos el subsidio que corresponda. En comparación, los usuarios residentes de viviendas en estrato 5 y 6 ahorrarían el 20% adicional a la tarifa plena, asociada al valor que debe asumir por contribución.

Sistema

El principal costo identificado para el sistema es el menor ingreso percibido por las empresas de distribución de energía asociado a los componentes de tarifarios G y C, es decir componente de generación y de comercialización de la energía, de acuerdo con las tarifas promedio nacionales para el año 2022. En este sentido, el diferencial de consumo resultado de la implementación de la medida implicaría un mayor o menor ingreso recibido por las empresas.

Por su parte dentro de los beneficios se evalúan un menor costo asociado a la gestión de pérdidas de energía, debido a la menor energía requerida del sistema y la cual se cuantifica de acuerdo con el componente de pérdidas de la tarifa. Del mismo modo, se estiman los costos evitados en aumentos de capacidad, este beneficio hace referencia a las menores/mayores necesidades de inversión en capacidad instalada por la menor generación de energía y se cuantifica con el cargo de confiabilidad estimado por kWh de energía generada.

Así mismo, se evalúa el beneficio para el usuario por menores interrupciones en el servicio asociadas a la menor demanda de energía, para esto se considera un 5% sobre el ahorro de energía como menor valor de compensaciones que deben asumir las empresas.

Adicionalmente, se valora como beneficio un efecto en el precio en bolsa, por la menor/mayor demanda al SIN, considerando la elasticidad inversa promedio para los últimos 3 años. Este dato fue estimado por la UPME en 3,56 con datos de demanda y precios de bolsa desde 2003 a 2022, y muestra el factor en el que se afecta el precio de bolsa ante reducciones en la demanda de energía.

Finalmente, se considera como beneficio del sistema mejoras en las gestiones de cartera de las empresas, estimado como 1,5% sobre los ahorros de la medida.

Sociedad

Dentro de los costos de esta medida se estima el costo asociado a la disposición final de las neveras sustituidas, entendiendo el manejo y disposición de sus residuos como un costo para la sociedad. Así mismo, esta y todas las medidas que consideran cambios en los consumos de energía eléctrica o gas natural (cuando aplique) tienen una estimación de los mayores (Beneficio) o menores (costo) recaudos asociados a FAZNI y Ley 99 de 1993 o a los fondos de gas, entendiendo en ambos casos que menores demandas en estos energéticos repercuten en recursos para el desarrollo de proyectos que se cofinancian con estas fuentes.

Finalmente, el proceso de remplazo de las neveras supone unos impactos relacionados con el tipo de refrigerante HFC134a que aún se utiliza en la fabricación de estos equipos, y sobre los cuales se han realizado estudios que han permitido estimar los costos adicionales para los fabricantes, por el valor del remplazo del refrigerante como materia prima en la fabricación de

las neveras, este se considera dentro de los costos en que la sociedad debe incurrir con la medida (CAIA, 2020).

De esta manera, en esta sección se consideran como beneficios las necesidades de mayores o menores contribuciones al FSSRI, atendiendo aspectos señalados, entre otros, por el documento de la misión de transformación energética, en el que se señala el desbalance entre los ingresos por contribuciones insuficientes frente a los subsidios entregados, con déficits que deben ser cubiertos por el presupuesto general de la nación. En este sentido, dentro de los beneficios analizados está el ahorro fiscal por menores subsidios gracias a la reducción de consumos en estratos 1, 2 y 3.

Otro de los beneficios considerados y con un impacto alto es el de reducción de emisiones, el cual se estima y cuantifica el total de emisiones evitadas al costo establecido por la Ley 1819 de 2016, correspondiente a \$20.500, a pesos de diciembre de 2022.

Frente al mencionado remplazo del refrigerante, se han realizado estudios que han permitido, identificar el impacto en la capa de ozono, las respectivas emisiones generadas por el refrigerante y gracias al trabajo realizado por CAIA, en el documento “Análisis de impacto de alternativas de intervención del estado para cumplir con los compromisos del protocolo de Montreal”, es posible contar con una valoración del impacto en la capa de ozono en términos de costos de salud, por su relación con enfermedades como el melanoma, las cataratas y cáncer de piel. Por lo anterior, dentro de los beneficios de implementación de la medida de remplazo de neveras se considera costos asociados a salud, reducción de emisiones HFC134a y la eliminación de bancos de esta sustancia (CAIA, 2020).

Como beneficio adicional se contempla un porcentaje de recuperación de materiales, asumiendo que, por cada nevera vieja, se recupera por reciclaje el 2% del valor de una nevera nueva. Con lo cual se reconoce un menor costo social por la reutilización de algunos elementos.

Medidas en Iluminación

En el caso de sustitución de bombillas incandescentes y fluorescentes por bombillas LED y LFC en hogares urbanos y rurales:

Tabla 52. Beneficios/costos considerados para iluminación

Costo (C) o beneficio (B) analizado Luminarias LED				
Usuario		Sistema		Sociedad
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio
Costos de mantenimiento	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Emisiones evitadas
Disposición del equipo viejo	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Efecto en subsidios y contribuciones
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	B	Efecto recaudo FAZNI y Ley 99 de 1993

Costo (C) o beneficio (B) analizado Luminarias LED				
Usuario		Sistema		Sociedad
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B	
		Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C	

Usuario

De acuerdo con lo definido para esta medida, se supone que los hogares que aún tienen bombillos diferentes a LED (incandescentes, fluorescentes y FLC) hacen el remplazo a esta tecnología, principalmente porque los bombillos utilizados cumplen su vida útil, lo cual implica el remplazo de 5,37 bombillos por hogar (promedio por hogar de acuerdo con encuesta calidad de vida del DANE).

El análisis B/C desde el punto de vista del usuario considera que los costos de inversión corresponden en los costos diferenciales entre los bombillos LED y cada una de las tecnologías de menor eficiencia. Dado que el periodo de análisis es de 31 años (2022-2052) se consideran las reinversiones de acuerdo con el periodo en el que se cumple la vida útil técnica de los bombillos.

Para esta medida se han analizado los costos de inversión asociados al remplazo de bombillas, realizando cotizaciones en páginas de almacenes de cadena y la información técnica de horas de uso, vatios, eficacia lumínica, etc. Además, se contemplan el costo que debe asumir el usuario por la disposición de los residuos y el costo de transporte para adquirir los bombillos LED, con el supuesto de que debe desplazarse a supermercado o almacenes de cadena para conseguir los bombillos especificados.

Como beneficio se cuenta con el ahorro en costos de energía por hogar por el diferencial del consumo debido a la eficiencia del nuevo tipo de bombillo y el valor que supone esta reducción. Al igual que en la medida de refrigeración, los ahorros se calculan de acuerdo con el número de hogares por estrato socioeconómico para usuario estrato 1, 2 y 3 y se considera el menor valor pagado por los usuarios de acuerdo con el porcentaje de subsidio o, para el número de hogares estrato 5 y 6 frente al costo del kWh más el 20% de contribución que realizan.

Sistema

Desde el punto de vista del sistema se incluyen costos y beneficios en la cadena de valor del sistema energético, particularmente del mercado de energía eléctrica, debido que las acciones adelantadas para el cumplimiento de la medida repercuten en el balance general del mercado de energía, tanto en costos como en beneficios.

En este sentido, el principal costo identificado para el sistema es el menor ingreso percibido por las empresas de distribución de energía asociado a los componentes de tarifarios G y C, es decir componente de generación y de comercialización de la energía. En este sentido, el

menor consumo resultado de la implementación de la medida implicaría un menor ingreso recibido por la empresa.

Por su parte, dentro de los beneficios se evalúa un menor costo asociado a la gestión de pérdidas de energía por la menor energía requerida del sistema y cuantificando de acuerdo con el componente de pérdidas de la tarifa. A su vez se estima el costo evitado en aumentos de capacidad, beneficio que hace referencia a las menores necesidades de inversión en capacidad instalada por la menor generación de energía y el cual se cuantifica con el valor del cargo de confiabilidad estimado por kWh de energía generada.

De igual forma, se considera como beneficio el efecto de reducción de formación de precio de la energía en bolsa a partir del 3,56 de la elasticidad inversa de la demanda. En este mismo sentido, se contemplaron como beneficios los efectos en la calidad del servicio y la menor cartera de las empresas por menor probabilidad de mora asociada al menor consumo.

Sociedad

Nuevamente dentro de los beneficios se estima el efecto en subsidios y contribuciones, el impacto en la reducción de emisiones y, se estima y cuantifican el total de emisiones evitadas al costo establecido por la Ley 1819 de 2016, artículo 222, modificado por el Art 48 de la Ley 2277 de 2022.

Medidas en Cocción rural - Sustitución de fogones de leña

Los costos y beneficios analizados para cocción rural se listan en la siguiente tabla:

Tabla 53. Beneficios/costos considerados para cocción rural

Costo (C) o beneficio analizado (B)				
Usuario		Sistema		Sociedad
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	C	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	C	Emisiones evitadas
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	C	Costos evitados por problemas en salud asociados al material particulado
Disposición del equipo viejo	C	Suministro de GLP para toda la demanda nacional	C	
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	C	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	B	
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	C	
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	C	

Usuario

Como en las medidas analizadas previamente, el principal costo para el usuario esta dado por las inversiones efectivas que deberían hacer en la compra de equipos, en este caso se utilizan los costos estimados en el estudio realizado por el Consorcio Estrategia Rural sostenible para la UPME (UPME, 2019), actualizados a pesos de diciembre de 2022. Con estos precios de referencia y de acuerdo con el proceso de sustitución que se dé, se calcula el costo incremental que debe asumir cada usuario²⁴.

Adicionalmente, se supone un costo de financiación asumiendo que el usuario realiza la compra del equipo mediante un crédito de consumo y, por lo tanto, asume unos costos adicionales. Así mismo, sin importar la tecnología se suponen algunas acciones de mantenimiento que también implican unos costos y se estiman como el 1% de la inversión en el electrodoméstico.

Finalmente, la naturaleza de la medida supone, por un lado, el ahorro en el consumo de leña como principal objetivo de la medida, pero este consumo es sustituido por nuevos energéticos de acuerdo con los supuestos, por lo que, para estos casos también se estima el nuevo costo en energéticos como un valor que debe asumir el usuario. De acuerdo con los supuestos del programa actualizado de sustitución progresiva de leña, se asigna un costo al consumo de leña, expresado en función del tiempo destinado a la recolección de la leña (UPME, 2022).

En contraste, como principal beneficio se plantea la mejora en calidad de vida que se asocia a las mejores condiciones de los hogares que hacen el remplazo de leña por otro energético, como expresión de mejoras en las condiciones del hogar y menor tiempo dispuesto en función del proceso de cocción, para valorar este beneficio se tiene como referente el costo de la mano de obra por hora/día (\$6.301) y se asume que al mes las familias deben destinar en promedio 40 horas para la recolección de leña, de acuerdo a lo indicado en el estudio referenciado.

Sistema

En el caso del sistema, se consideran como costos los relacionados con la atención de los nuevos consumos que resultan de la implementación de la medida. Entre ellos el aumento en infraestructura para servir los nuevos usuarios de energía eléctrica, gas natural y GLP. En el mismo sentido, se supone también un efecto en el precio de bolsa por aumento en el consumo de energía eléctrica, para lo cual igual que en las medidas de iluminación y refrigeración se utilizó la elasticidad inversa de la demanda y se consideró también el riesgo de cartera para las empresas de distribución de energía por los nuevos consumos.

Los beneficios, están dados por las nuevas ventas que hacen las empresas que ofertan los nuevos energéticos, gas natural, GLP y energía, debido a un aumento en su consumo, lo que repercute en beneficios para el sistema.

Sociedad

²⁴ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector residencial.

La sociedad es quizás el actor en donde se esperan mayores beneficios por la implementación de la medida de sustitución de fogones con leña, por ser ampliamente conocidos sus impactos en salud y calidad de vida. En esta medida el dato relacionado con la emisiones de CO₂ supone en el caso de cocción de leña, la generación de emisiones por el consumo de nuevos energéticos, principalmente el GLP, en comparación con las emisiones de CO₂ generadas por la quema de leña, que se asumen en suma cero.

Por otra parte, y dado que la medida desplaza la sustitución de fogones de leña por el uso de otros energéticos como el GLP, el gas natural y energía eléctrica, se asume que estos nuevos consumos responden a las condiciones regulatorias y de mercado ya establecidas en cuanto a la tarifa, el esquema de subsidios y contribuciones. De esta manera se considera que la penetración en cada energético se da conservando la proporción de hogares por estrato en cada servicio, de acuerdo con el número de suscriptores del sector rural por servicio reportada en el SUI para el año 2022. De acuerdo con esto los nuevos usuarios del servicio de energía eléctrica implican consumos subsidiados en estratos 1, 2 y 3 y contribuciones en usuarios estratos 5 y 6, que en el sector rural solo representan el 8%.

Igual tratamiento se da en los nuevos consumos de gas natural, resaltando que en este caso los subsidios solo aplican a usuarios estrato 1(60%) y 2 (50%), y en porcentajes diferentes a los de energía eléctrica. Finalmente, en GLP la resolución UPME 128 de 2007 establece que los usuarios estrato de 1 y 2 de los departamentos de Cauca, Caquetá, Nariño, Putumayo, San Andres y Providencia recibirán subsidios sobre el consumo de subsistencia en GLP que corresponde a 14,6 Kg-mes.

Por su parte, dentro de los beneficios y nuevamente en línea con lo propuesto por (UPME, 2019), se contemplan beneficios en reducción en costos de morbilidad y mortalidad por enfermedades asociadas al consumo de leña y contaminación intramural con costos en atención en salud por hogar frente a las estimaciones del documento de Plan de Sustitución Rural, se asume un valor mensual de \$198.157 por hogar, de los cuales el 98% están asociados a mortalidad. Estos datos se tratan como beneficios obtenidos por el número de hogares que hacen el remplazo anual.

Medidas en Cocción urbana: Eficiencia y nuevos usos para cocción

La medida propuesta para cocción urbana consiste en la entrada de estufas más eficientes de gas natural y energía eléctrica para cocción. Lo cual implica los siguientes supuestos:

- Todos hogares nuevos estrato 1, 2, 3 y mitad de 4 pasan a GN eficiente
- Todos los hogares nuevos estrato 5 y 6 y mitad de 4 pasan a EE.
- Los hogares urbanos con leña se convierten a GLP.

