

CREE

CENTRO REGIONAL DE ESTUDIOS DE ENERGÍA



Estudio para la Hoja de Ruta
de la Transición Energética
Colombia 2050

TOMÁS GONZALEZ

CONJUNTO PROCESO QUE SIRVA PARA HACER POLÍTICA PÚBLICA



RESOLUCIÓN POR CAMBIO CLIMÁTICO, POLÍTICAS ANUNCIADAS, TRANSFORMACIÓN DE POLÍTICAS, CRECIMIENTO ECONÓMICO



ESFUERZOS DE DESCARBOHIZACIÓN ENTRE SECTORES



TRANSICIÓN DESDE LA DEMANDA



ELECTRIFICACIÓN



CAMBIO CLIMÁTICO



ESTUDIO HOJA DE RUTA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COLOMBIA 2050

TRANSICIÓN DESDE LA OFERTA



DISPONIBILIDAD DE RESERVAS



TECNOLOGÍA



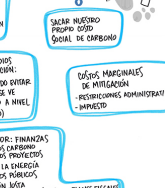
NECESITAMOS SEGUIR CONSTRUYENDO NUESTRA ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN!

www.pataleta.net @pataletaNet @pataletaDocumenta

PARTICIPACIÓN DEL PÚBLICO



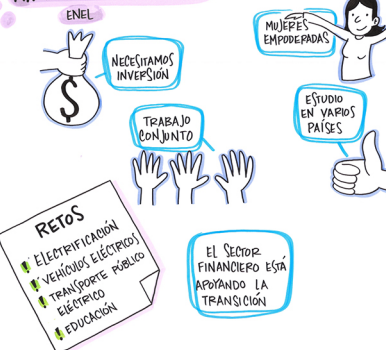
Costos



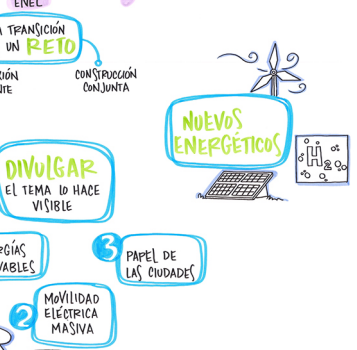
TERTRIDIALIZACIÓN



MAURIZIO BEZZECHEPI ENEL



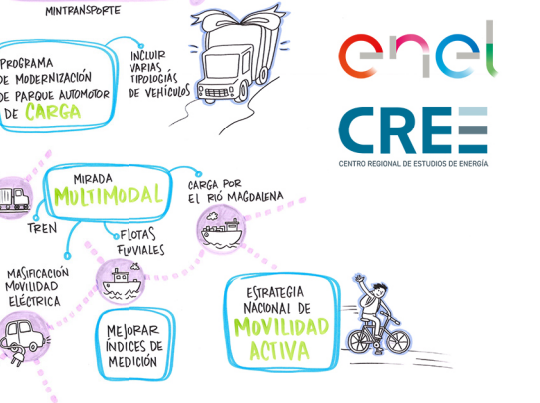
LUICIO RUBIO ENEL



GUILLERMO PRIETO MINAMBIENTE

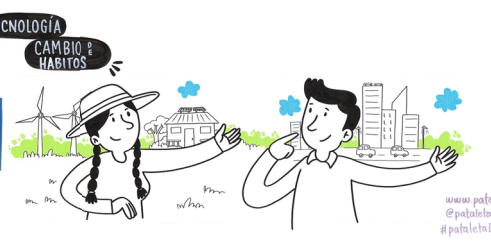


JUAN ALBERTO CAICEDO MINTRANSPORTE



CENTRO REGIONAL DE ESTUDIOS DE ENERGÍA

TRANSICIÓN ENERGÉTICA



www.pataleta.net @pataletaNet #pataletaDocumenta

Financiado por:



Elaborado por:



Tomás González
Director

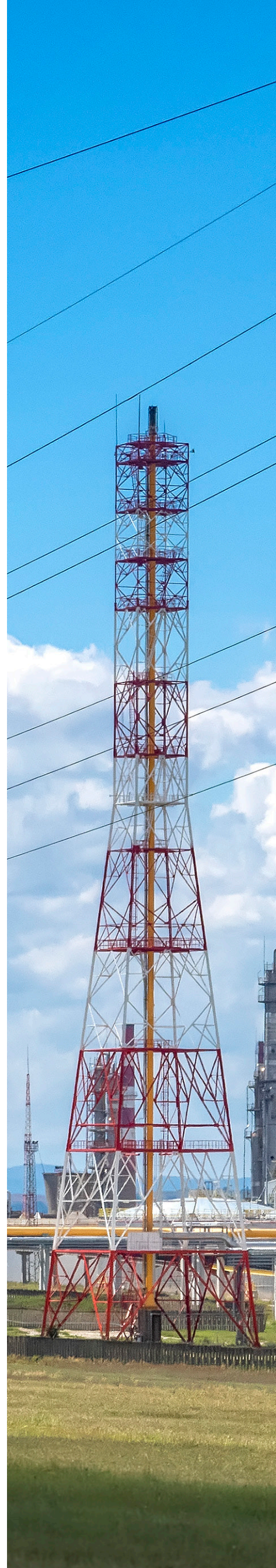
Ricardo Delgado
Investigador

Camilo Herrera
Investigador

Ángela Cadena
Investigadora

Darío Hidalgo
Investigador asociado

Gabriela Mejía
Asistente de investigación





Introducción por los directores generales de Enel en Colombia y Latinoamérica

Motivados por contribuir en esta construcción colectiva, el Grupo Enel pone a disposición y en sus manos el Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050, realizado por la consultora independiente CREE – Centro Regional de Estudios de Energía con la participación inclusiva de diversas instituciones públicas, privadas, gremios, academia y expertos del país, como una propuesta técnica e inclusiva impulsada por Enel que busca acelerar la necesaria transición hacia la descarbonización sostenible del modelo energético en nuestro país, compartiendo y enriqueciendo los puntos de partida, recogiendo visiones sobre las cuestiones más relevantes e identificando potenciales vías de avance hacia un país sin emisiones.

Fomentamos esta iniciativa porque somos conscientes de que la transición energética no debe ser vista como un futuro posible, sino como nuestro presente y único futuro de cara a la reducción del impacto negativo que las personas e industrias tenemos en nuestro medio ambiente. Ese es el camino para seguir y asegurar que nuestros hijos y los hijos de nuestros hijos, reciban un mundo que les permita crecer y desarrollarse en todo su potencial.

Este estudio expedido en el año 2022 se realiza considerando la importancia que a nivel global tiene la lucha contra el cambio climático y el compromiso asumido por los países en las últimas COP26 de Glasgow y COP27 de Sharm el-Sheij y en ese sentido, aportamos este estudio como contribución de otra perspectiva adicional en las reflexiones y debates nacionales que se realicen entorno del tema.

Esta propuesta abierta y colaborativa, en la que estuvieron involucrados más de doscientos cincuenta actores claves, se llevó a cabo en talleres participativos, cuatro mesas de trabajo, logrando una convocatoria total superior a doscientos participantes por taller y su valor más destacado está en la mirada integral de todos los aspectos necesarios para lograr un cambio sostenible y justo; entre ellos, la situación de la demanda energética presente y futura, la incorporación de tecnologías inteligentes y no convencionales, el desarrollo de la movilidad eléctrica, generación distribuida, hidrógeno verde, el análisis costo-beneficio para la economía del país y un análisis del impacto en el empleo que conllevará a la reconversión laboral y la creación de nuevas ofertas de trabajo.

Destacamos los esfuerzos del gobierno de Colombia en impulsar políticas y planificación energética que han contribuido a tener una matriz energética diversificada impulsando la presencia de energías renovables, así como las distintas iniciativas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, asimismo, enfatizamos los retos que se mantienen y que podemos superar si todas las partes involucradas aportamos desde nuestros espacios.

Agradecemos inmensamente a todas las personas, empresas, entidades del sector energético y eléctrico, gremios y academia que participaron en este estudio, a su vez, hacemos mención especial a los líderes de mesa gremiales así como a los investigadores de CREE que nos acompañaron a lo largo del ejercicio, cuya contribución es un impulso para seguir avanzando en la construcción del país que soñamos.

Este informe estará disponible en formato digital para que todos los interesados puedan descargarlo en el siguiente enlace :

<https://www.enel.com.co/es/conoce-enel/etr-colombia.html>

Lucio Rubio

Director General Enel Colombia

Maurizio Bezzeccheri

Director General Enel Latinoamérica

Introducción

La discusión global sobre el curso de la política energética está dominada por la transición y la necesidad de reducir las emisiones de gases efecto invernadero. Esta ha dado lugar a una presión cada vez más fuerte para que los países restrinjan la producción y consumo de combustibles fósiles y hagan una transición acelerada a la producción y consumo de energía de bajas emisiones para contribuir en la lucha contra el calentamiento global.

Colombia ha decidido acompañar sus metas de descarbonización a las de la mayoría de los países de la región y se ha comprometido a reducir sus emisiones en 51% a 2030 frente a su escenario base y a alcanzar la carbono neutralidad en 2050. Se han tomado diversas iniciativas de formulación de política en temas como crecimiento verde, eficiencia energética, energías renovables o hidrógeno. También se ha avanzado en la implementación de iniciativas como los incentivos para acciones de eficiencia energética o movilidad sostenible y las subastas de renovables para diversificar la canasta y aumentar su participación en la matriz de generación.

El camino, sin embargo, es largo y el país no ha definido todavía la totalidad de acciones que lo llevarán con mayor certeza a alcanzar estas metas. Ello requiere no sólo considerar el horizonte de tiempo completo, sino el sistema energético en su integralidad a través de un marco que tenga en cuenta la complejidad de las interdependencias entre combustibles y la incertidumbre inherente a procesos de cambio de largo plazo.

El país tampoco puede olvidar sus particularidades. Al tiempo que hace la transición debe garantizar el suministro oportuno y confiable de energía para atender la demanda, hacer una transición fiscal que le permita reducir la dependencia de los fósiles sin sacrificar la atención de las prioridades de inversión pública requeridas para cerrar las brechas sociales, asegurar la cobertura plena con tarifas asequibles y desarrollos generadores de oportunidades y procurar que los grupos vulnerables que pierdan con la transición energética tengan las opciones necesarias para una transición productiva.

El propósito de este documento es presentar el Estudio para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Colombia 2050 que tenga en cuenta una parte importante de estos elementos. Para ello se centra en construir escenarios cualitativamente diferentes que engloben futuros energéticos posibles que podría enfrentar Colombia, y de modelarlos de manera que puedan explorarse sus implicaciones, establecer contrastes y entender los requerimientos para enfrentarlos.

El estudio de la Hoja de Ruta no es una proyección o una recomendación. Es una herramienta para ayudar a abordar estratégicamente un conjunto de observaciones sobre las principales acciones que debe tomar el país para continuar con el emprendimiento de la transición energética de manera robusta y que esperamos sirva de insumo para los compromisos y decisiones de política que deberá tomar el país en los próximos años.

Cabe destacar que la construcción de los escenarios y su interpretación se ha beneficiado enormemente de la participación abierta y sistemática de múltiples actores clave. Se buscó hablar con agentes de la cadena de la energía, expertos temáticos y público en general para aumentar la relevancia y legitimidad a este trabajo. Las conversaciones con estos actores clave permitieron entender mejor las diferencias entre sectores, las rutas de evolución de los energéticos y el impacto de variaciones en las condiciones fundamentales del entorno.

Este reporte está organizado en tres capítulos. En el primero se presenta un resumen de la metodología para la elaboración de la Hoja de Ruta; así como también, de los espacios de participación amplia y de trabajo con expertos del sector. En anexos a este capítulo se resumen las discusiones de las mesas de trabajo y de la encuesta realizada a los participantes en referencia a la transición energética.





En el segundo capítulo se presentan los drivers y supuestos de los escenarios construidos y analizan los principales resultados del ejercicio de modelación. Estos resultados se presentaron a los agentes del sector energético durante los diferentes talleres y eventos organizados por Enel Colombia y los comentarios sirvieron de realimentación para la modelación y construcción de la Hoja de Ruta.

En estos escenarios se observa una electrificación de los usos finales de la energía y su producción con tecnologías limpias; se encuentra que se requiere contar con gas natural para facilitar la transición en todos los sectores, principalmente en aquellos difíciles de descarbonizar; se identifica la necesidad de usar nuevos portadores como el hidrógeno y de nuevas fuentes y tecnologías, entre ellas, además de renovables no convencionales, de la geotermia o la energía nuclear; se resalta la necesidad de realizar esfuerzos de eficiencia energética en los diferentes sectores de uso final, no solo a nivel de tecnologías, sino de nuevos modos de transporte.

En términos generales, se identificó que la realización del escenario de referencia, denominado **"Políticas Anunciadas"** es técnicamente posible. No obstante, su implementación requiere una decisión clara y continuada para guiar la inversión, la disponibilidad de financiamiento, la implantación amplia de instrumentos económicos como el impuesto al carbono o el sistema de cupos de emisiones y la participación activa de todos los agentes y la población en general. La posibilidad de incorporar mayores reservas de hidrocarburos, evaluada en el escenario **"Reservas Altas"** lleva a la disminución de las importaciones de gas y a un aumento del papel del hidrógeno azul. Si las tecnologías de electromovilidad, producción de hidrógeno verde y su uso, de almacenamiento de electricidad y de producción de electricidad renovable no evolucionan a la velocidad considerada en el escenario de referencia, evaluado en el escenario "Tecnología Lenta", hay unos mayores impactos en los costos de lograr la carbono neutralidad en el 2050. Por el contrario, y como era de esperarse, si esta meta de carbono neutralidad se fija para el 2070 (como en el escenario **"Emisiones Tardías"**), se logra un escenario de mínimo costo con cambios en la matriz energética similares a los requeridos en el escenario Políticas Anunciadas, pero con desfase de resultados en el tiempo.

En el capítulo 3 se presenta el análisis de costos de la transición en los diferentes escenarios, a partir de las decisiones de inversión tecnológica a lo largo de la cadena de valor de la energía desde su producción, transporte, transformación, distribución hasta su consumo final que resultan del modelo, y los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, el comercio internacional y los costos de salvamento, y además, se contrasta con los costos del carbono disponibles en la literatura y se amplían los elementos habilitantes

Finalmente, en el último capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones de este Estudio: 11 puntos identificados como clave para avanzar en la ruta hacia la carbono neutralidad en el sector energético colombiano.

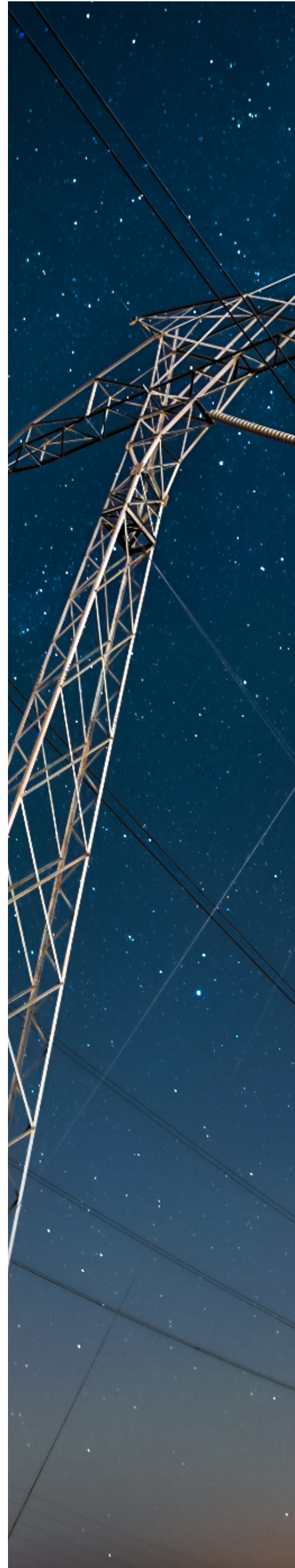


TABLA DE CONTENIDO

Introducción	Pág. 5
Lista de figuras	Pág. 8
Lista de tablas	Pág. 9
Abreviaturas y siglas	Pág. 10
1. Metodología para la construcción de la Hoja de Ruta	Pág. 11
1.1 Herramienta de modelación – Times Col	Pág. 11
1.2 Espacios de participación	Pág. 12
2. Escenarios de transición energética modelados y sus resultados	Pág. 15
2.1 ¿Cuál es la metodología de análisis de las políticas anunciadas?	Pág. 16
2.2 ¿Cómo se distribuyen los esfuerzos de descarbonización entre sectores?	Pág. 17
2.3 ¿Cómo debería ser la transición en la demanda final de energía?	Pág. 19
2.3.1 Demanda agregada	Pág. 19
2.3.2 Industria	Pág. 21
2.3.3 Transporte	Pág. 23
2.3.4 Edificaciones	Pág. 24
2.4 ¿Cómo debería ser la transición en la oferta final de energía?	Pág. 25
2.4.1 Generación eléctrica	Pág. 25
2.4.2 Hidrocarburos	Pág. 27
2.5 ¿Cuáles tecnologías son necesarias para la transición? descripción de la tecnología, su papel y requerimientos	Pág. 30
2.5.1 Hidrógeno	Pág. 30
2.5.2 CCUS	Pág. 33
2.5.3 Bioenergía	Pág. 33
2.5.4 Almacenamiento	Pág. 34
3. ¿Cuáles son los costos y los otros habilitantes fundamentales para la transición?	Pág. 35
3.1 Costos de la transición	Pág. 35
3.2 Otros habilitantes	Pág. 39
4. Resumen de las recomendaciones	Pág. 40
5. Conclusiones	Pág. 47
6. Anexos	Pág. 50
6.1 Descripción y resultados de los espacios de participación	Pág. 50
6.1.1 Taller inicial	Pág. 50
6.1.2 Mesas de Trabajo	Pág. 57
6.1.3 Taller de avance de la ETR	Pág. 61
6.1.4 Taller 3	Pág. 65
7. Referencias	Pág. 67

Lista de figuras

Figura 1. Trifecta para la elaboración de la Hoja de Ruta de la transición energética 2050.	9
Figura 2. Esquema del sistema energético de referencia del modelo TIMES-COL.	9
Figura 3. Espacios de participación en el marco de la Hoja de Ruta de la transición energética	10
Figura 4. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero en el sector energético colombiano.	15
Figura 5. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por quema de combustibles con fines energéticos en Colombia y fugitivas generadas en la producción de petróleo y gas natural.	16
Figura 6. Demanda de final de energía por sectores.	17
Figura 7. Demanda de energía en los sectores finales.	18
Figura 8. Evolución de la eficiencia energética para sectores seleccionados en los escenarios modelados y en un escenario de Políticas Anunciadas, pero sin ninguna restricción a las emisiones. Valores normalizados donde 2015=1.	18
Figura 9. Participación de los subsectores en la demanda de energía final de la industria manufacturera (excepto coquización y refinería). Fuente (UPME, 2021)	19
Figura 10. Participación de los usos energéticos en la industria manufacturera y sus principales subsectores (Otras industrias incluyen el resto de subsectores de la clasificación C del CIU excepto coquización y refinería). Fuente (UPME, 2021) y (UPME, 2018).	19
Figura 11. Escenarios de transición energética para la industria manufacturera.	19
Figura 12. Escenarios de transición energética para el transporte.	21
Figura 13. Escenarios de transición energética para las edificaciones ³⁹	22
Figura 14. Escenarios de capacidad de generación	23
Figura 15. Escenarios de generación eléctrica	24
Figura 16. Escenarios de reservas de hidrocarburos a incorporar	25
Figura 17. Oferta de gas natural	26
Figura 18. Oferta de petróleo	26
Figura 19. Propiedades físicas del hidrógeno. Fuente: (IEA, 2019)	28
Figura 20. Cadena de valor del hidrógeno. Materias primas, procesos y combustibles asociados a esta. Fuente: elaboración propia	29
Figura 21. Precios de hidrógeno en USD/kg. Fuente: (Minenergía, 2021)	29
Figura 22. Oferta de hidrógeno para los escenarios de transición energética. Fuente: cálculos propios	30
Figura 23. Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	31
Figura 24. Senda de costos de baterías. Fuente (IEA, 2022)	32
Figura 25. Costos anuales de los cuatro escenarios de transición propuestos en millones de dólares constantes del 2015. Se incluye también un escenario contrafactual para el escenario Políticas Anunciadas "Sin restricción de emisiones". Fuente: elaboración propia	33
Figura 26. Izquierda; costos anuales de mitigación de los cuatro escenarios de transición propuestos como porcentaje del PIB; Fuente: elaboración propia. Derecha; Referencia de costos globales de mitigación como porcentaje del PIB para distintos escenarios de presupuestos de carbono (sin contar daños por cambio climático); C1: probablemente debajo 1,5°C - C2: debajo 1,5°C - C3: probablemente debajo de 2,0°C - C4: debajo de 2,0°C - C5: debajo de 2,5°C - C6: debajo de 3,0°C; Fuente: (Riahi, y otros, 2022, págs. 3-87, Figura 3.34)	34
Figura 27. Costos marginales de abatimiento calculados de manera incremental de los cuatro escenarios de transición propuestos en dólares constantes del 2015 por tonelada de CO2 mitigada. Fuente: elaboración propia	34
Figura 28. Izquierda; costos marginales de abatimiento calculados con el precio sombra de los cuatro escenarios de transición propuestos en dólares constantes del 2015 por tonelada de CO2e mitigada; Fuente: elaboración propia. Derecha; referencia de costos marginales de mitigación para distintos escenarios de presupuestos de carbono; C1: probablemente debajo 1,5°C - C2: debajo 1,5°C - C3: probablemente debajo de 2,0°C - C4: debajo de 2,0°C - C5: debajo de 2,5°C - C6: debajo de 3,0°C; Fuente: (Riahi, y otros, 2022, págs. 3-85, Figura 3.32)	35
Figura 29. 1ª pregunta encuesta	43
Figura 30. 2ª pregunta encuesta	43
Figura 31. 3ª pregunta encuesta	43
Figura 32. 4ª y 5ª preguntas encuesta	44
Figura 33. 6ª pregunta encuesta	44
Figura 34. 7ª y 8ª preguntas encuesta	44
Figura 35. 9ª pregunta encuesta	45
Figura 36. 10ª pregunta encuesta	45
Figura 37. 11ª pregunta encuesta	45
Figura 38. 12ª pregunta encuesta	45
Figura 39. 13ª pregunta encuesta	46
Figura 40. 14ª pregunta encuesta	46
Figura 41. 15ª pregunta encuesta	46
Figura 42. 16ª pregunta encuesta	47
Figura 43. 17ª pregunta encuesta	47
Figura 44. 18ª pregunta encuesta	47
Figura 45. 19ª pregunta encuesta	47
Figura 46. 20ª pregunta encuesta	48
Figura 47. 21ª pregunta encuesta	48
Figura 48. Principales supuestos del escenario Políticas Anunciadas	54
Figura 49. Nivel de reservas en el escenario Políticas Anunciadas	54
Figura 50. Propuesta de configuración de los escenarios de modelación.	55
Figura 51. Niveles de ambición climática y entorno en cada escenario	55



Lista de tablas

Tabla 1. Fuentes de información para el sector energía

Tabla 2. Detalle de supuestos de escenarios para modelación

Tabla 3. Precio sombra de la restricción de emisiones en los diferentes escenarios modelados (2015 US\$ por tonelada de CO2eq)



Abreviaturas y siglas

AFOLU	Agricultura, bosques y usos del suelo.
ANDI	Asociación Nacional de Industriales.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AR1	Primer informe de evaluación del IPCC.
AR2	Segundo informe de evaluación del IPCC.
BECO	Balance Energético Colombiano.
BEU	Balance de Energía Útil.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
BUR	Informe Bienal de Actualización.
CCS / CCUS	Captura y secuestro de carbono / Captura, secuestro y uso de carbono.
CIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme.
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.
COP	Conferencia de la Partes.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CSC	Costo social del carbono.
DER	Recursos energéticos distribuidos.
DNP	Departamento Nacional de Planeación.
DSO	Operador del sistema de distribución de electricidad.
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía.
ETR	Energy transition roadmap
FECOC	Factores de emisión de los combustibles colombianos.
FEPC	Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles.
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable.
GEI	Gases de efecto invernadero.
GNL	Gas natural licuado.
GNV	Gas natural vehicular.
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático.
MACC	Curva marginal de abatimiento.
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
MME	Ministerio de Minas y Energía.
MRV	Monitoreo, Reporte y Verificación.
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada.
NH3	Amoniaco.
NOx	Óxidos de nitrógeno.
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.
PIGCC	Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático.
PJ	Petajulio.
PNCTE	Programa Nacional de Cupos Transables de Emisiones.
PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía.
RENARE	Registro Nacional de Reducción de Emisiones.
SAEB	Sistemas de almacenamiento basados en baterías y sus equipos de protección.
SIN	Sistema interconectado nacional.
STN	Sistema de transmisión nacional.
TEJ	Transición energética justa.
TSO	Operador del sistema de transmisión de electricidad.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
USD	Dólar de EE. UU.

1 Metodología para la construcción de la Hoja de Ruta

Para el estudio de la Hoja de Ruta para la transición energética se propone una metodología que aborda dos dimensiones, una cuantitativa y otra cualitativa. La primera busca a través del modelo Times-Col, la construcción conjunta de escenarios futuros de energía para evaluar posibles caminos que puede tomar la transición energética dependiendo de los niveles de entrada de las variables de cambio fundamentales y establecer los costos de estas trayectorias. En términos generales se busca dar respuesta a los siguientes interrogantes:

- ¿Cuál es el 'escenario de referencia' según las políticas anunciadas por el gobierno?
- ¿Cómo se distribuyen los esfuerzos de descarbonización entre sectores de la energía?
- ¿Cómo debería ser la transición en la demanda final de energía para lograr la descarbonización en el mediano y en el largo plazo?
- ¿Cómo debería ser la transición en la oferta final de energía y cuáles son los efectos de diferentes niveles de reservas?
- ¿Cuáles tecnologías son necesarias para la transición y cómo impacta su disponibilidad y costos esperados?
- ¿Cuáles son los costos y los otros habilitantes fundamentales para la transición energética?

La segunda dimensión pretende recoger la percepción de los actores clave respecto a los retos y perspectivas que afronta la transición energética alrededor de cuatro puntos que fueron seleccionados en el primer taller: futuro de la matriz energética, industria y electrificación, movilidad, y financiación del clima. Con posterioridad se encontró, conveniente discutir los retos para garantizar la seguridad del suministro eléctrico y contar con la infraestructura requerida para la electrificación de la economía y sociedad. Para ello se ha propuesto para esta Hoja de Ruta una trífacta entre los actores clave o Stakeholders y su experiencia en el sector, el conocimiento en análisis de futuros energéticos del Centro Regional de Estudios de Energía (CREE) y el compromiso y apoyo a la transición energética en Colombia de Enel, como se ilustra en la Figura 1.

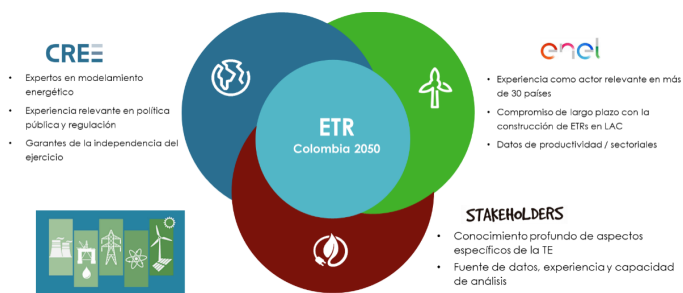


Figura 1. Trífacta para la elaboración de la Hoja de Ruta de la transición energética 2050.

En la primera parte de este capítulo se hace un recuento de la herramienta de modelación Times-Col y sus características, y en la segunda parte, se resume en detalle los eventos realizados hasta la fecha con los Stakeholders y los espacios de participación elaborados.

1.1 Herramienta de modelación – Times Col

Para llevar a cabo los objetivos de este proyecto, se cuenta con el modelo de optimización TIMES-COL del CREE, el cual permite realizar un análisis integrado del consumo de energía y las necesidades de capacidad a largo plazo. Esta herramienta de modelación representa todo el sistema energético, es decir la demanda y la oferta, lo cual permite

construir escenarios energéticos sólidos basados en un amplio conjunto de políticas, tendencias de crecimiento socioeconómicas y un portafolio amplio de tecnologías. El modelo TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System), así como su predecesor MARKAL, se desarrolló como herramienta para estudiar los impactos de las políticas energéticas en el largo plazo. TIMES es un modelo de optimización que busca minimizar el costo económico de atender plenamente las demandas de energía útil satisfaciendo un conjunto de restricciones ingresadas durante el modelamiento del sistema energético, la cual se realiza a partir de la caracterización de las disponibilidades de recursos energéticos primarios, de infraestructura y de las demandas de servicios energéticos. Entre otros, los resultados que se obtienen de TIMES son la conformación de la canasta energética de mínimo costo en el periodo de análisis, los precios sombra de los recursos y la trayectoria de emisión de gases contaminantes asociados con el sistema energético.

El modelo se construyó con base en la definición de diferentes bloques que representan las etapas de la cadena energética. Estas etapas van desde la obtención de los energéticos primarios hasta los usos finales de la energía como se presenta en la Figura 2.



Figura 2. Esquema del sistema energético de referencia del modelo TIMES-COL.

Para estimar las emisiones de GEI en el sector energía asociadas a la quema de combustibles, hay disponibles un variado conjunto de fuentes de información tanto en los niveles de actividad como en los factores de emisión. Utilizando como ejemplo la actualización de la NDC, para los niveles de actividad de las industrias de la energía los consumos vienen del Balance Energético Colombiano (BECO), mientras que otra información técnica asociada a capacidades, eficiencia, participación vienen principalmente de XM y la UPME como se muestra en la Tabla 1.

Para la demanda de energía en el sector industria, los consumos de energéticos por cada subsector vienen nuevamente del BECO y otra información relacionada al uso final de los energéticos y la eficiencia en cada uno de estos proviene del Balance de Energía Útil (BEU). Para el sector residencial y comercial nuevamente las fuentes de información más relevantes son el BECO para la participación de los energéticos, y el BEU para la intensidad de energía útil, y la eficiencia y la participación de cada uso final de energía.

Respecto a los factores de emisión, se utilizaron aquellos definidos en el último informe bienal de actualización (BUR2), que a su vez utiliza principalmente los factores de emisión de los combustibles colombianos (FECOC) y los del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

1. Una descripción más detallada del modelo base se puede consultar en <https://creenergia.org/modelos/>

Segmento del sector energía	Fuentes de información
Industrias de la energía	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda energética (Pelgrims et al., 2020; UPME, 2016, 2018) • Factores de emisión (IDEAM et al., 2018; IPCC, 2006) • Potencial de calentamiento global a 100 años – AR5/sin retroalimentación, AR5/con retroalimentación, AR4, AR3, AR2, AR1 (IPCC, 2014; LEAP, 2020) • Plan de Expansión 2016 – 2030 (UPME, 2016) • XM: Reportes de características técnicas de las plantas de generación en el SIN. Reportes de planeamiento de largo plazo.
Industria	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda energética (Pelgrims et al., 2020; UPME, 2016, 2018) • Factores de emisión (IDEAM et al., 2018; IPCC, 2006) • Potencial de calentamiento global a 100 años – AR5/sin retroalimentación, AR5/con retroalimentación, AR4, AR3, AR2, AR1 (IPCC, 2014; LEAP, 2020)
Residencial y comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda energética (Pelgrims et al., 2020; UPME, 2016, 2018) • Distribución por canasta energética (IDEAM et al., 2018; Pelgrims et al., 2020) • Factores de emisión (IDEAM et al., 2018; IPCC, 2006) • Potencial de calentamiento global a 100 años – AR5/sin retroalimentación, AR5/con retroalimentación, AR4, AR3, AR2, AR1 (IPCC, 2014; LEAP, 2020)

Tabla 1. Fuentes de información para el sector energía

El proceso de modelamiento en TIMES es un proceso continuo y los niveles de detalle para la representación del sistema energético dependen del tipo de preguntas a ser contestadas o de los escenarios futuros a ser explorados. La estructura modular de TIMES, permite que se realicen mejoras al sistema de referencia implementando nuevos bloques para representar procesos que no se habían tenido en cuenta anteriormente o reemplazando algunos bloques por otros más elaborados.

En particular, durante este estudio se realizó la modelación de nuevas tecnologías para la producción de electricidad centralizada (incluyendo las tecnologías de generación nuclear y con geotermia) y descentralizada (solar distribuida conectada junto a la demanda); para incorporar requerimientos de firmeza y opciones tecnológicas para

satisfacer esos requerimientos; para la producción y uso de hidrógeno; y para la demanda final de viajes considerando además de las tecnologías los modos de transporte.