El número de hogares cambia en cada uno de los escenarios, así como la eficiencia de los equipos, lo cual es congruente con los supuestos usados en la modelación energética. Para el análisis de los cambios asociados a cocción urbana se contemplan los siguientes costos y beneficios para cada uno de los actores a quienes se les realiza la evaluación:

Tabla 54. Beneficios/costos considerados para el usuario

Costo o beneficio analizado Cocción urbana					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Disposición final de los equipos sustituidos	C
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	C	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio	C
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	C	Emisiones evitadas	B
Disposición del equipo viejo	C	Suministro de GLP para toda la demanda nacional	C	Costos evitados por problemas en salud asociados al material particulado	B
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	C	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	C		
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	C		
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	B		
Valor de salvamento	B	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B		
		Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	C		

Usuario

Para el análisis desde el punto de vista del usuario, se estiman como costos la inversión en la estufa, que de acuerdo con los supuestos se consideró un valor por equipo de acuerdo con el energético, así como unos costos de financiación, de mantenimiento y un gasto mensual asociado al uso del energético²⁵. En cuanto a los beneficios se establecen unos ahorros en energéticos debido al consumo más eficiente, además producto de la sustitución de hogares con fogones en el sector urbano, se alcanzan a percibir mejoras en calidad de vida. Y finalmente, se consideran como un beneficio el costo evitado de reconexión sobre el 6% de los consumos de gas natural.

Sistema

En el caso del sistema, se consideran como costos los relacionados al requerimiento del sistema para la atención de los nuevos consumos que resultan de la implementación de la medida. Entre ellos el aumento en infraestructura para servir a los nuevos usuarios de energía eléctrica, gas natural y GLP. En el mismo sentido, se supone un efecto en el precio de bolsa por aumento en el consumo de energía eléctrica, para lo cual, igual que en las medidas de iluminación y refrigeración se utilizó la elasticidad inversa de la demanda y se consideró también, el riesgo de cartera para las empresas de distribución de energía por los nuevos consumos. Los beneficios, están dados por las nuevas ventas que hacen las empresas que ofertan los nuevos energéticos, tanto de gas natural, GLP y energía.

²⁵ Para mayor detalle de los valores considerados, se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector residencial.

Sociedad

En el caso de la sociedad, se consideran como costos los aumentos en subsidios para los nuevos consumos de GLP, el costo de disposición de los residuos de las estufas sustituidas y un efecto en las menores ventas de leña (Urbana).

En cuanto a los beneficios, hay un efecto fiscal positivo por los consumos más eficientes en energía eléctrica y gas natural, así como ahorros en emisiones y en los costos asociados a salud que aplican a los hogares que hacen sustitución de fogones de leña.

Medidas en Fuerza motriz

Las iniciativas propuestas para fuerza motriz están relacionadas con las mejoras en eficiencia de los equipos asociados a los usos en ventiladores, lavadoras y, su respectivo efecto en el consumo de energía eléctrica, como resultados de los cambios en eficiencia logrados en cada escenario con los BAT de referencia. El análisis incluye los siguientes costos y beneficios:

Tabla 55. Beneficios/costos considerados fuerza motriz y otras medidas

Costo o beneficio analizado Lavadoras y ventiladores/TV					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Disposición final de los equipos sustituidos	C
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio	B
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Emisiones evitadas	B
Disposición del equipo viejo	C	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	B	Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos	B
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B		
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C		
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B				
Valor de salvamento	B				

Usuario

Se consideran para el usuario como costo el valor de la inversión incremental de la instalación entre las tecnologías disponibles a sustituir y el valor las tecnologías de mayor eficiencia. Como en las demás medidas, se calculan los costos de financiación, el costo de disposición de los equipos sustituidos y los costos de mantenimiento de los equipos nuevos.

Por su parte dentro de los beneficios para el usuario, se estiman ahorros en consumos de energía eléctrica, los costos evitados por mora y reconexión como respuesta al menor

consumo de energía, un beneficio por percepción de contribución al medio ambiente y un valor de salvamento de los equipos en uso.

Sistema

Para el sistema se considera como único costo, la reducción de los ingresos de las empresas por el menor consumo de energía. En cuanto a los beneficios, se cuantifican la reducción de costos en pérdidas técnicas, los menores costos por compensaciones en la prestación del servicio, el efecto en los precios de bolsa, el costo evitado de aumento de capacidad y una mejora en la cartera de las empresas.

Sociedad

Dentro del análisis para la sociedad se calcula el costo de disposición de los equipos sustituidos, y las pérdidas de ingresos en mantenimiento de equipos en uso.

Por su parte como beneficios se consideran el valor de la emisiones evitadas, el cálculo de los ingresos asociados a la recuperación de materiales de equipos y se estiman los efectos en subsidios y contribuciones.

Medidas en Televisión

Como en el caso de fuerza motriz, los cambios en consumo asociados a televisión se dan como efecto de la sustitución de TV convencionales por TV LED/LCD y, las consideraciones en el comportamiento del BAT entre escenarios, lo que implica cambios en los consumos de energía eléctrica. En este sentido, los beneficios y costos (usuario, sistema, sociedad) son los mismos que en la anterior medida, con la salvedad de que se asume un 10% de aumento sobre los precios de mercado de televisores con tecnología LED/LCD disponibles en el mercado, ya que los televisores convencional CRT, ya no se comercializan (nuevos).

Medidas en Aire acondicionado (AA)

Las iniciativas propuestas para aire acondicionado del sector residencial suponen la implementación de mejoras en eficiencia en hogares de todos los estratos en proporción al número de suscriptores del SUI para el año 2022, gracias a los cambios en eficiencia logrados en cada escenario con los BAT de referencia. El análisis incluye los siguientes costos y beneficios:

Tabla 56. Beneficios/costos considerados aire acondicionado

Costo o beneficio analizado Aire acondicionado					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Disposición final de los equipos sustituidos	C
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio	B

Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Emisiones evitadas	B
Disposición del equipo viejo	C	Reducción de costos en perdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	B	Costo evitado de impactos a la salud humana por no liberación de sustancias agotadoras prohibidas	B
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B	Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos	B
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C	Pérdidas de ingresos de mantenimientos de equipos menos eficientes	B
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B			Emisiones evitadas en refrigerantes	B
Valor de salvamento	B				

Usuario

Se consideran para el usuario como costo de inversión el valor incremental de la instalación entre las tecnologías disponibles y cada una de las tecnologías a sustituir y el valor de las tecnologías de AA eficientes. Como en las demás medidas, se calculan los costos de financiación, el costo de disposición de los equipos sustituidos, los costos de mantenimiento de equipos nuevos y el valor de las reinversiones en función de la vida útil de los equipos.

Por su parte, dentro de los beneficios para el usuario se estiman ahorros en consumos de energía eléctrica, costos evitados por mora y reconexión como respuesta al menor consumo de energía y, además, se estima un beneficio por percepción de contribución al medio ambiente y un valor de salvamento de los equipos en uso.

Sistema

Para el sistema se considera como único costo, la reducción de los ingresos empresas por el menor consumo de energía. En cuanto a los beneficios para el sistema, se cuantifican: la reducción de costos en perdidas técnicas, menores costos por compensaciones en la prestación del servicio, efectos en los precios de bolsa, costos evitados de aumento de capacidad y mejora en la cartera de las empresas.

Sociedad

Dentro del análisis para la sociedad se calcula el costo de disposición de los equipos sustituidos, y las pérdidas de ingresos en mantenimiento de equipos en uso.

Por su parte como beneficios se consideran el valor de las emisiones evitadas y emisiones evitadas en refrigerantes, se calculan los ingresos asociados a la recuperación de materiales de equipos y se estiman los efectos en subsidios y contribuciones. Dado que el mejor uso de equipos de aire acondicionado implica menores necesidades de refrigerantes tanto en la carga inicial como en los mantenimientos, se incluyen los beneficios en emisiones y temas de salud identificados por (CAIA, 2020).

Medidas de Construcción sostenible

Las medidas propuestas en construcción sostenible están relacionadas con la implementación del etiquetado de edificaciones. Dada su naturaleza, se modelan como una medida transversal al sector residencial, que, gracias a la implementación de normas relacionadas con el etiquetado de edificaciones y la construcción sostenible, se realizan acciones de mejora en su fase constructiva que conlleva a ahorros durante esta etapa y durante la vida de uso de las edificaciones.

Particularmente para el sector residencial, la medida contempla acciones de diseño, selección de materiales y elementos constructivos que permiten un mejor aprovechamiento energético (UIS - MINCIENCIAS, 2020). Las acciones consideradas son:

- Orientación de la fachada principal del edificio
- Aislamiento de la cubierta
- Aislamiento en muros exteriores
- Valor U y SHGC en acristalamientos
- Densidad de potencia de iluminación
- Relación Ventana-Pared
- Sombreado horizontal de ventanas
- Ventilación natural
- Ventilación natural nocturna
- Control de iluminación mediante sensores fotoeléctrico

Dadas las características de consumo del sector residencial, los consumos impactados con el etiquetado de edificaciones para vivienda se dan principalmente en consumos asociados al uso de ventiladores y aires acondicionados en viviendas ubicadas en climas templados y cálidos. En este sentido, la medida supone:

- Los hogares en climas cálido y templados y en estratos 4, 5 y 6 aplican la medida de confort en construcción sostenible
- Los consumos identificados para los climas analizados corresponden al 42% del consumo energético.
- Los hogares con construcción sostenible ahorran un 88% con las medidas de confort. Es decir que un hogar normal consume el 100% de la energía, por lo que los hogares con CS consumirían el 12%.
- A partir del 2025 disminuye el uso del aire acondicionado en hogares nuevos por la implementación de medidas de confort en construcción sostenible.

Estos supuestos se concretan en que se hará construcción sostenible en todos los hogares nuevos en climas cálido y templados, lo que implica que en estratos 4, 5 y 6, se dará una reducción de consumo asociado a aire acondicionada (AA) y hogares ubicados en estratos 1,2,3, en el consumo asociado a ventiladores.

Si bien esta medida no implica la sustitución de equipos, supone que las nuevas normas de etiquetado en edificaciones impactaran en el diseño y utilidad de las viviendas, lo que se

traducirá en menor necesidad de uso en cierto equipos. El análisis incluye los siguientes costos y beneficios:

Tabla 57. Beneficios/costos considerados construcción sostenible residencial

Costo o beneficio analizado Construcción sostenible residencial					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Efectos en subsidios por reducción de consumo en cada tipo de servicio	B
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Emisiones evitadas	B
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Costo evitado de impactos a la salud humana por no liberación de sustancias agotadoras prohibidas	B
Disposición del equipo viejo	C	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	B	Pérdidas de ingresos de mantenimientos de equipos menos eficientes	C
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B	Emisiones evitadas en refrigerantes	B
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C	Porcentaje reducción de costos por reutilización de materiales en construcción ecológica	B
Mejoras en calidad de vida y percepción de contribución ambiental	B			Porcentaje reducción de costos por menores consumos de agua durante la construcción y vida útil	B
Valor de salvamento	B			Mejora urbanística	B
				Perdidas de los constructores tradicionales	C

Usuario

Como único costo que debe asumir el usuario, se encuentra el costo adicional en el valor por metro cuadrado que expresa algunos costos superiores de la construcción sostenible frente a la tradicional. En algunas acciones dicho costo adicional es cero y en otros casos varía si se trata de una edificación estrato 4, 5, 6 o estrato 1, 2, 3. Dentro de las acciones adelantadas en el marco del Proyecto UIS – MINCIENCIAS –UPME “Lineamientos técnicos para el establecimiento de un sistema de etiquetado energético de edificaciones en Colombia a partir de simulaciones energéticas” (UIS - MINCIENCIAS, 2020), se encuentra el costo adicional de la construcción de edificaciones expresado en un porcentaje por metro cuadrado²⁶.

Teniendo estos porcentaje de costo incremental, y de acuerdo con la metodología propuesta se consultó el valor por metro cuadrado en las principales ciudades de Colombia con el fin de estimar un valor promedio de metro cuadrado y, sobre el cual se realiza el cálculo del costo

²⁶ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector residencial.

incremental de la medida. Finalmente se requiere del área promedio de las viviendas por estrato para estimar el costo incremental de inversión.

En cuanto a los beneficios para el usuario, se estiman ahorros en facturas de energía eléctrica, costos evitados por mora y/o reconexión del servicio y ahorros en el mantenimiento de los aires acondicionados. El beneficio directo es el ahorro en el costo de energía, que verá reflejado el usuario en la factura mensual del servicio y que se calcula con los ahorros en GWh por el valor de la tarifa.

Como en el caso de las demás medidas analizadas para el sector residencial y que implican un menor consumo de energía eléctrica se estima un beneficio, que supone una menor posibilidad de que los usuario incurran en mora por un menor valor de factura mensual, esto se cuantifica como costo esperado evitado por mora y reconexión del servicio.

Y finalmente, se estima para los usuarios de estrato 4, 5 y 6 que cuentan con aire acondicionado, un ahorro en el mantenimiento de dichos equipos, mantenimiento que se supone debe realizarse de manera anual (5% del valor del equipo de AA) y que por la menor necesidad de uso de los AA puede hacerse cada 5 años.

Sistema

En cuanto a los costos considerados para el sistema se analiza el menor ingreso para las empresas de energía, asumiendo que las actividades afectadas en el recaudo por la reducción en el consumo son la generación y la comercialización y sus respectivos componentes de las tarifas.

En este mismo sentido, se calculan como beneficios los menores costos en pérdidas sobre la menor energía demandada, así como costos evitados en aumento de capacidad de generación, efectos en el precio de bolsa (elasticidad inversa de la demanda), menores costos en cartera y menores costos por compensación de interrupciones.

Sociedad

En este caso dentro de los costos para la sociedad se consideran los menores ingresos para las empresas de servicios asociados al mantenimiento de los AA y se estima una pérdida de ingreso para las empresas de la cadena productiva relacionada con la construcción tradicional.

Se estiman como beneficios el ahorro fiscal por menores subsidios gracias a la reducción de consumo (nuevamente se calcula el ahorro en subsidios para estratos 1, 2, y 3 por los menores consumos de energía eléctrica), las emisiones evitadas y valoradas al precio del impuesto al carbono y, se supone que con la medida el mantenimiento de los AA pasa de ser anual a cada 5 años lo que implica una menor liberación de gases en la recarga, estas menores emisiones se valoran al precio del impuesto al carbono.

Adicionalmente, se estiman dada las particularidades de la construcción sostenible, que los cambios del proceso constructivo frente al tradicional permiten la reutilización de materiales,

menores consumos de agua durante la construcción y durante la vida útil de las viviendas, mejores procesos de disposición de residuos debido al diseño y aportan mejoras en paisaje de las zonas de influencia del proyecto.

Resultados sector residencial

A continuación, se resume la información de los datos de energía obtenidos por cada escenario para el sector residencial, esta corresponde al diferencial (mayor/menor consumo) de energía para cada uno de los escenarios y el escenario tendencial. De la siguiente grafica se observa que dentro de las medidas evaluadas las de mayor aporte en términos energéticos son las de cocción rural, iluminación y cocción urbana.

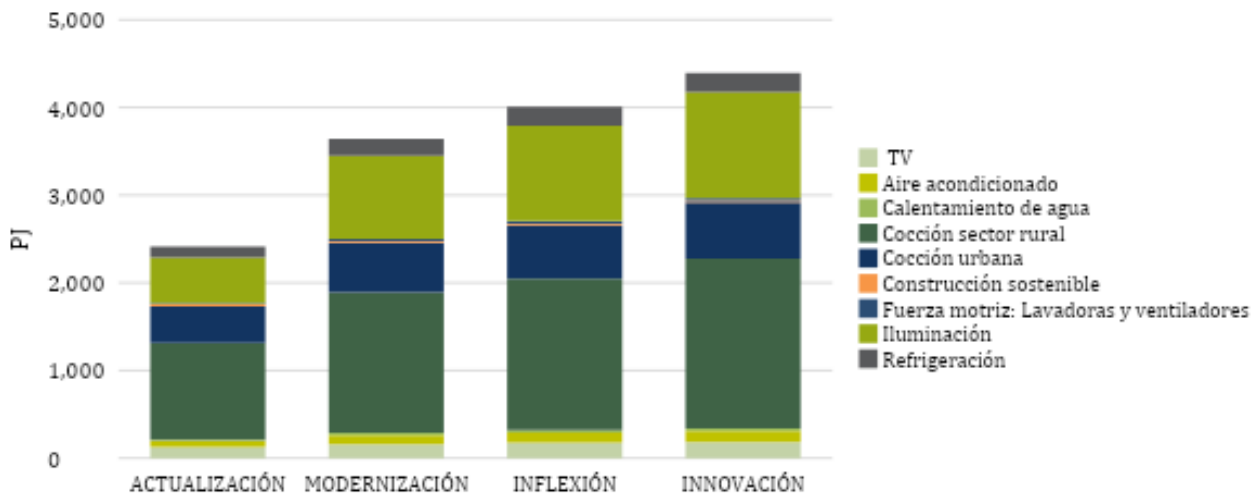


Figura 129. Comportamiento energético 2022-2052 (Ahorros PJ) sector residencial por medida.

Como resultado de los supuestos antes expuestos, se logran identificar las necesidades de inversión para cada uno de los escenarios, con CAPEX entre los \$4,5 billones de pesos en el escenario actualización hasta los \$11,6 billones para el escenario innovación, de acuerdo con las mayores ambiciones.

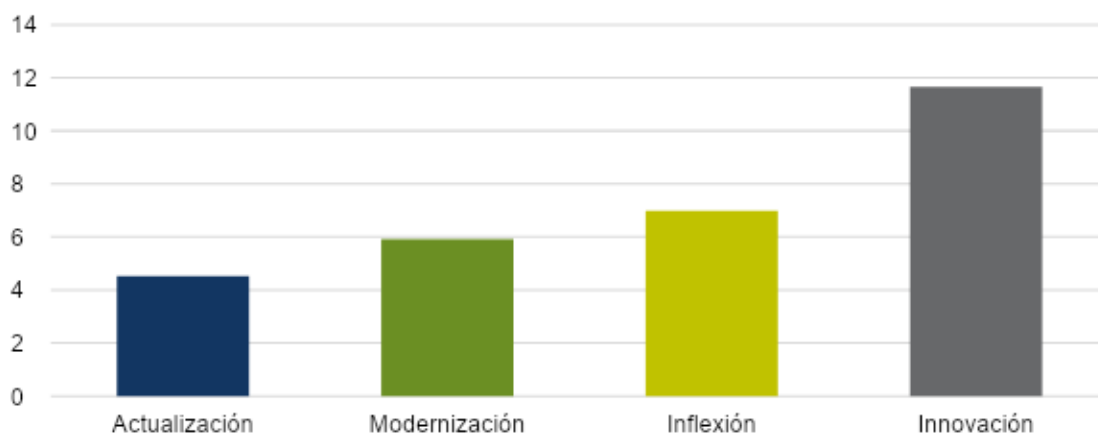


Figura 130. CAPEX por escenario sector residencial

Adicionalmente se estiman los costos totales para el sector residencial, señalando los componentes por usuario, sistema y sociedad. La distribución es similar en todos los escenarios con mayores costos son los asociados al sistema (56%), seguidos de los asociados al usuario (31% y componente de externalidades- sociedad (13%).

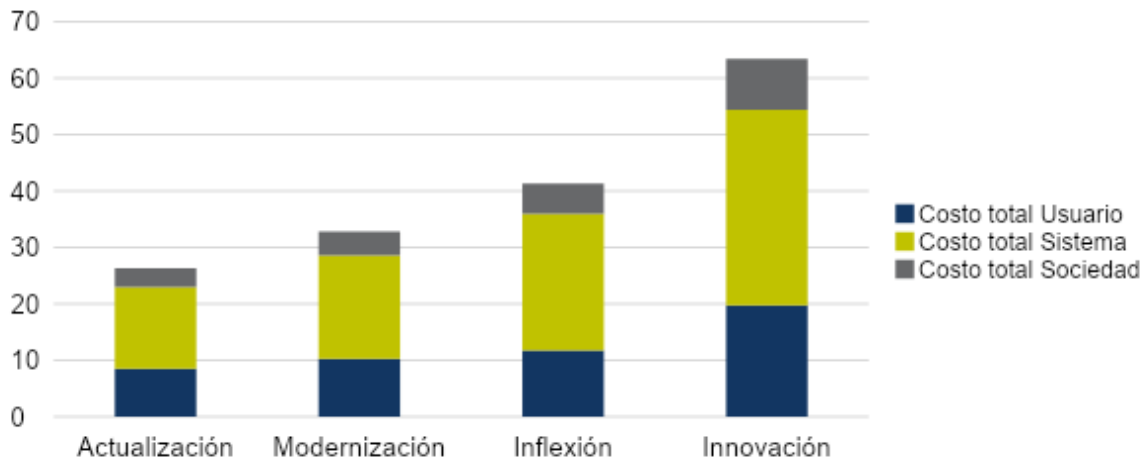


Figura 131. Costos usuario, sistema sociedad para sector residencial

Finalmente, en cuanto a los beneficios para todos los escenarios los mayores beneficios son los asociados al usuario (44%), seguidos de los asociados al componente de sistema (36%) y por ultimo los asociados a la sociedad (18%) en promedio por escenario.

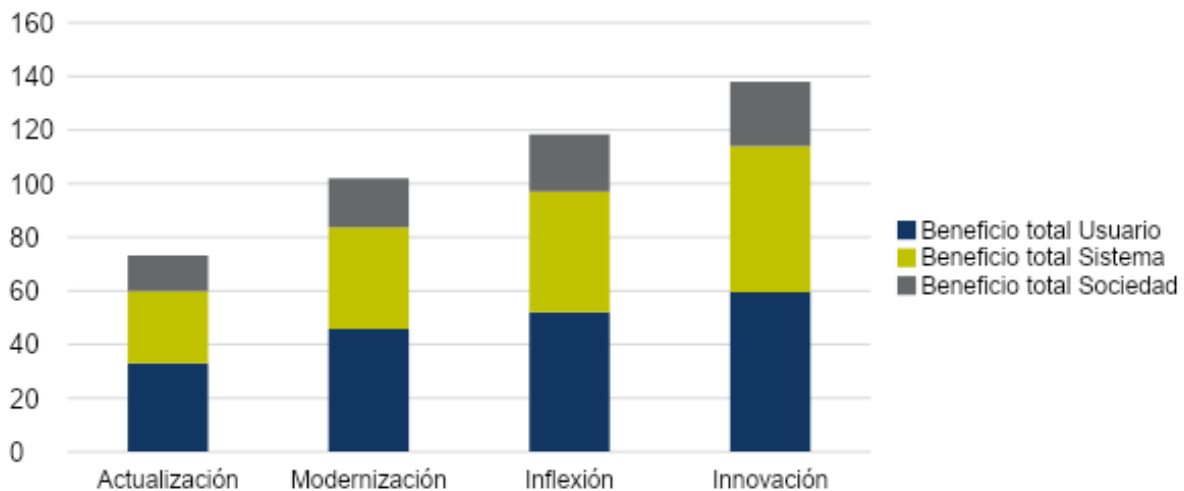


Figura 132. Beneficios usuario, sistema sociedad para sector residencial

Finalmente, en la siguiente figura se resume la información del análisis del sector residencial, al agregar los costos y beneficios de las medidas, se identifican relaciones B/C mayores a uno en todos los escenarios, con resultados ampliamente mayores para usuario y sociedad.

Tabla 58 Relaciones B/C usuario, sistema y sociedad en el sector residencial por escenarios

Escenario	B/C Usuario	B/C sistema	B/C sociedad	B/C total
ACTUALIZACIÓN	3,85	1,87	4,02	4,10
MODERNIZACIÓN	4,47	2,06	4,37	3,10
INFLEXIÓN	4,43	1,86	4,00	4,00
INNOVACIÓN	3,01	1,57	2,65	3,20

Sector terciario

En el sector terciario se agrupan establecimientos de comercio, servicios y del sector oficial, usando como referente la información de suscriptores del SUI. En este análisis se hace uso de diferentes estudios como el de caracterización energética realizado por Consorcio Genesis en diciembre de 2013, el Balance de Energía Útil BEU, los formatos de reporte de información de empresas participantes en el Programa EEI Colombia (2019), los informes de CAEM para sector de tiendas en temas de refrigeración y aire acondicionado (2021), la información del estudio de electrodomésticos UPME-CORPOEMA (2021) y el estudio de caracterización del sector terciario (2022), entre otros.

De acuerdo con la caracterización de los consumos del sector y la modelación en LEAP, se proponen medidas para cada uno de los usos: Fuerza motriz, refrigeración, calor directo (eficiencia energética y sustitución), refrigeración- aire acondicionado y construcción sostenible. A continuación, se presentan los insumos de información y datos considerados para cada una de las medidas propuestas para el sector.

Similar al análisis realizado para el sector residencial, los costos y beneficios analizados para cada una de las medidas se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 59. Costos, beneficios considerados sector terciario

Costo o beneficio analizado sector terciario					
Usuario		Sistema		Sociedad	
Inversión incremental (Equipo)	C	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	B	Disposición final de los equipos sustituidos	C
Costos de financiación	C	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	B	Emisiones evitadas	B
Costos de mantenimiento	C	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	B	Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos	B
Disposición del equipo viejo	C	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica y gas natural)	B	Reducción de ingresos por mantenimientos de equipos por mejor uso	C
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	B	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	B	Impacto en el recaudo FAZNI y Ley 99 de 1993	C
Ahorro o nuevos costos en energía	B	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	C	Mejoras en Competitividad	B
Percepción de contribución ambiental	B			Venta de nuevos equipos nacionales	B

Valor de salvamento	B		Costo evitado de impactos a la salud por disminución de contaminantes secundarios atmosféricos locales (ozono) por menores reacciones fotoquímicas generadas por radiación UV.	B
			Emisiones evitadas en refrigerantes	B

A continuación, se resumen los costos y beneficios considerados, teniendo en cuenta que se amplió la información en el anterior apartado para el sector residencial.

Usuario

Se consideran para el usuario (comerciales, público) como costos los asociados a la medida el costo de inversión, para lo cual se utilizan datos de referencia recopilados en el marco del proyecto EEI - Colombia adelantado por ONUDI con la dirección técnica de la UPME en el 2019, para cada uno de los usos de energía. Estos costos de inversión están planteados a partir del resultado de los ejercicios aplicados en las industrias participantes del programa, los cuales se formularon en términos de ahorro de los energéticos para poder extrapolarlos al sector terciario.

Como en las demás medidas se calculan los costos de financiación, costo de mantenimiento de los equipos (no aplica a las medidas de buenas prácticas), y el costo de disposición final de los equipos sustituidos.

Por su parte dentro de los beneficios, se estiman ahorros en consumos de energía, costos evitados por mora y reconexión como respuesta al menor consumo de energía. Además, se estima un beneficio por percepción de contribución al medio ambiente y un valor de salvamento por la venta de equipos en uso (no aplica a las medidas de buenas prácticas).

Sistema

Para el sistema se considera como único costo la reducción de los ingresos empresas por el menor consumo de energía por parte de los comerciantes. Dependiendo del energético que se considere (Gas natural, GLP, energía eléctrica), su aumento o reducción de acuerdo con la naturaleza de la medida se calcula usando la tarifa correspondiente. Del mismo modo, se cuantifican efectos en pérdidas, potenciales riesgos de cartera, compensación de interrupciones, las necesidades de capacidad adicionales para atender nuevos usuarios y en el caso de energía eléctrica, adicionalmente el efecto en precio de bolsa de EE.

En cuanto a los beneficios para el sistema, se cuantifica la reducción de costos en pérdidas técnicas, los costos evitados de aumento de capacidad, la mejora en la cartera de las empresas para gas natural, GLP, energía eléctrica (cuando aplique) y para esta última se cuantifican los efectos de la menor demanda en el precio de bolsa.

Sociedad

Dentro del análisis para la sociedad se consideraron los costos de disposición final de los residuos de los equipos que se sustituyen y las pérdidas de ingresos en el mantenimiento de equipos antiguos, así como las menores contribuciones al FSSRI, ya que, en este caso, todos los usuarios comerciales contribuyen con el 20% de la tarifa. Finalmente, se estiman los menores aportes que recibiría el FAZNI y contribuciones de Ley por menor necesidad de generación de energía.

Por su parte como beneficios se consideran el valor de las emisiones evitadas cuantificadas con el factor de emisión del SIN y valoradas a precios del impuesto de carbono. Adicionalmente se estiman ingresos asociados a la recuperación de materiales de equipos, beneficios en la competitividad del comercio por menores costos asociados a la energía (que se asume son trasladados en parte a los consumidores), además se estiman como beneficio las nuevas ventas de los nuevos equipos asumiendo que el 10% se queda en la economía nacional.

De este modo, a continuación, se describe para cada medida evaluada los principales supuestos considerados:

Medidas en fuerza motriz

Para este uso en fuerza motriz se plantearon medidas en buenas prácticas y mantenimiento de equipos, instalación de variadores de frecuencia en equipos de fuerza (escaleras, rampas y bombas de agua) y sustitución de motores con mayores eficiencias.

En este sentido, se supone que hasta el 5% de establecimientos de comercio implementan anualmente acciones en buenas prácticas y el 14% de establecimientos de comercio implementan anualmente acciones de cambio tecnológico.

Medidas en calor directo

Para el caso del calor directo a partir de energía eléctrica, se considera el aislamiento de equipos con resistencia eléctrica junto con su mantenimiento y reposición²⁷.