1.2 Espacios de participación

Para identificar y discutir los elementos a tener en cuenta en este estudio se realizaron diferentes talleres y mesas de trabajo con actores clave respecto a los retos y perspectivas que afronta la transición. Energética, al igual que se llevaron a cabo presentaciones para recibir realimentación sobre los avances del modelaje y los resultados finales obtenidos.

- **Taller 1:** presentación del ejercicio, explicación de la metodología y discusión inicial

Mesas de trabajo: recopilar, evaluar y discutir información para presentaciones de los talleres

- **Taller 2:** presentación y discusión de resultados escenario base y propuesta de resto de escenarios

- **Taller 3:** presentación y discusión de resultados y recomendaciones finales



Figura 3. Espacios de participación en el marco de la Hoja de Ruta de la transición energética

El 31 de marzo de 2022 se realizó de manera virtual el **taller inaugural** que dio inicio a al estudio para la definición de la Hoja de Ruta y sus objetivos se centraron en dar a conocer al público el ejercicio y resaltar la importancia de trazar escenarios de futuro energético para evaluar el cumplimiento de los objetivos climáticos de largo plazo de carbono neutralidad definidos por el gobierno de cara a la COP26 e introducir la herramienta de modelaje que se emplearía para diseñar la Hoja de Ruta. Expertos del sector que participaron en el evento dejaron mensajes relevantes referentes a la contribución que pueden hacer las empresas desde su propia experiencia a la formulación de los escenarios, a la importancia de construir sobre lo construido en la política pública y las señales que se han dado desde el Ministerio de Minas y Energía a darle continuidad a las políticas energéticas anteriores y dejando un ambiente regulatorio adecuado para el entrante. También se recalcó en este primer taller la importancia de involucrar además de la demanda y oferta de energía, conceptos de transición justa que desarrolle resiliencia frente a los potenciales impactos del cambio climático y sea inclusiva socialmente.

Previo al taller se realizó una encuesta en línea para los participantes del taller y sus resultados fueron compartidos durante este. La encuesta buscaba por un lado capturar el conocimiento de los participantes de los temas más relevantes del sector, para la cual los resultados mostraron que la gran mayoría de respondientes tenían alto conocimiento de las políticas y objetivos relacionados a la transición. Las demás preguntas buscaban entender la opinión de los participantes respecto a ciertas disyuntivas de política energética para lo cual los respondientes en promedio tuvieron posiciones intermedias en la mayoría de los casos. Los resultados de la encuesta en detalle se encuentran en los Anexos en el numeral 5.1.1.1.

Luego, a finales de mayo de 2022 se realizaron cuatro **mesas de trabajo** enfocadas en los siguientes temas: (i) oferta de energía y recursos distribuidos; (ii) electrificación de la demanda industrial; (iii) movilidad eléctrica; y (iv) finanzas climáticas, en el cual contribuyeron profesionales del sector público y privado y de la academia a lo largo de varios días en sesiones virtuales que fueron lideradas por facilitadores expertos en cada uno de los temas señalados. Daniel Romero, director de la Cámara de Grandes Consumidores de Energía de la Asociación Nacional de Industriales ANDI, presentó el resumen de la discusión y resultados de la mesa 1 sobre la electrificación de la demanda industrial. El diálogo permitió identificar:

- Desafíos de la industria frente a las herramientas para avanzar la descarbonización y preocupación por los impuestos al carbono, para no afectar la competitividad de la industria nacional frente a competidores internacionales.
- Retos en sectores industriales difíciles de cambiar, que hoy consumen carbón y GNV.
- Necesidad de alta calidad del suministro.
- Largos periodos de retorno de los proyectos de eficiencia energética, y falta de conocimiento sobre los incentivos tributarios disponibles.
- Incertidumbre sobre los impactos de biomasa y sus emisiones netas,
- Potencial de hidrógeno en la industria, que incluye uso de biomasa para su producción.

Como conclusiones de la mesa 1: 82% de los participantes indicaron que la energía eléctrica será el principal energético de la industria en 2030, lo cual es muy rápido desde la línea base de 20%. El 52% de los asistentes consideran los sistemas de gestión como paso clave para la eficiencia energética. Un 42% que esto se daría en procesos térmicos. Darío Hidalgo, profesor de Ingeniería Industrial de la Universidad Javeriana, presentó los resultados de la mesa de movilidad. La electrificación del transporte fue la principal preocupación:

- Política pública favorable hacia electrificación del transporte en este momento e incertidumbres asociadas a los precios de las baterías.
- Si el crecimiento de los últimos años se mantiene, es posible cumplir las metas de 600,000 vehículos eléctricos en 2030. Sin embargo, esto puede generar problemas de mayor carga en el pico y en las redes de distribución que hay que atender, con mecanismos de incentivo a carga en horas de menor demanda.
- Política de promoción de gas combustible en el transporte, que, si bien es un combustible de transición, puede resultar en demoras en electrificación.
- No hay políticas de fecha de limitación de venta de vehículos de combustión fósil, como en otros países; esto se podría considerar como señal al mercado.
- La electrificación de la carga será necesariamente más lenta, y donde se ve una oportunidad en celdas de hidrógeno después de 2035.
- Sobre los modos sostenibles, a pesar de la promoción de cambio modal hacia viajes a pie, bicicleta y transporte público por gobiernos nacional y locales; se ve un reto importante de su impacto, porque las cifras de motorización siguen creciendo.
- También es difícil avanzar en cambio modal en la carga, por las inversiones requeridas para el Plan Nacional Ferroviario y la adecuación de la navegabilidad del Río Magdalena.

Ricardo Delgado, investigador del CREE, presentó los resultados de la mesa de electrificación de la demanda, en la cual los principales temas discutidos:

- Eficiencia en la transición energética
- Composición de la matriz eléctrica compatible con la descarbonización
- Costos de la digitalización y la modernización del servicio de energía eléctrica y respuesta de la demanda, incluyendo la comparación de beneficios
- Mejorar la representación del modelo para los recursos distribuidos
- El papel de la transmisión en la aplicación de los escenarios teóricos, que es importante ajustar.
- Metas de mínimos de eficiencia, para que sea un instrumento de cumplimiento.
- Entender los efectos de la variación climática en la disponibilidad de generación hidroeléctrica





El día 16 de junio de 2022 se realizó el **segundo taller**, en el cual se expuso a los asistentes un resumen con los resultados de las mesas de trabajo y los puntos principales que salieron de cada una, y luego, se presentó un avance del proyecto con una propuesta de escenarios de futuro energético y los resultados preliminares del escenario de referencia.

Estos resultados si bien preliminares, fueron relevantes para iniciar una discusión abierta con el público sobre qué elementos adicionales deberían tenerse en cuenta. Los participantes apuntaron la necesidad de tener en cuenta, entre otros, temas tales como: el cambio tecnológico en flotas públicas y privadas de transporte y los retos que ha tenido los procesos de chatarrización, la inclusión de recursos distribuidos dadas sus ventajas técnicas, el respaldo de las fuentes intermitentes y las restricciones sociales y ambientales que puede tener la hidroelectricidad para cumplir ese rol, el rol de la política pública para acelerar

la electrificación en el sector residencial, y finalmente señalaron la necesidad de avanzar en eficiencia energética en transporte y cambio modal al tiempo que se hace electrificación

Finalmente, en el 27 de septiembre de 2022 se presentaron, de manera presencial en las oficinas de Enel, los resultados del estudio de la Hoja de Ruta de la transición energética con los cuatro escenarios de futuro energético (y las implicaciones de cada escenario en la oferta y en la demanda de energía) que se exponen a lo largo de este documento.

El Anexo 5.1 contiene la descripción detallada de cada uno de los talleres y de las mesas de trabajo realizados, con la metodología y los resultados obtenidos en cada una de estas.

2 Escenarios de transición energética modelados y sus resultados

En este capítulo se presentan los cuatro escenarios contruidos para evaluar las preguntas propuestas en el capítulo anterior y se analizan los resultados obtenidos. Se detallan los supuestos de estos escenarios con relación al cambio técnico esperado en horizonte de tiempo evaluado y los contextos económico y regulatorio posibles. El escenario de referencia corresponde a las políticas anunciadas por el gobierno, una de ellas el cumplimiento de la NDC presentada en la COP 25. Dos escenarios adicionales exploran las implicaciones de contar con una participación importante de la actividad exploratoria de hidrocarburos y por ende de lograr una mayor incorporación de reservas; y de no contar con un cambio técnico acelerado que facilite la utilización de tecnologías y fuentes más limpias en el mediano plazo. Finalmente, un cuarto escenario explora las implicaciones de lograr la carbono neutralidad en el año 2070. En términos generales se identificó que la realización del escenario de referencia, denominado Políticas Anunciadas es técnicamente posible, sin embargo para su implementación real es necesaria una participación activa de todos los agentes y el uso de múltiples instrumentos para guiar las decisiones de inversión en la dirección correcta y para acelerar las transformaciones ya que el ritmo actual de evolución y algunas realidades sectoriales son incompatibles con el logro de los objetivos climáticos del país, siendo más evidente, por lo corto del tiempo, el del cumplimiento de la meta a 2030.

Las soluciones para alcanzar la carbono neutralidad en el escenario Políticas Anunciadas pasa por una rápida electrificación de los sectores finales, iniciando por el transporte y avanzando por las edificaciones. Esta electrificación exige grandes inversiones, desarrollos y transformaciones en todas las etapas de la cadena eléctrica y la necesidad de duplicar casi cada década el tamaño del sistema eléctrico. La electricidad, además, debe ser de cero emisiones para asegurar así que la electrificación tenga el máximo aporte a las metas climáticas. El gas natural es un combustible que debe estar disponible en cantidades crecientes hasta el 2035 y luego, sin perder su papel de relevancia en la matriz energética, disminuir paulatinamente hasta volver a los niveles de 2021 hacia el final del horizonte de estudio. La industria es, en el escenario Políticas Anunciadas, el principal demandante de gas natural ante la inexistencia (o altos costos) actual de opciones de menores emisiones. El hidrógeno llegaría a ser un energético de importancia relativa alta desde el 2040 e iniciaría siendo azul para terminar siendo totalmente verde (acentuado por la reducción de costos y la escasez de gas local).

En el caso de que el país se mantenga en la decisión de no aumentar el nivel de exploración para la incorporación de nuevas reservas, el gas pasaría ser primordialmente importado desde finales de la presente década. La sensibilidad de incorporación de mayores reservas, denominado escenario Reservas Altas) lleva a la disminución en la importación de gas y a un aumento del papel del hidrógeno azul.

El escenario Tecnología Lenta, en donde se explora lo que pasaría en el escenario Políticas Anunciadas si las tecnologías de electromovilidad, de hidrógeno verde y uso de hidrógeno en la demanda, de almacenamiento de electricidad y de producción de electricidad renovable vieran ralentizada su evolución tecnológica y la disminución en sus costos de inversión. Este es el escenario que



tienen los mayores impactos en los costos requeridos para alcanzar la carbono neutralidad en 2050. En ese escenario, la electrificación del transporte va a un paso más lento y el hidrógeno que demandaría el transporte sería principalmente azul (con gas importado). En ese escenario es el único en el que frente a los altos costos de la generación eléctrica renovable se llega a instalar generación eléctrica a gas (importado) con CCS.

Finalmente, como es previsible, el escenario en el que se relaja la restricción ambiental es el escenario de mínimo costo. En ese escenario el carbón mineral, los combustibles líquidos y de los gases combustibles, tienen una mayor participación en la canasta energética en el 2050 con relación a los otros escenarios y una menor participación de la electricidad. Los cambios en la matriz energética son similares a los requeridos en el escenario Políticas Anunciadas, pero con desfase en el tiempo. Por ejemplo, el requerimiento de contar con generación eléctrica de cero emisiones se da en 2040 cuando en el escenario Políticas Anunciadas se da en 2030. Es interesante ver que retrasar 20 años el objetivo de carbono neutralidad lleva a un retraso de solamente 10 años en la necesidad de contar con electricidad de cero emisiones a nivel nacional.

A continuación, se presentan y analizan con detalle los resultados de los diferentes escenarios y sus implicaciones siguiendo como guía las preguntas presentadas al principio de esta sección. En el capítulo número cuatro se presentan las fichas de resumen de las recomendaciones que se elaboran y discuten en la presente sección.

2.1 ¿Cuál es la metodología de análisis de las políticas anunciadas?

Para analizar las políticas anunciadas, se propone un análisis de escenarios que examine y evalúe a partir de variaciones en las variables y fuerzas de cambio más relevantes para el sector energético, potenciales sendas futuras de la demanda y oferta de energéticos discriminado por sectores y tecnologías, además de sus costos. El análisis de escenarios no pretende predecir el futuro, sino anticiparse a posibles realizaciones de la transición energética que podrían materializarse ante eventuales cambios en algunas variables clave.

Para ello, se plantea inicialmente el conjunto de variables o fuerzas de cambio más relevantes agrupadas en dimensiones tecnológicas, regulatorias y económicas. Luego, se estimaron realizaciones para cada una de estas variables a partir de su estado actual y sus expectativas, y a partir de las características propias del escenario se seleccionan valores únicos que le van a caracterizar y hacerle distinto al resto de escenarios.

La Tabla 2 muestra los cuatro escenarios planteados. El primer escenario es el de Políticas Anunciadas. Este busca recoger las expectativas de política pública y de realizaciones tecnológicas que se alinean con los anuncios que el gobierno ha realizado. Este continúa con el espíritu presentado en el Taller 2 (Ver Anexos numeral 5.1.3.2) pero tiene en cuenta los nuevos anuncios de política que se dieron con el cambio de gobierno en agosto de 2022. En concreto, el escenario de Políticas Anunciadas considera

que las tecnologías van a tener una senda promisoriosa que permitirá una reducción significativa en sus costos, que los objetivos de emisiones de largo plazo de carbono neutralidad se cumplen, y respecto a los recursos fósiles, considera las declaraciones realizadas por el presidente Gustavo Petro acerca de los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos y la prohibición del fracking. En ese sentido, considera una incorporación de reservas en un escenario bajo.

Alrededor del escenario de Políticas Anunciadas se construyeron tres escenarios más a partir de la variación en una de las fuerzas de cambio clave como se muestra en la Tabla 2.

1. Escenario de Reservas Altas: Sensibilidad en la dimensión de entorno económico alrededor de la incorporación de reservas con un nivel de reservas medio.
2. Escenario de Tecnología Lenta: Sensibilidad en la dimensión de desarrollo tecnológico hacia un escenario menos favorable en términos de sus costos y a la rapidez de su evolución.
3. Escenario de Emisiones Tardías: Sensibilidad en el entorno regulatorio a partir de la relajación en la restricción climática desplazando la meta de carbono neutralidad al 2070.

Dimensión	 Políticas anunciadas	 Reservas Altas	 Tecnología Lenta	 Emisiones Tardías
 Desarrollo tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> Precio de importación y producción de hidrógeno verde: 1,5 USD/kg en 2050 Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías: Evolución rápida Disponibilidad de CCS (tiempo): Evolución Rápida Costos tecnología H2 azul: Escenario bajo 		<ul style="list-style-type: none"> Costos hidrógeno verde: 2 USD/kg en 2050 Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías: Evolución media/lenta Disponibilidad de CCS (tiempo): Evolución lenta Costos tecnología H2 azul: Escenario medio/alto 	
 Entorno regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones: cumplimiento anuncios del gobierno Generación mínima despachable: 15% Reservas: No a pilotos fracking y offshore (Reservas bajas) 	<ul style="list-style-type: none"> Sí pilotos de fracking y offshore (Reservas medias) 		<ul style="list-style-type: none"> Emisiones: Carbono neutralidad 2070
 Entorno económico	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento económico: Tendencial Reservas de petróleo y gas: Escenario bajo de reservas Precios de importación y exportación de fósiles: medios 	<ul style="list-style-type: none"> Precios de importación y exportación de fósiles: altos 		

Tabla 2. Detalle de supuestos de escenarios para modelación

2.2 ¿Cómo se distribuyen los esfuerzos de descarbonización entre sectores?

En los escenarios modelados se lleva la contabilidad de las emisiones generadas por quema de combustibles y por emisiones fugitivas en la producción de petróleo y gas natural. Sin embargo, la restricción de emisiones con la que se incorporan los diferentes niveles de ambición climática en el país (según se presenta en la Tabla 2) aplica exclusivamente para las emisiones por quema de combustibles en los procesos de transformación (generación eléctrica, producción de hidrógeno y refinerías) y en los sectores de consumo final. Esta diferenciación entre emisiones del Upstream (las emisiones fugitivas y por quema de combustibles para la producción de petróleo y gas natural se contabilizan, pero no están restringidas) se debe a que no se modelaron tecnologías alternativas de producción de petróleo y gas que produzcan menos emisiones. Las emisiones de Upstream están determinadas por el nivel de reservas del país bajo el supuesto de que el petróleo que no se usa internamente puede ser exportado. Este contexto es importante para interpretar las sendas de emisión que se presentan en la Figura 4.

La Figura 4 presenta las emisiones brutas de cada uno de los escenarios. A esas emisiones hace falta sustraer las capturas de CO₂ que se hacen en plantas de generación con CCS que se utilizan en el escenario Tecnología Lenta para tener una senda de emisiones netas del sector. La senda de captura de carbono se presenta más adelante en este documento (ver Figura 23).

De la definición de los escenarios se observa que únicamente se tienen dos sendas de emisión modeladas: una que lleva al cumplimiento tanto de la NDC en 2030 como del objetivo de carbono neutralidad en 2050 y otra que busca alcanzar la carbono neutralidad en 2070. Es importante destacar que, para efectos de este estudio, se asumió que, para el cumplimiento de la NDC, el sector energético reduciría un 51% de sus propias emisiones con respecto al escenario base. Sin embargo, en la Figura 4 se observa que cada escenario modelado tiene una senda de emisiones distinta. El escenario de Emisiones Tardías es el de mayores emisiones porque, por definición de ese escenario, la restricción es menos estricta reflejando menor nivel de ambición climática.³ Para los otros tres escenarios, la restricción (aplicada como se mencionó al principio de esta sección) es la misma y las diferencias están asociadas exclusivamente a cambios en las emisiones del upstream y a las capturas de carbono en plantas de generación eléctrica con CCS. Así, se observa que, en el escenario Reservas Altas, la mayor disponibilidad de petróleo y gas y la posibilidad de exportarlo lleva a mayores emisiones en todo el horizonte comparado con el escenario de Políticas Anunciadas. Por otro lado, las mayores emisiones en el escenario Tecnología Lenta (comparado con Políticas Anunciadas) entre 2035 y 2050 se debe al uso de gas natural en plantas de generación con CCS, recordando que en la gráfica presenta las emisiones brutas del escenario (sin sustraer las capturas).

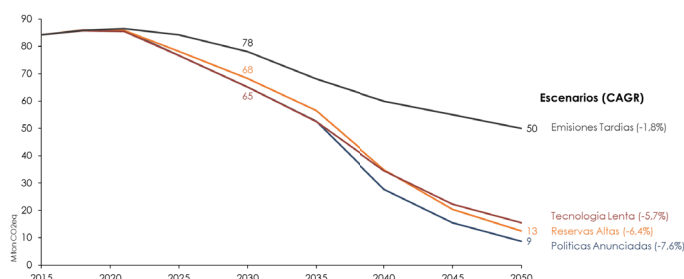


Figura 4. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero en el sector energético colombiano.

3. En el proceso de definición de los escenarios, también se planteó que el escenario de "Emisiones Tardías" es un escenario de mayor realismo considerando el nivel de transformación requerido para alcanzar la carbono neutralidad y la velocidad real de los cambios observados hasta el momento en este respecto en el país. Se trata en realidad de un escenario de menor ambición, más realista (basado en el avance logrado a la fecha en el país) o de esfuerzo moderado. Sin embargo, la ciencia es clara en el llamado a lograr la carbono neutralidad como un requisito para evitar costos mayores derivados de los impactos del cambio climático y por este motivo en adelante se tratará al escenario de "Emisiones Tardías" simplemente como escenario de menor ambición climática.

La Tabla 3 presenta el precio sombra de la restricción de emisiones en cada uno de los escenarios modelados. Este valor refleja el cambio en el valor de la función objetivo frente a un cambio marginal en el nivel de la restricción de emisiones. Se puede observar que el costo sombra de la restricción en 2025 para el escenario Menor Ambición es cero, indicando que en ese periodo la restricción no es activa. Para los demás periodos y escenarios, el relajar en una tonelada de CO₂eq la restricción de emisiones llevaría a un aumento en el valor de la función objetivo en el monto presentado en la tabla. Este precio sombra puede interpretarse como el costo de evitar la emisión de la última tonelada requerida para cumplir con la restricción y sirve como referencia para estimar el impuesto al carbono que requerido para lograr el cumplimiento de las sendas de emisión en cada escenario. Se puede observar que el impuesto al carbono vigente actualmente en el país es muy bajo comparado con lo que requerido para lograr el cumplimiento de los objetivos climáticos del país y, como se puede anticipar, no ha llevado a que se realicen grandes cambios de combustibles o tecnologías para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en el país.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Políticas Anunciadas	118	235	251	199	305	321
Reservas Altas	124	208	252	196	389	480
Tecnología Lenta	129	282	271	264	447	543
Menor Ambición	0	83	154	94	114	114

Tabla 3. Precio sombra de la restricción de emisiones en los diferentes escenarios modelados (2015 US\$ por tonelada de CO₂eq)

En la Figura 5 se presentan las emisiones de gases de efecto invernadero por sector en los diferentes escenarios. Hay tres grandes cambios que merecen ser indicados. En primer lugar, se observa que las emisiones del sector eléctrico se reducen sustancialmente al 2030. En la mayoría de los casos se debería llegar a niveles cercanos a cero emisiones para ese año y, a partir de allí mantener ese bajo nivel. Sin embargo, se observa que a partir del 2040 hay nuevamente en emisiones por generación eléctrica en el escenario Tecnología Lenta. Estas emisiones corresponden al uso de gas natural en plantas de generación con CCS (disponible desde 2035) y parte de estas son capturadas haciendo que el nivel de emisiones neto sea menor al presentado en la gráfica (que presenta las emisiones brutas). En ese mismo año, en el escenario de Emisiones Tardías, se llega a que las emisiones por generación eléctrica sean cero y este nivel se mantiene. En todos los escenarios, el sector eléctrico es el primero en llegar a cero emisiones y esto es así porque el principal vehículo para la descarbonización de los sectores finales es la electrificación.

El segundo sector de más rápida descarbonización es el transporte. Esto se debe principalmente a la disponibilidad y la competitividad de las tecnologías bajas en carbono para la atender las demandas de este sector y a que ese es el sector más emisor entre los abordados en este análisis. Las tecnologías de electromovilidad, principalmente para pasajeros y carga liviana, están disminuyendo sus costos rápidamente y en muchos casos harían parte de la base óptima aunque no se tuviera ninguna restricción de emisiones. En el escenario Tecnología Lenta, la rápida descarbonización del transporte también se presenta, aunque con mayores costos, con lo que se evidencia que consistentemente hay otros sectores de más difícil descarbonización.

Finalmente, el sector de más difícil descarbonización es la industria. Se puede observar que en los tres primeros escenarios hay una estabilización de las emisiones en ese sector en el 2030 comparado con 2021, aún con un crecimiento en los niveles de actividad importante. Esto se debe principalmente a la sustitución de carbón por gas natural durante ese periodo. Sin embargo, en el escenario de Emisiones Tardías, dado que la restricción es menos

estricta, la salida del carbón de la industria se da de manera más lenta y, por lo tanto, las emisiones a 2030 son mayores que las de 2021. Una vez el carbón es sustituido completamente por gas natural, la industria queda con muy pocas opciones tecnológicas para disminuir aún más sus emisiones convirtiéndola en el sector de más difícil descarbonización.

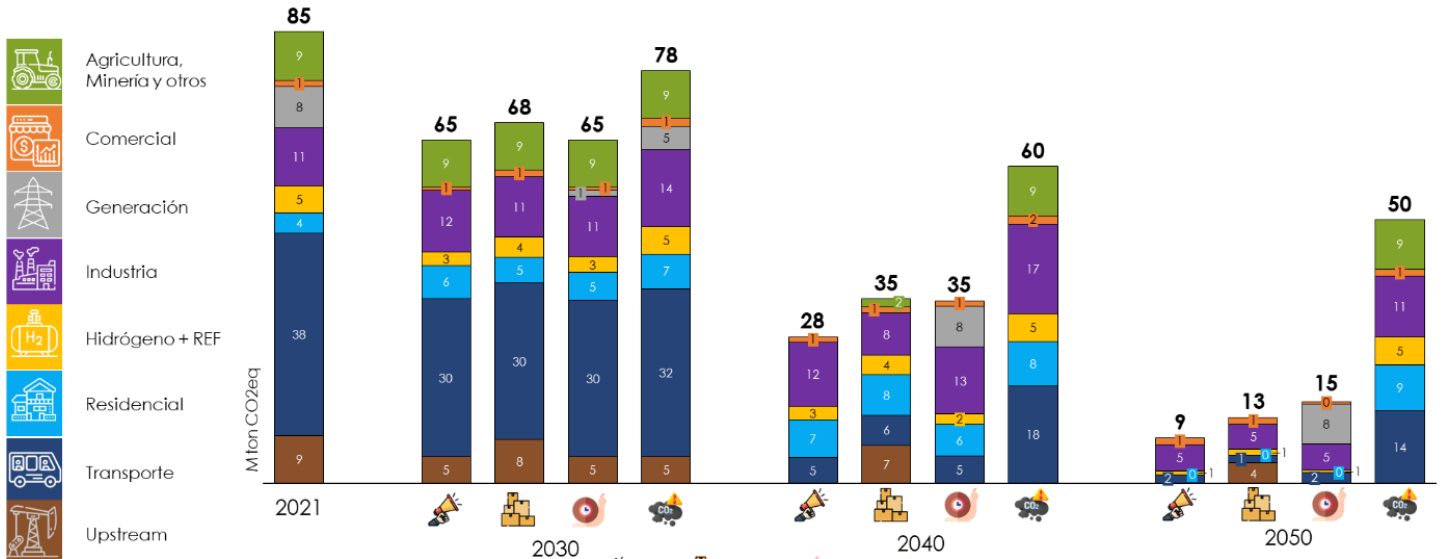


Figura 5. Emisiones brutas de gases de efecto invernadero por quema de combustibles con fines energéticos en Colombia y fugitivas generadas en la producción de petróleo y gas natural.

Es técnicamente posible descarbonizar la energía, pero requiere de grandes esfuerzos que son muy diferentes por sectores. Además, las metas de emisión nacionales y sectoriales deberían traducirse en instrumentos que señalicen los objetivos de largo plazo y las trayectorias para alcanzarlos de manera que los agentes cuenten con información clara que les permita tomar sus decisiones de inversión de manera que los costos de la transición hacia la carbono neutralidad sean los menores posibles. Se recomienda, además de estudiar los mecanismos para estructurar una fiscalidad compatible con un impuesto al carbono como el requerido para lograr los cambios en las emisiones, avanzar en la definición de presupuestos de carbono.

Estos presupuestos son necesarios porque:

- Objetivos política climática de largo plazo (2030 y

2050) no tienen mecanismo de rendición de cuentas, ni objetivos corto plazo.

- Presupuesto de carbono establece metas de reducción de emisiones, gobierno asigna una cantidad limitada de emisiones a "gastar".
- Presupuestos definidos a partir de metas climáticas de temperatura (e.g. 1,5°C) y sendas de emisiones de GEI.

Proponemos que la definición y adopción de los presupuestos de carbono se haga por una comisión independiente que defina a partir de la evidencia científica el nivel del presupuesto de carbono para el respectivo cuatrienio. Además, que las instituciones gubernamentales asignen ese presupuesto entre las carteras y que cada una de estas defina las políticas sectoriales (PIGCC) que apunten a cumplirlo.



2.3 ¿Cómo debería ser la transición en la demanda final de energía?

2.3.1 Demanda agregada

Todos los escenarios modelados comparten un único conjunto de supuestos de crecimiento demográfico, económico y de distribución sectorial. Por lo tanto, en todos los escenarios las demandas útiles a ser satisfechas son las mismas. En ningún caso se está asumiendo la posibilidad de dejar demandas insatisfechas (personas sin acceso a la energía, menores niveles de actividad industrial, o cualquier tipo de reducción de las demandas útiles). Sin embargo, las diferentes variables de los escenarios llevan a que las matrices de consumo de energía final varíen entre ellos. En otras palabras, los escenarios presentan diferentes formas de atender la misma demanda y, consecuentemente, de organizar la oferta y la transformación.

Las variaciones pueden hacer referencia al uso de equipos más eficientes, a la incorporación de opciones tecnológicas antes o después en el tiempo o al cambio de combustibles.

La Figura 6 presenta la distribución sectorial del consumo de energía. Es evidente que un mayor crecimiento económico requiere de mayor demanda de energía. Sin embargo, se puede observar que el crecimiento de la demanda final de energía crece solamente entre un 30% y un 36% entre 2021 y 2050, dependiendo del escenario. Esto contrasta con el

crecimiento del PIB que en ese mismo periodo de tiempo se multiplica 2.6 veces.

Este desacople entre el crecimiento de la energía final y el crecimiento de la economía se explica por las ganancias en eficiencia energética (calculado endógenamente en el modelo) y las ganancias en productividad (calculado exógenamente y utilizado al proyectar las demandas de energía útil). Este último factor es clave porque evita la sobreestimación de las demandas a ser satisfechas.

De puede observar en la Figura 6 que, en la primera década, antes de 2030, el consumo energético del sector transporte disminuye y vuelve a hacerlo en la década siguiente. En contraste, los demás sectores mantienen un crecimiento sostenido de la cantidad de energía demanda, aunque con variaciones más bien modestas.

El consumo de energía en el sector transporte disminuye hasta 2040, comparado con 2021, porque la electrificación que ocurre en todos los escenarios, incluido el de menor ambición climática, lleva a grandes ganancias de eficiencia energética. Esta tendencia se revierte en la última década, donde la mayor parte de la flota ya es eléctrica y las ganancias en eficiencia energética ya no alcanzan a compensar los incrementos en las demandas de movilidad. La profundización de la movilidad eléctrica tiene la mayor incidencia en la eficiencia en ergética.

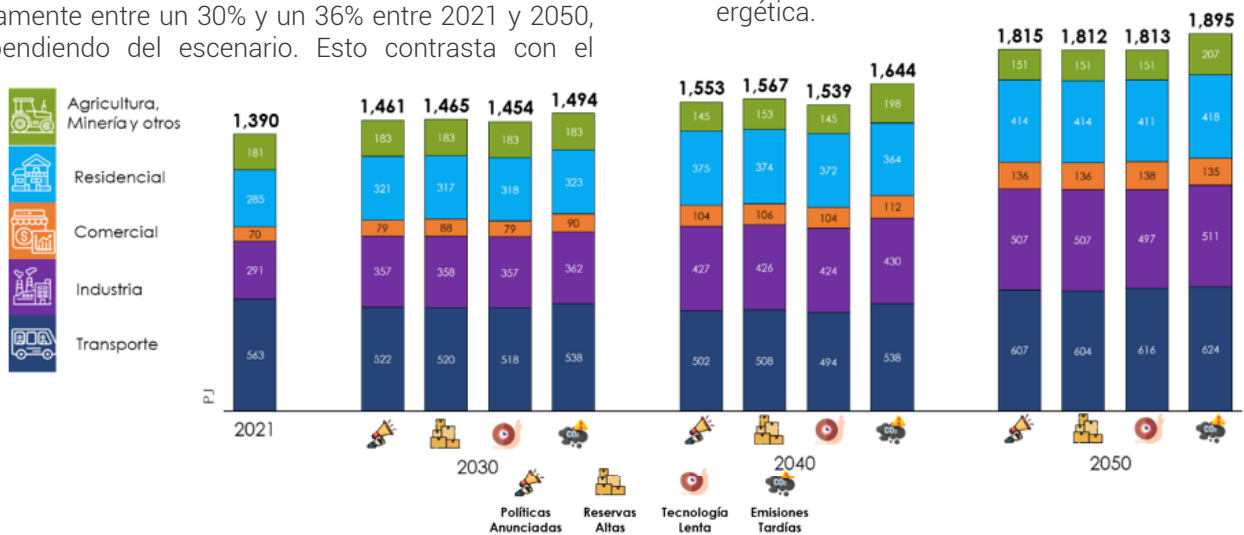


Figura 6. Demanda de final de energía por sectores.

La Figura 7 presenta el consumo final de energía discriminado por energéticos. En cuanto a energéticos, se observa un rápido aumento de la electricidad haciendo que este energético sea el dominante (o al menos el más importante, en el escenario de Emisiones Tardías) en todos los escenarios hacia 2050. En el otro extremo está el carbón mineral que pasa a ser utilizado únicamente como materia prima para la producción de coque (en donde permanece hasta 2050) y desapareciendo sus demás usos prácticamente desde 2030. Es interesante ver que en el escenario de Emisiones Tardías el carbón si permanece, e incluso aumenta el volumen consumido a 2050, como resultado del mayor espacio para las emisiones que lleva a que ese combustible le quite mercado al gas natural en algunos segmentos industriales.