Para el caso de las medidas en sustitución, dentro del uso de calor directo se plantean procesos de sustitución de gas natural y GLP a energía eléctrica, con ambiciones que varían de acuerdo al escenario. Se consideran para el usuario como costo de inversión el precio incremental de diferentes tipos de hornos (Asociado al tamaño del comercio), estimando la diferencia en precio entre tecnologías de gas natural, GLP y eléctricos, para lo cual se realizan diferentes cotizaciones²⁸.

Medidas en calor indirecto

Para el uso de calor indirecto se considera que tanto los usuarios comerciales como oficiales implementan buenas prácticas de operación (BPO), se presenta un aumento gradual en la

²⁷ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector terciario.

²⁸ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector terciario.

implementación de sistemas de gestión energética (SGEn) y se acelera la instalación de colectores solares y distritos térmicos en comerciales y públicas pequeñas. Se consideran para el usuario (comerciante) como costos los asociados a la inversión. En el caso de SGEn se estima un costo de referencia de \$50.000.000 en empresas medianas. En el caso de las iniciativas en distritos térmicos se estiman los costos de inversión en línea con lo propuesto en la Guía metodológica de Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS, 2019), entre los que se encuentran: centrales de enfriamiento, sistemas de distribución y sistemas de conexión.

Ahora bien, el número de distritos térmicos considerados varía de escenario a escenario. En este caso, lo que percibe el usuario final es una tarifa por el acceso a los recursos que proporciona el distrito, por lo que los costos de inversión se cargan al sistema. Como en las demás medidas se calculan los costos de financiación, el costo de mantenimiento de equipo, reinversiones de acuerdo con la vida útil y el costo de disposición de los equipos sustituidos, estas últimas dos aplican a los colectores solares.

Para el sistema se considera, como se había mencionado antes, los costos de inversión en la infraestructura total del distrito, así como los respectivos costos de financiación y de operación.

Medidas en refrigeración y aire acondicionado

Se consideran para el usuario como costo de inversión el valor incremental entre las tecnologías disponibles cada una de las tecnologías a sustituir y el valor las tecnologías eficientes, teniendo en cuenta diferentes consideraciones en relación con el tamaño de los establecimientos, los tipos de refrigerantes y cantidades a sustituir, para identificar las necesidades equivalentes de refrigeración, de tal manera que la reducción del consumo se logra sin reducir las condiciones técnicas y de confort dadas.

De esta manera dentro de las acciones asociadas a refrigeración se plantea la instalación de nuevos equipos y sistemas de refrigeración centralizado (RC) que serán instalados en establecimientos de comercio nuevos, así como el acondicionamiento de equipos y sistemas de refrigeración comercial que se encuentran en operación o uso, como:

1. Instalación de puertas en gabinetes para sistemas de refrigeración comercial
2. Drop-in para un sistema de refrigeración comercial a un refrigerante con un GWP menor a 1400
3. Control y ajuste subenfriamiento en el evaporador para sistemas de refrigeración comercial

Medidas en construcción sostenible sector terciario

Para esta medida se formulan los supuestos clasificándolos entre pequeños y grandes usuarios, los cuales son categorizados de acuerdo con sus rangos de consumo. Adicionalmente, como en el caso del sector residencial se consideraron los pisos térmicos y con ello los climas cálido y templado para la categorización de la medida. Por esto, se

analizan medidas en construcción sostenible, con un mayor grado de ambición que las contempladas para el sector residencial, especialmente por la oportunidad de avanzar de manera acelerada hacia la implementación de medidas activas.

De esta manera, la medida no considera sustitución de equipos sino la reducción de consumo de energía eléctrica asociada al menor uso de los equipos de aire acondicionado – AA- y usos en fuerza motriz.

Tabla 60. Acciones contempladas en construcción sostenible- terciario Fuente: Anexo E (UIS - MINCIENCIAS, 2020)

Costo incremental sobre el valor de m2		
Estrategia de ahorro energético	Oficinas	Terciario
Orientación de la fachada principal del edificio	NA	No está contemplada para los pequeños
Aislamiento de la cubierta	0,03%	Grandes/pequeños
Aislamiento en muros exteriores	0,28%	Grandes/pequeños
Valor U y SHGC en acristalamientos	1,09%	Grandes/pequeños
Densidad de potencia de iluminación	0,41%	Grandes/pequeños
Relación Ventana-Pared	0,37%	Grandes/pequeños
Sombreado horizontal de ventanas	-0,07%	No está contemplada para los pequeños
Ventilación natural	NA	NA
Ventilación natural nocturna	NA	Grandes/pequeños
Control de iluminación mediante sensores fotoeléctricos	0,06%	Grandes/pequeños

Dentro del costo que debe asumir el usuario, se encuentra el costo adicional en el valor por metro cuadrado que expresa algunos costos superiores de la construcción sostenible frente a la tradicional y su respectiva financiación. En algunas acciones dicho costo adicional es cero, otras representan incluso ahorros frente a la construcción tradicional (Porcentajes negativos) frente a si la estrategia es implementada por un usuario grande o pequeño.

Tabla 61. Costo incremental sobre el valor del m2 – CS. Fuente: Anexo E (UIS - MINCIENCIAS, 2020)

Costo incremental sobre el valor de m2		
Estrategia de ahorro energético	Oficinas	Terciario
Orientación de la fachada principal del edificio	NA	No está contemplada para los pequeños
Aislamiento de la cubierta	0,03%	Grandes/pequeños
Aislamiento en muros exteriores	0,28%	Grandes/pequeños
Valor U y SHGC en acristalamientos	1,09%	Grandes/pequeños
Densidad de potencia de iluminación	0,41%	Grandes/pequeños
Relación Ventana-Pared	0,37%	Grandes/pequeños
Sombreado horizontal de ventanas	-0,07%	No está contemplada para los pequeños
Ventilación natural	NA	NA
Ventilación natural nocturna	NA	Grandes/pequeños

Control de iluminación mediante sensores fotoeléctricos	0,06%	Grandes/pequeños
---------------------------------------------------------	-------	------------------

Teniendo estos porcentajes de costo incremental, y de acuerdo con la metodología propuesta, se consultó el valor por metro cuadrado en las principales ciudades de Colombia, en este caso con un área y precio de referencia para bodegas, en el caso de los comerciales grandes y para oficinas en el caso de los pequeños, los datos encontrados varían en ambas categorías (precio y área) por lo que se supone un valor promedio de los datos obtenidos²⁹.

En cuanto a los beneficios para el usuario, se estiman además de los considerados para las demás medidas, los ahorros en mantenimiento de los aires acondicionados.

Dentro de los costos para la sociedad se consideran los menores ingresos para las empresas de servicios asociados al mantenimiento de los AA y se estima una pérdida de ingreso para las empresas de la cadena productiva relacionada con la construcción tradicional.

En relación con los beneficios sociales, además de las emisiones evitadas se estima la menor contaminación de gases de los AA, para lo que se supone que con la medida el mantenimiento de los AA pasa de ser anual a cada 5 años, lo que implica una menor liberación de gases refrigerantes en la recarga. Estas menores emisiones se valoran al precio del impuesto al carbono y se asocian a ellas reducciones en costos de salud por afectaciones a la capa de ozono.

Los siguientes beneficios se estiman dada las particularidades de la construcción sostenible, y que corresponden a los cambios del proceso constructivo frente al tradicional lo que permite la reutilización de materiales, menores consumos de agua durante la construcción y durante la vida útil de las viviendas, mejores procesos de disposición de residuos y mejoras en paisaje de las zonas de influencia del proyecto. Todos estos beneficios que repercuten en el total de la sociedad.

Resultados sector terciario

A continuación, se resume la información de los datos de energía obtenidos por cada escenario, esta corresponde al diferencial de energía cada uno de los escenarios y el escenario tendencial. De la siguiente grafica se observa que dentro de las medidas las que mayor diferencia entre los escenarios, en el sector terciario es la de iluminación, calor directo sustitución y refrigeración-aire acondicionado.

²⁹ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector terciario.

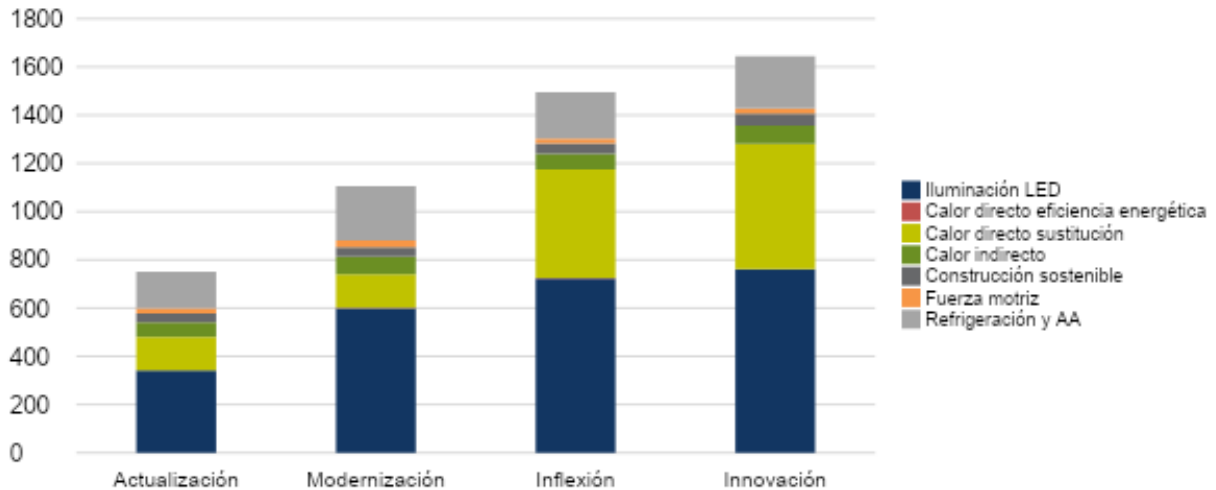


Figura 133. Comportamiento por energético (Ahorros) sector terciario

Como resultado de los supuestos antes expuestos, se logran identificar necesidades de inversión para cada uno de los escenarios, con CAPEX entre los \$13 billones de pesos en el escenario actualización hasta los \$48 billones de pesos para el escenario innovación, de acuerdo con las mayores ambiciones.

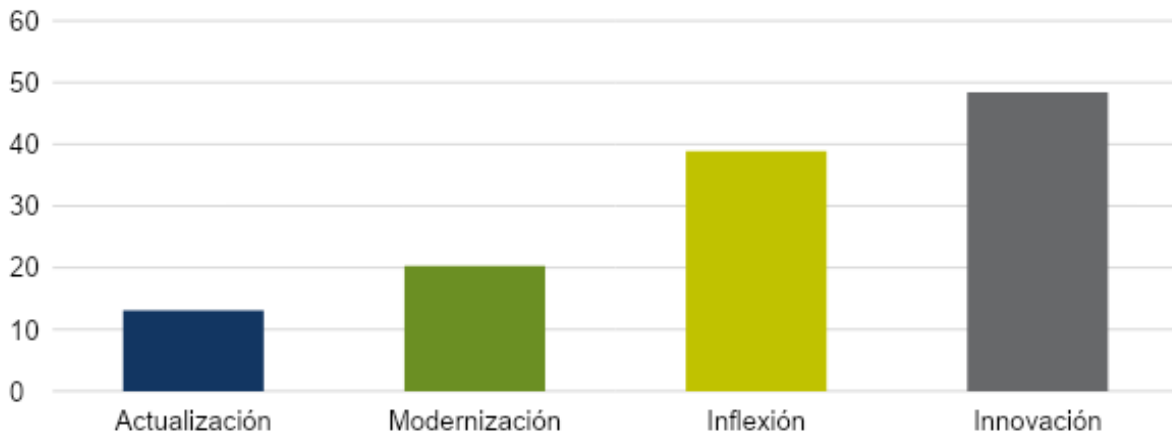


Figura 134. CAPEX por escenario sector terciario

Adicionalmente se estiman los costos totales para el sector terciario, señalando los componentes por usuario, sistema y sociedad.

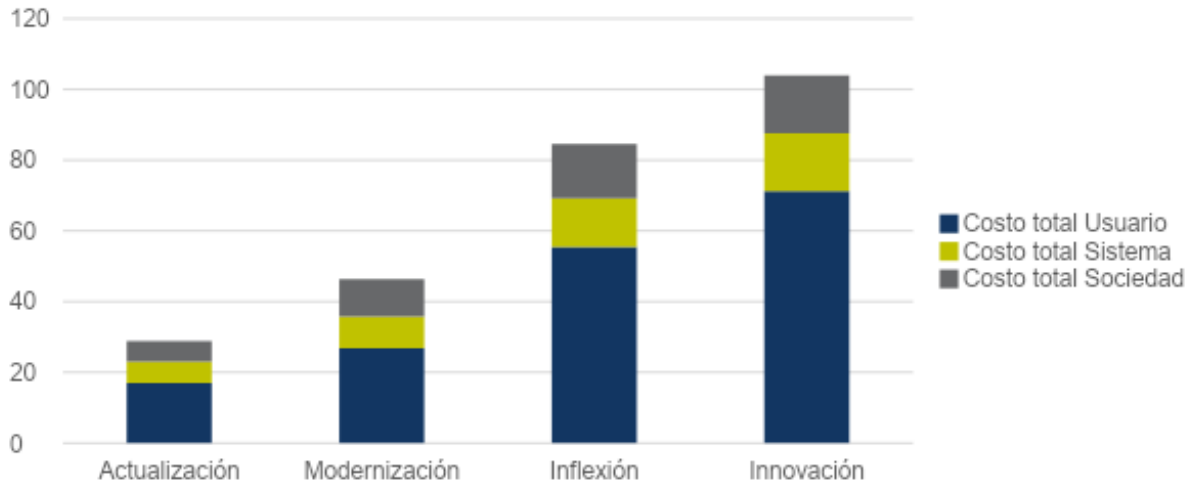


Figura 135. Costos usuario, sistema sociedad para sector terciario

En cuanto a los beneficios para todos los escenarios los mayores beneficios en promedio son los asociados al usuario (46%), seguidos de los asociados al componente del sistema (35%) y por ultimo los asociados a la sociedad (19%) respectivamente.

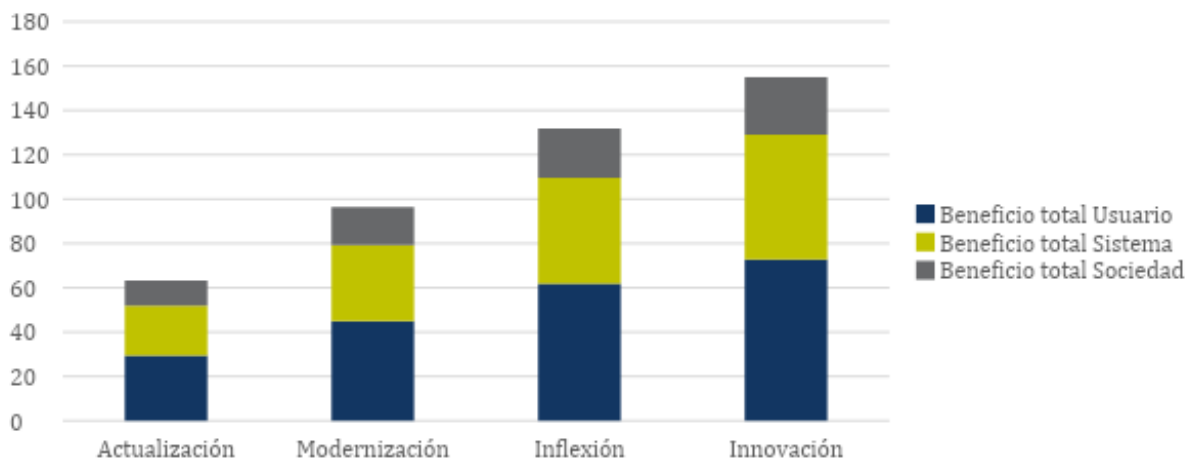


Figura 136. Beneficios usuario, sistema y sociedad para sector terciario

Finalmente, en la siguiente figura se resume la información del análisis del sector terciario, al agregar los costos y beneficios de las medidas, se identifican relaciones B/C mayores a uno en todos los escenarios, con resultados ampliamente mayores para el sistema. Las relaciones B/C disminuyen de escenario a escenario, lo cual responde a la reducción progresiva del B/C para el usuario, atribuible a las mayores inversiones necesarias.

Tabla 62 Relaciones B/C usuario, sistema y sociedad para escenarios PEN sector terciario

Escenario	B/C usuario	B/C sistema	B/C sociedad	B/C total
ACTUALIZACIÓN	1,72	3,78	1,91	2,19
MODERNIZACIÓN	1,68	3,79	1,62	2,08
INFLEXIÓN	1,11	3,48	1,45	1,56
INNOVACIÓN	1,02	3,45	1,59	1,49

Sector Industrial

Con el mismo esquema que se utiliza para el sector terciario, se proponen medidas para el sector industrial de acuerdo con los principales usos modelados y a los estudios de caracterización del sector, lo que permite formular medidas para cada tipo código CIU y la implementación gradual según las ambiciones de cada escenario. Las medidas analizadas pueden ser de dos tipos: eficiencia- mejores prácticas y cambios tecnológicos menores y, medidas de sustitución de energéticos.

Eficiencia energética

Para las medidas de eficiencia energética en la industria se analizan en general los siguientes costos o beneficios para usuario sistema y sociedad:

Tabla 63. Costos/Beneficios considerados sector industrial

Usuario	Sistema	Sociedad
Inversión incremental (Equipo)	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	Disposición final de los equipos sustituidos
Costos de financiación	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	Emisiones evitadas
Costos de mantenimiento	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos
Disposición del equipo viejo	Suministro de GLP para toda la demanda nacional	Reducción de ingresos de por mantenimientos de equipos por mejor uso
Costo de labores de sistema	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	Mejoras en Competitividad
Reconexión o ahorro de estos nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	Venta de nuevos equipos nacionales
Ahorro o nuevos costos en energía	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	
Percepción de contribución ambiental		
Valor de salvamento		

Usuario

Se consideran como usuario, a las empresas industriales que implementan las medidas. Como costo de inversión se supone el valor de inversión por unidad de energía ahorrado de acuerdo con los costos identificados en el desarrollo del Programa EEI Colombia, estos energéticos varían para los diferentes usos y algunos aplican a distintos códigos CIU. Además, se estiman para el usuario medidas en las que se calcula los costos de financiación, el costo de disposición de los equipos sustituidos y los costos de mantenimiento de equipos nuevos y costos de disposición final de los equipos sustituidos.

Por su parte dentro de los beneficios se estiman ahorros en consumo de los energéticos, del mismo modo para los servicios como gas natural y energía eléctrica se consideran los costos

evitados por mora y reconexión como respuesta al menor consumo. Además, se estima un beneficio por percepción de contribución al medio ambiente y un valor de salvamento de los equipos en uso.

Sistema

Para el sistema se considera como único costo, la reducción de los ingresos de las empresas por el menor consumo de energía y, en cuanto a los beneficios para el sistema se cuantifican: la reducción de costos en pérdidas técnicas, menores costos por compensaciones en la prestación del servicio, costos evitados de aumento de capacidad y mejora en la cartera de las empresas, para gas natural y energía eléctrica, a la que a su vez se calculan los efectos en los precios de bolsa. En los casos de carbón y bagazo se evalúa el efecto en los costos de producción asociados a la menor demanda.

Sociedad

Dentro del análisis para la sociedad se calcula el costo de disposición de los equipos sustituidos, las pérdidas de ingresos en mantenimiento de equipos en uso y los efectos en los recaudos de FAZNI, Ley 99 de 1993 o recaudos para los fondos de cofinanciación (por menores necesidades de generación de energía eléctrica o gas natural). Adicionalmente, en las medidas asociadas a consumos de carbón se estima una menor renta percibida por el Estado asociado al mayor valor de la renta neta (10%) cuando el combustible es carbón, lo anterior según lo definido en el Estatuto Tributario.

Por su parte como beneficios se considera el valor de las emisiones evitadas, el cálculo de ingresos asociados a la recuperación de materiales de equipos que se sustituyen, los beneficios en la competitividad de la industria por menores costos asociados a la energía y el efecto en ventas de las nuevas tecnologías, asumiendo que un porcentaje se queda en la economía nacional. Con esto, como referente a continuación se listan las iniciativas propuestas en cada uso.

Medidas en fuerza motriz

Para este uso se plantearon las siguientes medidas específicas para el sector industrial:

- Buenas prácticas operativas (en la compra, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de fuerza motriz).
- Variadores de frecuencia en ventiladores y bombas.
- Variadores de frecuencia en otros motores, bandas transportadoras, molinos, proceso, etc.
- Sustitución de motores por eficientes.
- Buenas prácticas en la operación y mantenimiento del sistema de aire comprimido. Control de fugas.
- Variadores y automatización de on off, cascada (aire comprimido)
- Reducción de la presión de descarga del compresor (aire comprimido).

Medidas en calor directo (Gas natural)

En el caso de los códigos CIU en donde se modelaron consumo de gas natural asociado a calor directo para el sector industrial se proponen las siguientes medidas en eficiencia:

- Optimización de quemadores.
- Optimización de la combustión.
- Aislamientos térmicos internos y externos.
- Control de fugas.
- Recuperación de calor.
- Precalentamiento del aire de combustión.

Medidas en calor directo (Carbón)

En eficiencia para los códigos CIU con consumos de carbón en calor directo se evalúan las siguientes iniciativas:

- Optimización de quemadores.
- Optimización de la combustión
- Aislamientos térmicos Internos y externos
- Control de fugas
- Recuperación de Calor
- Precalentamiento del Aire de combustión

Medidas en calor directo (Bagazo)

Nuevamente, se aplica a aquellos códigos CIU que cuentan con usos en biomasa para calor directo y se evalúa como medidas de eficiencia:

- Optimización de quemadores.
- Optimización de la combustión.
- Aislamientos térmicos Internos y externos.
- Control de fugas.
- Recuperación de calor.
- Precalentamiento del aire de combustión.

Calor indirecto (Gas natural)

Como medidas analizadas para eficiencia energética en usos de gas natural de calor indirecto se analizaron:

- Control de la combustión, reducción del exceso de aire por cada 1% se mejora 0.6 la eficiencia. El promedio actual es entre 10 y 20% y se puede reducir al 5%.
- Buenas prácticas: Reducir la presión del vapor, reducir las pérdidas por hollín e incrustaciones, mejorar aislamientos, optimización de purga.
- Actualización de los aislamientos térmicos, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, control de fugas, recuperación de condensados. Por cada 10% recuperado se ahorra 1.5% de combustible el máximo es 90% y el mínimo 75%.
- Economizador para calderas de más de 1000 BHP

Medidas calor indirecto (Carbón)

Iguals medidas que las propuestas para gas natural, a continuación, se listan las medidas evaluadas como de eficiencia en industrias con consumos de carbón para calor indirecto:

- Control de la combustión, reducción del exceso de aire por cada 1% se mejora 0.6 la eficiencia. El promedio actual es entre 10 y 20% y se puede reducir al 5%.
- Buenas prácticas: Reducir la presión del vapor, reducir las pérdidas por hollín e incrustaciones, mejorar aislamientos, optimización de purga.
- Actualización de los aislamientos térmicos, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, control de fugas, recuperación de condensados. Por cada 10% recuperado se ahorra 1.5% de combustible el máximo es 90% y el mínimo 75%.
- Economizador para calderas de más de 1000 BHP

Medidas calor indirecto (Bagazo)

Iguals medidas que las evaluadas para eficiencia en calor indirecto, se evalúan:

- Control de la combustión.
- Buenas prácticas: reducción de la presión del vapor, reducción de las pérdidas por hollín e incrustaciones, mejoramiento en los aislamientos, optimización de purga, actualización de los aislamientos térmicos, aislamiento de válvulas, codos y demás accesorios, control de fugas, recuperación de condensados.
- Instalación de economizador para calderas de más de 1000 BHP.

Refrigeración

Para el sector industrial se plantean como medidas de eficiencia energética en refrigeración:

- Implementación de medidas para nuevos establecimientos:
 - Implementación de Sistema de refrigeración para media o baja temperatura que opera con CO₂,
 - Implementación de chiller con refrigerante hidro-fluoro-olefinas (hfo) o hidrocarburos.
 - Sistemas chiller por absorción más chiller eléctrico por compresión.
 - Compresores digitales.
- Instalación de puertas en gabinetes para sistemas de refrigeración.
- Drope-in para un sistema de refrigeración a un refrigerante con un GWP menor a 1400.
- Control y ajuste subenfriamiento en el evaporador para sistemas de refrigeración.

Sistemas de Gestión Integral de la Energía

En general, para esta medida se plantea la implementación del Sistema Integral de la energía (gestión, monitoreo, control, automatización e implementación de submedición avanzada), en empresas del sector industrial, de acuerdo con los grados de ambición de cada uno de los escenarios del PEN 2022-2052. La implementación de sistemas de gestión de energía es una medida costo beneficiosa en todos los escenarios anualizados, ya que inversiones relativamente bajas frente a los beneficios permiten reproducir estos beneficios tanto en el sistema como desde el punto de vista de la sociedad.

Sustitución

Las medidas de sustitución en la industria propuesta para el PEN 2022-2052 se presentan la siguiente tabla:

Tabla 64 Medidas de sustitución en la industria PEN 2022- 2052. Fuente: (UPME-ECONOMETRIA, 2023)

#	Actualización	Modernización	Inflexión	Innovación
1	Aumenta el consumo de gas en detrimento del carbón en el sector industrial. Industrialización con gas natural (del 30% al 40% en el sector industrial)	Aumenta el consumo de gas en detrimento del carbón en el sector industrial. Industrialización con gas natural (del 30% al 45% en el sector industrial)	Aumenta el consumo de gas en detrimento del carbón en el sector industrial. Industrialización con gas natural (del 30% al 45% en el sector industrial)	Aumenta el consumo de gas en detrimento del carbón en el sector industrial. Industrialización con gas natural (del 30% al 40% en el sector industrial)
2				Mezcla de gas natural con hidrógeno, sustitución de consumo del gas natural 15% por mezcla
3	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor directo: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: Pirolisis, Torrefacción, microondas; 5% desde 2025 con un crecimiento del 1% (Alimentos, metalúrgico. Otros CIU)	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor directo: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: Pirolisis, Torrefacción, microondas; 8% desde 2025 con un crecimiento del 1% (Alimentos, metalúrgico, otros CIU)	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor directo: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: Pirolisis, Torrefacción, microondas; 10% desde 2025 con un crecimiento del 1% (Alimentos, metalúrgico, otros CIU)	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor directo: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: Pirolisis, Torrefacción, microondas; 10% desde 2025 con un crecimiento del 2% (Alimentos, metalúrgico, otros CIU)
4			Electrificación de procesos de calor directo 15% desde 2035.	Electrificación de procesos de calor directo 15% desde 2035
5	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor indirecto: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: 5% desde 2025 con un crecimiento del 1%	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor indirecto: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: 8% desde 2025 con un crecimiento del 1%	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor indirecto: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: 10% desde 2025 con un crecimiento del 1%	Sustitución de carbón por biomasa en procesos de calor indirecto: Calentamiento a base de biocarbón para procesos industriales a gran escala: 10% desde 2025 con un crecimiento del 2%
6	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por biomasa en 8% desde el 2025, con un crecimiento del 1%	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos en 16% desde el 2025 con un crecimiento del 1%.	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos en 28% desde el 2025.	Sustitución de carbón en hornos de cementeras por residuos en 28% desde el 2024

#	Actualización	Modernización	Inflexión	Innovación
7			Uso de biomasa en nuevos procesos industriales: industrias de pulpa y papel (Ahorro 5% del consumo del subsector desde el 2025) con un crec. del 1%.	Uso de biomasa en nuevos procesos industriales: industrias de pulpa y papel, caldera de lecho fluidizado (Ahorro 5% del consumo del subsector desde el 2025)

Para los procesos de sustitución se plantean las siguientes consideraciones:

- Se supone para la evaluación de la medida de Blending que el hidrógeno es verde o que realiza la debida captura del CO2 generado, por tanto, no se consideran emisiones de CO2 asociados a este combustible.
- El impacto fiscal se considera sobre la renta neta teniendo en cuenta las tasas impositivas del Estatuto Tributario, que aumentan en un 10% cuando el combustible es carbón.
- El precio empleado para el BLENDING, como un porcentaje adicional de la tarifa de gas natural, corresponde al caso en el que se tiene una mezcla del 5% de hidrógeno, y el aumento a partir de una mezcla del 10% de hidrógeno incluye la inversión que debe hacer el sistema para adecuar la infraestructura.
- El costo de las inversiones en equipos, como por ejemplo las calderas, se realiza como el diferencial entre la compra de un equipo tradicional y uno con la nueva tecnología propuesta.
- La evaluación del impacto de reducción de emisiones se hace como el diferencial de las emisiones entre el nuevo combustible y el combustible que se está sustituyendo.