El hidrógeno es un combustible que depende altamente de la velocidad del desarrollo tecnológico que lleve a la disminución de costos y a la restricción de emisiones, siendo la primera la causa dominante. Esto se evidencia al observar que en la Figura 7 el único escenario en el que el hidrógeno no se usa en los sectores finales es el de evolución tecnológica lenta. El hidrógeno barato hace parte de las canastas energéticas independiente del nivel de reservas de petróleo y gas (que si tiene un

impacto sobre el tipo de hidrógeno que se produce) y de la restricción de emisiones (siendo que el hidrógeno entra a atender algunas demandas finales incluso en el escenario Menor Ambición climática).

Los combustibles líquidos entre los que se incluyen los biocombustibles de segunda y tercera generación (y que son prácticamente la totalidad de los líquidos desde 2035) tienen un nicho en algunos modos de transporte de carga de larga distancia y, sobre todo, en la aviación.

Finalmente, se observa que el gas natural mantiene un aumento en la cantidad de gas demandado hasta 2035 que es cuando se alcanza el pico y luego inicia un proceso rápido de disminución de la demanda. En todo caso, para 2040 el consumo de gas natural en los sectores finales es, en todos los casos más del doble que el actual (2021) aunque ya para 2050 en los escenarios de carbono neutralidad a 2050 el consumo de gas ya se reduce a la mitad del nivel de la década anterior. Esto refleja el papel del gas natural como combustible indispensable para la transición energética con una fecha aproximada de salida total como combustible para los años siguientes al 2050.

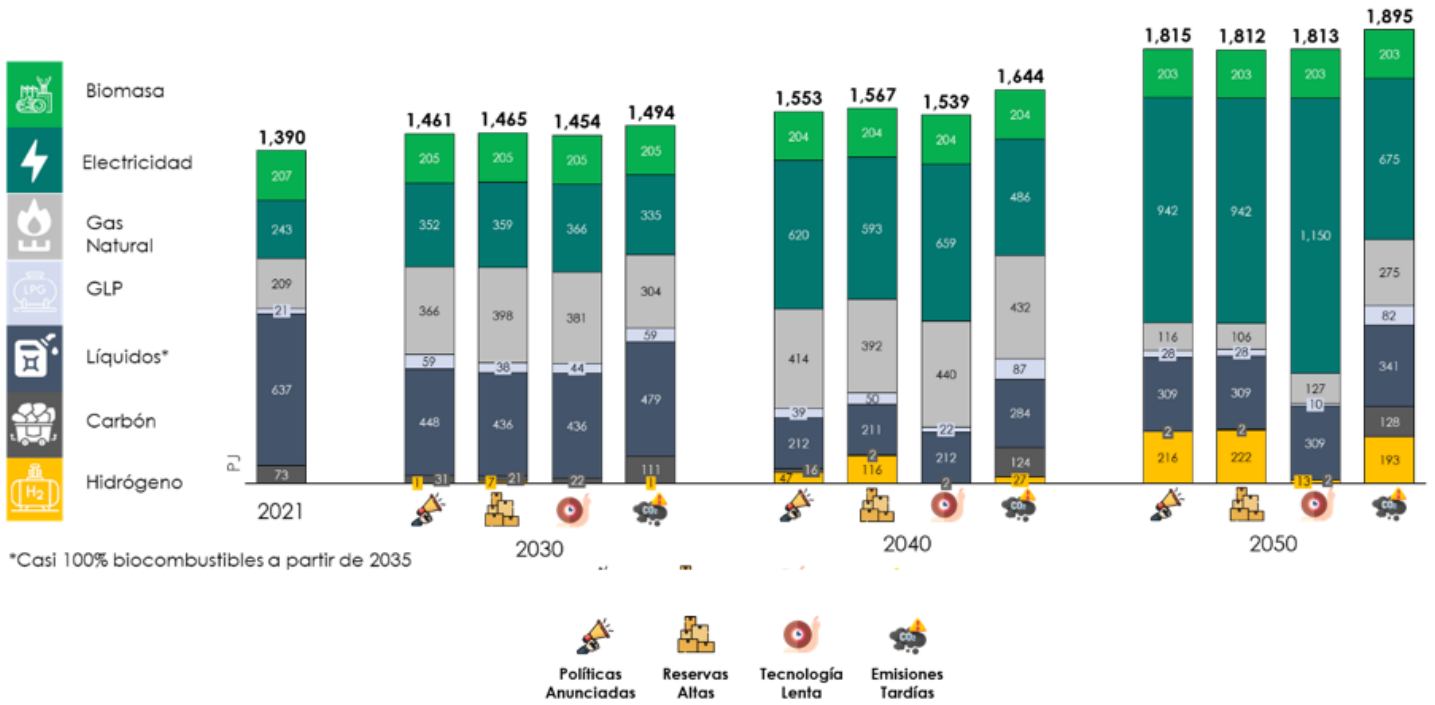


Figura 7. Demanda de energía en los sectores finales.

Finalmente, la Figura 8 presenta la evolución de las ganancias en eficiencia energética en los sectores industrial, edificaciones (sin iluminación) y transporte carretero de carga y de pasajeros. En esa figura se introduce un escenario contrafactual que corresponde al escenario de Políticas Anunciadas anulando la restricción de emisiones. Se puede observar que incluso, sin restricción de emisiones presente, todos los sectores logran importantes ganancias en eficiencia energética por uso de equipos más eficientes o por cambio hacia energéticos más eficientes.

Estas ganancias se suman a las mejoras en la intensidad energética de los procesos productivos asociados a ganancias en productividad y cambios de procesos. Pero lo más relevante de la Figura 8 es la evidencia que presenta sobre las ganancias adicionales que se logran

al utilizar las tecnologías y energéticos que requeridos para lograr el cumplimiento de las restricciones de emisiones. Estas mejoras en eficiencia llevan a, por supuesto, menores costos de operación y ahorros económicos que permiten compensar (o en algunos casos superar) los costos de inversión adicionales para contar con mejores equipos. Las mayores ganancias se logran, como se mencionó anteriormente, en el sector transporte como resultado de la electrificación. Una tercera fuente de eficiencia, y que no fue modelada, tiene que ver con los cambios de comportamiento, de modo de transporte y cambios culturales. Todos estos cambios pueden llevar a aún menores costos de descarbonización e incluso al logro de ganancias netas si se llegaran a contabilizar las externalidades positivas asociadas (que tampoco se contabilizan en este estudio).

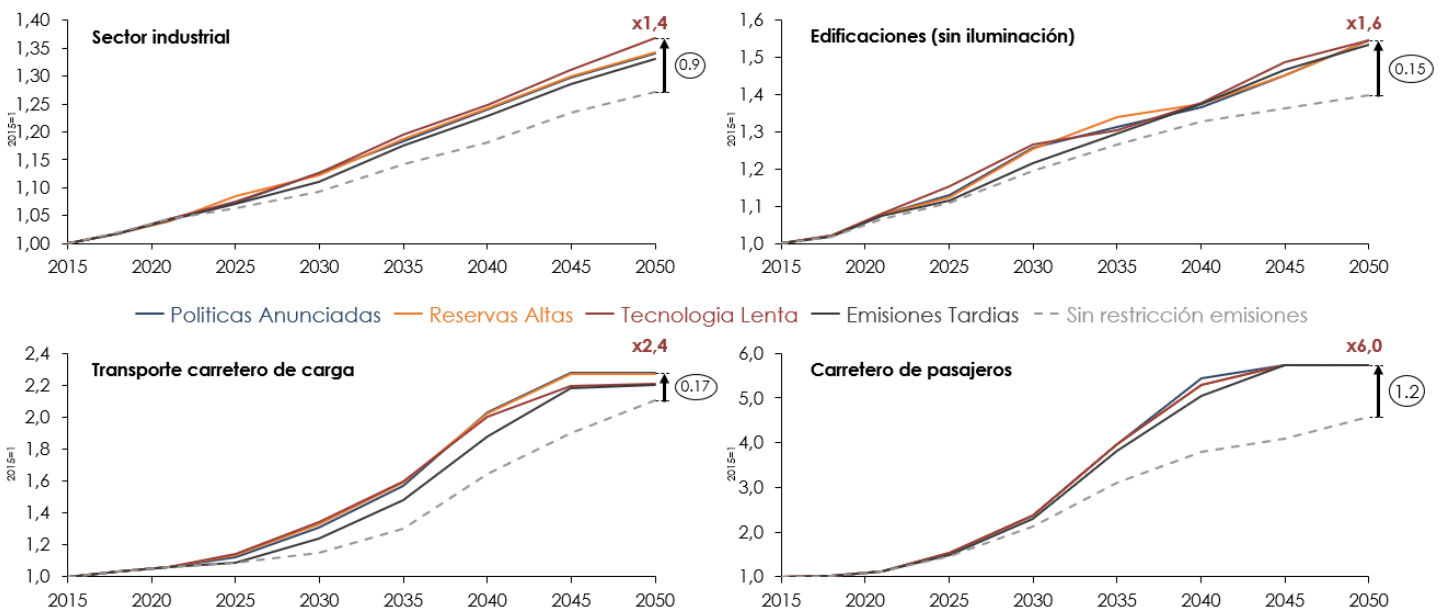
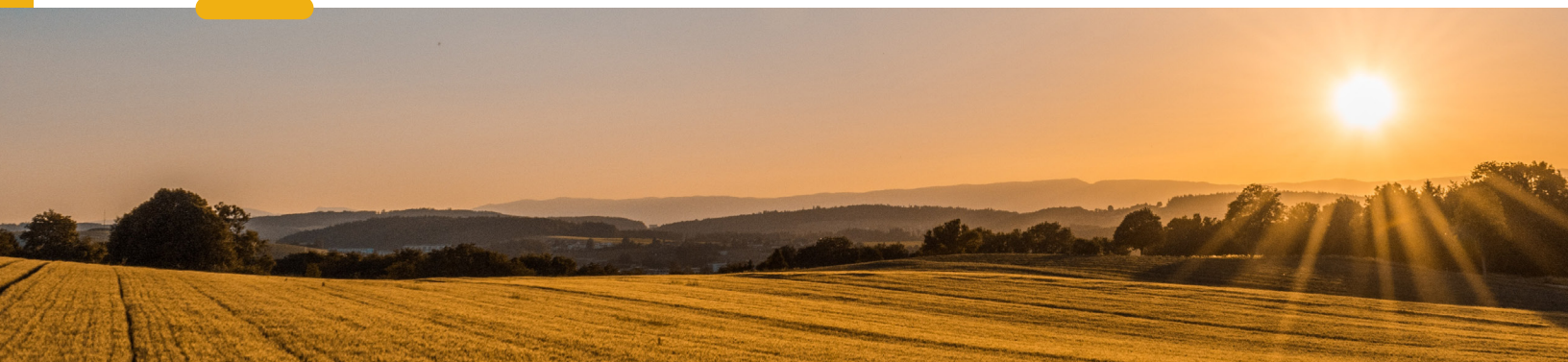


Figura 8. Evolución de la eficiencia energética para sectores seleccionados en los escenarios modelados y en un escenario de Políticas Anunciadas, pero sin ninguna restricción a las emisiones. Valores normalizados donde 2015=1.



2.3.2 Industria

Después del transporte, la industria manufacturera⁴ es el segundo mayor consumidor de energía final tal como se muestra en la Figura 6. Así mismo ocupa el segundo lugar en las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) del sector energía como se observa en la Figura 5.

Entre sus subsectores, la industria de alimentos bebidas y tabaco y de minerales no metálicos representan alrededor del 65%, y junto con los subsectores de pulpa papel e imprenta, hierro y acero y la industria química representan cerca del 90% de la demanda de todo el sector (Ver Figura 9).

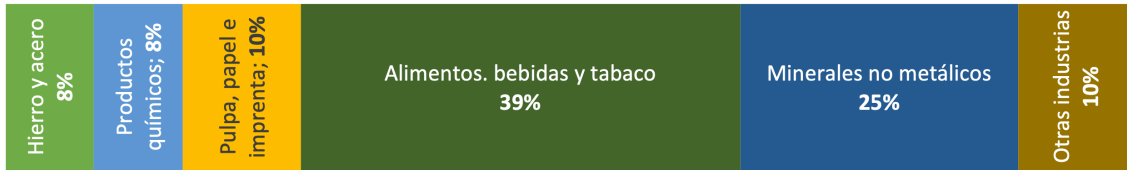


Figura 9. Participación de los subsectores en la demanda de energía final de la industria manufacturera (excepto coquización y refinación). Fuente (UPME, 2021)

Esta energía es principalmente utilizada para generar calor de proceso, tanto directo como indirecto. El resto es destinado en su gran mayoría para usos eléctricos tales como: fuerza motriz, refrigeración, aire acondicionado, iluminación y otros. En promedio el sector utiliza 33% y 52% de su energía final en calor directo e indirecto respectivamente, no obstante, a nivel subsectorial esta composición varía. Sectores

como el de hierro y acero y minerales no metálicos requieren de altas temperaturas para sus diferentes procesos (e.g. reducción, sinterización, fundición, calcinación, etc.) por tanto una mayor participación del calor directo, mientras que los sectores de pulpa papel e imprenta y de alimentos bebidas y tabaco utilizan en mayor medida calor indirecto a través del uso de vapor (ver Figura 10).

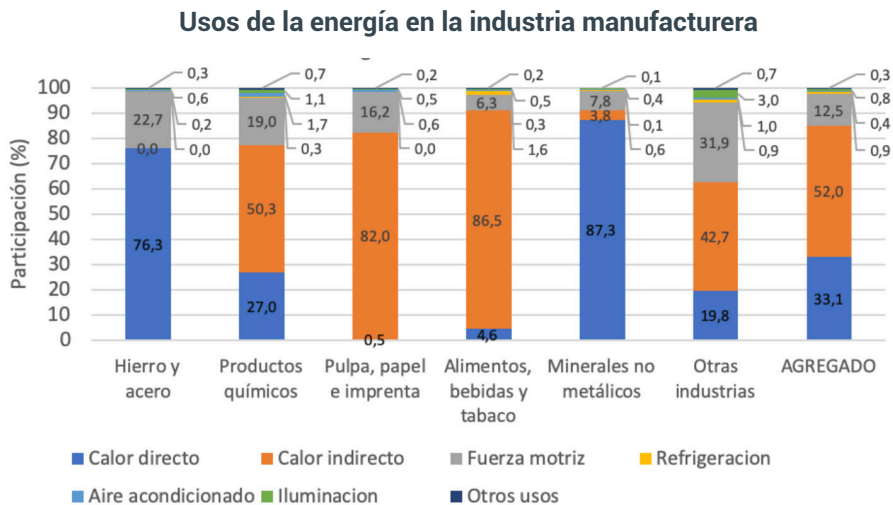


Figura 10. Participación de los usos energéticos en la industria manufacturera y sus principales subsectores (Otras industrias incluyen el resto de subsectores de la clasificación C del CIU excepto coquización y refinación). Fuente (UPME, 2021) y (UPME, 2018).

Para suplir estas necesidades de energía, la industria manufacturera consume principalmente cuatro energéticos: carbón, gas natural, electricidad, y bagazo, este último exclusivamente en el sector de alimentos bebidas y tabaco, y en fracciones marginales otros energéticos (líquidos, glp, etc.) tal y como se muestra en la Figura 11 para el año base.

La Figura 11 muestra para la industria manufacturera los cuatro escenarios de transición energética propuestos en las siguientes tres décadas. En esta es evidente que indiferente del escenario, la demanda de energía para la industria se espera sea creciente con una tasa de crecimiento anual compuesta de alrededor del 2%

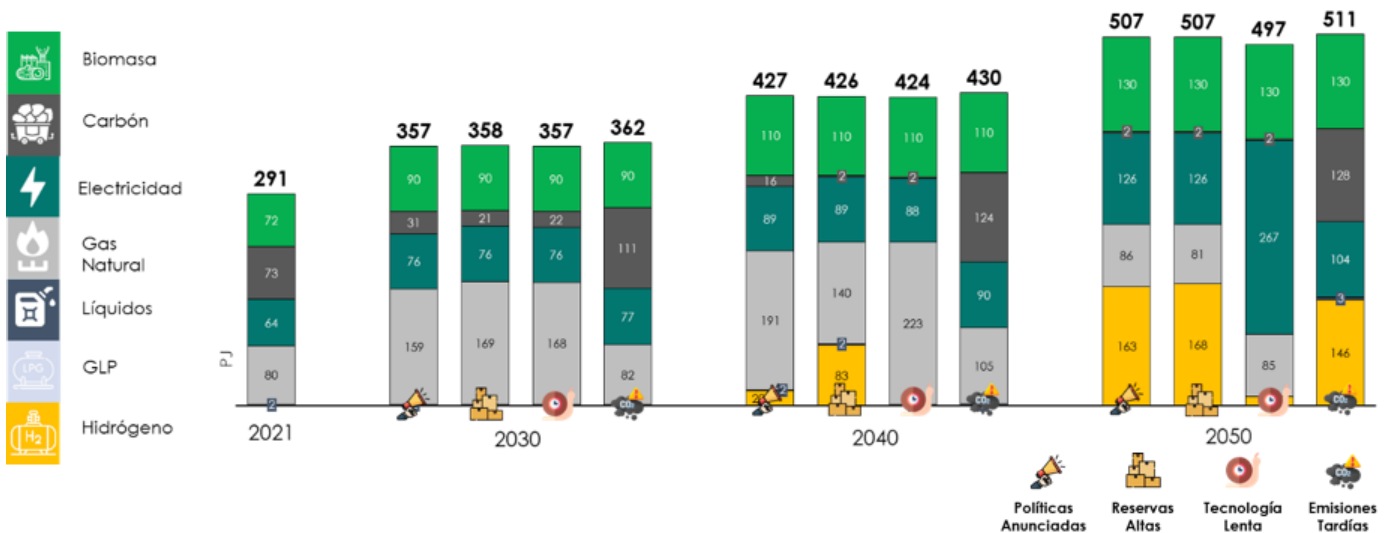


Figura 11. Escenarios de transición energética para la industria manufacturera

4. Para efectos de este estudio se entiende como industria manufacturera todos los sectores económicos pertenecientes a la clasificación C según el CIU (Clasificación Industrial Internacional Uniforme) excepto los subsectores de industrias de la energía de coquización y refinación.



Para el año 2030, los escenarios de transición no varían mucho entre sí y su composición respecto al año base solo muestra una variación a la baja del carbón el cual es sustituido por el gas natural, excepto el escenario donde la meta de descarbonización es al 2070 donde las participaciones se mantienen similares a las del año base. El gas natural es un energético competitivo y disponible para sustituir en el corto plazo el carbón —el cual tiene un mayor factor de emisión de GEI con respecto al gas natural— y a través de esta sustitución, reducir emisiones en esta década en usos que son difíciles de descarbonizar como lo es la generación de calor para la industria.

Para la siguiente década, en el año 2040 el consumo de carbón sigue disminuyendo hasta alcanzar mínimos en todos los escenarios menos en el escenario con restricción de emisiones al 2070, sin embargo, se espera, también que el rally del gas natural alcance su pico de demanda una vez ha cumplido su rol de sustituir al carbón. Un punto relevante es que se espera que en la siguiente década el hidrógeno entre a la canasta del sector industrial como energético para la generación de calor⁵ con distintas realizaciones dependiendo si hay o no reservas de gas. Para este último caso, los mayores costos asociados al gas importado le abren más espacio al hidrógeno en la industria. En el escenario Tecnología Lenta el hidrógeno no es competitivo ergo el modelo no lo selecciona.

Para la última década del horizonte de tiempo del estudio al año 2050 el hidrógeno ha alcanzado al menos el 30% de la canasta energética de la industria en los escenarios de Políticas Anunciadas y de bajas reservas; sin embargo, cuando la tecnología avanza lentamente el hidrógeno no es competitivo y por tanto la canasta del sector se vuelca más hacia la electricidad. Estos resultados muestran el reto que implica llevar a cabo la transición energética en el sector de la industria. Como lo muestra la Figura 5, este sector es el último sector en descarbonizarse e incluso sus emisiones no llegan a cero por lo cual será necesario acudir a mecanismos de compensación para alcanzar la neutralidad.

Esta complejidad subyace principalmente en la generación de calor una vez esta se realiza actualmente de manera costo efectiva con combustibles fósiles, principalmente carbón y gas natural, y los energéticos que podrían descarbonizar los usos calóricos y romper este carbon lock-in como las biomásas, la electricidad y en un futuro el hidrógeno, aún requieren de mayor desarrollo que les permita tener mejores precios relativos, cadenas de valor más maduras, innovación en las tecnologías de producción/transformación y de uso final que abarate sus costos, y/o instrumentos de financiación y de precios al carbono que facilite su adopción.

Es por ello necesario avanzar en política de investigación y desarrollo que persigan la producción local de tecnologías a su vez que abarate sus costos una vez

queda en evidencia en los escenarios planteados de la Figura 26 que una lenta difusión de las tecnologías representa un costo alto para la transición.

Es igualmente relevante avanzar en instrumentos económicos que incentiven la adopción de tecnologías, enfocada en dos temas: financiación y fijación de precios al carbono. La política pública ha avanzado por medio de la ley 1715 de 2014 en incentivos para la adopción de tecnologías bajas en carbono a través de exenciones tributarias y arancelarias, y depreciaciones aceleradas entre otros, pero aún tiene un espacio por avanzar en mecanismos que le permita a las industrias financiar estos nuevos activos de capital con mayor facilidad y mejores condiciones.

Los precios al carbono son también un instrumento económico relevante, bien sea a través de impuestos al carbono y/o mercados de cupos de emisiones (o un sistema híbrido), que le asigne los incentivos correctos y le de viabilidad financiera a las tecnologías limpias y penalice a las que no, permitiéndole a los mercados y sus agentes incorporar la adopción de criterios climáticos en sus planes de inversión.

Como se observó en los escenarios de la Figura 11, el gas natural es relevante para la transición energética ya que este es el energético más apto para reducir las emisiones del sector industrial en el corto y mediano plazo sustituyendo energéticos con mayor factor de emisión. Por ende, es relevante garantizar el abastecimiento de gas natural para la industria a precios competitivos y con contratos de largo plazo durante esta y las siguientes décadas para permitirles a los agentes avanzar en su descarbonización con seguridad en el suministro.

Finalmente y no menos importante, es el rol de la eficiencia energética en la industria el cual permite el uso óptimo de los equipos y sus procesos, reduce costos de operación y mantenimiento, y maximiza las utilidades de las empresas. Para ello, es importante avanzar en los instrumentos de política que eliminen las barreras tecnológicas, financieras y regulatorias que impiden la adopción de medidas que mejoran la eficiencia energética de las empresas.

Así, el camino a la descarbonización de la industria debe ser un esfuerzo conjunto del sector privado y el público el cual a través de la política pública y la inversión pueda apalancar medidas de eficiencia energética, sustitución de combustibles fósiles y adopción de nuevas tecnologías, de manera transversal a lo largo de sus subsectores, y de paso, atraer nuevas inversiones en industrias energo intensivas (e.g. hierro y acero, industria química, minerales no metálicos, etc.) que requieran de soluciones energéticas bajas en carbono y vean en Colombia la oportunidad de descarbonizar su producción con un portafolio robusto de energía competitiva, confiable y sostenible.

5. El hidrógeno tiene usos en la industria como materia prima para la industria química y de hierro y acero, no obstante acá solo se analizaron sus usos energéticos.

2.3.3 Transporte

La transición energética del transporte es fundamental para lograr las metas de descarbonización y no se limita al cambio tecnológico. Se requiere un esfuerzo importante en relocalización de actividades urbanas para que sean cercanas y accesibles mejora de los sistemas de transporte público, la provisión de infraestructura segura para viajar a pie y en bicicleta, desarrollo de ferrocarriles y transporte fluvial para el transporte de carga, al tiempo que se modifica la matriz energética de combustibles fósiles a vehículos de cero emisiones de tubo de escape (eléctricos y de celda de hidrógeno). Esta aproximación permitirá, por un lado, mantener la participación modos más sostenibles en el transporte de personas (a pie, bicicleta y transporte público) y por otra, aumentar sustancialmente la eficiencia energética y mitigar las emisiones de CO₂. Esta aproximación de evitar viajes motorizados, cambiarlos a transporte más sostenible y cambiar la tecnología de propulsión de los vehículos automotores, es consistente con las Políticas Anunciadas de movilidad urbana, logística y electrificación de flotas. Sin embargo, requiere mayor coordinación entre los sectores de transporte, energía y ambiente, que la lograda en el pasado. También apoyo decidido a los entes territoriales para que avancen de forma efectiva las acciones en transporte público, especialmente la electrificación de flotas de transporte público y el desarrollo de sistemas de transporte masivo ferroviarios.

Es importante indicar que el transporte tiene una contribución creciente de GEI al tiempo que afecta otros aspectos del desarrollo sostenible, por su contribución a las emisiones locales (calidad de aire y ruido), la inequidad social y la accidentalidad. Con el crecimiento poblacional y del PIB aumenta la movilidad de personas y productos, por lo que se hace necesario transformar las tendencias actuales, donde crece rápidamente la motorización con vehículos individuales (carros y motos).

La modelación realizada para lograr la descarbonización (en el escenario de políticas anunciadas) lleva el consumo final en transporte de 560 PJ 2021, a 495 PJ en 2030 y 595 PJ en 2050. La forma de "U" del consumo final está asociada a las grandes ganancias en eficiencia que se pueden lograr con la electrificación de flotas vehiculares. El crecimiento en los últimos años obedece a aumento de demanda de transporte, una vez se ha logrado la electrificación (no se generan ganancias adicionales de eficiencia).

En los escenarios futuros del sector transporte se destaca una mayor participación del gas natural a 2030 y 2040 (reducción más no completa eliminación en 2050), crecimiento del uso del bio-keresone para aviación, y bio-diésel (a partir de 2040) y la entrada de hidrógeno a partir de 2040.

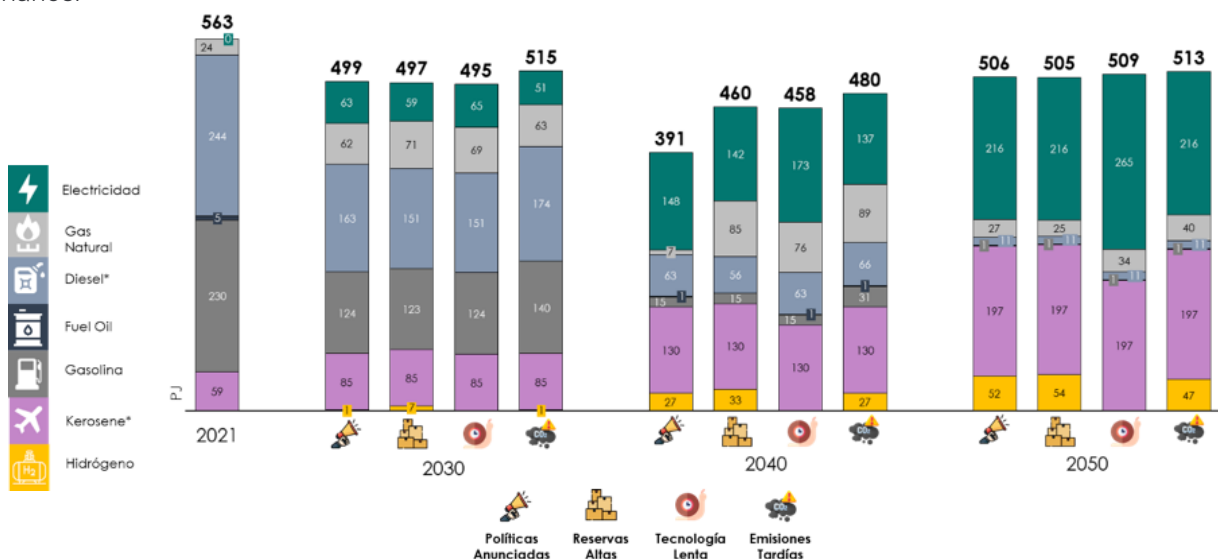


Figura 12. Escenarios de transición energética para el transporte.

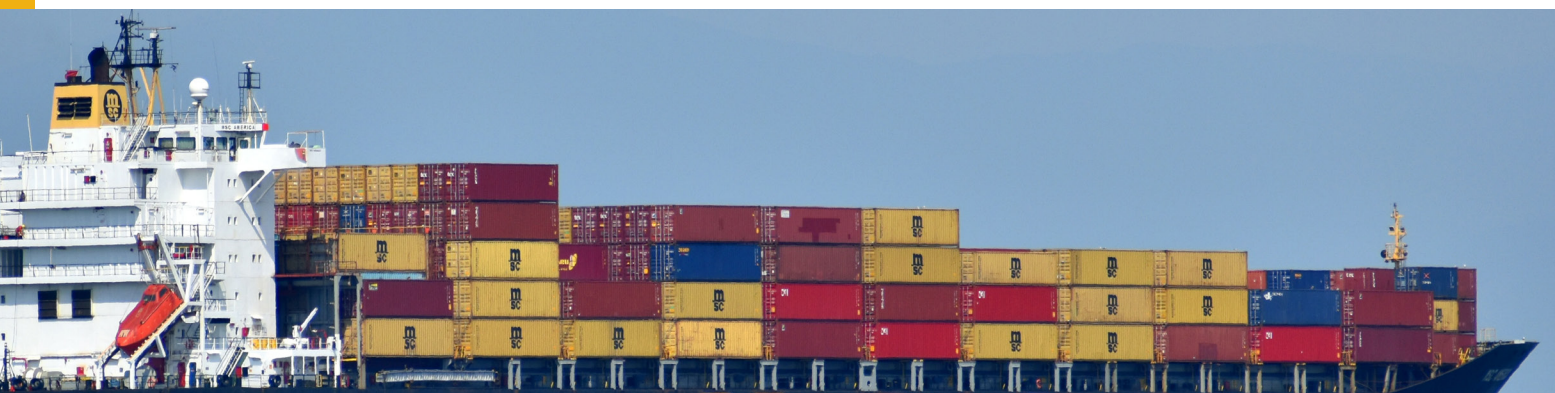
Las emisiones GEI correspondientes del sector transporte se estiman en 35 Mton CO₂eq en 2021 - 25 Mton CO₂eq en 2030 - 2 Mton CO₂eq en 2050 (escenario de Políticas Anunciadas). Este remanente de emisiones GEI deberá ser compensado desde otros sectores (offset, e.g. restauración de bosques).

Para lograr estos niveles de consumo energético y de emisiones se requiere:

- Mantener la participación modal de viajes urbanos a pie, bicicleta y transporte público en niveles similares a los actuales (evitar cambio a vehículos individuales: carros y motos, a través de oferta de

calidad y seguridad en transporte público, a pie y en bicicleta, y relocalización de actividades para evitar viajes largos).

- Modificar los viajes de carga dando mayor participación al transporte ferroviario y fluvial
- Pasar de una participación de flota eléctrica cercana a cero 2022 a 10% en 2030 y 45% en 2050. La flota de vehículos livianos (carros, camperos, camionetas, motos) deberían ser electrificados antes de 2035; la flota de carga posteriormente, lo que incluye uso de celdas de hidrógeno. En carga el principal reto está en la chatarrización.



Como políticas complementarias que permiten lograr las metas se sugiere:

- Reforzar redes de distribución eléctrica domiciliaria y asegurar carga en periodos de menor demanda. Lo anterior para no incrementar el pico nocturno. Aquí es fundamental la medición inteligente.
- Establecer una meta de prohibición de comercialización de vehículos fósiles entre 2035 y 2040.
- Eliminar completamente los subsidios a los combustibles fósiles (deben ser cero).
- La responsabilidad sobre estas acciones recae sobre múltiples instituciones públicas y privadas. En el Gobierno Nacional y el Congreso se deben mantener y eventualmente expandir los incentivos a la electrificación; el apoyo en inversión flotas de buses eléctricos y trenes urbanos; los mecanismos de fomento de planeación compacta y mixta del uso del suelo; la definición de límites de fecha para venta de vehículos de combustión (2035-2040); la regulación de precios que favorezca carga fuera del pico y promoción de medición inteligente; el desarrollo de programas efectivos de chatarrización y cambio tecnológico flotas de carga; y la destinación de recursos para inversión en ferrocarril y transporte fluvial. En los entes territoriales son necesarias: inversión prioritaria en modos sostenibles, electrificación de flotas de buses, imposición de restricciones

o costos a vehículos fósiles y planificación de uso del suelo. En las empresas de distribución de energía efectiva el fortalecimiento de redes y la implantación de medición inteligente.