Adicionalmente se evalúan según correspondan los siguientes costos o beneficios:

Tabla 65. Costos beneficios considerados sector industrial-Sustitución

Usuario	Sistema	Sociedad
Inversión incremental (Equipo)	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	Disposición final de los equipos sustituidos
Costos de financiación	Efecto en el precio de bolsa por variaciones en el consumo	Emisiones evitadas
Costos de mantenimiento	Efecto en riesgo de cartera de las empresas en cada servicio	Costo evitado de impactos a la salud humana por no liberación de sustancias agotadoras prohibidas
Disposición del equipo viejo	Suministro de GLP para toda la demanda nacional	Costo evitado de impactos a la salud por disminución de contaminantes secundarios atmosféricos locales (ozono) por menores reacciones fotoquímicas generadas por radiación UV.
Costo de labores de sistema	Reducción de costos en pérdidas (Reducción de consumo energía eléctrica)	Ingresos asociados a la recuperación de materiales por los equipos sustituidos
Reconexión o ahorro de este nuevos usuarios de acuerdo con el energético (potencial mora)	Costos por compensación de interrupciones (Calidad del servicio)	Reducción de ingresos de por mantenimientos de equipos por mejor uso
Ahorro o nuevos costos en energía	Efecto en los ingresos empresas en cada servicio	Emisiones evitadas en refrigerantes
Percepción de contribución ambiental	Requerimiento infraestructura para servir los nuevos usuarios en cada energético	Impacto fiscal por FAZNI y Ley 99
Valor de salvamento		Mejoras en Competitividad
		Venta de nuevos equipos nacionales
		Menor renta carbonera

Resultados sector industrial

Dentro de las medidas analizadas para el sector industrial, se observa que las que mayor aportan a la transformación del sector en términos energéticos son las medidas de sustitución, duplicando en los escenarios de inflexión e innovación los cambios obtenidos por procesos de eficiencia.

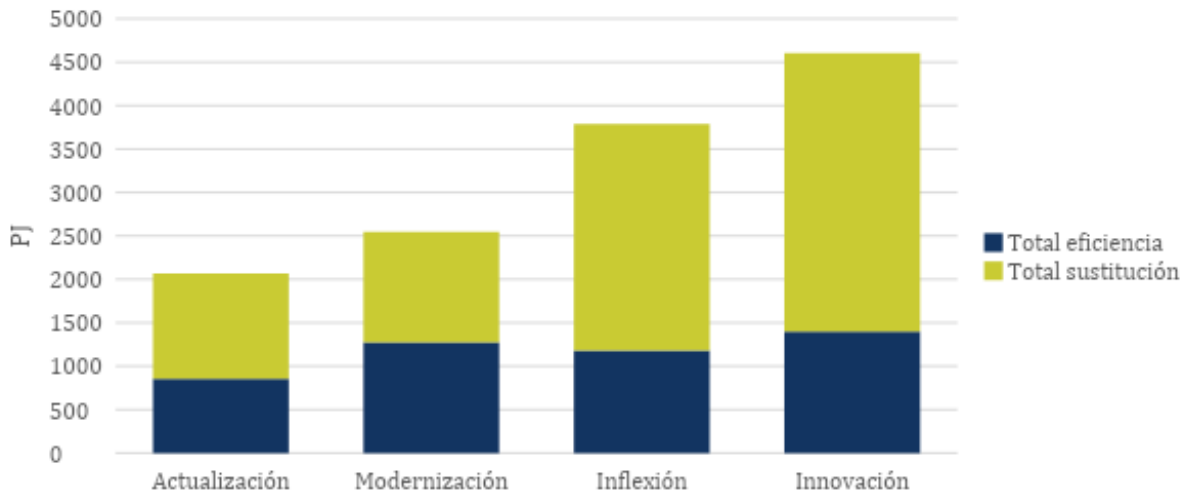


Figura 137. Comportamiento por energético por tipos de medidas (Ahorros) sector industrial

De las medidas de sustitución destacan por un mayor diferencial de energía en PJ, la gasificación, que en el escenario de modernización representa hasta el 39% de la energía total de sustitución, en contraste los procesos de electrificación más altos se observan en el escenario de innovación, alcanzando el 32% del diferencial de energía total. En medidas de eficiencia los mayores resultados se observan en usos de calor directo e indirecto con carbón, en donde se podrían obtener ahorros en consumo de hasta 43,3% para el escenario inflexión, seguidos de bagazo, calor directo e indirecto que contribuyen en hasta el 26% y finalmente la implementación de SGEEn, que supera ahorros a las demás medidas de eficiencia, contribuyendo hasta en el 28% (modernización).

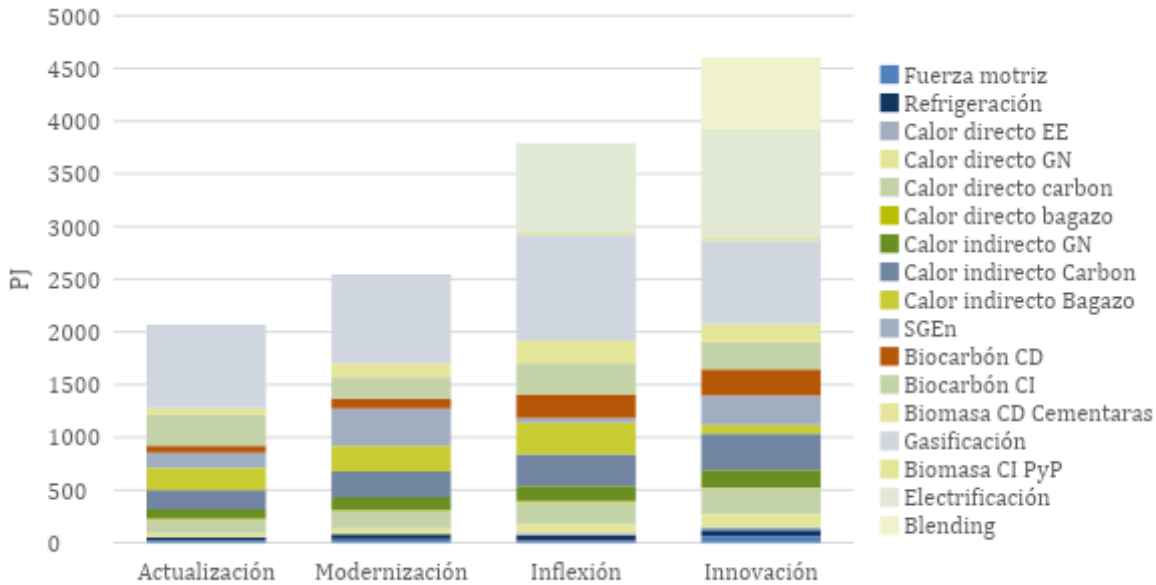


Figura 138. Comportamiento por energético por medidas (Ahorros) sector industrial

En cuanto al CAPEX necesario para la implementación de las medidas en el sector industrial, los resultados indican montos de inversión entre 21 billones de pesos para el escenario actualización que aumentan de acuerdo con los escenario más ambiciosos, hasta duplicarse en el escenario de innovación (\$47 Billones).

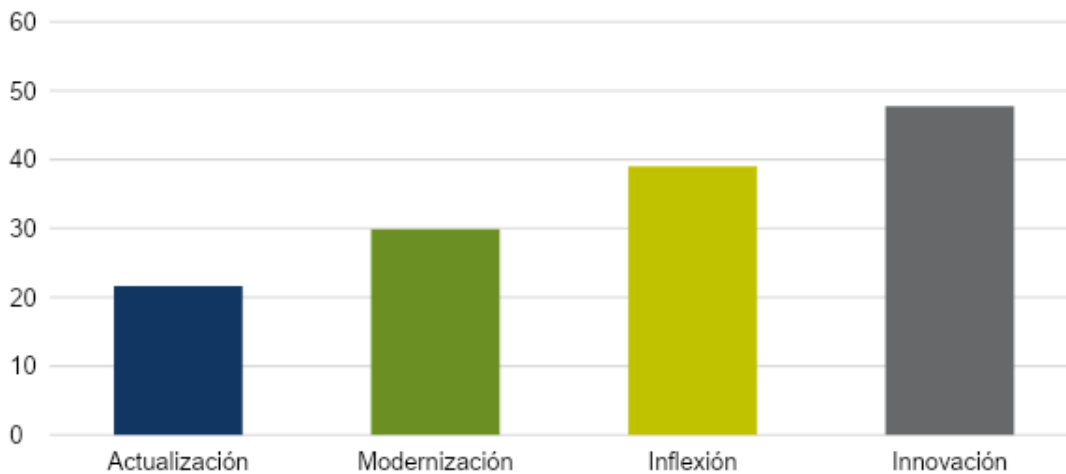


Figura 139. CAPEX por escenario sector industrial

Finalmente, al agregar los costos y beneficios de las medidas tanto en eficiencia como en sustitución para el sector industrial, se obtiene que para ninguno de los cuatro escenarios se lograría una relación beneficio costo (Total) mayor a uno, incluso cuando si se alcanzan resultados de costo beneficio adecuado para el sistema y la sociedad, esto obedece principalmente a los altos montos de inversión que se requerirían para la implementación, incluso desde el escenario de actualización.

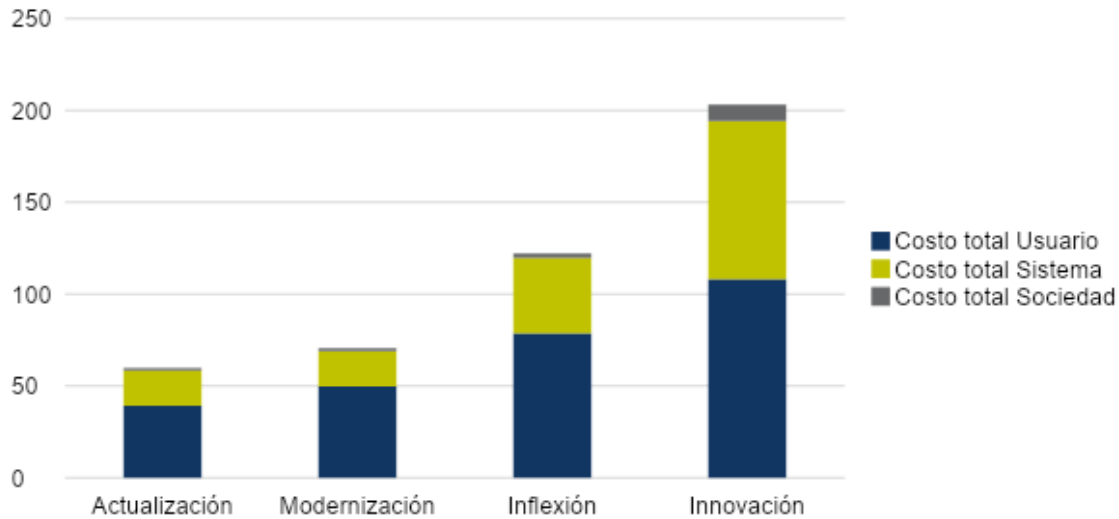


Figura 140. Costos usuario, sistema y sociedad para sector industrial

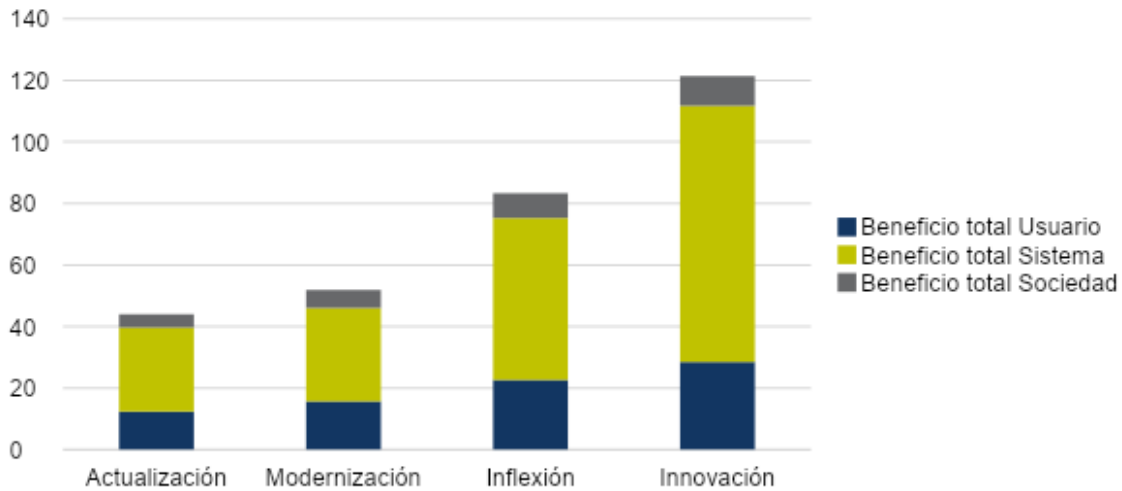


Figura 141. Beneficios usuario, sistema y sociedad para sector industrial

De acuerdo con los resultados los costos para el privado son los mayores limitantes en el sector industrial, lo que resalta la necesidad de destinar esfuerzos grandes para la transformación del sector industrial.

Tabla 66 Relaciones B/C usuario, sistema sociedad para escenarios PEN sector industrial

Escenario	B/C usuario	B/C sistema	B/C sociedad	B/C total
ACTUALIZACIÓN	0,68	2,95	6,17	1,50
MODERNIZACIÓN	0,72	3,38	6,60	1,57
INFLEXIÓN	0,60	3,07	7,60	1,35
INNOVACIÓN	0,53	2,65	4,26	1,15

Sector Transporte

Para el sector transporte el análisis se fundamenta en la información del stock de vehículos por categoría y energético y los cambios en estos de cada uno de los escenarios del PEN 2022-2052 frente a al escenario tendencial. A partir de lo anterior se obtienen valores diferenciales por escenario tanto en número de vehículos como en las cantidades asociadas en cada uno de los energéticos, respondiendo a los supuestos modelados para el sector. Con esta información de referencia se analizan dentro de los costos y beneficios:

Tabla 67. Costos/beneficios considerados sector transporte

Usuario	Sistema	Sociedad
Costo incremental de la inversión en vehículos eléctricos	Reducción de ingresos en la cadena de combustibles líquidos	Efectos en la comercialización de vehículos con combustibles
Costo evitado en vehículos de combustión para vehículos que salen	Efectos en el precio de bolsa ante aumento de demanda energía eléctrica	Impacto fiscal menores impuestos por exenciones a vehículos eléctricos
Costos operativos en el nuevo modo de transporte	Inversiones en estaciones de carga	Impacto fiscal menores impuestos sobretasas a los combustibles
Impuestos precio de los vehículos	Efectos en necesidad de capacidad de acuerdo con el cambio en los energéticos	Costo de chatarrización de los vehículos antiguos
Costo de mantenimiento	Aumento en las ventas de energía eléctrica	Costos asociados a cadena de servicios técnicos para las nuevas tecnologías
Costos energéticos (ahorro de combustibles)	Aumento en las ventas de GNV	Costos manejo de las baterías de los VE e híbridos
Costo evitado en impuestos para los vehículos eléctricos		Efecto en misiones evitadas
Reducción de gasto de bolsillo		Efecto en emisiones MP
Diferencial en costos revisión tecnicomecanica		Ahorros en gastos de salud-Reducción carga de la enfermedad
Descuento en SOAT 10% en vehículos eléctricos y de cero emisiones		Ahorros por gastos en salud - Pago de incapacidades
Valor de salvamento (reventa) vehículo antiguo		Costos evitados para el sector productivo
Exención pico y placa vehículos eléctricos e híbridos		Efecto en las ventas de los nuevos vehículos
de percepción de contribución al medio ambiente		

Usuario

Para la estimación de los costos de inversión, se calculan los costos incrementales entre las tecnologías en donde hay un cambio en el stock, es decir que de acuerdo con el escenario se identifica si existe, por ejemplo, un mayor número de vehículos eléctricos frente a la reducción de vehículos de gasolina, por lo que el valor de la inversión corresponderá al diferencial de precio entre los dos energéticos, para la categoría correspondiente. En el tema de precios se contrastaron tres fuentes de información el estudio de Ascenso Tecnológico desarrollado por Steer para la UPME en el año 2020, y el desarrollado por la misma firma “Estructurar las bases del programa de reemplazo tecnológico de la flota oficial del país, para acelerar la adquisición de vehículos de bajas y cero emisiones para entidades públicas de orden nacional y sus oficinas territoriales” (Steer-UPME , 2019) e información del estudio para “Estructuración de un

programa piloto para la transformación de la flota oficial de orden nacional a tecnologías de cero y bajas emisiones” (Inicio-BID, 2020).

Por otra parte, se supone que una vez realizado el reemplazo con las tecnologías, principalmente de combustibles más limpios, las salidas restantes de vehículos responde a cambios modales, para los cuales por un lado se calcula el costo evitado en la compra de los vehículos como beneficio y como costo, un valor asociado a los costos del nuevo modo de transporte.

También, se consideran costos de financiación de la inversión, costos de disposición final del vehículo que reemplaza, el valor de impuestos de los vehículos y un costo de mantenimiento (entendido como un valor diferente al destinado a los energéticos).

Dentro de los beneficios para el usuario, se estiman:

- Los ahorros en consumo de combustible, se estiman los cambios en los costos asociados a los nuevos energéticos.
- Efectos en los impuestos a cargo del usuario por la compra de los nuevos vehículos.
- Reducción de gastos de bolsillo, asociado a tratamientos por enfermedades asociadas a la contaminación del aire.
- Ahorros en la revisión técnico-mecánica, donde se supone el 30% de descuento sobre el costo de la revisión técnico-mecánica, para vehículos con emisiones cero (Solo vehículos eléctricos)
- Exención del pico y placa

Adicionalmente, los beneficios asociados a las mejoras en las condiciones ambientales:

Reducción de gasto de bolsillo, este potencial beneficio se estima a partir del peso relativo del gasto de bolsillo en el gasto de salud que se calcula en 15.8%, (Minsalud, 2015), entendido como un menor costo que debe asumir el usuario ante enfermedades asociadas a la contaminación del aire, este valor se estima en función de los costos de salud y las emisiones generadas por el sector. Finalmente, se asigna un beneficio asociado a la percepción de contribución al medio ambiente.

En el tema de precios de los combustibles y de acuerdo al desmonte gradual de subsidios que se ha venido aplicando desde el año 2022, se plantea la continuidad de esa iniciativa de desmonte, de acuerdo a los valores aplicados hasta 2022 y las expectativas frente a la gasolina y el Diesel, de tal manera que desde el año 2024 se utiliza la proyección de precio internacionales para estos combustibles de acuerdo a información de la Energy Information Administration (EIA, 2023)

Sistema

Para el sistema se consideran como costos la reducción de ingresos en la cadena de combustibles líquidos por la reducción de ventas en gasolina y Diesel, también se simula el efecto esperado en el precio de bolsa ante aumento de demanda energía eléctrica, como para

las demás medidas este impacto se calcula en función de la elasticidad inversa de la demanda de energía en el SIN.

Otro de los costos considerados, es el de la inversión necesaria para la construcción de las estaciones de carga de los vehículos eléctricos. Para esta valoración se tiene como insumo la información de la consultoría que adelanta Hinicio³⁰. Para el cálculo del número de estaciones necesarias, se calcula la relación del número de Kms de carreteras primaria y secundarias nacionales, con una estación por cada 150 Km. También se asume que las inversiones en las estaciones se realizan en un plazo de cinco años.

En cuanto a los beneficios para el sistema, se cuantifican: los aumentos en las ventas de energía eléctrica y en los nuevos combustibles de acuerdo con el escenario y categoría vehicular (GNV, GLP, GNL) por el nuevo consumo asociado, los ingresos por el aumento estimado en el precio de bolsa y el aumento de los ingresos por el aumento de las inversiones por los requerimientos adicionales de capacidad.

Sociedad

Dentro del análisis para la sociedad se consideraron los menores ingresos en ventas para los comercializadores de vehículos según combustible y salida de vehículos (dejados de comprar) en cada escenario, una reducción del ingreso al Estado por el menor recaudo por sobretasas a los combustibles, por sus menores ventas, en este mismo sentido, un menor recaudo por el beneficio tributario de reducción de impuestos para vehículos eléctricos.

Por otro lado, se estima para la sociedad un costo de chatarrización de los vehículos antiguos. Así mismo, se prevén inversiones necesarias en la capacitación en los servicios técnicos asociados a las nuevas tecnologías y finalmente, un costo para el total de la sociedad por la disposición y manejo de los residuos de las baterías que llegasen a generar de los nuevos vehículos.

Por su parte como beneficios de las medidas del sector transporte, están principalmente motivados por sus impactos en temas ambientales y con ello, en reducción de costos de salud. Por eso, se cuantifican las emisiones evitadas en GEI cuantificadas con el valor por tonelada del impuesto al carbono. Se estiman las emisiones/ahorros en material particulado en función de las cantidades ahorradas gasolina, Diesel y gas natural, considerando los factores de emisión del EMEP que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 68. Factores de emisión MP - Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 – Update Oct. 2020

Categoría	Fuel	NOx			PM		
		(g/lit fuel)			(g/lit fuel)		
		Mean	Min	Max	Mean	Min	Max
PC (Carros de pasajeros)	Petrol	6.464565	3.31744	22.133545	0.022215	0.01481	0.02962
	Diesel	11.154672	9.63984	11.946516	0.94677	0.68856	2.272248

³⁰ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector transporte.

	LPG						
LCV (Camiones comerciales ligeros)	Petrol	11.2556	3.09529	25.39915	0	0	0
	Diesel	12.833037	11.498952	15.862701	1.308264	0.94677	2.573493
HDV (Vehículos pesados, incluidos autobuses, ciclomotores y motocicletas)	Diesel	28.721559	24.392238	32.956203	0.809058	0.525027	1.351299
	CNG (Buses)	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
L-category	Gasolina	4.91692	1.473595	7.945565	1.6291	0.407275	4.45781

Teniendo como costo de referencia de estas emisiones se utiliza el impuesto adicional necesario para reflejar el daño por contaminación local, basado en las tasas de emisión promedio, de acuerdo con estimaciones del Fondo Monetario Internacional.

En cuanto a los beneficios asociados a la reducción de costos de salud, por enfermedades asociadas a la contaminación del aire, se calcula la reducción de carga de la enfermedad, el ahorro en pagos de incapacidades y mayor productividad para las empresas producto de dichas incapacidades. Para estos beneficios se asocian los costos para el sistema de salud, en relación con las emisiones del sector transporte para el año 2019 (PEN, 2019)³¹.

Finalmente, se consideran como beneficios para el total de la sociedad un porcentaje de las ventas de vehículos de nuevas tecnologías.

Transporte particular

Como resultado de las simulaciones para la categoría de transporte particular dentro del que se incluyen automóviles y camperos, camionetas y motos, se observan como principales cambios entre cada uno de los escenarios y el tendencial:

- Reemplazo de vehículos de gasolina a GNV para las automóviles-camperos y camionetas, en diferentes cantidades de acuerdo con el escenario
- Reemplazo de vehículos de Diesel a eléctrico, GNV dual e Híbrido en camionetas
- Reemplazo de vehículos de gasolina a eléctricos, para los automóviles-camperos, camionetas y motos y en la categoría de automóviles-camperos reemplazo de gasolina a GNV, híbridos y eléctricos.
- Reemplazo de GNV Dual a vehículos eléctricos automóviles-camperos y camionetas
- Salida del stock de automóviles-camperos, camionetas y motos de gasolina y salida del stock de camionetas con Diesel

Transporte público: Taxis

Como resultado de las simulaciones para la categoría de taxis los principales cambios entre cada uno de los escenarios y el tendencial responden a:

- Reemplazo de taxis que usan gasolina por taxis eléctricos, con GNV Dual y GNV

³¹ Para mayor detalle se invita a consultar la herramienta beneficio costo para el sector transporte.

- Reemplazo de vehículos híbridos a eléctricos
- Reducción en el número de vehículos con gasolina, incluso después de los procesos de sustitución.
- Tanto el número como las cantidades de energéticos asociadas, varía de acuerdo con cada escenario.

Transporte de carga

Otra de las medidas consideradas está asociada a la penetración de vehículos eléctricos, GNV y GNL y en los escenarios de mayor ambición: Inflexión e Innovación, vehículos con hidrógeno en el transporte de carga nacional, considerando dentro de este las categorías: Tractocamiones, camiones y volquetas del transporte de carga. Para la formulación del escenario de la medida se contempla:

- Para tractocamiones-volquetas se supone el reemplazo de vehículos que operan con Diesel por vehículos con GNL, mientras que en camiones con Diesel el reemplazo es hacia vehículos que operan con GNV, camiones eléctricos.
- En el caso de tractocamiones, se reemplazan vehículos de GNV por GNL, y posterior a estos reemplazos salen del stock algunos vehículos de GNV.
- Salen del stock vehículos de Diesel en ambas tipologías y adicionalmente en camiones salen vehículos de gasolina.

Transporte de pasajeros

Como resultado de las simulaciones para la categoría de transporte dentro de las que se incluyen buses y microbuses se observan como principales cambios entre cada uno de los escenarios y el tendencial:

- Reemplazo de vehículos de gasolina a eléctrico y GNV Dual para buses y microbuses
- Reemplazo de vehículos de Diesel a eléctrico, GNV dual en buses y microbuses
- Salida del stock de buses y microbuses que operan con Diesel, Gasolina, GNV
- Entrada de vehículos eléctricos en microbuses (Una vez terminados los reemplazos).

Resultados sector transporte

En el sector transporte los mayores diferenciales en cada escenario frente al tendencial en términos de energía, están asociados a las medidas de transformación de las categorías de vehículos particulares (motos, automóviles y camperos), con las mayores apuestas de los escenarios se incrementan los aportes asociados a la transporte de carga.

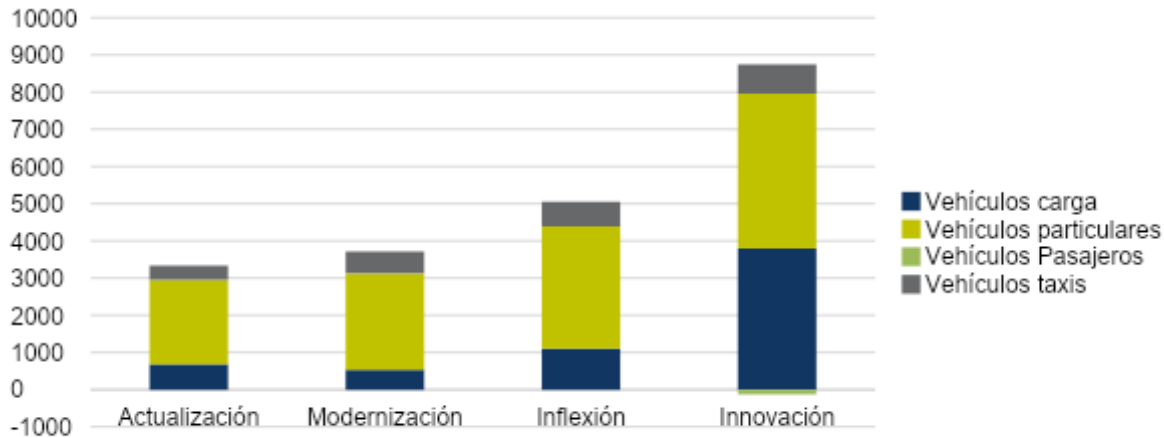


Figura 142. Comportamiento por energético por tipos de medidas (Ahorros) sector industrial

Estas apuestas implican unos montos de inversión entre \$1.072 billones de pesos en el escenario actualización, hasta \$1.901 billones del escenario de inflexión, que a pesar de no ser de mayor ambición tiene asociadas mayores inversiones, principalmente por la salida de un mayor cantidad de vehículos del stock, en comparación con el escenario innovación.

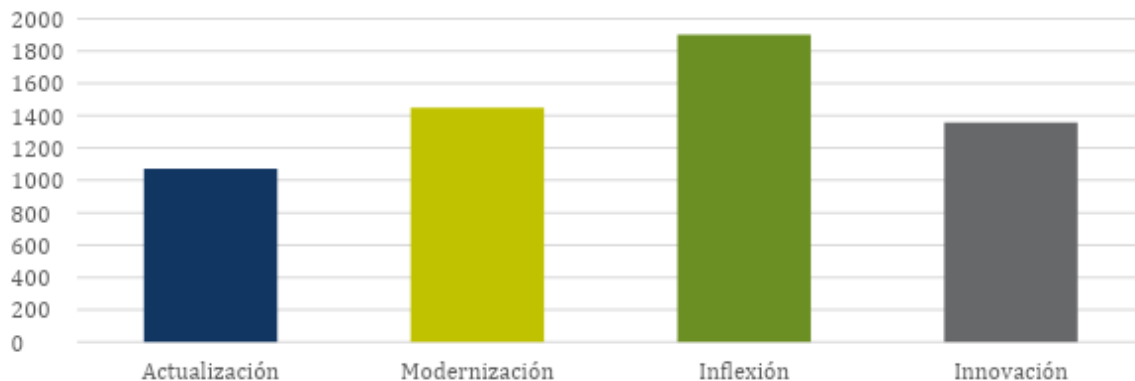


Figura 143. CAPEX por escenario sector transporte

Adicionalmente se estiman los costos totales para el sector transporte, señalando los componentes por usuario, sistema y sociedad.