2.3.4 Edificaciones

El consumo energético de las edificaciones depende de elementos como el tipo de cocinas, calentadores, aire acondicionado, etc. que escojan los hogares y el comercio, así como de los materiales y el diseño de las edificaciones. El consumo también depende del tamaño de las familias, que tiende a disminuir. Para poder escoger distintos energéticos, las edificaciones tienen que estar adaptadas para hacer transición a electrificación, en la medida que actualmente muchas solo tienen conexión de gas natural para cocción y calentamiento de agua, y no podrían cambiar electrodomésticos a electricidad.

El consumo final de edificaciones pasaría de 283 PJ en 2021 a 311 PJ en 2030 y 412 PJ 2050 y las emisiones de 4 Mton CO₂eq 2021 a 4 Mton CO₂eq en 2030 y 1 Mton CO₂eq 2050. Este pequeño remanente deberá ser compensado desde otros sectores (offset). En la proyección se reduce gradualmente el consumo de biomasa y se mantiene el consumo de gas natural hasta 2040. Se incrementa marginalmente el consumo de GLP a 2030 y 2040 y luego se reduce sustancialmente.

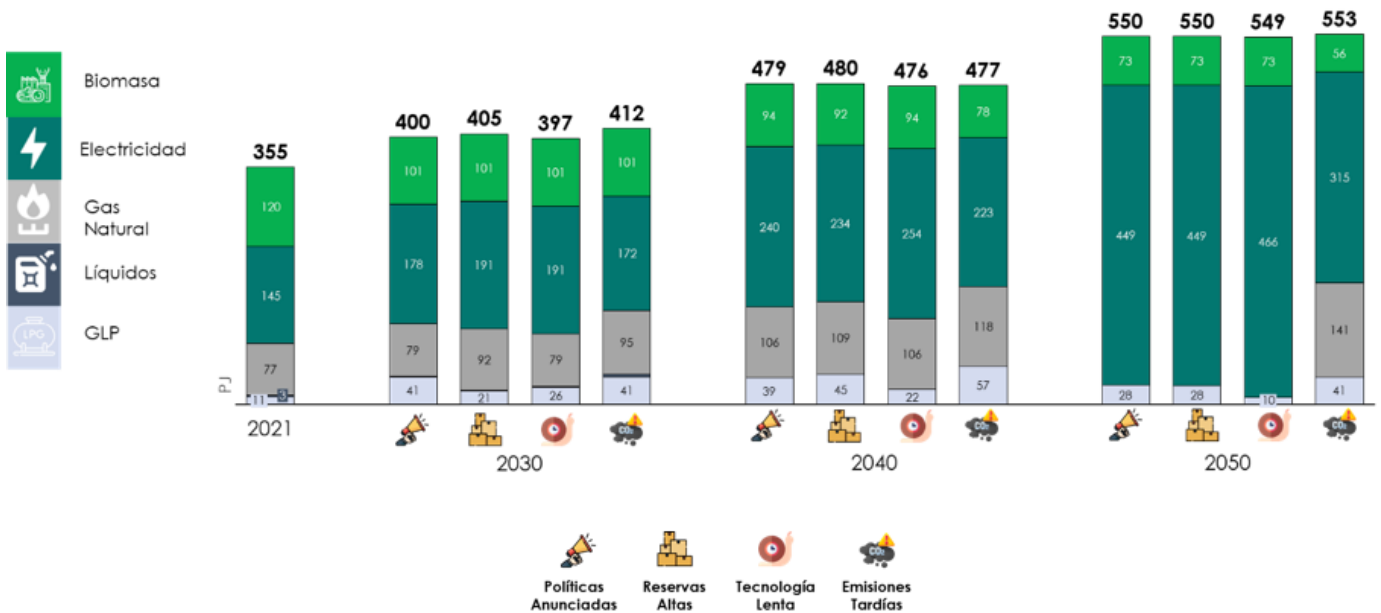


Figura 13. Escenarios de transición energética para las edificaciones

Para lograr este cambio en la matriz energética de los hogares, fundamentalmente hacia la electrificación, se requiere:

- Contar con distintas fuentes de energía en edificaciones nuevas (estar listas para electrificación) y adaptación (retrofit) de edificaciones existentes.
- Avanzar con normatividad de construcción sostenible.
- Aplicar modelos de conservación energética en la climatización de edificaciones, especialmente en zonas cálidas.
- Renovar tecnología de equipos de alto consumo energético: ascensores, bombas, climatización, neveras, estufas, calefacción de agua, etc.
- Medición inteligente y generación/calentamiento de agua con electricidad, eventualmente distritos térmicos donde sean aplicables.

En el proceso participan actores de gobierno nacional, el Congreso, gobiernos locales y particulares. El gobierno nacional y el Congreso deben generar normatividad e incentivos para la electrificación de viviendas, para la construcción sostenible y desarrollo urbano compacto y mixto, así como promoción de medición inteligente y conectividad para vehículos en edificaciones. Los entes territoriales deben generar normatividad y vigilancia (especialmente de las normas constructivas de las edificaciones). El sector privado, por su parte, debe avanzar cambio tecnológico como una oportunidad de reducción de costos totales de propiedad. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben avanzar programas de financiamiento contra ahorro energético, por cambio de electrodomésticos (mejoras en eficiencia y electrificación).

2.4 ¿Cómo debería ser la transición en la oferta final de energía?

2.4.1 Generación eléctrica

Como se vio, las diferentes trayectorias de descarbonización, resultantes de los escenarios planteados y analizados, muestran un crecimiento importante del uso de electricidad en los diferentes sectores de uso final e intermedios. Se pasa de menos del 20% de la demanda final eléctrica al 65% en el 2050. El cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones planteados exige, a su vez, disminuir de manera significativa la intensidad de carbono de la electricidad, para llegar a prácticamente cero en 2030, excepto en los periodos críticos. No sobra señalar, que la electricidad en Colombia tiene una intensidad de carbono relativamente baja. El factor de emisión de la generación eléctrica, empleado para calcular los inventarios de emisiones de GEI, es de 0.203 t CO₂eq/MWh (UPME, 2020).

La Figura 14 muestra la evolución de la capacidad instalada de generación en el periodo de análisis para el escenario Políticas Anunciadas. Esta capacidad pasa de alrededor de 18 GW en 2020 – 2022 (17,638 a comienzos de 2020 y 18,136 hoy) a 91,278 GW en 2050, esto es, se incrementa más de 5 veces. La tasa de crecimiento anual promedio de 5,45%. Se prevé que, en 2050, la composición del parque de generación sea mayoritariamente renovable intermitente en este escenario: 27,1% solar y 27,4% eólica más 35,5% hidroeléctrica en plantas de menos de 100 MW sin presas grandes. El restante lo aportan el hidrógeno con una contribución del 4,3%, nuclear de 2,6%, geotermia de 2,2% y finalmente el gas natural con un 1%, respondiendo a la restricción de contar entre un 10% a 15% de energía despachable diferente a la hidro. En 2050, la capacidad instalada de proyectos solares

sería de 24,7 GW de los cuales 3 GW serían recursos distribuidos; y la capacidad eólica a ser instalada sería de 25 MW en proyectos onshore, dada la mayor competitividad hoy. En caso de una reducción acelerada de costos o de incentivos específicos esta capacidad podría tener una participación de proyectos off-shore. Lo anterior equivale a multiplicar por 10 la capacidad que se instalaría en los próximos años en estas tecnologías. Hoy, hay solicitudes de conexión en estudio por más de 42 GW en proyectos solares y 11 GW en proyectos eólicos (UPME, 2022). En cuanto a la capacidad de plantas hidroeléctricas habría que instalar algo más de 21 GW adicionales, que considerando los 56 GW estimados en el Estudio (UPME, IGAC, Colciencias; Universidad Javeriana, 2015) y las posibles restricciones ambientales y de caudal ecológico parece una cifra lograda, si se cuenta con la financiación requerida. La capacidad equivalente en hidrógeno que se requeriría sería de 3,7 GW, la de nuclear de 2,35 GW en reactores modulares pequeños y la de geotermia de 2 GW. Con relación al gas natural, la capacidad instalada pasaría a ser de 3,7 GW en 2020 a 0,95 GW en 2050.

Según la información de la UPME en la última jornada de implementación de estudios de conexión (UPME, 2022), hay casi 16 GW de proyectos con posibilidad de ser instalados en los próximos años: 5,055 GW de proyectos con garantías y compromisos, 10,267 GW con garantías y sin compromiso, 0,585 GW en verificación. La capacidad total que solicita conexión supera los 56 GW en proyectos conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y los 1,7 GW en proyectos distribuidos.

Es importante señalar que la biomasa se considera en proyectos de autoproducción (autogeneración y cogeneración) en la industria.

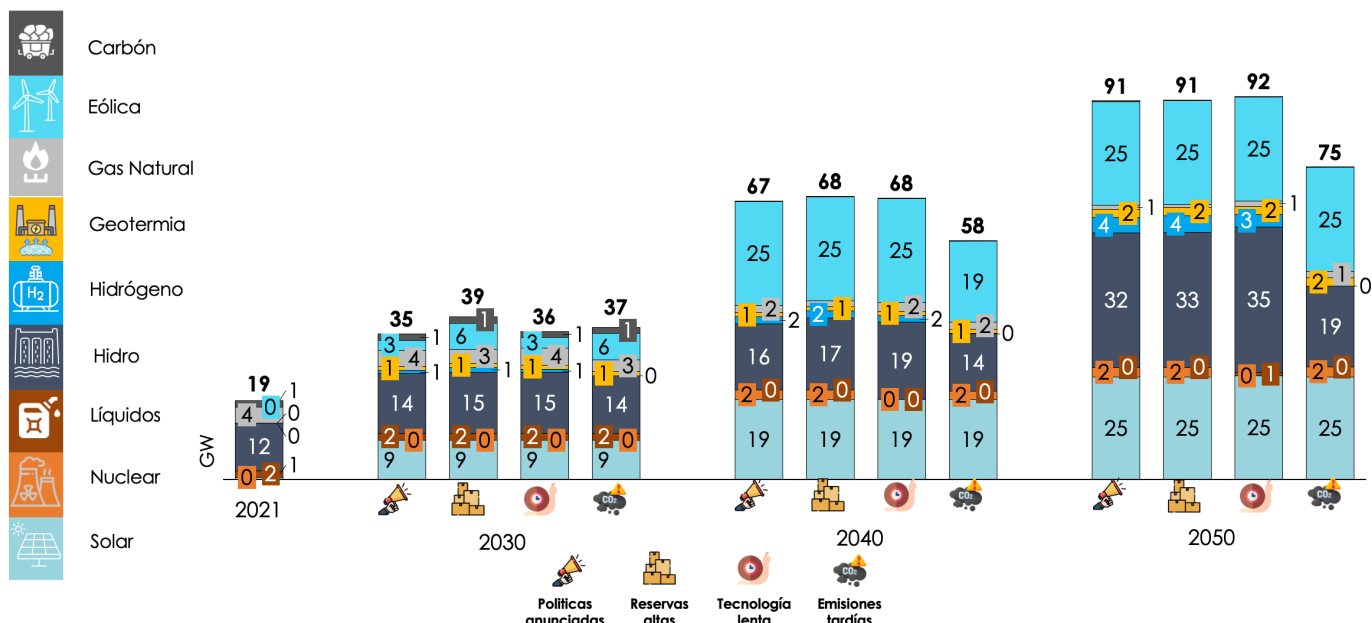


Figura 14. Escenarios de capacidad de generación

En los escenarios de reservas medias y Tecnología Lenta la capacidad instalada en 2050 es muy similar a la del escenario Políticas Anunciadas: 91,471 GW en el primero y 92,327 GW en el segundo. La composición de la matriz de generación es muy similar en estos tres escenarios, con excepción que en Tecnologías Lenta no hay participación de nuclear y se incrementa la capacidad a instalar de plantas hidroeléctricas, En el escenario Menor Ambición o descarbonización a 2070, la capacidad instalada esperada es de 75,345 GW lo que implica una adición de algo más de 4 veces de la capacidad instalada actual, para una tasa de crecimiento anual promedio de 4,77. En este último escenario, en 2050, la capacidad instalada de hidrógeno es sensiblemente baja y la de plantas hídricas se reduce en un 40%; mientras que la de gas natural aumenta en un 50% a 1,5 GW. El resto de la expansión se mantiene en cifras muy similares.

En cuanto a la generación de electricidad, la Figura 15 muestra, primero, el importante crecimiento que tiene la oferta eléctrica y segundo, que los casi 300 TWh requeridos más del 50% sería generado por plantas hidroeléctricas. Igualmente es importante notar que, como era de esperarse, la electrificación de la economía y la sociedad es mucho más lenta si la carbono neutralidad debe alcanzarse en 2070. En este escenario la generación requerida es inferior en un 27% con respecto al escenario de Políticas Anunciadas. La generación de las plantas solares, y de geotermia permanecen estables en todos los escenarios, reduciéndose la contribución de la nuclear en el escenario Tecnología Lenta y además de hidroelectricidad en el escenario de Menor Ambición para el cubrimiento de la demanda nacional.

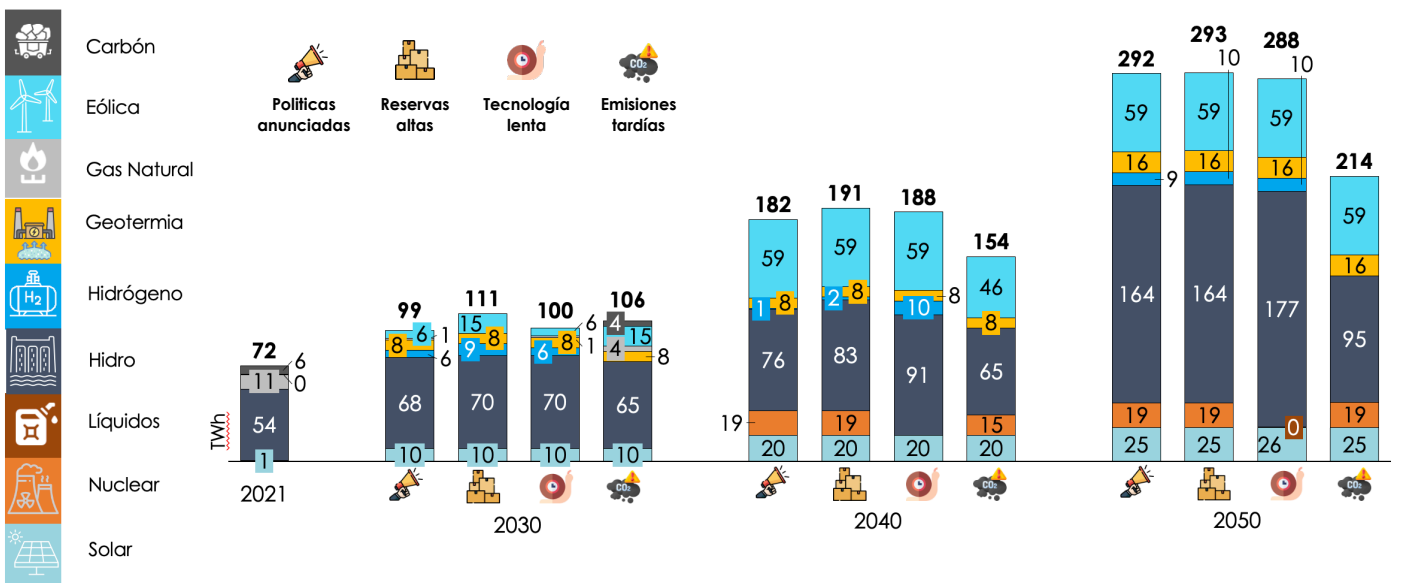


Figura 15. Escenarios de generación eléctrica

Lograr este cambio acelerado en la matriz de generación requiere un gran esfuerzo. No solo por las inversiones requeridas para incrementar la capacidad instalada sino por los ajustes a las reglas de operación para garantizar la seguridad del suministro, esto es la confiabilidad que se establezca y la flexibilidad que el operador del sistema determine necesaria. Igualmente, porque se requiere construir la capacidad de redes de transmisión y distribución para este sistema altamente dependiente de condiciones climáticas. Felizmente, Colombia tiene una experiencia importante y reconocida en operar sistemas hidrotérmicos con alta capacidad y generación proveniente de fuentes relativamente intermitentes.

No obstante, lo anterior, no sobra hacer las siguientes recomendaciones para garantizar que, si las políticas de descarbonización se ponen realmente en marcha y se cuenta con la inversión requerida en proyectos de generación e infraestructura de redes (además de las adecuaciones del lado de los consumidores), la demanda se atienda en forma segura y con las debidas condiciones de calidad:

- Planear de forma integral el sistema energético con visión de largo plazo, considerando los requerimientos de servicios de energía, distintos portafolios de oferta y restricciones ambientales y de otro tipo.

- Considerar la operación del sistema para garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro (flexibilidad y resiliencia).
- Considerar los requisitos de transmisión y los tiempos requeridos para su entrada en operación. En el planeamiento conjunto de la expansión de la generación y la transmisión se deben incluir todas las opciones tecnológicas posibles: nuevos equipamientos, redes distribuidas, participación de la demanda, repotenciones, además de las tradicionales.
- Garantizar un adecuado esquema de formación de precios para asegurar la remuneración de la generación según sus atributos y el pago de los diferentes servicios requeridos.
- Armonizar y adoptar estándares técnicos, de seguridad y licenciamiento, y la regulación para participación en la expansión del sistema en el caso de los reactores nucleares.

Encuantoaloscursosdistribuidos es bueno contar con:

- Empresas preparadas para instalación y operación, considerando la viabilidad técnica y económica, evitando restricciones y garantizando la continuidad y calidad del servicio.
- Buena información para resolver inquietudes sobre el costo de la modernización de las redes.
- Un marco de planeación que modele la

heterogeneidad y flexibilidad de los nuevos recursos y del comportamiento de la demanda y sus incentivos.

- Impulso a la digitalización de las redes mediante hojas de ruta para estándares e interoperabilidad, incentivos a la recuperación de la inversión, nuevos modelos de negocio como agregación y plantas virtuales.

Estos recursos pueden apoyar el aplanamiento de la curva en beneficio de todo el sector. Según los asistentes a uno de los talleres, "la mayoría de las redes actuales están en capacidad de atender la demanda de cargadores de vehículos en el corto plazo y hay tiempo para hacer las adecuaciones requeridas y los ajustes a las metodologías de planeamiento".

Aunque la participación de los DERs (recursos energéticos distribuidos por sus siglas en inglés) no va a ser significativa (menos del 3% de la capacidad instalada), el cambio en los patrones de consumo y la participación de los consumidores son críticas para lograr las metas de reducción de emisiones de GEI. Las nuevas fuentes, los DER, las redes y sistemas de medición inteligentes, los esquemas de coordinación DSO-TSO, los nuevos modelos de negocio (venta de servicios a la red), los nuevos actores (agregadores) y las aplicaciones de inteligencia artificial aportarán al nuevo sistema energético que se debe configurar.

Contar con esta oferta para atender la futura demanda requiere un marco institucional y regulatorio flexible y abierto que permita la innovación e introducción de nuevas tecnologías con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad y asegure que el mercado propenda por beneficiar al usuario y generar precios eficientes para la demanda, como lo señaló la Misión de Transformación Energética ((MME-MTE, 2020).

2.4.2 Hidrocarburos

Uno de los elementos fundamentales para la transición es la oferta de hidrocarburos. Por un lado, los hidrocarburos—y de manera más general los fósiles—son hoy responsables de atender dos terceras parte de la demanda final de energía, anualmente pueden generar más de dos puntos del PIB en ingresos para financiar la inversión pública, sostienen el equilibrio macroeconómico al generar más de la mitad de las exportaciones y la quinta parte de la inversión extranjera, y le dan confiabilidad al sistema de generación a través del respaldo térmico. Pero por el otro, son los causantes del 30% de las emisiones de CO2 del país a través de la producción y consumo de energía.

Hacer una transición energética a mínimo costo supone entonces darle un tratamiento a los hidrocarburos que balancee estos dos roles. Para efectos de la construcción de la ETR2050 (Hoja de Ruta de la Transición Energética al 2050 por sus siglas en inglés), como se explicó más arriba, los hidrocarburos atienden dos tipos de demanda. La doméstica que corresponde a la de transformación—refinerías y generación de electricidad—y a la final, principalmente en hogares, industria y transporte. La otra es la demanda externa que corresponde a las exportaciones de los hidrocarburos.

Nótese que el comercio con el resto del mundo está ligado a al consumo doméstico: las exportaciones son los excedentes de la producción interna que no se consumen domésticamente, mientras que las importaciones corresponden a déficits de la producción interna que deben traerse del resto del mundo para garantizar la adecuada atención de la demanda doméstica.

Para efectos de esta Hoja de Ruta hay dos elementos fundamentales para establecer una senda óptima de oferta de hidrocarburos. El primero son los precios internacionales. Estos representan los valores a los que se pueden exportar o importar hidrocarburos desde y hacia el mercado internacional, y del que se supone hay suficiente oferta y demanda a los respectivos niveles de precio. Siendo Colombia una economía pequeña, este supuesto implica que los precios se toman como dados y que a ellos se puede importar y exportar tanto como se requiera—lo que en el caso de las exportaciones quiere decir tanto como el capex y opex de los diferentes tipos de reservas lo hagan económicamente viable.

Los cambios en las condiciones de demanda están reflejados en los precios de manera tal que avances en la lucha contra el cambio climático que reduzcan la demanda de hidrocarburos deben reflejarse en menores precios. Para este ejercicio los precios fueron tomados de las proyecciones de largo plazo del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Para el escenario de Políticas Anunciadas se toma el escenario de precios medio (USD \$60 por barril y USD \$3 por MBTU de gas natural) consistente con un escenario de descarbonización y avance tecnológico como el esperado por el gobierno. Este se mantiene en los demás escenarios salvo en Reservas Altas donde se supe estarán vigentes los precios altos requeridos para hacer comercialmente viables las reservas de mayor costo de desarrollo como las de off-shore y no convencionales.

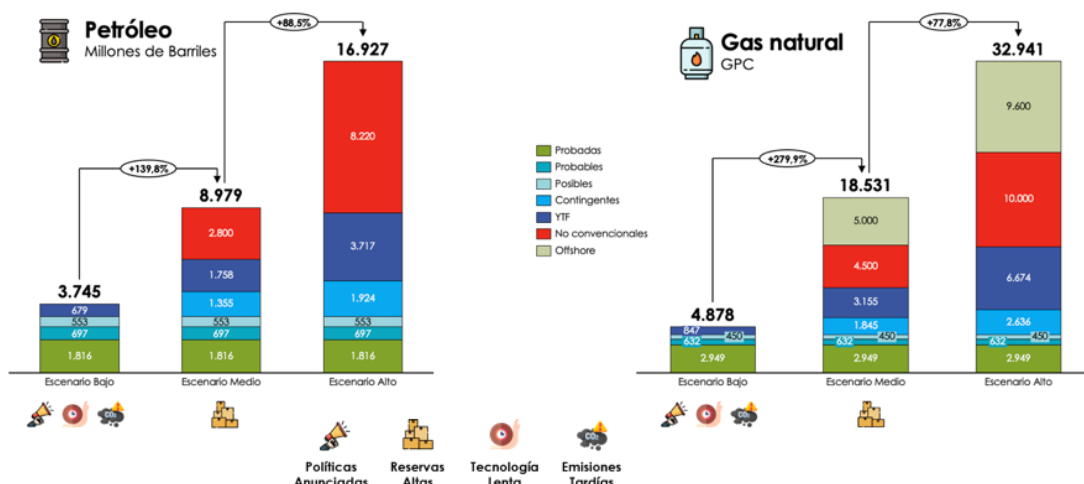


Figura 16. Escenarios de reservas de hidrocarburos a incorporar

El segundo elemento se refiere a la disponibilidad de reservas. Con base en los estudios de reservas disponibles realizados por la ANH y la UPME es posible definir tres escenarios de reservas tanto para el petróleo como para el gas (Figura 16). Las diferencias entre escenarios son significativas y reflejan el grado en el que diferentes tipos de reservas podrían contribuir al portafolio del país—en el caso del petróleo el escenario bajo es duplicado por el medio y cuadruplicado por el alto, mientras que para el gas se multiplica cuatro y ocho veces respectivamente. Para efectos de este ejercicio el escenario de Políticas Anunciadas corresponde al escenario bajo en línea con las señales del gobierno de no permitir el desarrollo de yacimientos no convencionales, costa afuera y nueva exploración. Los demás escenarios también son de reservas bajas salvo el escenario Reservas Altas en el que se le abriría la puerta al desarrollo de todo tipo de yacimientos. Dados estos escenarios de reservas, el ejercicio de modelamiento da lugar a diferentes resultados en términos de lo que es óptimo en cada caso desde el punto de vista de oferta de hidrocarburos para garantizar la atención de la demanda. El caso del gas puede verse en la Figura 17. Dado que la demanda

final de gas se duplica a 2040, la oferta debe asegurar un aumento de la misma magnitud para atenderla. Sobresalen tres elementos.

El primero es que en todos los escenarios se requiere desde 2030 el desarrollo de nuevas reservas—o de nueva oferta—para garantizar la plena atención de la demanda. Estas deberán venir de nuevos desarrollos de convencionales, incluidas nuevas reservas de este tipo, del desarrollo de nuevas reservas costa afuera y no convencionales o de importaciones.

El segundo es que renunciar al desarrollo de reservas propias supone asegurar el desarrollo de la infraestructura de importaciones y de los contratos asociados que garanticen el suministro. A 2030 el país necesitaría ser capaz de importar al menos la quinta parte del gas requerido para satisfacer la demanda final y de ahí en adelante prácticamente la totalidad del gas que necesita en tres de los escenarios. Finalmente, el tercero tiene que ver con la capacidad del país para autosatisfacer su demanda de largo plazo en el caso en que no renuncie a desarrollar sus propias reservas. Bajo estas circunstancias el país requiere una

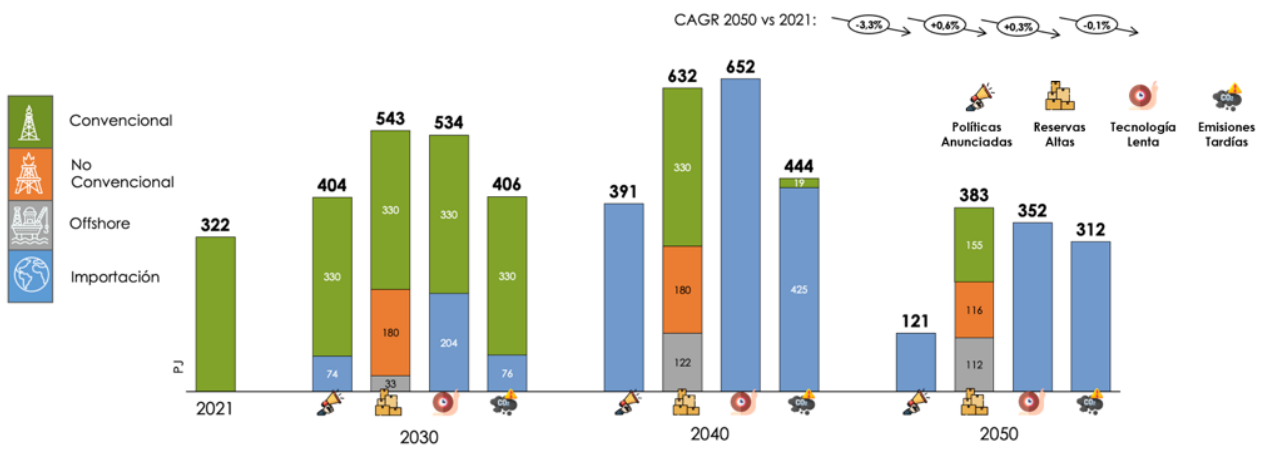


Figura 17. Oferta de gas natural

combinación de los tres tipos de reservas que existen en el país hasta el final del período sin necesidad de recurrir al gas importado.

En el caso del crudo, la oferta debe también asegurar la atención de la demanda doméstica, pero considerando que los excedentes pueden ser exportados. La Figura 18 muestra con valores positivos las primeras y con valores negativos las segundas.

El crudo que se consume localmente es aquel destinado a la carga de las refinерías que está a su vez determinado por la demanda de combustibles fósiles para el transporte que se explicó atrás. A medida que está cae de la mano de la descarbonización del transporte, la producción se orienta a las exportaciones lo cual tiene dos implicaciones importantes. La primera, que la restricción a la producción de petróleo es la disponibilidad de reservas y su comercialidad y

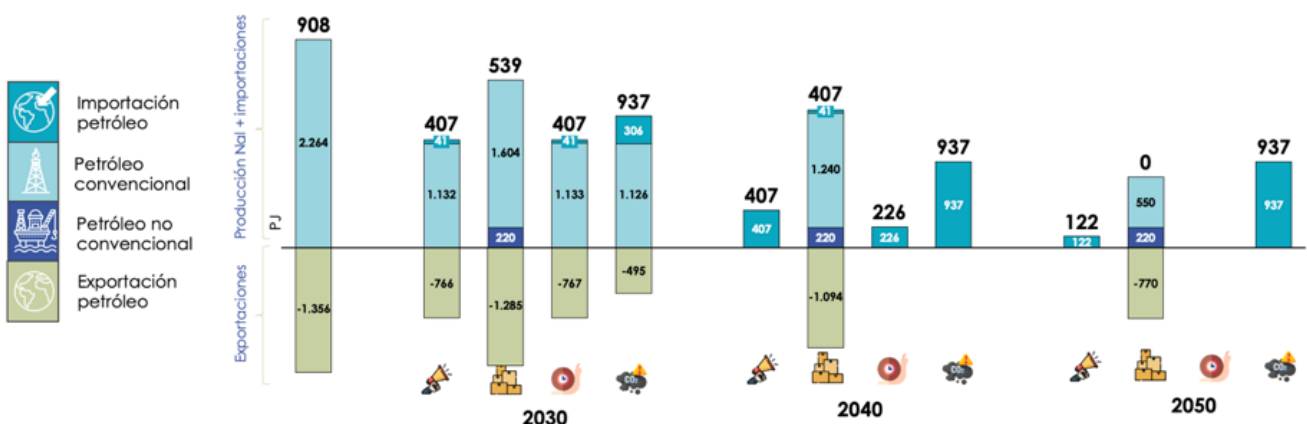


Figura 18. Oferta de petróleo

no la tecnología ni la ambición climática nacional. La segunda, que se desprende de esta, es que los costos de atención de la demanda son menores en la medida que haya mayores exportaciones ya que estas en el modelo se computan como un ingreso que abarata los costos totales de la energía.

Tanto el gas como el petróleo deben declinar domésticamente a medida que avanza la descarbonización de la economía. En ambos casos, sin embargo, aceptar el desarrollo de la totalidad de las reservas tiene consecuencias financieras importantes sin poner en riesgo el logro de las metas de carbono neutralidad. En el caso del gas garantiza la atención de la demanda de manera soberana—ie con recursos propios—que tienen menores costos al no tener que pagar los costos de transporte y de infraestructura de importación. En el caso del petróleo, es el único escenario que garantiza la generación de recursos exportables en todo el horizonte de análisis y evitar que tenga que atenderse la demanda de transporte con producto importados. Por esta vía, abarata también la atención de la demanda. En el agregado este escenario tiene unos costos ligeramente menores como se verá más adelante.

Como resultado de lo anterior, desde el punto de vista de la oferta de gas es indispensable desarrollar las fuentes de reservas disponibles, asegurar la infraestructura complementaria de importaciones en función de las decisiones de política adoptadas y de la disponibilidad observada de reservas, asegurar la

ejecución de las obras del plan de abastecimiento de gas que eleven la confiabilidad del sistema y adoptar los cambios regulatorios que faciliten la formación de precios eficientes.

Por el lado de la demanda se requieren acciones complementarias como establecer precios al carbono que faciliten la sustitución de combustibles, establecer los parámetros para las mezclas como gas-H₂, facilitar el uso de este combustible en transporte de carga y pasajeros de larga distancia e industria, introducir también los cambios regulatorios que faciliten la formación de precios eficientes y fortalecer la coordinación gas—electricidad para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico a mínimo costo.

En el caso del crudo es indispensable también asegurar un desarrollo de las reservas nacionales acompasado con las metas de descarbonización que asegure una adecuada transición fiscal. Esto supone promover el desarrollo de fuentes de reservas disponibles que aseguren la carga de las refinerías y maximicen el potencial exportador, acompasar inversiones en refinación y transporte a metas de emisiones y señales de precio al carbono, facilitar la entrada a cadenas de nuevos combustibles y el desarrollo de una política de transición justa para grupos vulnerables que compense a los grupos vulnerables que sufrirán pérdidas de ingreso.



2.5 ¿Cuáles tecnologías son necesarias para la transición? descripción de la tecnología, su papel y requerimientos

La adopción de un conjunto de nuevas tecnologías es indispensable para hacer posible la transición a producir y consumir energía de bajas emisiones. Estas son, fundamentalmente, baterías, hidrógeno, CCS, digitalización. Al igual que en la oferta energética deba darse un enfoque de portafolio que considere interdependencias entre tecnologías.

Como elementos comunes para estas tecnologías pueden mencionarse: (i) los instrumentos fiscales que incentiven su adopción; (ii) los precios al carbono que induzcan la reducción de emisiones; cuotas de uso; (iii) la disponibilidad de financiamiento; oportunidad en la expedición de la regulación técnica y económica y de permisos; (iv) las alianzas público-privadas; (v) el apoyo a grupos de investigación y adopción; (vi) los sistemas robustos de contabilidad de emisiones; y (vii) los ajustes institucionales para asumir nueva regulación y vigilancia, comunicaciones transparentes y pedagógicas.



2.5.1 Hidrógeno

Además de ser una materia prima en la industria, el hidrógeno es una fuente secundaria de energía ya que es capaz de transportar y/o almacenar energía y es difícil encontrar el hidrógeno en estado libre en la naturaleza por tanto es necesario obtenerlo a partir de otros recursos primarios (agua, fósiles, biomasas). También denominado portador de energía, el hidrógeno puede transformarse en energía eléctrica, mecánica o térmica cuando se combina con el oxígeno en procesos de electrólisis inversa o combustión.

El hidrógeno es el elemento más simple del universo, el más liviano y también el más abundante. Tiene una baja densidad de energía volumétrica comparado con otros portadores de energía, pero en contraprestación, tiene la mayor densidad de energía gravimétrica comparado con los mismos portadores. La Figura 19 muestra en el costado izquierdo, algunas propiedades físicas del hidrógeno y su comparación, y en el derecho, se observa las densidades (volumétricas y gravimétricas) del hidrógeno y su comparación.

Propiedad	Hidrógeno	Comparación
Densidad (gaseoso)	0,089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 del gas natural
Densidad (líquido)	70,79 kg/(-235°C, 1 bar)	1/6 del gas natural
Punto de ebullición	-252,76°C (1 bar)	90°C por debajo del GNL
Densidad energía gravimétrica (LHV)	120,1 MJ/kg	3 veces el de la gasolina
Densidad energía volumétrica (licuado, LHV)	8,5 MJ/l	1/3 del gas natural
Velocidad de llama	346 cm/s	8 veces el del metano
Temperatura de autoignición	585°C	220°C para la gasolina

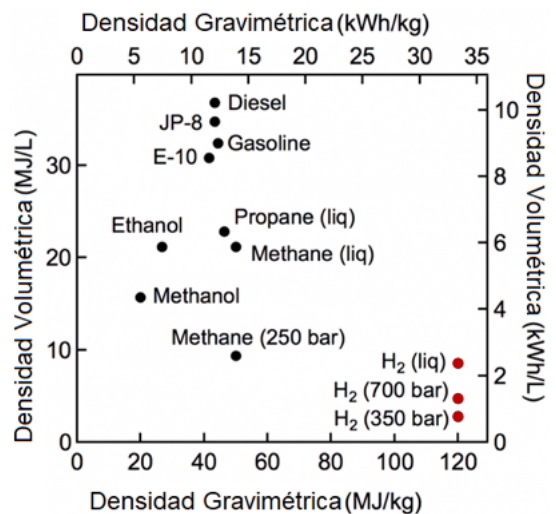


Figura 19. Propiedades físicas del hidrógeno. Fuente: (IEA, 2019)

En la actualidad, el hidrógeno se produce principalmente por medio del reformado de metano y se utiliza primordialmente como materia prima en la refinación de petróleo y la producción de amoníaco. Sin embargo, hay otras formas de obtener la misma molécula de hidrógeno bien sea con electrólisis utilizando electricidad y agua, o por medio de otras reacciones

químicas (e.g. gasificación, pirólisis, etc) utilizando combustibles fósiles o biomásas. Dependiendo del proceso, la fuente de energía y las materias primas utilizadas, el hidrógeno (y otros combustibles derivados de este último) va a tener un carbono embebido en

su ciclo de vida que le permitirá ser utilizado o no, como fuente de energía de cero o bajas emisiones. La Figura 20 muestra las materias primas utilizadas, los procesos, y los combustibles que se pueden producir en la cadena de valor del hidrógeno.

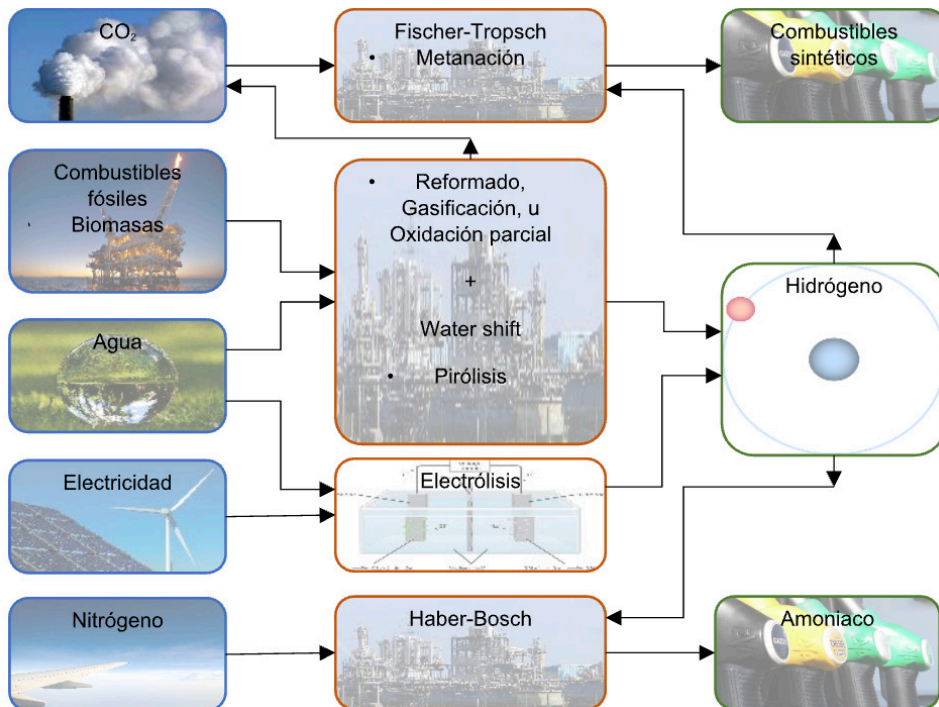


Figura 20. Cadena de valor del hidrógeno. Materias primas, procesos y combustibles asociados a esta. Fuente: elaboración propia

En este estudio se consideró el hidrógeno producido por electrólisis con fuentes de energía renovable (i.e. hidrógeno verde) y aquel producido a partir de reformado de gas natural con captura de carbono (i.e. hidrógeno azul). Se consideró también que este hidrógeno pueda ser utilizado en la industria para la generación de calor directo e indirecto; para el transporte pesado de carga

interurbano y, para la generación eléctrica como se presentó en numerales anteriores. Además, se tuvo en cuenta una senda de precios baja para todos los escenarios considerados, a excepción del escenario Tecnología Lenta donde se asumió la senda de precios media (ver Figura 21).

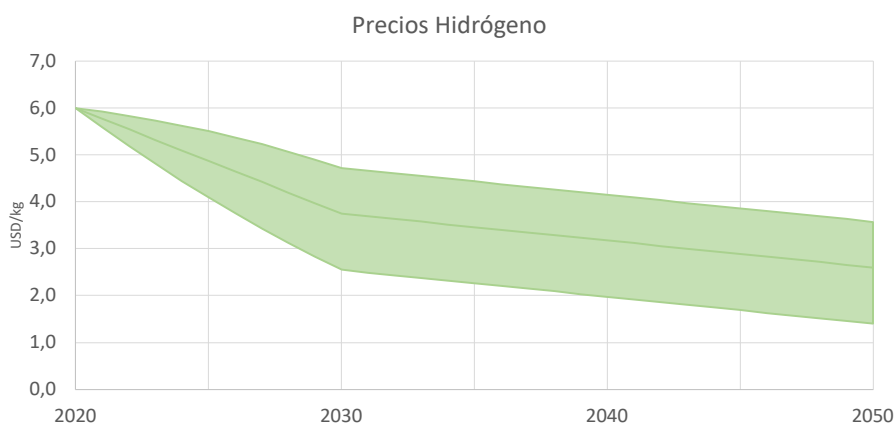


Figura 21. Precios de hidrógeno en USD/kg. Fuente: (Minenergía, 2021)

La oferta de hidrógeno verde y azul para los escenarios de transición energética son mostrados en la Figura 22. Para la siguiente década en el 2030, se observa que la demanda de hidrógeno es similar para todos los escenarios excepto en el cual la restricción de emisiones es más laxa. Una diferencia notable es el origen; cuando las reservas de gas son bajas y el desarrollo tecnológico es alto (escenario Políticas Anunciadas) el modelo considera el hidrógeno verde como la opción de mínimo costo, no obstante, cuando hay más reservas de gas (escenario Reservas Altas) o menos desarrollo tecnológico (escenario Tecnología Lenta) es el hidrógeno azul la opción de mínimo costo debido a la disponibilidad de gas local a menores costos en el primer caso y la indisponibilidad de la electrólisis

en el segundo una vez el menor desarrollo tecnológico involucra mayores costos de esta tecnología. La producción de hidrógeno azul implica un nivel de capturas de carbono que se presentan en la Figura 23. Por lo tanto, la producción de hidrógeno azul está sujeta al desarrollo y adopción de la tecnología de CCS y está limitada por la capacidad física de los depósitos dispuestos para secuestrar permanentemente el carbono.

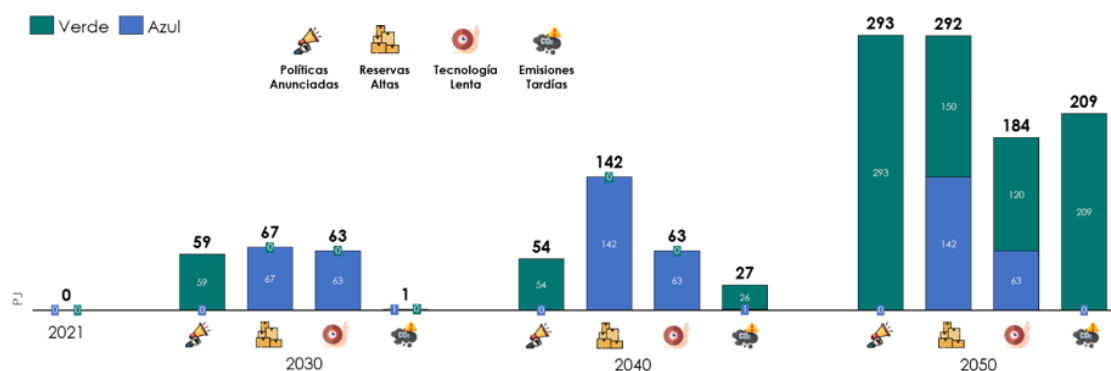


Figura 22. Oferta de hidrógeno para los escenarios de transición energética. Fuente: cálculos propios

En dos décadas, para el 2040, es el escenario con mayores reservas el que toma la delantera en la producción de hidrógeno (azul en su totalidad) ya que es más costo efectivo producir este utilizando reservas locales de gas natural. En cambio, los escenarios Políticas Anunciadas y Tecnología Lenta requieren de menos hidrógeno porque es más costoso producirlo con gas natural importado para el primer caso y con tecnología menos avanzada para el segundo. En el escenario de Emisiones Tardías, el hidrógeno verde entra de manera postergada bajo la misma lógica del escenario Políticas Anunciadas una vez la restricción de emisiones es más laxa.

Para la última década del horizonte de tiempo del estudio en el 2050, se esperan casi 300 PJ de hidrógeno en los escenarios Políticas Anunciadas y Reservas Altas, esa es al menos la misma cantidad de gas natural (en unidades de energía) que se consume hoy en día. No obstante, su composición es distinta ya que en el primero el hidrógeno es todo verde por la falta de reservas locales de gas natural, y en el segundo hay una canasta paritaria de hidrógeno verde y azul producto de la disponibilidad de ambos recursos.

En el escenario de Tecnología Lenta se observa una menor entrada de hidrógeno debido a que el costo de suministro es más alto comparado con los demás escenarios, una vez la senda de precios del hidrógeno son más altos en este escenario y, además, el hidrógeno azul se realiza con gas natural importado. En el escenario de Emisiones Tardías el hidrógeno verde sigue entrando a un menor ritmo bajo la misma lógica explicada anteriormente.

Varias inferencias se pueden realizar a partir de estos resultados. Una de ellas es el rol del hidrógeno azul para facilitar la difusión rápida de esta tecnología en el corto plazo una vez sus costos y la disponibilidad en el suministro del gas natural local permiten apalancar su implementación temprana, el cual debe ser complementado en un portafolio junto al hidrógeno verde cuando este sea competitivo, y así incrementar la adopción del hidrógeno tal y como lo muestra el escenario Reservas Altas. Este resultado es coherente con la Hoja de Ruta del Hidrógeno el cual muestra una ventana de oportunidad en el corto plazo para el hidrógeno azul en esta década con un costo nivelado más bajo y solo hasta la siguiente década el hidrógeno verde reduce sus costos lo suficiente hasta tener paridad con el primero (Minenergía, 2021).

La captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés) es una condición necesaria para el hidrógeno azul tal y como se explica en el siguiente numeral, así como un mecanismo que certifique la trazabilidad

del origen de la molécula de hidrógeno y el carbono embebido en su ciclo de vida con el fin de garantizar que es de bajas o cero emisiones (Angel & Marquez, 2022).

Otro punto relevante de los resultados es que el bajo desarrollo tecnológico es el mayor obstáculo para la implementación del hidrógeno como energético para la transición, y los encadenamientos productivos que este genera. Cuando las sendas de precios de las tecnologías no decrecen a las tasas esperadas como lo muestra el escenario Tecnología Lenta, es más difícil que el hidrógeno sea una opción costo efectiva para su uso como energético.

Es por ello relevante que en Colombia se impulse el desarrollo en ciencia e investigación que permita disminuir los costos tecnológicos del hidrógeno a lo largo de su cadena de valor de manera endógena sin tener que depender de terceros para ello. Para ello surgen mecanismos como las areneras regulatorias y tecnológicas (sandbox por su palabra en inglés) que habiliten a los agentes embarcarse en el desarrollo tecnológico junto al sector público y la academia por medio de incentivos económicos a la investigación y desarrollo, a su vez que se eliminan barreras jurídicas y/o regulatorias para tal fin. Sobresalen ejemplos de esto último tales como los pilotos de hidrógeno en Reficar y la mezcla hidrógeno-gas natural que adelanta Promigas en Cartagena.

Solo el rápido descenso en los costos del hidrógeno permitirá su rápida difusión y esto se logrará solo con ciencia, tecnología e innovación (CTI).

Vale la pena mencionar otros portadores de energía asociados a la economía del hidrógeno. En la Figura 20 se observa que a partir del hidrógeno se puede obtener amoníaco (el cual ya es utilizado como materia prima para la fabricación de fertilizantes) y otros combustibles sintéticos. Estos otros portadores como el caso de los combustibles sintéticos es que ya existe toda una cadena de valor desarrollada alrededor de estos lo cual abarata sus costos de implementación, y en el caso del amoníaco tiene como ventaja una mayor densidad de energía volumétrica, una infraestructura de distribución a gran escala que ya existe, un índice alto de octanaje de 110-130, y su combustión estequiométrica con el aire solo resulta agua y nitrógeno, por otro lado, el amoníaco es tóxico, y emite niveles significativos de contaminantes cuando la combustión es incompleta (NOx y residuos de NH3), entre otros (Herbinet, Bartocci, & Grinberg Dana, 2022).

6. Desde su producción, pasando por el transporte, almacenamiento y distribución, y terminando en sus diferentes usos en el sector industrial, transporte y generación eléctrica

7. que le permite estar en estado líquido a temperatura atmosférica con presiones relativamente bajas (presión de vapor a 15°C: ~100 psi)

2.5.2 CCUS

La captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) es un proceso de reducción de emisiones que busca evitar la liberación de grandes cantidades de dióxido de carbono a la atmósfera. Como tal forma parte del portafolio de tecnologías que puede ayudar a reducir activamente las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por la quema de combustibles fósiles.

El CCS consiste en capturar CO₂—ya sea en su punto de emisión o en la atmósfera—comprimirlo para transportarlo y luego inyectarlo en el subsuelo, en un sitio preseleccionado donde se almacena permanentemente. Hoy, a pesar de ser una tecnología técnicamente viable cuya efectividad ha sido debidamente probada, el CCS está lejos de ser comercialmente viable y su capacidad de ser adoptada masivamente a precios que justifiquen su uso dependerá de los esfuerzos de investigación y desarrollo que se encuentran hoy en curso.

Para efectos del modelo, en todos los escenarios se supone una evolución rápida del CCS, excepto en el escenario Tecnología Lenta que supone una disponibilidad tardía en línea con la lógica interna del escenario. Los resultados pueden verse en la Figura 23.

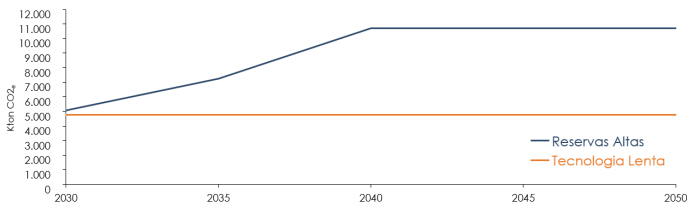


Figura 23. Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)

Utilizar la tecnología sólo es óptimo en 2 de los escenarios—Reservas Altas y Tecnología Lenta. En ambos casos entra en 2030 donde ese responsable de capturar menos del 10% de las emisiones finales y aumenta hasta alcanzar un poco más del doble al final del período—que corresponde a cerca del 70%. En el caso de Tecnología Lenta, los costos relativos del CCS lo hacen competitivo ante el escaso desarrollo de las demás opciones de reducción de emisiones. En Reservas Altas también es costo efectiva al habilitar la mayor producción de hidrocarburos dado que posibilita la captura de las emisiones asociadas sin tener que sacrificar las metas de descarbonización.

Como con el resto de tecnologías de bajas emisiones requeridas para la carbono neutralidad, el CCS requiere del mismo conjunto de elementos comunes: instrumentos fiscales que incentiven su adopción; precios al carbono que induzcan la reducción de emisiones; cuotas de uso; disponibilidad de financiamiento; oportunidad en la expedición de la regulación técnica, económica y de permisos; alianzas público-privadas; grupos de investigación y adopción; sistemas robustos de contabilidad de emisiones; ajustes institucionales para asumir nueva regulación y vigilancia y un esfuerzo sostenido de comunicaciones transparentes y pedagógicas.

No obstante, requiere también acciones específicas que se centran en el mapeo de sitios potenciales de almacenamiento, estándares técnicos de almacenamiento, pilotos tempranos de aprendizaje y vínculos con mercados de carbono.

2.5.3 Bioenergía

En la actualidad, Colombia hace un uso bastante limitado, y en la mayoría de los casos indeseable, de la biomasa con fines energéticos. De hecho, uno de los principales objetivos de desarrollo del país consiste en la eliminación de la leña como combustible principal de los hogares de bajos ingresos. Además de ese uso, algunas industrias que disponen de residuos agrícolas o de su propio proceso utilizan esos residuos para satisfacer sus demandas térmicas o para producir electricidad. También existen aprovechamientos menores del biogás generado por la disposición final de residuos para la producción de electricidad. Y, finalmente, tal vez el uso más conocido de la biomasa o el de mayor participación es el de los biocombustibles de primera generación que utilizan únicamente una fracción de la biomasa (los azúcares o los aceites) para la producción de alcohol carburante o de biodiesel. Estos biocombustibles, enfrentan dos realidades complejas. Por un lado, hacen uso de productos que podrían potencialmente tener un uso alimenticio. Por otro lado, al ser biocombustibles destinados a la mezcla con combustibles fósiles su destino está ligado al de esos combustibles fósiles. Los escenarios de carbono neutralidad explorados coinciden todos en la necesidad de prescindir de los combustibles fósiles en el transporte bastante antes de terminar la primera mitad de este siglo. Un aumento de la mezcla muy por encima de los niveles actuales requeriría una reconversión de la flota a un costo potencialmente mayor que el de la electrificación de esa misma flota.

Sin embargo, el país tiene ventajas competitivas y una vocación agrícola que debería llevarlo a procurar el desarrollo de una industria de bioenergía moderna, intensiva en mano de obra rural y que implicaría una industrialización y tecnificación del sector agrícola con la necesidad de contar con mano de obra altamente calificada para llevar a cabo las investigaciones y desarrollos que serían necesarios. La visión de vinculación de Colombia a la bioeconomía ha pasado por alto el potencial del desarrollo de la biomasa con fines energéticos en el país.

En primer lugar, está la posibilidad de desarrollar biocombustibles líquidos, sólidos y gaseosos de segunda generación y líquidos de tercera generación y cuarta generación. Los biocombustibles de segunda generación utilizan la lignocelulosa y que está presente en las paredes celulares de las células vegetales haciéndolo uno de los materiales más abundantes del planeta. Los biocombustibles de tercera generación utilizan algas y microorganismos como materia prima mientras que los de en los de cuarta generación se modifican genéticamente esos microorganismos para conseguir mayores rendimientos. Como se puede ver estos biocombustibles avanzados requieren altos niveles de formación profesional para su desarrollo y, algunos de ellos están en pleno desarrollo siendo una oportunidad para insertar al país en un negocio de vanguardia tecnológica compatible con el desarrollo bajo en carbono.

En cuanto a los combustibles de segunda generación, como el aprovechamiento se da es sobre la materia que conforma la totalidad de la biomasa, se puede aprovechar la totalidad de las plantas, árboles, residuos orgánicos y agrícolas para, mediante el tratamiento apropiado, producir combustibles líquidos

químicamente idénticos a los combustibles fósiles siendo que el carbono liberado por su combustión fue capturado previamente por la planta durante su crecimiento. Esto último hace que esos combustibles sean de cero emisiones de gases de efecto invernadero. Lo interesante de estos combustibles líquidos es que, al ser químicamente idénticos a los fósiles, se pueden usar en los equipos existentes (no se requiere desarrollo en los equipos finales como en el caso del hidrógeno o la electromovilidad) incluidos los equipos de aviación. Siendo esta una alternativa factible para descarbonizar la aviación mundial teniendo por lo tanto una demanda internacional que podría derivar en un nuevo producto energético (agroindustrial) para exportación.

Las bio refinerías requeridas para producir los biocombustibles de segunda generación podrían usar desde cualquier residuo agrícola hasta cualquier cultivo energético dedicado, incluyendo cultivos no comestibles como árboles de rápido crecimiento y aprovechando todo, desde la madera hasta las hojas. Estas bio refinerías además podrían producir combustibles gaseosos y sólidos para uso en la industria, en la generación eléctrica o para un aprovechamiento moderno en el sector residencial o comercial. Y además se podría producir materias primas para la sustitución de materiales derivados del petróleo y utilizados en la industria petroquímica.

En este estudio se identificó la necesidad de contar con un suministro (local o importado) de biocombustibles avanzados para su uso en el sector transporte de carga pesada de larga distancia y la aviación. Aunque, como se mencionó anteriormente, su uso puede extenderse a los demás sectores.

2.5.4 Almacenamiento

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS por sus siglas en inglés) brindan una amplia gama de aplicaciones dependiendo de la tecnología empleada y el servicio a ofrecer. IRENA (2017) reporta 19 servicios agrupados en siete categorías: energía a gran escala, servicios auxiliares, infraestructura de transmisión, infraestructura de distribución, manejo de energía a nivel de cliente, fuera de red y transporte.

Las tecnologías empleadas para el almacenamiento son de carácter eléctrico (familias de condensadores), mecánico (como los sistemas de bombeo hídrico), electroquímico (baterías), termoquímico (combustibles solares), químico (celdas de combustible) y térmicos (sistemas criogénicos).

Las baterías son de los sistemas más utilizados para el almacenamiento de energía en el mercado. Existen a su vez diferentes tipos de tecnologías que dependen del material con el que están fabricadas, pero el principio de funcionamiento es similar en todas ellas. La energía se almacena en forma de energía electroquímica, utilizando un conjunto de celdas, que pueden conectarse en serie o en paralelo, produciendo una capacidad de energía específica.

En este Estudio se modelaron sistemas de baterías para la confiabilidad del suministro en los sistemas de potencia y para la movilidad eléctrica. En términos generales, los sistemas de almacenamiento de energía pueden caracterizarse por tres parámetros: potencia de salida (cantidad de energía que se puede proporcionar

a la red o a la carga), capacidad energética (tiempo se puede mantener la potencia de salida) y la vida útil operativa (número de ciclos de utilización (carga/descarga) antes de que la batería llegue al final de su vida operativa). La respuesta dinámica es otro parámetro para considerar dependiendo de la aplicación.

Los costos considerados se muestran en la Figura 24 puede verse que se espera una reducción importante de los costos de inversión (entre 57,5% y 62,5% en 30 años). Se espera igualmente que se cuente con las materias primas requeridas para su fabricación y se resuelvan los problemas de instalación, mantenimiento, manejo y disposición. No sobra revisar la capacidad nacional para incursionar en la fabricación de estos equipos. Estos sistemas de almacenamiento son clave para morigerar la incertidumbre de los recursos renovables intermitentes, facilitar su integración a la red, ofrecer servicios complementarios y facilitar la penetración de vehículos y sistemas de movilidad eléctricos.

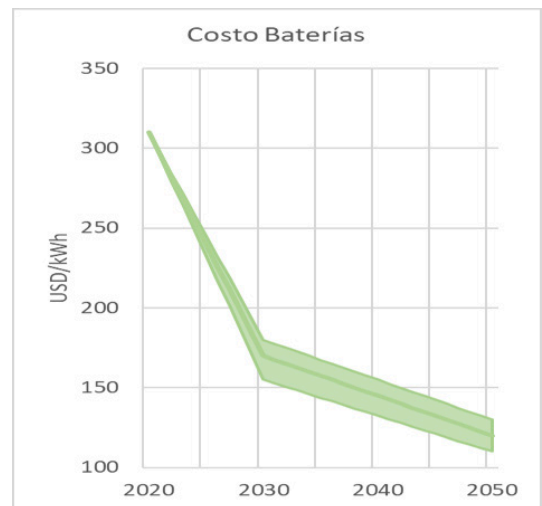


Figura 24. Senda de costos de baterías. Fuente (IEA, 2022)

En uno de los Talleres realizados en desarrollo de este estudio, se subrayaron las incertidumbres relacionadas con la evolución de las baterías y sus precios. También con el precio de la electricidad en particular para la movilidad eléctrica.

Para el desarrollo y adopción de estos sistemas en Colombia se considera importante: (i) la participación efectiva en subastas, (ii) la consistencia con remuneración de venta directa de energía solar fotovoltaica; (iii) los incentivos a combinación con renovables, (iv) la no doble contabilidad por el uso de la red; (v) el fomento a puntos de carga para movilidad y, (vi) la remuneración de servicios auxiliares.

Por el momento, el regulador ha establecido las reglas para la participación y remuneración de los sistemas de almacenamiento basados en baterías y sus equipos de protección (SAEB) en las actividades reguladas (Resolución CREG 127 de 2018), y algunas compañías incursionan para el cumplimiento o venta de los requerimientos de servicios auxiliares.

3 ¿Cuáles son los costos y los otros habilitantes fundamentales para la transición?

3.1 Costos de la transición

Como se explicó en el numeral 1.1, la herramienta de modelación utilizada realiza una representación de todo el sistema energético por medio del potencial de los energéticos primarios, las características técnicas de las tecnologías presentes y futuras (e.g. capacidad, eficiencia, factor de disponibilidad, tiempo de vida del activo, entradas y salidas), y los costos de estas tecnologías.

A partir de un stock de tecnologías y energéticos a lo largo de toda la cadena, desde la minería de energéticos primarios, pasando por su transporte, transformación, y terminando en las tecnologías de uso final de la energía, el modelo selecciona el par fuente- tecnología que minimice un objetivo, en la mayoría de los casos, el costo de atención la demanda por servicios de energía prevista para el período de análisis. Los costos considerados son:

(i) fijos de inversión y O&M; (ii) variables; (iii) extracción; (iv) salvamento y (v) compras netas de energía desde el exterior.

Con base en los escenarios propuestos en el numeral 2.1 y los resultados de su modelación, en este capítulo se intenta responder a una de las preguntas fundamentales sobre la transición propuestas del numeral 2 ¿cuáles son los costos de la transición?, y para ello se utilizarán los costos totales de la función objetivo del modelo.

La Figura 25 muestra los costos totales (variables, fijos, de minería y comercio, y de inversión) en millones de dólares constantes del 2015 asociados a cada escenario de transición propuesto, para cada quinquenio del horizonte de tiempo. En esta se observa que los costos del sistema energético en todos los escenarios son monótonamente crecientes en el tiempo una vez que la demanda de energía es también creciente debido al aumento esperado en el producto en las siguientes décadas. Sin embargo, los costos totales varían en su magnitud dependiendo del escenario.

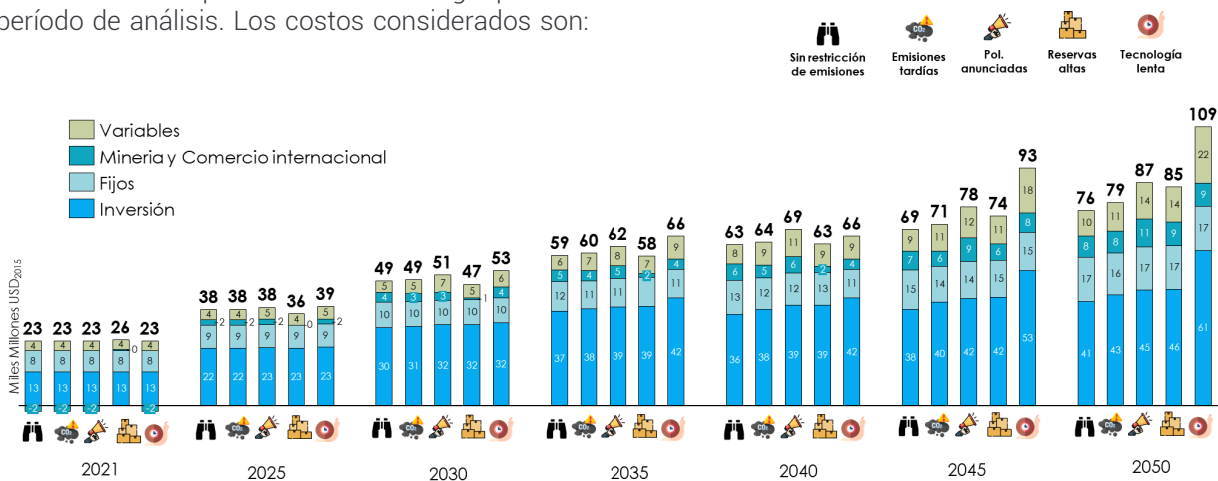


Figura 25. Costos anuales de los cuatro escenarios de transición propuestos en millones de dólares constantes del 2015. Se incluye también un escenario contrafactual para el escenario Políticas Anunciadas "Sin restricción de emisiones". Fuente: elaboración propia

Entre los cuatro escenarios de transición propuestos, el escenario de Emisiones Tardías es el que muestra menores costos porque la restricción de emisiones se extiende hasta el 2070 lo que le permite distribuir los costos de la carbono neutralidad en un horizonte de tiempo mayor, mientras que el escenario de Tecnología Lenta es el más costoso porque las nuevas tecnologías que apalancan la descarbonización no avanzan al ritmo esperado y por ende es más costoso adquirirlas y operarlas.

Los costos del escenario Políticas Anunciadas están en el intermedio entre los dos escenarios anteriormente mencionados, y el escenario Reservas Altas tiene un costo menor al Políticas Anunciadas porque la disponibilidad de reservas de fósiles (en especial de petróleo) permite la exportación de sus excedentes aumentando el ingreso de divisas y así, la reducción en los costos por comercio internacional.

Al 2050 el costo del escenario de Políticas Anunciadas sería de alrededor de 87 billones de dólares (poco menos del 11% del PIB del año en curso), pero ¿es este valor el costo de cumplir con la restricción de emisiones y propósitos de descarbonización, llamada aquí la transición energética (aunque se entiende que en la evolución sin restricción de emisiones igualmente hay incorporación de fuentes y

tecnologías limpias si sus costos son competitivos)? La respuesta es no, porque en un escenario sin transición energética (i.e. sin restricción de emisiones) igual hay que incurrir también en costos de inversión, costos fijos, costos variables, etc. Entonces, el costo de la transición es la diferencia entre un escenario con restricción de emisiones y uno sin esta restricción.