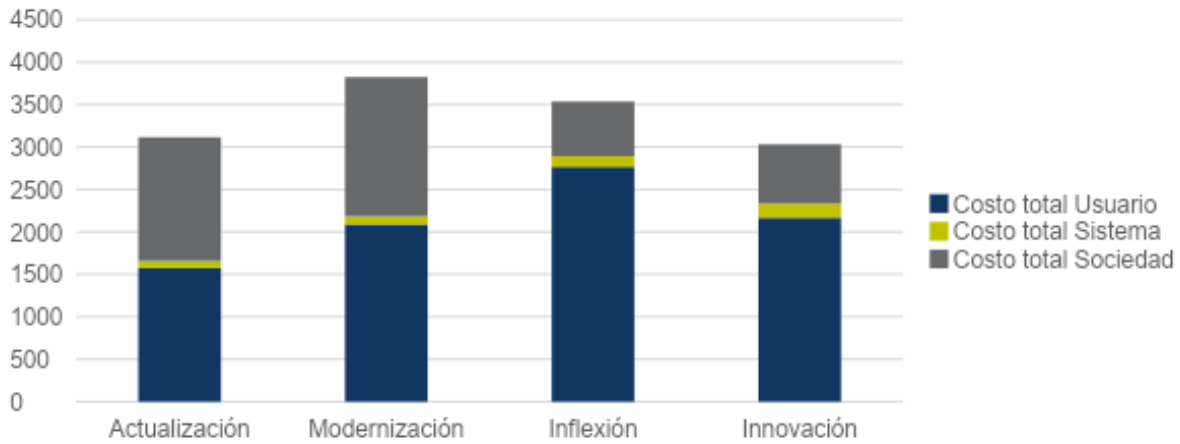


Figura 144. Costos usuario, sistema sociedad para sector transporte

En cuanto a los beneficios para todos los escenarios los mayores beneficios en promedio son los asociados al usuario (69%), seguidos de los asociados al componente del sistema (1%) y por ultimo los asociados a la sociedad (30%) respectivamente.

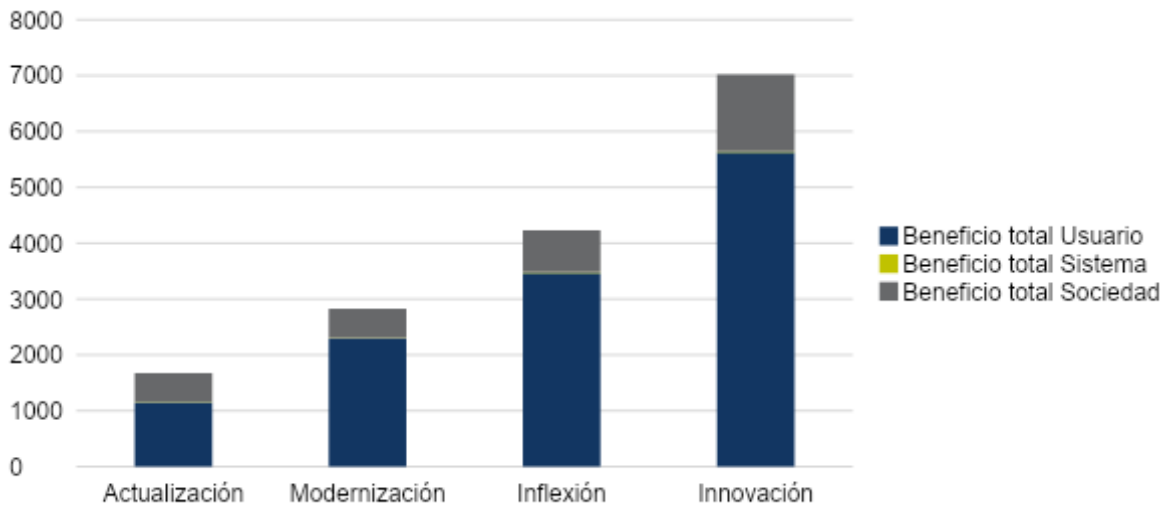


Figura 145. Beneficios usuario, sistema y sociedad para sector transporte

Las relaciones costo beneficio obtenidas, indican que en los escenarios de actualización y modernización no son costo beneficiosos, en estos escenarios desde ninguno de los enfoques del análisis se logran superar los costos. Por su parte, a pesar del mayor monto de inversiones los escenarios de inflexión e innovación si logran ser costo beneficiosos, motivados por dos efectos: el de mayores beneficios que perciben los usuarios y los mayores co-beneficios.

Tabla 69 Relaciones B/C usuario, sistema sociedad para escenarios PEN sector transporte

Escenario	B/C usuario	B/C sistema	B/C sociedad	B/C total
ACTUALIZACIÓN	0,73	0,15	0,35	0,54
MODERNIZACIÓN	1,10	0,11	0,32	0,74
INFLEXIÓN	1,25	0,11	1,16	1,20
INNOVACIÓN	2,60	0,12	1,97	2,32

Tabla 70 Relación B/C por medida evaluada PEN 2022- 2052

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
RESIDENCIAL	ACTUALIZACIÓN	Refrigeración	1,7	2,9	2,3	2,1
		Aire acondicionado	4,8	2,9	3,9	3,8
		Iluminación	17,7	3,0	20,5	5,5
		Cocción urbana	7,3	0,3	3,6	1,7
		Cocción sector rural	0,0	0,4	0,4	0,3
		TV	4,5	0,5	27,9	3,1
		Calentamiento de agua	0,8	3,0	27,0	2,1
		Fuerza motriz: Lavadoras y ventiladores	1,4	1,3	3,7	1,5
	Construcción sostenible	2,2	4,0	12,6	2,5	
	MODERNIZACIÓN	Refrigeración	1,8	2,9	2,5	2,2
		Aire acondicionado	5,1	2,9	4,1	3,9
		Iluminación	22,8	3,0	21,6	5,7
		Cocción urbana	10,3	0,3	2,0	2,1
		Cocción sector rural	0,1	0,4	0,7	0,4
		TV	4,9	0,5	28,5	3,1
		Calentamiento de agua	0,9	3,0	27,3	2,2
		Fuerza motriz: Lavadoras y ventiladores	2,1	1,3	5,9	1,9
	Construcción sostenible	2,1	4,1	6,9	2,4	
	INFLEXIÓN	Refrigeración	2,2	2,9	2,9	2,5
		Aire acondicionado	7,2	2,9	5,4	4,5
		Iluminación	23,4	3,0	21,6	5,6
		Cocción urbana	3,7	0,4	1,0	1,1
		Cocción sector rural	0,1	0,4	0,9	0,4
		TV	5,0	0,5	28,6	3,1
		Calentamiento de agua	0,7	3,1	26,6	1,9
		Fuerza motriz: Lavadoras y ventiladores	2,7	1,3	7,6	2,2
	Construcción sostenible	2,3	3,7	7,5	2,6	
	INNOVACIÓN	Refrigeración	1,0	2,9	1,3	1,4
		Aire acondicionado	10,9	2,9	7,4	5,1
		Iluminación	24,0	3,0	21,7	5,6
		Cocción urbana	2,2	0,4	0,5	0,7

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
		Cocción sector rural	0,3	0,4	1,1	0,5
		TV	5,2	0,5	29,3	3,1
		Calentamiento de agua	0,8	3,1	27,0	2,0
		Fuerza motriz: Lavadoras y ventiladores	3,3	1,3	9,2	2,3
		Construcción sostenible	2,0	3,7	5,1	2,3
TERCIARIO	ACTUALIZACIÓN	Fuerza motriz	0,3	3,8	0,9	0,4
		Iluminación LED	8,7	5,0	0,2	4,5
		Calor indirecto	0,8	1,4	0,4	0,9
		Calor directo eficiencia energética	2,6	4,7	0,2	2,6
		Calor directo sustitución	3,7	1,4	0,4	2,3
		Refrigeración y AA	1,5	3,8	5,0	2,8
		Construcción sostenible	0,5	4,0	1,6	0,8
	MODERNIZACIÓN	Fuerza motriz	0,3	3,8	0,9	0,4
		Iluminación LED	12,1	5,0	0,2	4,3
		Calor indirecto	0,4	1,1	0,6	0,5
		Calor directo eficiencia energética	2,6	4,6	0,2	2,6
		Calor directo sustitución	3,7	1,4	0,4	2,3
		Refrigeración y AA	1,6	3,8	4,9	2,8
		Construcción sostenible	0,4	4,0	1,7	0,7
	INFLEXIÓN	Fuerza motriz	0,3	3,8	0,9	0,5
		Iluminación LED	6,2	5,0	0,2	3,5
		Calor indirecto	0,3	1,0	0,6	0,5
		Calor directo eficiencia energética	3,6	4,7	0,3	3,2
		Calor directo sustitución	0,4	1,4	0,9	0,5
		Refrigeración y AA	1,1	3,8	5,5	2,6
		Construcción sostenible	0,6	4,0	1,5	1,0

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
	INNOVACIÓN	Fuerza motriz	0,3	3,8	0,9	0,4
		Iluminación LED	6,8	4,9	0,2	3,9
		Calor indirecto	0,4	1,2	0,5	0,6
		Calor directo eficiencia energética	3,7	4,5	0,2	3,2
		Calor directo sustitución	0,4	1,5	0,9	0,5
		Refrigeración y AA	1,3	3,8	5,2	2,7
		Construcción sostenible	0,6	4,0	1,5	1,0
INDUSTRIAL	ACTUALIZACIÓN	Fuerza motriz	0,3	2,5	7,1	0,5
		Refrigeración	1,8	3,4	1,8	2,9
		Calor directo EE	1,7	5,3	1,8	3,5
		Calor directo GN	0,7	0,5	3,7	0,6
		Calor directo carbón	0,2	0,9	6,0	0,3
		Calor directo bagazo	0,2	0,4	6,7	0,3
		Calor indirecto GN	0,3	0,4	1,9	0,4
		Calor indirecto carbón	0,1	0,9	1,2	0,2
		Calor indirecto Bagazo	0,1	0,4	0,5	0,1
		SGen	3,0	2,0	3,7	2,3
		Biocarbón CD	0,2	1,1	2,0	0,7
		Biocarbón CI	0,3	1,1	6,0	0,8
		Biomasa CD Cementaras	1,2	1,1	6,2	1,3
	Gasificación	0,7	3,4	1,5	1,5	
	INNOVACIÓN	Fuerza motriz	0,3	2,1	7,1	0,5
		Refrigeración	1,7	5,3	20,5	3,9
		Calor directo EE	1,7	3,9	1,8	3,0
		Calor directo GN	0,7	0,5	3,8	0,7
		Calor directo carbón	0,1	0,9	5,4	0,2

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
		Calor directo bagazo	0,2	0,4	8,3	0,3
		Calor indirecto GN	0,3	0,5	0,2	0,3
		Calor indirecto carbón	0,1	0,9	1,2	0,2
		Calor indirecto Bagazo	0,1	0,4	9,8	0,1
		SGen	1,9	2,3	3,9	2,2
		Biocarbón CD	0,2	1,1	2,0	0,7
		Biocarbón CI	0,3	1,1	5,9	0,8
		Biomasa CD Cementaras	1,2	1,1	6,1	1,3
		Biomasa CI PyP	1,3	1,1	6,2	1,4
		Electrificación	0,2	0,6	7,0	0,4
		Gasificación	0,7	3,4	1,5	1,5
		Blending	0,2	0,8	0,1	0,6
		INFLEXIÓN	Fuerza motriz	0,3	4,3	7,1
	Refrigeración		1,8	5,3	1,8	3,0
	Calor directo EE		1,7	3,5	1,8	2,7
	Calor directo GN		0,7	0,5	3,7	0,6
	Calor directo carbón		0,2	0,9	6,9	0,4
	Calor directo bagazo		0,2	0,4	6,4	0,3
	Calor indirecto GN		0,3	0,4	0,3	0,3
	Calor indirecto carbón		0,1	0,9	1,3	0,2
	Calor indirecto Bagazo		0,1	0,4	0,5	0,1
	SGen		2,2	2,5	5,4	2,5
	Biocarbón CD		0,2	1,1	2,0	0,7
	Biocarbón CI		0,3	1,1	5,9	0,8
	Biomasa CD Cementaras	1,2	1,1	6,1	1,3	
Biomasa CI PyP	1,3	1,1	6,2	1,4		

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
		Electrificación	0,2	0,9	7,0	0,6
		Gasificación	0,7	3,4	4,0	1,6
	MODERNIZACIÓN	Fuerza motriz	0,3	2,5	6,4	0,5
		Refrigeración	1,8	3,4	1,8	2,5
		Calor directo EE	1,7	5,3	1,8	3,4
		Calor directo GN	0,7	0,5	3,7	0,6
		Calor directo carbón	0,2	0,9	6,2	0,4
		Calor directo bagazo	0,2	0,4	6,7	0,3
		Calor indirecto GN	0,3	0,4	1,9	0,4
		Calor indirecto carbón	0,1	0,9	3,5	0,2
		Calor indirecto Bagazo	0,1	0,4	0,5	0,1
		SGEEn	3,3	3,1	3,7	3,2
		Biocarbón CD	0,2	1,1	2,0	0,7
		Biocarbón CI	0,3	1,1	5,9	0,8
		Biomasa CD Cementaras	1,2	1,1	6,1	1,3
		Gasificación	0,7	3,4	1,5	1,5
TRANSPORTE	ACTUALIZACIÓN	Medidas para vehículos particulares	1,3	0,1	0,9	1,1
		Medidas para taxis	0,6	0,0	0,0	0,1
		Medidas transporte pasajeros	0,1	0,4	0,0	0,0
		Medidas en transporte de carga	0,6	0,0	1,1	0,5
	MODERNIZACIÓN	Medidas para vehículos particulares	3,0	0,1	0,9	2,5
		Medidas para taxis	1,2	0,0	0,0	0,1
		Medidas transporte pasajeros	0,1	0,3	0,0	0,0
		Medidas en transporte de carga	0,6	0,0	0,9	0,5
	INFLEXIÓN	Medidas para vehículos particulares	3,6	0,1	2,7	3,3
		Medidas para taxis	0,4	0,1	2,2	0,7

Sector	Escenario	Medida	B/C privado	B/C sistema	B/C social	B/C total
		Medidas transporte pasajeros	0,3	0,2	0,0	0,1
		Medidas en transporte de carga	0,6	0,0	1,0	0,4
	INNOVACIÓN	Medidas para vehículos particulares	4,8	0,1	3,3	4,3
		Medidas para taxis	0,6	0,2	2,0	0,9
		Medidas transporte pasajeros	0,2	0,3	0,0	0,2
		Medidas en transporte de carga	3,9	0,0	2,1	1,2