La Figura 25 muestra a manera de ejemplo un escenario contrafactual al escenario de Políticas Anunciadas en el cual no tiene restricción de emisiones de GEI. La diferencia entre los escenarios de transición con restricción de emisiones, y su respectivo contrafactual sin restricción de emisiones ceteris paribus, es igual a los costos incrementales de mitigación de GEI de ese escenario (que a su vez es igual al costo de la transición energética orientada a la descarbonización). En consecuencia, para estimar los costos de mitigación asociados a cada escenario es necesario estimar su propio contrafactual independientemente.

Para ello, en el costado izquierdo de la Figura 26 se calcularon los costos incrementales de mitigación anuales de cada escenario, normalizados por el PIB esperado en precios constantes del 2015. En esta gráfica se puede

8. es decir, las demás variables de cada escenario siguen iguales excepto la restricción de emisiones

apreciar que los costos de mitigación respecto al PIB son crecientes en el tiempo debido a que las metas de mitigación se vuelven más estrictas hacia el 2050. Los costos de mitigación en el escenario Políticas Anunciadas

son de 0,6% en el 2030 y se doblan hasta alcanzar 1,3% en el 2050, a excepción del escenario de Emisiones Tardías donde la meta de descarbonización se desplazó al 2070 y por ende sus costos son menores.

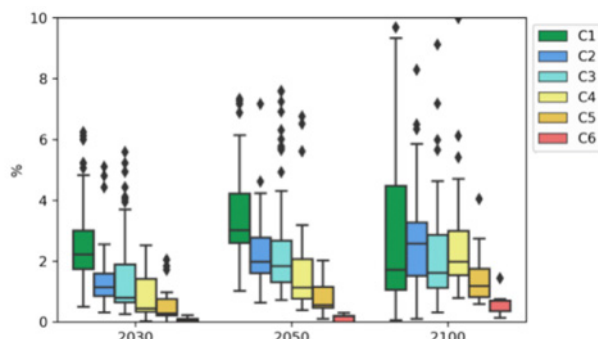
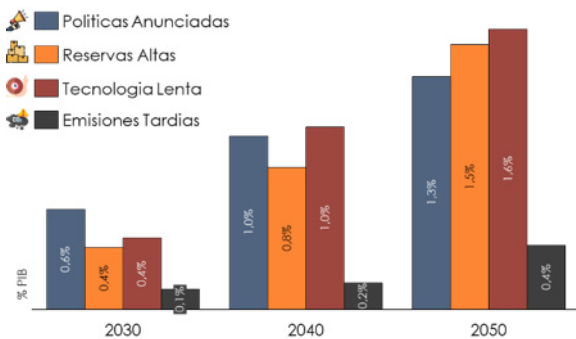


Figura 26. Izquierda; costos anuales de mitigación de los cuatro escenarios de transición propuestos como porcentaje del PIB; Fuente: elaboración propia. Derecha; Referencia de costos globales de mitigación como porcentaje del PIB para distintos escenarios de presupuestos de carbono (sin contar daños por cambio climático); C1: probablemente debajo 1,5°C - C2: debajo 1,5°C - C3: probablemente debajo de 2,0°C - C4: debajo de 2,0°C - C5: debajo de 2,5°C - C6: debajo de 3,0°C; Fuente: (Riahi, y otros, 2022, págs. 3-87, Figura 3.34)

En el escenario de Reservas Altas, los costos de mitigación son menores al de Políticas Anunciadas en las primeras décadas porque los excedentes para exportación del primero respecto a su contrafactual son mayores y por ende los ingresos por comercio internacional aumentan, pero esta tendencia se reversa hacia el 2050 una vez las curvas de producción de fósiles son decrecientes en esta época incluso con mayores niveles de reservas.

El escenario de Tecnología Lenta se muestra en cambio con costos mayores a los de Políticas Anunciadas porque la diferencia en costos entre mitigar con tecnología costosa y su contrafactual en el que seguramente la canasta energética es muy similar a la actual, es mayor a la diferencia que existiría en el escenario Políticas Anunciadas. En el escenario de Emisiones Tardías —una vez los compromisos de emisiones son menores para los mismos años— los costos de mitigación respecto al PIB son considerablemente menores con respecto a los demás escenarios.

Un punto de referencia para comprender estos costos anuales de mitigación es la reciente reforma tributaria aprobada por el congreso que apunta, según sus ponentes, a recaudar cerca de 20 billones de pesos adicionales por año (CNN, 2022), monto que corresponde a un poco menos del 2% del PIB del mismo año. Comparando este porcentaje con los costos anuales de mitigación resultante al año 2050 de la Figura 26, se podría afirmar que emprender la transición energética hacia el cumplimiento de metas de reducción de emisiones al 2050 le cuesta a la sociedad una reforma tributaria adicional.

Los costos incrementales de mitigación estimados en este documento están en el mismo orden de magnitud que la pérdida de PIB promedio por implementar escenarios de mitigación consistentes con el Acuerdo de París (C1 a C3) mostrados en el lado derecho de la Figura 26 los cuales están alrededor de 2% del PIB. Es relevante aclarar que estos costos solo involucran la mitigación del sector energía el cual, según el último inventario nacional de emisiones publicado en el tercer informe bienal de actualización, tiene una participación de alrededor del 30% de las emisiones totales de GEI (IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, Cancillería, 2021). Por tanto, los costos totales de mitigación incluyendo las emisiones de los demás sectores (procesos industriales y uso de productos, residuos, y agricultura silvicultura y otros usos del suelo) va a ser inevitablemente mayor al valor estimado acá.

Otra métrica relevante para tener en cuenta es el costo marginal de abatimiento el cual representa el costo de mitigar la última tonelada de CO2 equivalente. En un entorno de mercado donde los precios al carbono señalan las preferencias de la sociedad por tener cierto nivel de impactos del cambio climático, los costos marginales de abatimiento indican el nivel de esfuerzo que las firmas deben realizar para mitigar determinado nivel de emisiones hasta alcanzar el impuesto al carbono definido, o en su defecto, equiparar este costo marginal con los daños marginales que produce la última tonelada emitida.

Con base en la información que Times-Col provee, hay dos formas de estimar los costos marginales de abatimiento: uno por medio de los costos incrementales de largo plazo y otro utilizando el precio sombra de la restricción de emisiones. El primero se calcula para cada escenario como el valor presente neto en dólares del 2015 de los costos incrementales de mitigación mostrados en la Figura 26 en todo el horizonte de tiempo hasta el año 2050 utilizando una tasa de descuento del 6,4% consistente con la tasa social de descuento ambiental con horizonte de tiempo de 5 a 25 años (Hernandez Diaz, Piraquive Galeano, & Matamoros Cardenas, 2018), dividido por el agregado de las emisiones de GEI mitigadas en el mismo horizonte de tiempo en toneladas de CO2 equivalente.

La Figura 27 muestra el costo marginal de abatimiento para alcanzar la restricción de emisiones propuesta en cada escenario (Figura 4) con una metodología de costos incrementales de largo plazo. Generalmente esta metodología es estimada para cada una de las medidas de mitigación y luego los costos son ordenados de menor a mayor en una curva MACC (Ibrahim & Kennedy, 2016), no obstante acá se utiliza con base en los costos totales de cada escenario. Por tanto se podría argumentar que los valores de la Figura 27 son los costos marginales de abatimiento promedio de largo plazo.

Los resultados muestran que nuevamente el costo marginal de abatimiento más alto es cuando la tecnología es lenta y el más bajo cuando la restricción de emisiones es menor. El escenario Políticas Anunciadas se encuentra entre los dos valores anteriores con un costo de 25,7USD/ton CO2e y en el Reservas Altas es un poco mayor al anterior.

9. Estos valores son obtenidos del grupo de trabajo III del IPCC (Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático por sus siglas en inglés) y su Sexto Informe de Evaluación (AR6), donde los autores elaboran exhaustivos informes sobre el estado del arte de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos del cambio climático, sus impactos y riesgos futuros, y las opciones de mitigación para reducir el ritmo al que se está produciendo el cambio climático. Ver (Riahi, y otros, 2022).

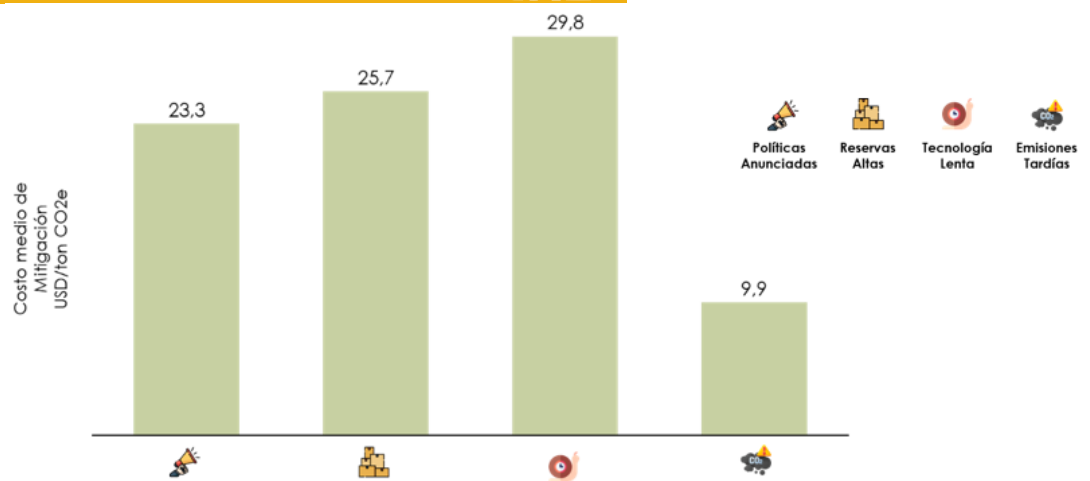
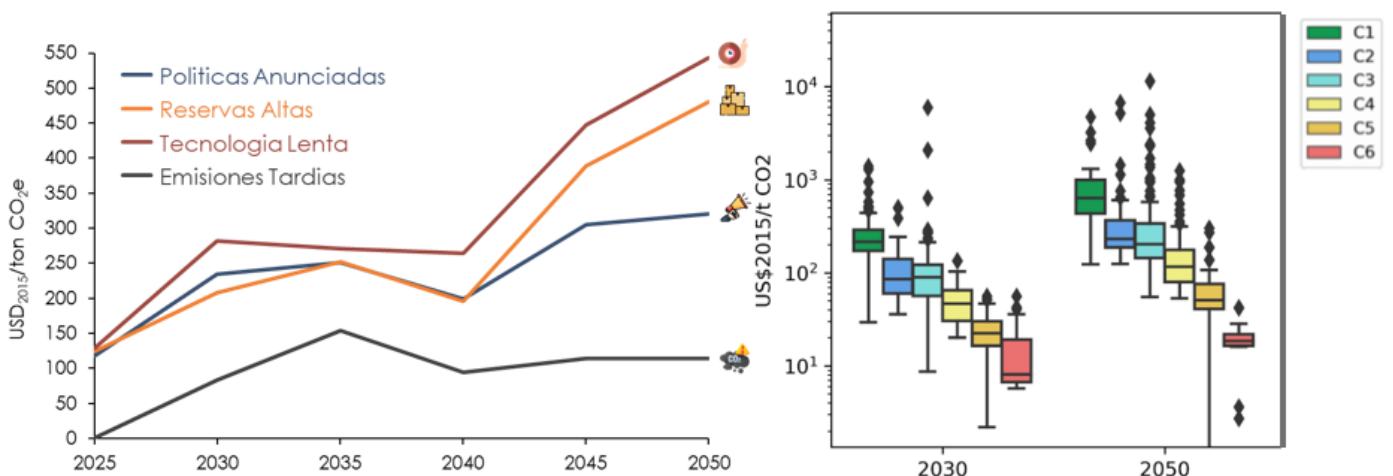


Figura 27. Costos marginales de abatimiento calculados de manera incremental de los cuatro escenarios de transición propuestos en dólares constantes del 2015 por tonelada de CO2 mitigada. Fuente: elaboración propia

La otra forma de estimar el costo marginal de mitigación es con el precio sombra. En un problema de optimización, el precio sombra es el cambio en la función objetivo (costos) con respecto a un cambio unitario en la restricción (emisiones), es decir, el costo marginal de mitigación. En la Figura 24 se muestra el resultado de este costo para cada escenario desde el 2025 al 2050.

El escenario Políticas Anunciadas muestra que el costo marginal de mitigación debe estar entre 100 y 200 USD/ton CO2e en el 2030 para poder cumplir la senda de reducción de emisiones propuesta en la NDC, y al 2050 el valor es alrededor de 300 USD/ton CO2e.



Estos resultados nuevamente indican que para alcanzar la carbono neutralidad, el escenario más costoso es el de Tecnología Lenta donde su costo marginal al 2050 es un poco más de 500 USD/ton CO2e y el escenario más económico es el de Emisiones Tardías donde el costo marginal es de 100 USD/ton CO2e al final del horizonte de tiempo. Estos resultados son consistentes a lo largo de las diferentes estimaciones de costos.

Otra implicación de política relevante es el rol de tener de mayores reservas para los costos de la transición. Lo que se observa es que el escenario Reservas Altas es capaz de cumplir con la senda de emisiones de GEI hacia el 2050 y a su vez disminuye los costos totales de la transición ya que, al tener más excedentes para la exportación de hidrocarburos, se disminuyen estos costos totales vía ingresos por comercio exterior. Por otra parte, el efecto de tener mayores reservas en el costo marginal es mínimo, ya que durante las primeras décadas los costos son iguales y solo al final del horizonte de tiempo hay una leve subida.

Los valores de costo marginal estimados tanto al 2030 como al 2050 son comparables en orden de magnitud con los que el grupo de trabajo III del IPCC compiló en el AR6 para los escenarios que cumplen el acuerdo de París (C1 a C3), los cuales se muestran en la parte derecha de la Figura 28.

Sin embargo, y a pesar que exportar fósiles abarata los costos totales de la transición, es importante que en un escenario como este se contemple disminuir la vulnerabilidad tanto en los ingresos fiscales (nacionales y regionales) como en la balanza de pagos y así disminuir el riesgo que puede tener en la política macroeconómica del país, un escenario en el que los mercados de hidrocarburos se vuelvan aún más volátiles debido a la transición energética y el inevitable estancamiento y/o reducción en la demanda global de estos energéticos primarios, fenómeno que ya es más palpable en el carbón, y en un futuro cercano, los demás hidrocarburos. Por ejemplo, la Agencia Internacional de Energía contempla en su último documento de

A partir de estos costos estimados, se pueden realizar varias inferencias. Una es el rol del desarrollo tecnológico en la transición energética, ya que como se ha visto a lo largo de este numeral, el escenario Tecnología Lenta es el más costoso de todos los escenarios, tanto en costos totales como en costos marginales. Es por ello relevante que la transición energética esté acompañada de una política de ciencia y tecnología que en el largo plazo busque abaratar estos costos pues de lo contrario, le implicará a la sociedad una transición energética más costosa.

perspectivas mundiales de la energía, escenarios en el que estos hidrocarburos alcanzan su pico de demanda en esta década (IEA, 2022).

Para los instrumentos de política de fijación de precios al carbono, tanto el impuesto al carbono como el programa nacional de cupos transables, los costos marginales de la Figura 28 son una referencia para entender a qué nivel deberían estar estas tarifas si se quiere que el sector energía tenga una senda de emisiones como la mostrada en la Figura 4 en la que este sector cumple con la NDC al 2030 y la estrategia de largo plazo al 2050, indiferente de que hacen los demás sectores.

En la actualidad el impuesto al carbono está en un nivel de 5 USD/ton (DIAN, 2022), y el programa de cupos transables de emisiones que definió la ley de cambio climático (Congreso de Colombia, 2018) aún está pendiente de su reglamentación e implementación. Esto es crítico teniendo en cuenta que si las sendas de precios al carbono, bien sea bajo el esquema de impuestos y/o de los cupos transables (o un esquema mixto), deben estar a los niveles de la Figura 28 para alcanzar las metas climáticas a las que el gobierno se comprometió, es necesario subir el impuesto al carbono y/o poner en funcionamiento el programa de cupos transables para dar las señales correctas a los agentes e incentivar las tecnologías de bajo carbono mientras se desincentiva aquellas carbono intensivas. De los costos estimados, el escenario de Emisiones

Tardías es sistemáticamente aquel que tiene los menores costos y es por ende el más conveniente desde un punto de vista económico sí solo se tuvieran en cuenta los costos de mitigación. Sin embargo, un análisis comprensivo debe tener en cuenta también los costos asociados a los daños climáticos y por ende los beneficios que resultan de evitar tales impactos. El costo social del carbono (CSC) refleja el valor de los daños económicos asociados al cambio climático que causa la última tonelada de carbono emitida y es un instrumento económico importante para evaluar los beneficios de la mitigación de GEI con respecto a sus costos.

Una estimación reciente para Colombia muestra que el beneficio de mitigar GEI es mayor a sus costos (Argüello, Delgado, Espinosa, González, & Sandoval, 2022), no obstante, este cálculo se realizó con un CSC de referencia dado que en el país no hay estimaciones formales de este, una vez la literatura respecto al CSC para Colombia es exigua. Estos CSC de referencia, como el que estimó la agencia de protección ambiental de EE.UU. muestran valores entre 120 y 340 USD/ton CO₂e para el año 2020 y valores entre 200 y 480 USD/ton CO₂e para el año 2050 (EPA, 2022). Si se tomaran estos valores del CSC para EE.UU. como valores de referencia para Colombia, se encontraría que respecto a los costos marginales de mitigación de la Figura 28 para el sector energético de Colombia, emprender la transición energética hacia la carbono neutralidad al 2050 resulta beneficiosa para la sociedad.



10. Meta NDC de Colombia es la reducción de emisiones del 51% al 2030 respecto a la línea base. Se asume que la meta de 51% es la misma para todos los sectores, incluido el sector de energía.

11. Es importante que desde el sector público al igual que desde la academia se desarrollen iniciativas para calcular el costo social del carbono para Colombia, e involucrar este como instrumento de política para la valoración de proyectos con el fin de dar señales de largo plazo a los inversionistas respecto a las alternativas bajas en carbono y el costo que implicaría para un proyecto si no tiene en cuenta criterios de descarbonización.

3.2 Otros habilitantes

Uno de los elementos que más ha cobrado vigencia en la discusión sobre transición energética es el de transición energética justa (TEJ). De la manera más general, y sin desconocer que se trata de un concepto que tiene múltiples dimensiones, esta puede definirse a partir de sus impactos en equidad: para ser justa, la transición energética debe minimizar los impactos negativos sobre el nivel de bienestar de los grupos más vulnerables.

Definida así, una TEJ debería abarcar cinco áreas. En primer lugar, la pérdida de ingresos de los grupos que derivan su sustento de los energéticos que deberán marchitarse con la transición. Estos son grupos cuyo ingreso se genera directamente de los fósiles como los pequeños productores de carbón del interior del país, indirectamente como por ejemplo quienes venden bienes y servicios a las compañías petroleras en las áreas de desarrollo de los proyectos. Por su dependencia y debilidad económica estos grupos requieren de un plan para la transición productiva a partir del reentrenamiento laboral, la adquisición de nuevas habilidades o el acompañamiento en proyectos productivos.

En segundo lugar, el acceso a la energía. Si bien Colombia tiene casi cobertura plena en electricidad, las cifras oficiales indican que cerca de 500 mil familias no tienen acceso todavía. Se trata fundamentalmente de poblaciones rurales con alto grado de dispersión que están concentradas geográficamente en el Pacífico y en zonas de la región Caribe y los antiguos Territorios Nacionales. No tener acceso a la energía es una condena a la pobreza como lo muestra ampliamente la literatura existente.¹²

Asegurar el acceso requiere de esquemas orientados a la sostenibilidad de la prestación del servicio que le den contenido al concepto de comunidades energéticas y que se apalanquen en iniciativas privadas que permitan multiplicar el alcance e incentivar un uso eficiente de los recursos públicos destinados para este fin.

Una TEJ debe ocuparse también de los precios de los energéticos y de asegurar que puedan ser pagada por los grupos más vulnerables. En Colombia existe hoy un esquema de subsidios cruzados en el que los estratos altos pagan un sobrepago por la energía eléctrica y el gas natural para contribuir a la financiación de los estratos más bajos. El sistema tiene, sin embargo, significativos problemas de focalización como lo documentó la reciente Misión de Transformación Energética y es deficitario por lo que requiere cuantiosos recursos públicos para su cierre financiero.

Además de corregir los problemas de focalización, un TEJ debería incluir en su diseño criterios para evitar aumentos de precios que puedan ser evitados y compensar en los grupos vulnerables aquellos que no puedan evitarse pero que sean indispensables para mantener las señales de precios.

En cuarto lugar, las consideraciones fiscales son indispensables para una TEJ. Si bien el marchitamiento de los fósiles tiene consecuencias sobre las cuentas macroeconómicas—generan la mitad de las exportaciones, la quinta parte de la inversión extranjera y más de dos puntos del PIB en recaudo—tienen también impactos localizados a nivel territorial. En



regiones como La Guajira o el Cesar, por ejemplo, el carbón puede generar regalías directas equivalentes al 60% del presupuesto de inversión del departamento. Y en otras partes del país, el actual sistema de regalías genera recursos indispensables para financiar el gasto público en una gran cantidad de municipios pequeños con bajos niveles de desarrollo.

Una TEJ debe buscar que se sustituyan las fuentes de ingreso atadas a los fósiles en estas regiones, lo cual requiere el crecimiento de otros sectores y hacer cambios en la estructura tributaria de la nueva energía para aumentar su productividad fiscal.

Finalmente, la participación. La transición energética va a requerir, por ejemplo, una expansión de la capacidad de generación que la multiplique cinco veces a 2050 y de un crecimiento correspondiente en sistemas de transmisión y distribución. Esto va a suponer la realización de proyectos en el territorio en zonas de influencia de comunidades vulnerables, incluidas comunidades étnicas sujetas de protección especial.

La experiencia reciente muestra que los procesos de participación deben fortalecerse, que para ello es indispensable fomentar la construcción de confianza entre comunidades y empresas, y que el gobierno juega un papel fundamental en facilitar estos procesos. Es también indispensable que los procesos de participación se estructuren con criterios de oportunidad que garanticen la entrada a tiempo de los proyectos requeridos para la transición o será muy difícil evitar problemas de abastecimiento y de mayores precios de la energía.

Cabe anotar que, aunque estos cinco elementos no salen directamente del modelo, sí fueron identificados y validados en los procesos de interacción con stakeholders llevados a cabo para la construcción de esta Hoja de Ruta. Son todos elementos indispensables para la viabilidad de la transición energética en cuanto permiten incorporar los temas de equidad a la transición y ofrecer un mecanismo para compatibilizarlos con las metas de descarbonización. Esto, a su vez, va a necesitar de instituciones fuertes que permitan coordinar la acción del Estado en los diferentes niveles territoriales, que se modernicen y profesionalicen, y que aumenten su capacidad de atender las demandas de regulación y permisos necesarios para la transición.

4 Resumen de las recomendaciones

Recomendación 1: Presupuestos de carbono



¿Por qué?

- Objetivos **política climática de largo plazo** (2030 y 2050) **no tienen mecanismo de rendición de cuentas, ni objetivos corto plazo.**
- Presupuesto de carbono **establece metas de reducción de emisiones, gobierno asigna una cantidad limitada** de emisiones a "gastar".
- Presupuestos **definidos a partir de metas climáticas de temperatura** (e.g. 1,5°C) y sendas de emisiones de GEI.



KPIs

- Presupuesto cuatrianual** de emisiones
- Ejemplo: Meta de este cuatrienio → **alcanzar el pico de emisiones**

KPI: indicador clave de desempeño



¿Cómo?

- Comisión independiente** que **defina a partir de la evidencia científica** el nivel del **presupuesto de carbono** para el respectivo cuatrienio.
- Las instituciones **gubernamentales asignaran ese presupuesto** entre las carteras y que cada una de estas **defina las políticas sectoriales** (PIGCC) que apunten a cumplir esta.



¿Quiénes?

- Comisión Independiente académica** que defina los **presupuestos** cuatrianuales
- SISCLIMA** y **Comisión Intersectorial** de Cambio Climático **aprueban y asignan el presupuesto** de carbono
- Ministerios definen políticas a implementar** a partir de sus PIGCC en **conjunto con agentes** representantes de sector
- Los sistemas **MRV verifican las reducciones**



Recomendación 2: Movilidad sostenible



¿Por qué?

- Transporte tiene una contribución creciente de GEI, emisiones locales, inequidad social y accidentalidad
- Con el crecimiento poblacional y del PIB aumenta la movilidad de personas y productos
- Hay tendencia a la motorización



KPIs

- Consumo final en transporte: 560 PJ 2021 - 495 PJ en 2030 - 595 PJ en 2050 (escenario de políticas anunciadas)
- Participación de flota eléctrica: cercano a cero 2022 - 10% en 2030 - 45% en 2050 / participación modal de viajes urbanos y de carga
- Emisiones del sector transporte: 35 Mton CO2eq en 2021 - 25 Mton CO2eq en 2030 - 2 Mton CO2eq en 2050
- Año de prohibición de venta de vehículos fósiles (2035-2040)
- Nivel de subsidio de combustibles fósiles (debe ser cero)



¿Cómo?

- Eliminar subsidios a combustibles fósiles en corto plazo
- Mejorar, o al menos mantener, la distribución modal de viajes urbanos de personas; planificar uso del suelo para que los viajes sean más cortos y no motorizados
- Modificar los viajes de carga dando mayor participación al transporte ferroviario y fluvial
- Cambiar propulsión de vehículos livianos y buses a eléctrico antes de 2035 e hidrógeno para carga después de 2035 (reto chatarrización)
- Reforzar redes de distribución eléctrica domiciliar y asegurar carga en periodos de menor demanda - no incrementar el pico nocturno



¿Quiénes?

- Gobierno Nacional/Congreso:** Incentivos a la electrificación / apoyo en inversión flotas de buses eléctricos y trenes urbanos / fomento de planeación compacta y mixta del uso del suelo / límites de fecha para venta de vehículos de combustión (2035) / regulación de precios que favorezca carga fuera del pico / promoción de medición inteligente / programa de chatarrización y cambio tecnológico flotas de carga / inversión en ferrocarril y transporte fluvial
- Entes territoriales:** inversión prioritaria en modos sostenibles / electrificación de flotas de buses / imposición de restricciones o costos a vehículos fósiles / planificación de uso del suelo
- Empresas de distribución:** fortalecimiento de redes / medición inteligente



Recomendación 3: Industria



¿Por qué?

- La industria es el segundo sector que mas emisiones genera después de transporte
- Tres cuartas partes de su consumo de energía es en usos de calor
- Carbón, gas natural y biomasa tienen la mayor participación en la canasta energética
- Es el sector más difícil de descarbonizar dadas las curvas de costos y la maduración de las tecnologías y de los energéticos que pueden ayudar en la descarbonización del sector



KPIs

- Consumo industrial 291 PJ 2021 – 357 PJ en 2030 – 507 PJ en 2050 reduciendo emisiones / Intensidad de carbono de la industria
- Emisiones industriales 11 Mton CO₂eq 2021 – 12 Mton CO₂eq 2030 – 9 Mton CO₂eq 2050
- Emisiones por unidad de consumo energético



¿Cómo?

- Incentivos a la eficiencia y remoción de barreras
- Políticas de desarrollo de nuevas tecnologías (CCUS, hidrógeno, bioenergía)
- Incentivar a la adopción de tecnologías de bajas emisiones (ETS, financiación, estándares de emisiones)
- Adopción de criterios climáticos en los planes de inversión para disminuir sus riesgos (*carbon lock-in* y *adaptación*)
- Asegurar la financiación para las inversiones en bajas emisiones



¿Quiénes?

- **Industrias** y empresarios
- **Gobierno** a través de sus ministerios (MINCIT, MME, MADS y MCIT) para definir políticas para el sector
- Entidades para la **promoción y financiación** de la gestión y eficiencia energética (CCEE, FENOGE)
- Compañías de **servicios de energía ESCO**
- **Centros de investigación**

Recomendación 4: Oferta eléctrica de bajo carbono e infraestructura



¿Por qué?

- Ampliación futura de oferta debe ser renovable y es necesario eliminar generación fósil para lograr las metas de descarbonización
- Se busca pasar de menos del 20% de la demanda final eléctrica al 65% al 2050 con mínima intensidad de carbono. Más del 90% de la canasta de generación será renovable, con casi 60% intermitente. Se asume entre un 10% a un 15% de energía despachable diferente a la hidro (gas natural, nuclear, baterías). La capacidad instalada se acerca a 100 GW en 2045



KPIs

- Intensidad de carbono de la electricidad (es baja, menor a 200 gr/kWh). Para cumplir las metas de reducción de emisiones es cero desde 2030, excepto en periodos críticos (por electrificación de sectores de consumo final).
- Portafolios óptimos de capacidad (que cumplan criterios de confiabilidad y seguridad).



¿Cómo?

- Planear de forma integral el sistema energético con visión de largo plazo, considerando los requerimientos de servicios de energía, distintos portafolios de oferta y restricciones ambientales y de otro tipo
- Considerar la operación del sistema para garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro (flexibilidad y resiliencia)
- Considerar los requisitos de transmisión y los tiempos requeridos para su entrada en operación. En el planeamiento conjunto de la expansión de la generación y la transmisión se deben incluir todas las opciones tecnológicas posibles: nuevos equipamientos, redes distribuidas, participación de la demanda, repotenciones, además de las tradicionales
- Garantizar un adecuado esquema de formación de precios para asegurar la remuneración de la generación según sus atributos y el pago de los diferentes servicios requeridos



¿Quiénes?

- MME, UPME, CREG, Agentes generadores, transmisión, distribución

Recomendación 5: Arquitecturas descentralizadas y nuevos modelos de negocio



¿Por qué?

- Las nuevas fuentes, los DER, las redes y sistemas de medición inteligentes, los esquemas de coordinación DSO-TSO, los nuevos modelos de negocio (venta de servicios a la red), los nuevos actores (agregadores) y las aplicaciones de inteligencia artificial aportarán al nuevo sistema energético
- Los recursos distribuidos pueden apoyar el aplanamiento de la curva en beneficio de todo el sector.



¿Cómo?

- Empresas preparadas para instalación y operación, considerando la viabilidad técnica y económica, evitando restricciones y garantizando la continuidad y calidad del servicio.
- Resolver con información inquietudes sobre el costo de la modernización de las redes
- Un marco de planeación que modele la heterogeneidad y flexibilidad de los nuevos recursos y del comportamiento de la demanda y sus incentivos
- La mayoría de las redes actuales están en capacidad de atender la demanda de cargadores de vehículos en el corto plazo y hay tiempo para hacer las adecuaciones requeridas y los ajustes a las metodologías de planeamiento".



KPIs

- Porcentaje de recursos distribuidos (energía y potencia) en las redes: en este modelo son 3 GW de solar
- Aggregadores en el mercado
- Areneras regulatorias



¿Quiénes?

MME, UPME, CREG, Empresas distribuidoras, OR y OSD, Usuarios



Recomendación 6: Oferta de gas natural



¿Por qué?

- Para asegurar una TE a mínimo costo, el país debe tener certeza de la oferta de mediano plazo que le permita al gas duplicar a 2040 su participación en la demanda final de energía.



¿Cómo?

- Oferta:** Desarrollar las fuentes de reservas disponibles; asegurar la infraestructura complementaria de importaciones; asegurar la ejecución de las obras del plan de abastecimiento de gas; cambios regulatorios que faciliten la formación de precios eficientes.
- Demanda:** precios al carbono que faciliten la sustitución de combustibles; mezclas con gas-H2; facilitar uso en transporte de carga y pasajeros de larga distancia e industria; cambios regulatorios que faciliten la formación de precios eficientes; fortalecer la coordinación gas –electricidad.



KPIs

- Relación R/P gas y PTDV; participación en las canastas de consumo; emisiones evitadas

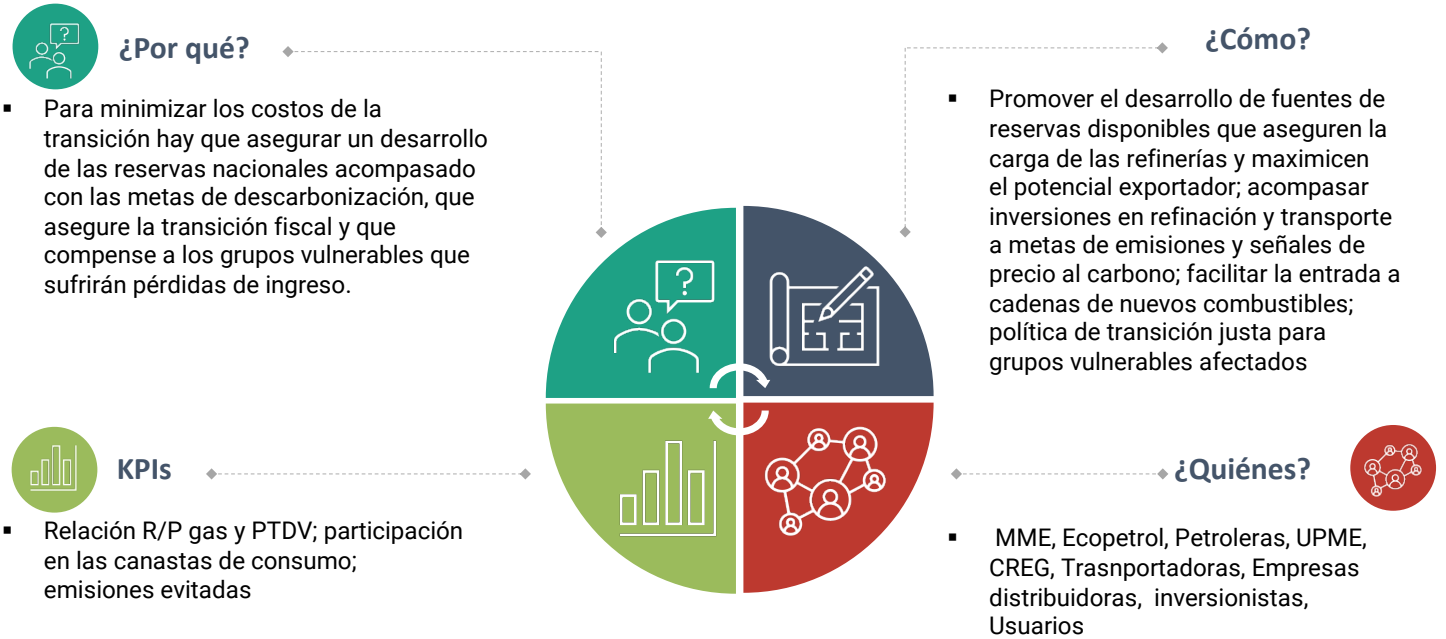


¿Quiénes?

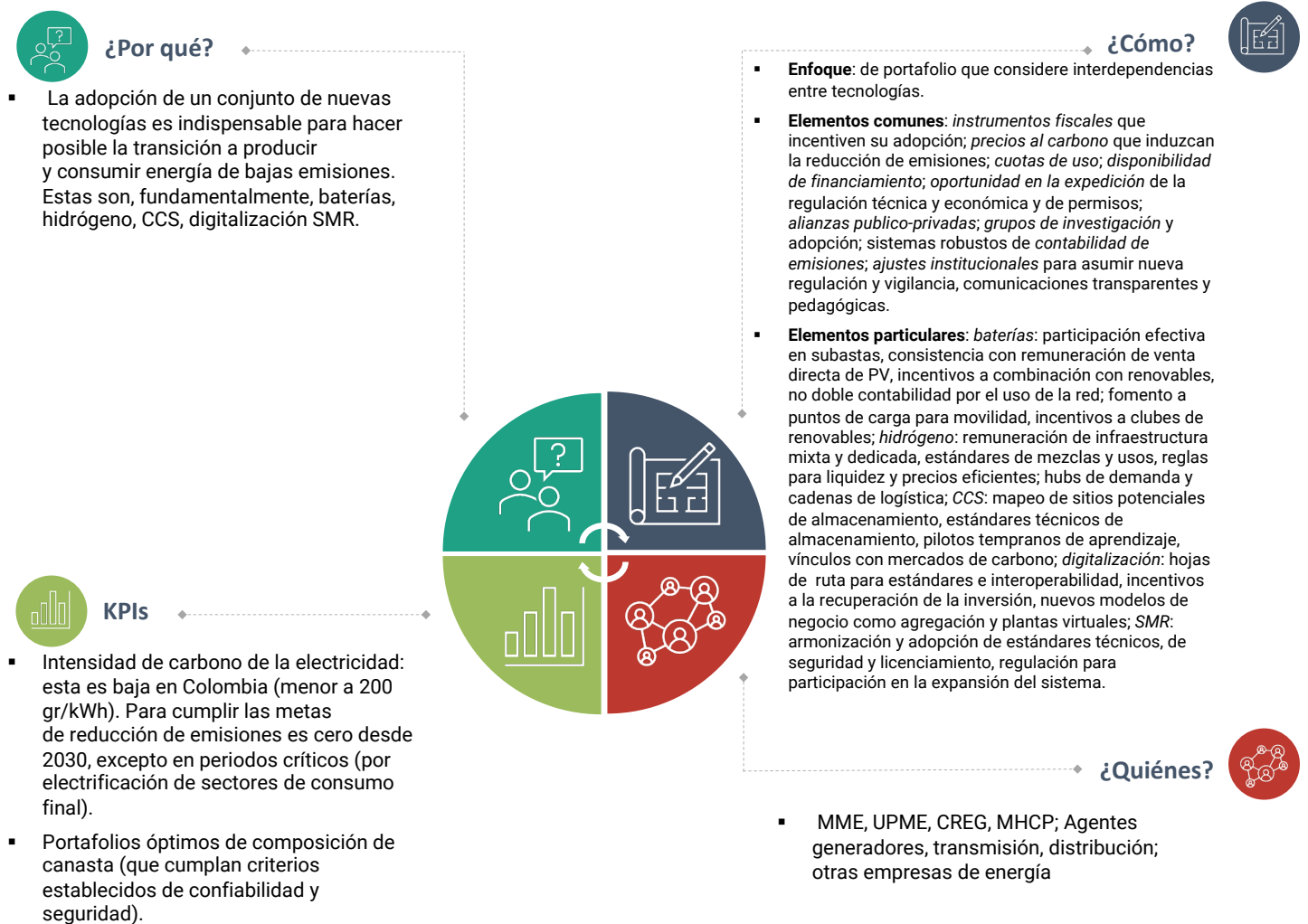
MME, UPME, CREG, Transportadoras, Empresas distribuidoras, inversionistas, Usuarios



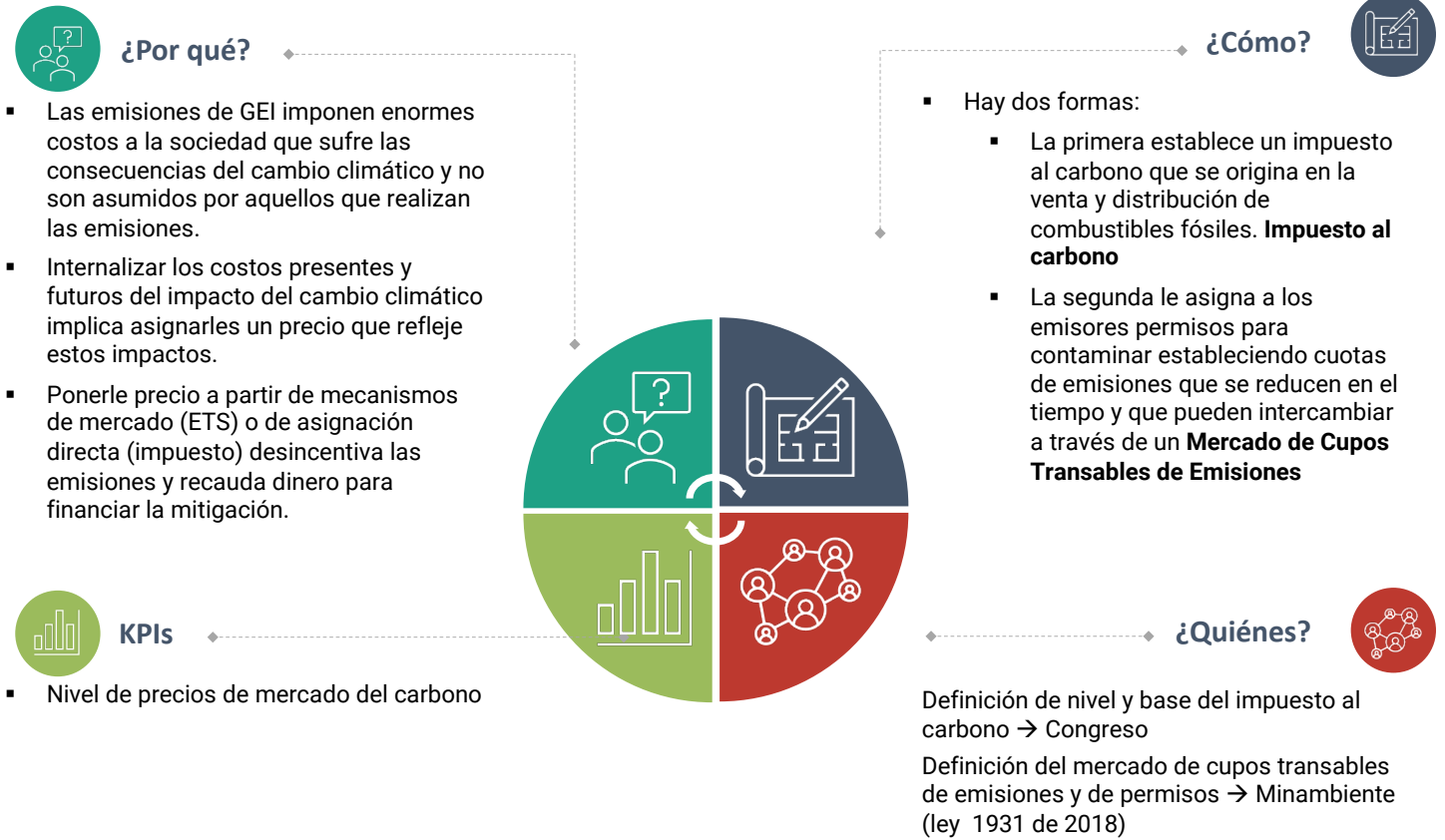
Recomendación 7: Futuro del petróleo



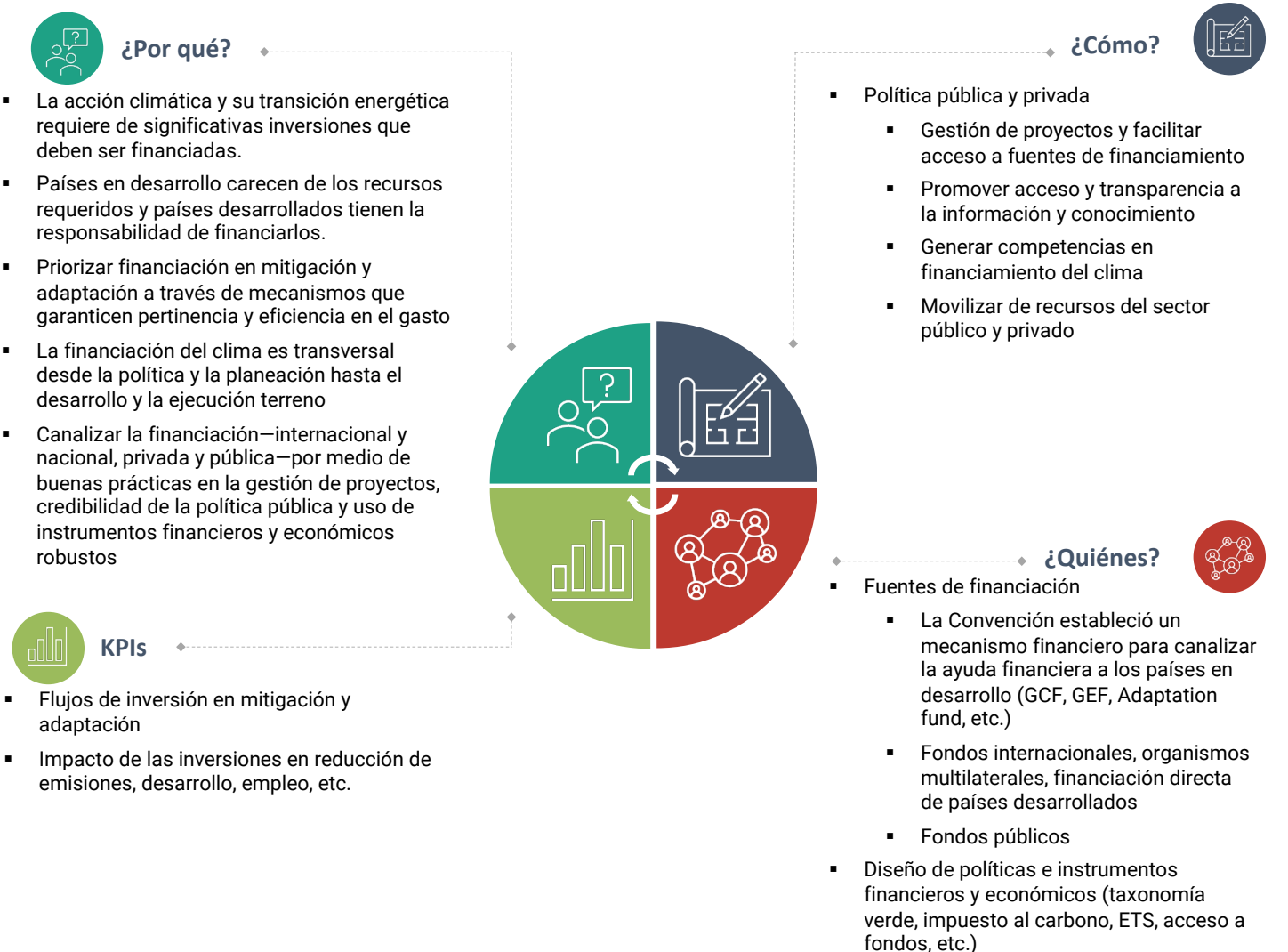
Recomendación 8: Nuevas tecnologías energéticas



Recomendación 9: Fijación de precios al carbono



Recomendación 10: Financiamiento del clima



Recomendación 11: Accesibilidad



¿Por qué?

- Una transición energética que no se ocupe de quienes no tiene acceso va a carecer de legitimidad
- Colombia cuenta todavía con cerca de 500,000 familias que no tiene acceso a energía
- La falta de acceso a la energía es una condena a la pobreza
- La contaminación al interior de los hogares por cocinar con leña genera enfermedades cardiorrespiratorias que afectan desproporcionadamente a mujeres y niños
- La búsqueda de leña para cocinar inhibe la participación de la mujer en el mercado laboral



KPIs

- Reducción número de hogares sin acceso a la energía



¿Cómo?

- Fortalecimiento de fondos públicos para financiar los programas de aumento de cobertura
- Alianzas público privadas para aumentar coberturas
- Concesiones de prestación de servicio en las ZNI
- Fortalecer los mecanismos regulatorios que incentiven el acceso

¿Quiénes?



- Operadores de red
- Empresas prestadoras del servicio
- Ministerios de Minas y Energía y entidades sectoriales; Ministerio de Hacienda; Planeación Nacional; Autoridades locales

Recomendación 12: Transición justa



¿Por qué?

- La transición energética va a generar ganadores y perdedores
- Los perdedores son quienes derivan su sustento de la producción o el consumo de fuentes de energía fósiles que se van a marchitar
- Incluyen pequeños empresarios, empleados directos y proveedores de bienes y servicios
- Una transición energética que no ayude a la transición productiva a los perdedores de grupos vulnerables no va a tener legitimidad
- Requieren especial atención los gobiernos de las regiones de bajo desarrollo que derivan su ingreso de la fiscalidad de los fósiles



KPIs

- Número de programas de transición productiva diseñados e implementados
- Número de programas de transición fiscal diseñados e implementados



¿Cómo?



- Definición de criterios para grupos objetivo
- Programas de transición productiva—emprendimiento y reentrenamiento laboral
- Programas de transición fiscal—nacional y locales

¿Quiénes?



- Gobierno nacional (MME, MHCP, DNP, MCIT, MEN, SENA, DPS)
- Gobiernos locales
- Comunidades afectadas



Recomendación 13: Fortalecimiento institucional



¿Por qué?

- La base de la actual transición energética actual es la política pública
- Para que la TE se haga adecuadamente las instituciones públicas deben diseñar la política, coordinar su implementación y verificar su cumplimiento
- Las instituciones deben su capacidades técnica y regulatoria y de vigilancia y control
- Dados los volúmenes de inversión requerida, cobra especial importancia fortalecer los mecanismos de participación efectiva y asegurar la oportunidad en los procesos de licenciamiento y consulta



KPIs

- Expedición de reglamentación requerida
- Tiempos de licenciamiento y consulta
- Retrasos de los proyectos por problemas de entorno



¿Cómo?



- Fortalecimiento de las capacidades técnicas y operativas de las entidades de regulación y vigilancia de la TE
- Asegurar la adecuada coordinación institucional en los niveles nacional, departamental y local
- Fortalecer los procesos de construcción de confianza de las comunidades en territorio Favorecer un diálogo social estructurado, respetuoso, transparente y participativo. Asegurar un marco normativo de consulta previa que balancee protección a las comunidades y seguridad jurídica para la inversión
- Dialogo nacional sobre transición energética para definir roles, metas y responsabilidades

¿Quiénes?



- Gobierno nacional
- Gobiernos locales
- Comunidades vecinas de las zonas de influencia de los proyectos
- Empresas de energía

10 cosas que requiere la carbono neutralidad en 2050

1. Multiplicar por cinco veces nuestra capacidad de producir energía de bajas emisiones
2. Asegurar la disponibilidad del gas natural para la transición
3. Asegurar la adopción oportuna y a gran escala de tecnologías eficientes y bajas en carbono en todos los sectores especialmente en el transporte
4. Asegurar el pleno financiamiento de las nuevas inversiones de oferta y demanda
5. Construir relaciones de confianza entre comunidades, gobierno y empresas para sacar adelante los proyectos con oportunidad
6. Ponerle un precio al carbono consistente con las metas de mitigación y eliminar los subsidios a los fósiles
7. Asegurar la cobertura plena y asequible de energía, así como su uso eficiente
8. Asegurar la transición productiva de los grupos vulnerables que pierden con la transición energética y la generación de nuevos empleos
9. Acompasar la transición energética y la transición fiscal
10. Incrementar el conocimiento, las capacidades de investigación e innovación nacionales y el contenido local de bienes y servicios

+1 Mantener un diálogo amplio realista e incluyente sobre metas, acciones y distribución de los costos de la carbono-neutralidad

5 Conclusiones: principales elementos requeridos para alcanzar la Carbono-neutralidad

Los análisis aquí presentados buscan ilustrar la naturaleza de la transición energética en Colombia e identificar los caminos de acción para hacerla realidad. Se trata de un proceso complejo en el que un sistema sujeto a múltiples incertidumbres debe cambiar estructuralmente en menos de tres décadas para asegurar que la producción y el consumo de energía que hoy se basan en los combustibles fósiles puedan alcanzar la carbono neutralidad. Lograrlo requiere actuar de manera decidida en múltiples frentes y bajo la coordinación de una Estado que sea capaz de dar las señales de política pública para que pueda hacerse a mínimo costo, con eficiencia e incorporando criterios de equidad.

A continuación, se presentan las 11 principales acciones para alcanzar la carbono neutralidad en 2050 a mínimo costo. Esperamos que sean la base para una discusión nacional que permita darle realismo y credibilidad a la política de transición energética en Colombia y asegurar la adecuada coordinación de esfuerzos entre quienes tienen la responsabilidad de sacarla adelante.

1. La disminución en las emisiones de gases efecto invernadero por uso de energía en el país se logra, en una gran medida, por la electrificación masiva de los usos finales. Esta electrificación junto con el crecimiento de la demanda lleva a la necesidad de **multiplicar cinco veces nuestra capacidad de producir energía eléctrica con muy bajas emisiones para 2050**. Esta rápida expansión, además de poner presión en el lado de la generación eléctrica, tiene que estar acompañada de grandes transformaciones y aumento de capacidades instaladas en la transmisión, la distribución y la operación del sistema, incluyendo la participación activa de la demanda. Los cambios requeridos son transformacionales y no incrementales, por lo que los sistemas de transmisión, distribución, operación y los consumidores deben prepararse para expandir sus capacidades mucho más allá de pensar en refuerzos puntuales de la infraestructura.
2. **Asegurar la disponibilidad del gas para la transición.** Uno de los resultados a subrayar en este Estudio de análisis de escenarios de descarbonización y sus implicaciones para el sector energético fue identificar la importancia del gas natural para la transición energética y valorar la su contribución a trayectorias de mínimo costo. El gas natural es el puente entre los combustibles con alta intensidad de carbono a aquellos denominados limpios. La participación del gas natural en la canasta energética, en volúmenes y porcentaje en 2040 es más alta que la que se tiene

en el 2020. Asegurar la oferta interna mediante el desarrollo de nuevas reservas, y en algunos casos facilidades de importación, y de la infraestructura asociada es fundamental. Este combustible es esencial para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico mientras se desarrollan nuevas tecnologías que aporten a la firmeza y flexibilidad requeridas; avanzar en la descarbonización del sector industrial, y como materia prima de procesos de manufactura y refinación; sustituir combustibles líquidos en algunos nichos de transporte, como el de carga pesada y contribuir con mejoras en calidad del aire; mantener una opción atractiva en precios en los consumos de edificaciones, y, aportar en soluciones descentralizadas de producción conjunta de energía; y contribuir a la reducción de consumos de leña no sostenible en el sector residencial rural cuando sea eficiente.

3. **Asegurar la adopción oportuna y a gran escala de las tecnologías bajas en carbono.** Uno de los principales motores de la transición energética es la tecnología. Transitar a la carbono neutralidad requiere un mayor despliegue de tecnologías de producción de energía de bajas emisiones que ya están disponibles como la eólica y la solar, pero también el de otras como el hidrógeno, las baterías o el CCS que todavía no alcanzan la madurez comercial que permita su adopción a gran escala. Hacerlo requiere de los marcos regulatorios técnicos y económicos que incentiven la inversión y su uso seguro, así como de una política de conocimiento e innovación que acelere su adopción. Desde la demanda, el aumento de la generación de electricidad de bajo carbono crea oportunidades para acelerar la electrificación de la flota de transporte, de edificaciones e industria. En transporte no solo es importante cambiar la energía de propulsión, para lo que se hace indispensable realizar las inversiones que permitan la adecuación de la red para atender esta nueva demanda; también es muy importante avanzar en acciones para por lo menos mantener la distribución de viajes urbanos (mayoritariamente a pie, en transporte público y de forma creciente en bicicleta) y diversificar el transporte de carga (actualmente concentrado en camión para carga distinta al carbón de la Guajira y el sur del Cesar). Para mantener y mejorar la distribución de viajes de personas en las ciudades se requiere trabajar en desarrollo compacto y mixto, calidad en el transporte público y seguridad personal y vial para peatones y ciclistas. El salto tecnológico de flotas, especialmente de transporte público, taxis y camiones pequeños, puede hacerse con apoyo financiero desde el gobierno nacional. Para vehículos livianos:





motos, carros, camperos y camionetas, los incentivos fiscales y administrativos existentes pueden seguir siendo aplicados y puede ser conveniente establecer una fecha límite para la comercialización de nuevos vehículos livianos de combustión interna (e.g. 2035 de forma similar a la mayoría de los países de la OCDE). Para la carga, es importante financiar proyectos férreos y fluviales (muelles y dragados en el Río Magdalena), y consolidación de puntos de transferencia entre modos.

- 4. Asegurar el pleno financiamiento de las nuevas inversiones** es apremiante para poder desencadenar la difusión de las tecnologías que van a apalancar la transición energética. Movilizar estos recursos para cerrar la brecha entre la demanda y la oferta de financiamiento requiere de un esfuerzo conjunto entre los diferentes actores que profundice instrumentos económicos ya establecidos y los ponga en marcha como el impuesto al carbono y el Programa Nacional de Cupos Transables de Emisiones de tal manera que el nivel del precio al carbono refleje el costo marginal de mitigación requerido, y el sector privado pueda acceder sin tantas barreras a los mercados de capitales y/o bancos de segundo piso por medio de la Taxonomía Verde. Es igualmente relevante ahondar en el acceso a fuentes internacionales de financiación para lo cual la ambición climática del país ha ayudado a que agencias de cooperación y fondos de financiamiento pongan el ojo en Colombia, sin embargo es importante que más personas tengan acceso a estas fuentes y que los proyectos tengan una sólida estructuración para que puedan superar los estrictos criterios de evaluación de estos fondos, para lo cual es importante fortalecer su promoción y consolidar las capacidades y competencias en estructuración y maduración de proyectos a nivel territorial tanto a entidades públicas como privadas. Apoyar decididamente los mecanismos de gestión de la información a través de la medición, reporte y verificación MRV de los recursos destinados tanto a mitigación como adaptación, que a su vez soportan el nuevo Marco de Transparencia Reforzado del Acuerdo de París. Finalmente, sería significativo evaluar la inclusión o no de mecanismos de mercado y fuera del mercado en el marco del artículo 6 del Acuerdo de París, para que el país pueda cooperar voluntariamente con otros y así, ayudar a cerrar más la brecha para la financiación del clima, siempre y cuando se cumplan primero las metas de mitigación

de la NDC y las de largo plazo, y no se incurra en doble contabilidad.

- 5. Construir relaciones de confianza entre comunidades, gobierno y empresas para sacar adelante los proyectos con oportunidad.** El cumplimiento de mecanismos de participación y de mitigación de potenciales impactos negativos en comunidades para el desarrollo de proyectos de infraestructura hace muy relevante avanzar en construcción de canales efectivos de comunicación y gestión de las necesidades locales. La expansión de la interconexión, la construcción de proyectos de generación con energías renovables requiere avanzar estos procesos con tiempo. La experiencia reciente de consultas previas puede indicar la necesidad de modificar su marco legal, sin que se vulneren los derechos de las comunidades.
- 6. Ponerle un precio al carbono consistente con las metas de mitigación y eliminar los subsidios a los fósiles.** Los precios al carbono deben reflejar el costo que le implica a la sociedad el cambio climático, por lo cual es necesario que los mecanismos de fijación de precios al carbono deben ser consistentes con las metas de mitigación a los niveles que muestra la curva de costos marginales de abatimiento. El impuesto al carbono deberá propender por un mecanismo de fijación de su tarifa que sea más dinámico y le permita ajustarse mejor al nivel requerido según los objetivos de mitigación y, además, analizar la viabilidad de impulsar este por medio de un doble dividendo que por un lado desincentive el consumo de bienes intensivos en carbono, y por el otro, compense la reducción de otros impuestos menos progresivos o ineficientes por los ingresos adicionales que provienen del impuesto al carbono. El Programa Nacional de Cupos Transables de Emisiones (PNCTE) es un instrumento adecuado para que el sector real de la economía tenga los incentivos correctos a invertir en tecnologías bajas en carbono y las comunidades dedicadas a la conservación de bosques y ecosistemas puedan tener una compensación a su esfuerzo, no obstante, su implementación requiere de un andamiaje complejo y dispendioso para articular a todos los agentes en un mecanismo centralizado que le dé garantías de transparencia y confianza a las transacciones y a los participantes con sistemas MRV robustos, para lo cual el gobierno deberá construir junto a la sociedad el PNCTE que más les sirva a todos y definir presupuestos de carbono para cada

cuatrienio que sean consistentes con las metas de largo plazo. Empero de nada sirve estos instrumentos de precios al carbono mientras se sigan subsidiando los combustibles fósiles bien sea en la demanda o en la oferta, por lo cual es imperativo **eliminar los subsidios a los fósiles** tal y como el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles (FEPC) y demás subsidios. Finalmente, es recomendable que el país estime un costo social al carbono (CSC) que intente reflejar desde un punto de vista económico el costo para la sociedad de la inacción climática, e incorpore este en la evaluación financiera de proyectos.

7. Asegurar la cobertura plena y asequible de energía.

El país ha avanzado en la cobertura de los servicios de energía, en particular de electricidad y gas natural. Subsisten retos importantes para lograr la universalización de estos servicios. Las nuevas tecnologías descentralizadas de suministro eléctrico, como las microrredes y las soluciones pay as you go complementarán de manera cada vez más importante los esfuerzos de extensión de redes. Adicionalmente, para los usos calóricos y sustituir el consumo de leña, los gases combustibles son una alternativa a considerar. Hay que trabajar en diferentes esquemas de organización comunitaria con la vinculación de empresas de servicios públicos para garantizar la sostenibilidad de las soluciones implementadas. No sobra anotar que estos programas deben integrarse con otros programas de desarrollo rural para ofrecer soluciones integrales a la oferta de oportunidades de crecimiento económico y desarrollo social.

8. Asegurar la transición productiva de los grupos vulnerables que pierden con la transición energética.

Las grandes transformaciones identificadas en los diferentes escenarios hacia la carbono neutralidad en el sector energético muestran la aparición de nuevos negocios con la consecuente demanda de capital y de mano de obra en todas las fases de desarrollo de los nuevos proyectos energéticos. Sin embargo, es claro que algunas industrias, en particular las asociadas con la producción y uso de carbón y en general todas aquellas ramas de los combustibles fósiles tenderán a marchitarse, aunque a diferentes velocidades, conforme la transición energética avanza. Para lograr una transición energética es importante aprovechar las oportunidades económicas que presentan las nuevas industrias de energía, desarrollar un sistema fiscal compatible con un impuesto al carbono alineado con los objetivos climáticos y garantizar la financiación y las políticas de desarrollo para asegurar la transición productiva de los grupos vulnerables que pierden con la transición energética.

9. Acompasar la transición energética y la transición fiscal. La mezcla de dependencia fiscal de los hidrocarburos y necesidad de reducción de la pobreza y la desigualdad hacen que en Colombia sea imposible

hacer la transición energética sin hacer una transición fiscal. La transición fiscal requiere la expansión de sectores que sustituyan los ingresos tributarios y de regalías que traerá el marchitamiento de los fósiles, así como un rediseño de la tributación de las nuevas energías para que potencien su contribución a los ingresos gubernamentales. En ausencia de estos mecanismos el único camino disponible para garantizar la sostenibilidad fiscal sin poner en riesgo la estabilidad de las finanzas públicas son reducciones en el gasto.

10. Incrementar el conocimiento y las capacidades de investigación e innovación nacionales.

El cambio técnico es esencial en esta transición energética. De hecho, fue uno de los ejes seleccionado para configurar los escenarios que se analizaron en este Estudio. Se requieren nuevos conocimientos y capacidades para migrar del sistema energético actual a uno de menor intensidad de carbono, esto es, para desarrollar e implementar nuevas fuentes, tecnologías en toda la cadena de valor de los energéticos; para alcanzar una participación activa de los consumidores (la demanda) en los mercados de energía y un uso más eficiente en todos los procesos de uso, transformación, e incluso de producción; sustituir ingresos de actividades extractivas mediante la producción y exportación de bienes con valor agregado e insumos y activos para esta industria; generar nuevos empleos en municipios y regiones vulnerables por la transición energética; y ofrecer nuevas soluciones adecuadas a nuestro contexto y condiciones. Se ha planteado la creación de un Instituto de ciencia, tecnología e innovación para la transición energética que aglutine y potencie la oferta existente en universidades y centros de investigación y desarrolle nuevas líneas de investigación y formación de posgrado según los requerimientos de nuestra evolución hacia un sistema energético de menor intensidad de carbono. Para su financiación se ha propuesto una alta participación del Estado inicialmente con vinculación creciente del capital privado.

11. Mantener un diálogo amplio realista e incluyente sobre metas, acciones y distribución de los costos de la carbono-neutralidad.

El éxito de la transición energética estará atravesado por su capacidad para realizar reformas legítimas, lo cual implica llevar a cabo un constante diálogo informado con todos los segmentos de la sociedad. Se debe jugar un rol activo en la formación de acuerdos colectivos, a partir de información completa y de libre acceso. Acuerdos que consideren los costos y beneficios de la transición, así como la distribución de estos, para determinar las metas a las que se adaptará el país y la ruta que se tomará para llevarlas a cabo.





6 Anexos

6.1 Descripción y resultados de los espacios de participación

6.1.1 Taller inicial

El primer taller del ETR tuvo como finalidad presentar y discutir el alcance de este Estudio. Se realizó de manera virtual el día 31 de marzo entre 8:00 y 9:30AM con la participación de Tomás González (Director CREE), Maurizio Bezzecheri (Gerente General Enel Américas), Miguel Lotero (Viceministro de Energía), Lucio Rubio (Director General Enel Colombia), José Vargas (Presidente del comité colombiano del WEC), Felipe Bayón (Presidente Ecopetrol) y Juan Ortega (Presidente GEB). El video completo del evento está en el enlace del pie de página.¹³

La agenda del taller inició con las palabras de Maurizio Bezzecheri en el cual resaltó la importancia de trazar diferentes escenarios para evaluar el cumplimiento de los objetivos de carbono neutralidad definidos por el gobierno de cara a la COP26, buscando soluciones que tengan en cuenta no solo los recursos propios sino también los potenciales impactos del cambio climático (como por ejemplo con la generación hidroeléctrica) para lo cual las empresas pueden contribuir desde su propia experiencia y así complementar los inputs de los escenarios a desarrollar.

En cuanto a la transición energética, el Ministerio recaló que el camino ha estado acompañado de un ambiente regulatorio adecuado, que siguió lo dejado por la ley 1715 de 2014, dando las señales adecuadas desde la política pública del Ministerio de Minas y Energía (MME) y la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que ha llevado a un aumento considerable en la capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y avanzar con hojas de ruta para el hidrógeno y la eólica costa afuera, además de los avances en accesibilidad para zonas no interconectadas con electricidad y/o gas natural.

A continuación, se desarrolló un panel entre Lucio Rubio, José Vargas, Felipe Bayón y Juan Ortega en el cual se discutió la necesidad que la transición energética no solo involucre que la oferta y demanda de energía sean sostenibles ambientalmente, sino también incluya una transición justa que sea inclusiva socialmente y construya resiliencia frente a los potenciales impactos del cambio climático.

No obstante, proveer energía a todo el grueso de la sociedad incluido aquellos que hoy no tienen acceso es una forma eficaz de cerrar las brechas que hoy tenemos. Igualmente existen retos importantes como el impacto en las cadenas de suministro el cual dificulta la disponibilidad de materiales y equipos y retrasa la ejecución de proyectos, el incremento en los precios de los commodities que impacta el precio de la energía a los usuarios finales, la importancia de otros objetivos de política como reducción de la pobreza entre otros o la necesidad de llevar desarrollo a las regiones donde se producen estas energías primarias.

Seguido, Tomás González director del CREE realizó su presentación tratando de resolver la pregunta ¿de qué se trata la transición energética? En la cual se expuso como ha sido y es la oferta y demanda de energía a nivel global y en Colombia, y con base en este contexto, cuáles son los retos por delante para la transición. En el Anexo I está la presentación realizada.

Finalmente, se realizó una explicación de la herramienta de modelación Times que se encuentra también en este documento en el numeral 1.1, de la importancia de un análisis de escenarios, y de las mesas de trabajo que deberían ser adelantadas para revisar puntos importantes de la ruta de la descarbonización y la transición energética en Colombia. que se realizaron después y se explican en detalle en el siguiente inciso. Luego se realizaron intervenciones finales de Diana Jiménez (Gerente de regulación Enel Colombia) para concluir el taller, y del público a cargo de Laura Ruiz (Ministerio de Hacienda y Crédito Público), Diego Grajales (Ministerio de Minas y Energía), y Cesar Barraza (Universidad de la Sabana).

6.1.1.1 Encuesta

Se preparó una encuesta en línea con 21 preguntas con el fin de identificar que entiende el público acerca de la transición energética y sus percepciones al respecto.

La encuesta en línea estuvo abierta por lo menos por dos semanas en las que alrededor de 30 personas respondieron las preguntas, y al final de esta, voluntariamente los respondientes podían identificarse de manera anónima a partir de sus características (sector al que pertenecen, tipo de oficio, etc.). A continuación, se hace un resumen detallado de los resultados obtenidos en esta encuesta.

Las primeras dos preguntas de la encuesta buscaban identificar la importancia que tiene la transición energética y su objetivo último de alcanzar la carbono neutralidad en el año 2050 con respecto a otros temas relevantes. Para ello, en la primera pregunta se definió la carbono neutralidad en un contexto nacional junto a otros objetivos de política tales como la superación de la pobreza y la desigualdad, el crecimiento económico, y la seguridad. En esta, los respondientes ubicaron a la carbono neutralidad en tercer lugar como se observa en la Figura 29.

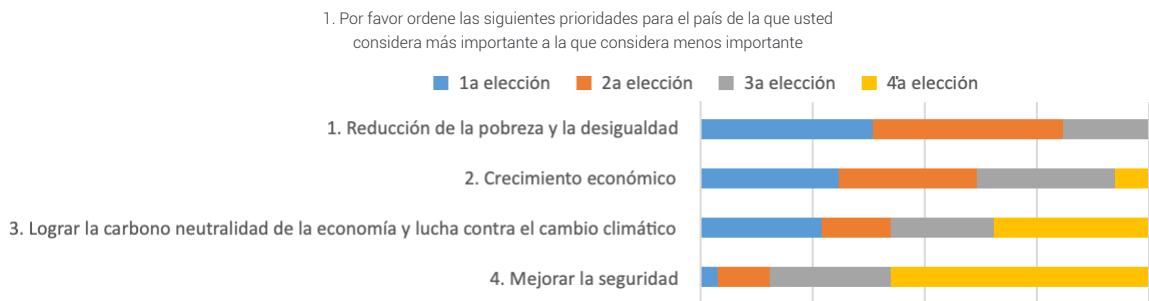


Figura 29. 1ª pregunta encuesta

La otra pregunta en cambio ubicaba la carbono neutralidad en el contexto de las políticas energéticas con el fin de identificar su importancia junto a objetivos igualmente importantes, como se muestra en la Figura 30. Los resultados ubican a la carbono neutralidad en la mitad de las preferencias por debajo de los objetivos de accesibilidad y de seguridad en la oferta.

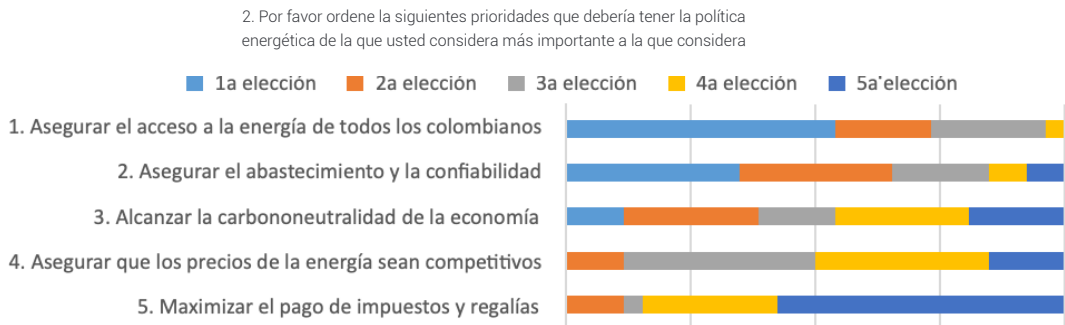


Figura 30. 2ª pregunta encuesta

El siguiente conjunto de preguntas examinaban que tanto conocimiento tenían los respondientes respecto a ciertos hechos asociados a la política climática.

La tercera pregunta averiguaba si el público conoce la participación de las emisiones netas de gases efecto invernadero (GEI) respecto a las emisiones globales, las cuales se ubican en promedio alrededor de 0.45% y 0.55% si se incluyen todas las emisiones (CREE, 2021).

3. ¿Colombia contribuye con qué porcentaje de las emisiones globales de CO2?



Figura 31. 3ª pregunta encuesta

La pregunta 4 y 5 eran preguntas abiertas en las que se intentaba averiguar si los participantes conocían cuales son los objetivos de mitigación de las emisiones netas de GEI al 2030 y al 2050. La nube de palabras de la Figura 32 muestra que los participantes en general tienen una idea de estos objetivos.

4. ¿Cuál es la meta porcentual de reducción de emisiones netas que se ha puesto Colombia para 2030 respecto al escenario de referencia?

5. ¿Cuál es la meta porcentual de emisiones netas que se ha puesto Colombia para 2050?



Figura 32. 4ª y 5ª preguntas encuesta

La sexta pregunta buscaba a partir de una calificación de 1 a 5 donde 1 es “no conoce nada” y 5 es “las conoce totalmente”, entender si los participantes conocen de manera general las estrategias que el país ha puesto para reducir sus emisiones de GEI. La moda en las respuestas fue de 4. Ver Figura 33.

6. ¿Qué tanto conoce usted las estrategias que se ha puesto el país para cumplir las metas de reducción de emisiones de CO2?

Escala: 1 es no las conoce nada y 5 es las conoce totalmente

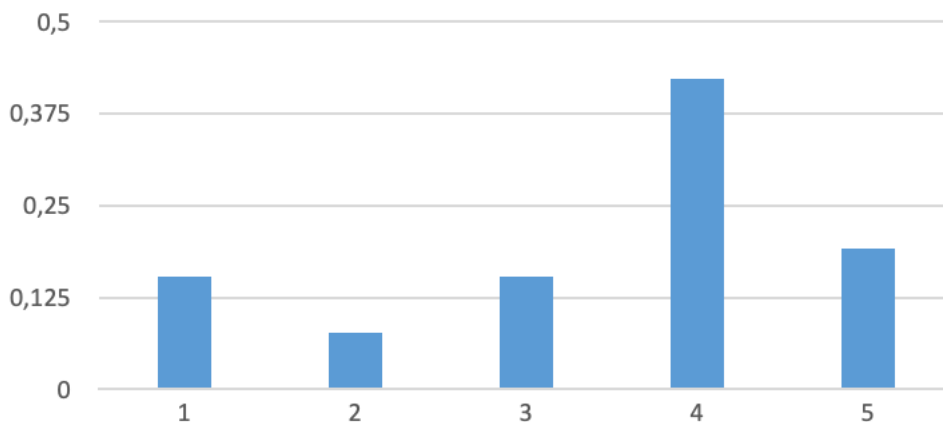


Figura 33. 6ª pregunta encuesta

Las tres preguntas siguientes buscaban tener una idea de la opinión de los respondientes respecto a la factibilidad de alcanzar ciertos objetivos de política climática.

Por ejemplo, las preguntas 7 y 8 indagaban que tan probable los participantes creen que el país cumple con las metas de mitigación de emisiones de GEI propuestas al 2030 y al 2050 respectivamente en el marco del Acuerdo de París, donde 1 es “nada probable” y 5 es “totalmente probable”. La moda de las respuestas se situó en 3 para ambas preguntas. Ver Figura 34.

7. ¿Qué tan probable es que el país cumpla con sus metas de reducción de emisiones a 2030?
Escala: 1 es nada probable y 5 es totalmente probable

8. ¿Qué tan probable es que el país cumpla con sus metas de reducción de emisiones a 2050?
Escala: 1 es nada probable y 5 es totalmente probable

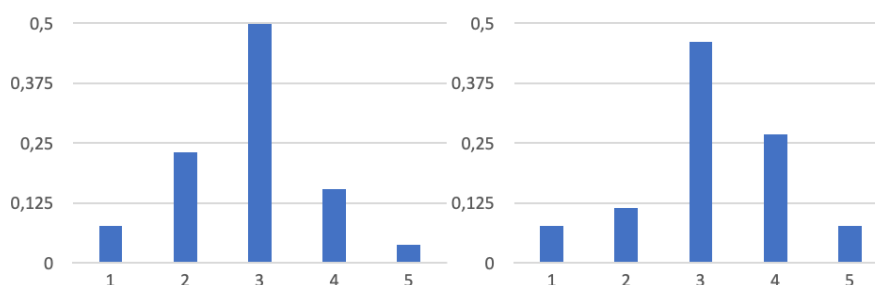


Figura 34. 7ª y 8ª preguntas encuesta

Posteriormente, se preguntó la opinión de los participantes respecto a cuál debería ser el año en el cual Colombia debería alcanzar la carbono neutralidad, para lo cual las respuestas se muestran homogéneamente distribuidas sin un patrón claro tal y como se muestra en la Figura 35.

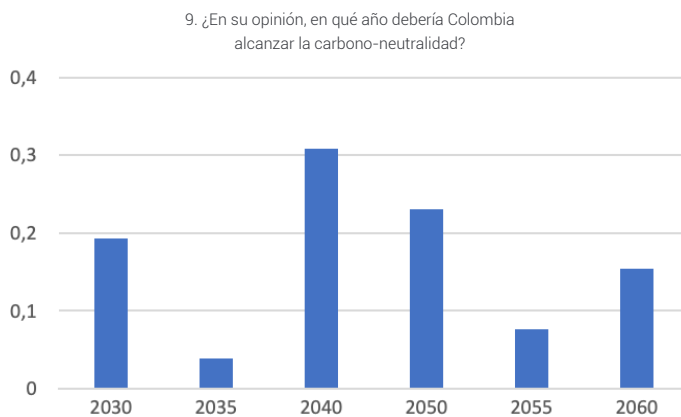


Figura 35. 9ª pregunta encuesta

Para las preguntas 10, 11, y 12, nuevamente se intentó ranquear las preferencias de los respondientes respecto a cuáles sectores, tecnologías o instrumentos facilitan más la transición energética. En ese sentido, la pregunta 10 por ejemplo pregunta la importancia que pueden tener los distintos sectores para contribuir en la transición energética. En esta, los sectores más seleccionados en los primeros dos puestos fueron la movilidad y la industria. Ver Figura 36.

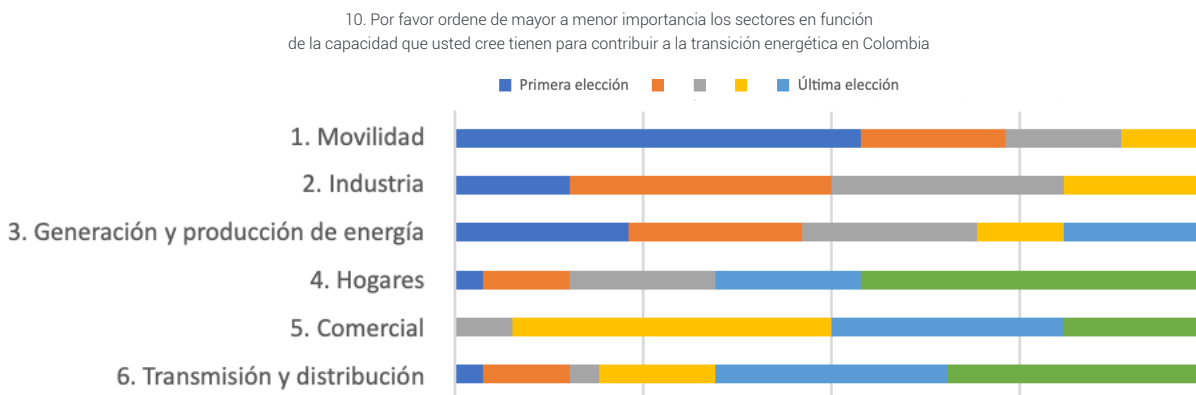


Figura 36. 10ª pregunta encuesta

Luego se preguntó a los asistentes que ranquearan las tecnologías en función de su capacidad para facilitar la transición energética. En este caso las tres tecnologías mejores ranqueadas fueron la generación eólica y solar, los vehículos eléctricos, y el hidrógeno. Ver Figura 37.

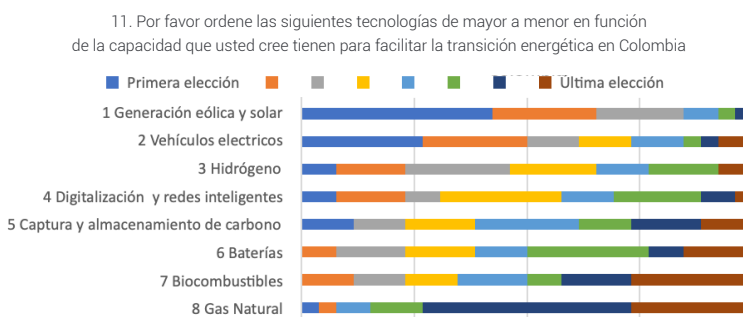


Figura 37. 11ª pregunta encuesta

Seguido, se le pidió a los respondientes que ranquearan herramientas de política pública teniendo en cuenta su capacidad para hacer posible la transición energética. En esta, las herramientas mejor ranqueadas fueron el financiamiento de activos de capital para cambios en equipos y procesos seguido del impuesto al carbono. Ver Figura 38.

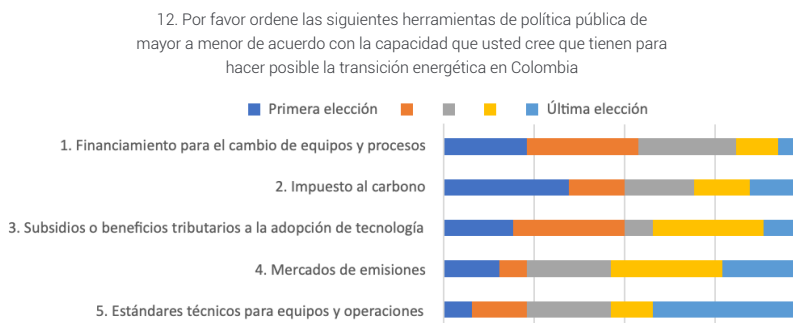


Figura 38. 12ª pregunta encuesta

Finalmente, se elaboraron siete preguntas de elección única que buscaban identificar la percepción de los participantes respecto a preguntas seleccionadas que generan disyuntivas y las posibles consecuencias que acarrearán tales decisiones.

La primera de estas preguntas apunta a identificar quién debería ser el mayor responsable en llevar a cabo la transición energética entre los diferentes estamentos de la sociedad. Las respuestas muestran que la mayoría se inclina por una participación paritaria de toda la sociedad: gobierno, empresas, sociedad civil, y la comunidad internacional. Ver Figura 39

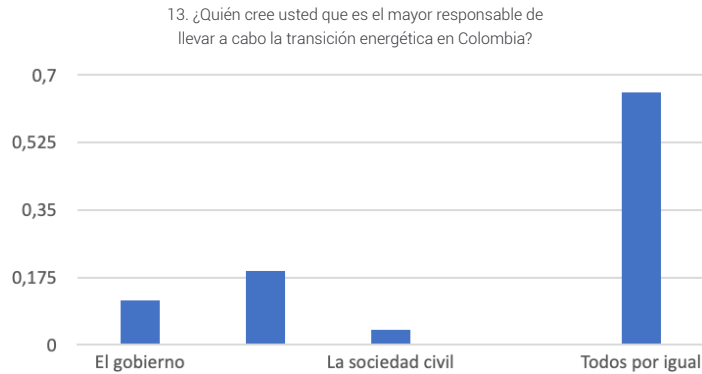


Figura 39. 13ª pregunta encuesta

La decimocuarta pregunta apunta a identificar la percepción respecto a si los beneficios de la transición energética frente a los costos van a ser muy bajos o altos. Los resultados muestran una percepción inclinada hacia unos beneficios altos o muy altos de la transición energética, respecto a los costos. Ver Figura 40.

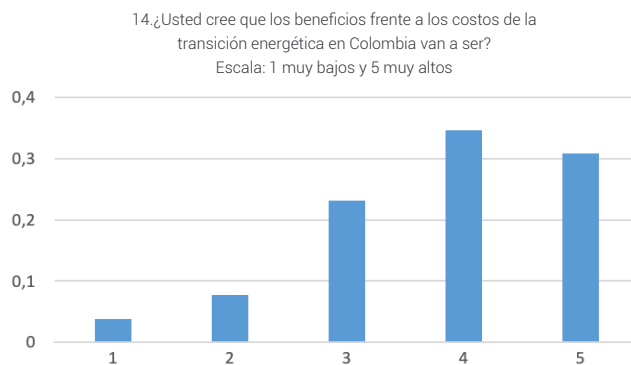


Figura 40. 14ª pregunta encuesta

La decimoquinta pregunta buscaba indagar en una escala de 1 a 5 si los respondientes creen que la transición energética traerá como consecuencia que los precios de la energía disminuyeran significativamente (1) o aumentarían significativamente (5). Los resultados muestran que la percepción de los respondientes es ambigua respecto a la evolución de los precios una vez que la moda se ubica en un punto intermedio en 3. Ver Figura 41.

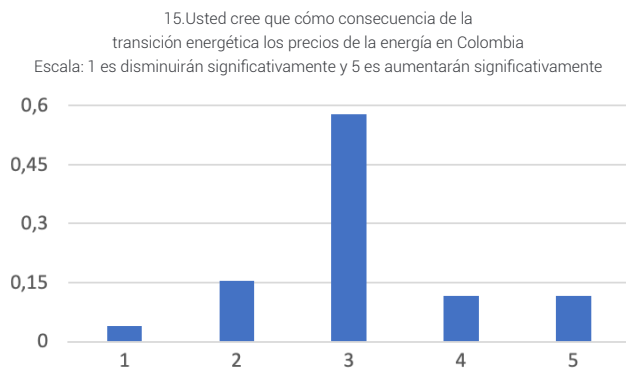


Figura 41. 15ª pregunta encuesta



La decimosexta pregunta busca entender las preferencias de los participantes respecto a alcanzar la carbono neutralidad de la economía tan rápido como se pueda así los costos económicos y sociales sean altos utilizando una escala de 1 a 5 donde 1 es "totalmente en desacuerdo" y 5 es "totalmente de acuerdo". Nuevamente, las respuestas son ambiguas y la moda se encuentra en 3, aunque hay un ligero sesgo hacia el desacuerdo. Ver Figura 42.

16. Hay que lograr la carbononeutralidad de la economía tan rápido como se pueda así los costos económicos y sociales sean altos. ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmente de acuerdo

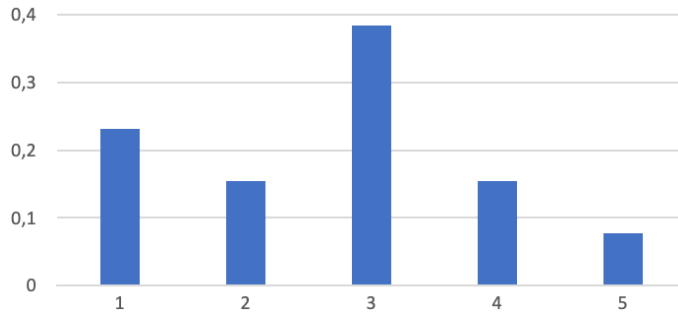


Figura 42. 16ª pregunta encuesta

Similar a la anterior, la pregunta decimoséptima busca conocer las preferencias de los participantes respecto a la importancia de la carbono neutralidad frente a otros objetivos de política energética y si debe estar por encima de estas últimas. Igualmente, la moda de las respuestas es 3 y su resultado ambiguo. Ver Figura 43.

17. Lograr la carbononeutralidad de la economía debe estar por encima de los demás objetivos de la política energética. ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmente de acuerdo

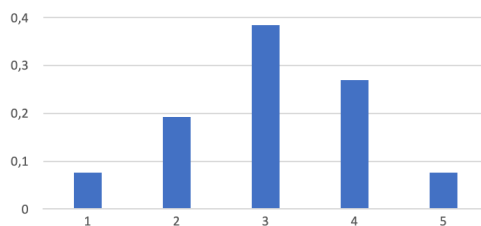


Figura 43. 17ª pregunta encuesta

La pregunta decimoctava de la Figura 44 por su parte pretende identificar si los participantes están "totalmente en desacuerdo" (1) o "totalmente de acuerdo" (5) con que toda la sociedad deba pagar para compensar a aquellos que pierden con la transición energética. La moda de las respuestas fue 3 con un sesgo importante hacia la izquierda, es decir, hacía el desacuerdo.

18. Todos debemos pagar para compensar a los que pierdan con la transición energética ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmente de acuerdo

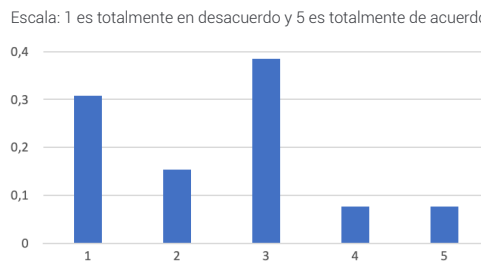


Figura 44. 18ª pregunta encuesta

La Figura 45 muestra las respuestas a la pregunta decimonovena en la cual se inquirió a los participantes si estaban de acuerdo con la afirmación "La transición energética no es posible si no incluimos a todos los combustibles fósiles en el impuesto al carbono y subimos su tarifa por tonelada de CO2". Los participantes con base en una escala de 1 a 5, escogían si estaban "totalmente en desacuerdo" (1) o "totalmente de acuerdo" (5). La moda de las respuestas es 5, es decir, que están totalmente de acuerdo con la afirmación.

19. La transición energética no es posible si no incluimos a todos los combustibles fósiles en el impuesto al carbono y subimos su tarifa por tonelada de CO2. ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmete

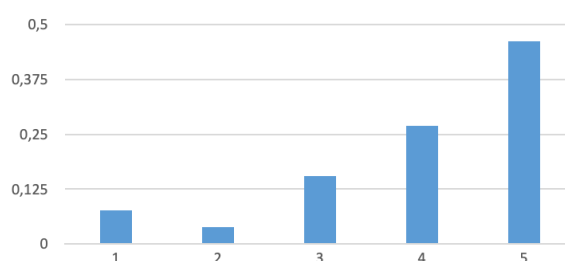


Figura 45. 19ª pregunta encuesta

Similar a la pregunta anterior, la vigésima pregunta buscaba que los participantes mostraran su acuerdo o no a la siguiente afirmación "las metas del gobierno en materia de transición energética van demasiado rápido". En este caso la moda de las respuestas fue 2, así el público muestra que está en su mayoría en desacuerdo con tal afirmación. Ver Figura 46.

20. Las metas del gobierno en materia de transición energética van demasiado rápido. ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmente de acuerdo

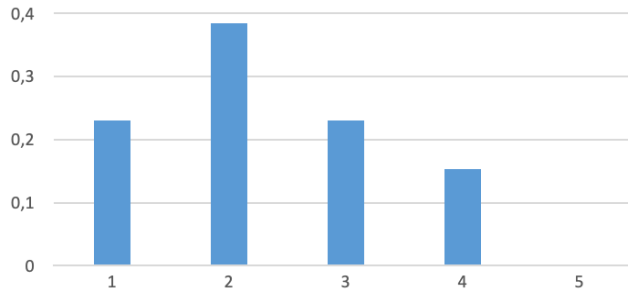


Figura 46. 20ª pregunta encuesta

La última pregunta vigesimoprimera buscaba entender si los respondientes estaban de acuerdo con la afirmación "Carbono neutralidad y descarbonización son lo mismo". En ese sentido, las respuestas de la Figura 47 muestran que la moda fue 1, es decir, totalmente en desacuerdo lo cual muestra que en promedio los participantes conocen las diferencias entre estos dos conceptos.

21. Carbono neutralidad y descarbonización son lo mismo, ¿Qué tan de acuerdo está con esta afirmación?
Escala: 1 es totalmente en desacuerdo y 5 es totalmente de acuerdo

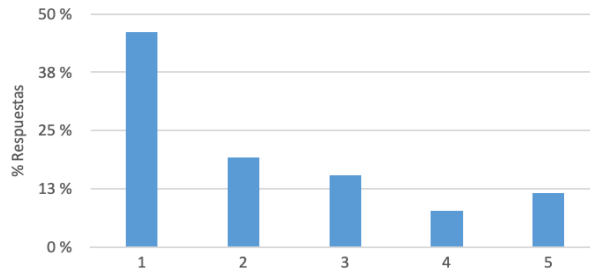


Figura 47. 21ª pregunta encuesta





6.1.2 Mesas de Trabajo

Se organizaron cuatro mesas de trabajo sobre los siguientes temas: (i) oferta de energía y recursos distribuidos; (ii) electrificación de la demanda industrial; (iii) movilidad eléctrica; y (iv) finanzas climáticas. Participaron un total de 172 personas de gremios, empresas del sector, gobierno y academia. A continuación, se resumen para cada una de ellas, el contenido o mensajes de la presentación, los principales elementos relatados por los asistentes, y las preguntas planteadas al estudio en curso. En el Anexo 4.2 se puede encontrar el detalle de la discusión y los participantes en cada una de ellas.

6.1.2.1 Mesa de trabajo sobre oferta de energía y recursos distribuidos

Esta mesa fue coordinada por Ricardo Delgado del CREE. Contó con una participación de 76 personas. Los puntos propuestos para la discusión fueron:

1. Eficiencia en la transición energética.
2. Composición esperada de la matriz energética colombiana.
3. Costos de la digitalización y la modernización del servicio.
4. Inserción de Recursos Energéticos Distribuidos.
5. Rol del distribuidor y del transmisor en la transición energética.

Según lo planteado por el coordinador de la mesa, y acogido por los participantes, la eficiencia energética, la electrificación de la economía y la sociedad con fuentes renovables y el aporte de los recursos distribuidos van a ser fundamentales para la transición energética.

Con relación a la eficiencia energética consideran que las metas del PROURE podrían duplicarse para lograr reducciones de hasta el 20% del consumo final en el año 2050.

En cuanto a la electrificación, la atención de la demanda creciente debe darse con fuentes renovables. Es de esperar que la participación de la electricidad en el consumo final se duplique y que las fuentes renovables alcancen los dos tercios de la energía primaria que se utiliza en el país. No hay claridad sobre cómo va a evolucionar la participación de la energía térmica en los próximos años. Algo más de la mitad de los asistentes piensan que su participación en la matriz de generación de electricidad debe ser de máximo el 15%.

Los recursos distribuidos pueden apoyar el aplanamiento de la curva en beneficio de los recursos energéticos, pero también de todo el sector. Las empresas deben estar preparadas para su instalación y operación a fin de garantizar que no haya restricciones de infraestructura y otro tipo para su conexión y funcionamiento, pero también la continuidad y calidad del servicio. Frente a la digitalización, existen inquietudes sobre el costo de la modernización de las redes y demás equipamientos necesarios, así como sobre la manera como el usuario se va a empoderar de estas opciones para mejorar su consumo y bienestar.

Existe una preocupación y reto sobre la conexión de la nueva generación, sea a gran escala como distribuida, con los puntos de consumo. Se propone una Hoja de Ruta para desarrollar las conexiones.

En esta mesa se plantearon varias inquietudes que pueden ser incluidas en el modelaje y análisis que se está realizando. Estas son:

- ¿El modelaje incluye el Niño o decisiones del gobierno asociadas a las necesidades de confiabilidad o vertimientos?
- ¿Cuál es el supuesto de evolución tecnológica para incluir en el modelo?
- ¿Cómo incluir logros en eficiencia en el modelo, no como salida sino como entrada?
- ¿Cómo incluir en el modelo los costos de la digitalización, la modernización de la infraestructura, la necesidad de infraestructura de telecomunicaciones?
- ¿Cómo modelar las ventajas de la flexibilidad en la reducción de emisiones gracias a la digitalización por el aporte de entidad de distribución?
- ¿Cómo incorporar la respuesta de la demanda?
¿Cuál sería el efecto en la curva de carga?

Finalmente se señalan 3 puntos importantes para el análisis de la penetración de DERs: (i) como el despliegue de recursos energéticos distribuidos, es en gran medida una decisión de los usuarios y no de los prestadores, la respuesta de la demanda podría modelarse manera exógena; (ii) la calidad de la energía se ve impactada por las plantas de respaldo en cuanto a número y su funcionamiento; (iii) si bien los clientes deciden sobre la instalación de recursos distribuidos, los operadores de red son los habilitadores, por lo tanto, su instalación y operación depende mucho de que se habilite una infraestructura ágil y rápida para que eso suceda.

6.1.2.2 Mesa de trabajo sobre la electrificación de la demanda industrial

Esta mesa fue coordinada por Daniel Romero, director la Cámara de grandes consumidores de energía de la ANDI, se contó con una participación de 38 personas. Los puntos propuestos para la discusión fueron:

1. Desafíos de la industria.
2. Electrificación de la demanda de energía y relevancia de la eficiencia energética
3. Soluciones para sectores difíciles de descarbonizar.

Se plantea que gran parte de la demanda de energía de la industria es térmica. A futuro ven la electrificación como una opción para lo cual están considerando opciones de autogeneración y cogeneración. También ven oportunidades para el gas natural como sustituto de combustibles con mayor intensidad de carbono.

Otra acción de hecho la primera en una Hoja de Ruta es la eficiencia energética en los procesos de calor indirecto y directo. Las metas del PROURE se podrán aumentar. Las acciones de gestión de la demanda son claves para avanzar en metas más ambiciosas, seguidas de las reducciones de combustibles para la producción de calor. Los combustibles que utilizan son el bagazo, biomasa, carbón mineral y gas natural. Ven obstáculos para el uso de los incentivos tributarios por parte de la demanda para el apoyo a los proyectos de eficiencia energética. El presupuesto y ejecución de proyectos no parece ser compatible con los tiempos de acceso a beneficios tributarios. En materia de sustitución, además de la electricidad en procesos de bajas temperaturas y hornos de arco, y del uso del gas natural, ven que la biomasa se puede perfilar como una buena opción. De hecho, para la industria inversiones que no signifiquen cambios de activos son atractivos. La biomasa también puede ser una alternativa de más largo plazo para la producción de hidrógeno.

Se requerirían opciones para financiar los cambios de procesos y tecnología. Tienen inquietudes sobre el impuesto al carbono y los cupos de emisión, y, por ende, sobre los precios de la energía.

Sobre el modelaje, se recomienda una mejor representación de la cadena de biomasa (residuos y otros procesos de generaciones avanzadas). Señalan los participantes (o el participante de Nutresa) que "se podría considerar un escenario en el que la restricción de emisiones se mueva acorde a unas compensaciones que se realizan a través de mercado de bonos de emisiones y que sea consistente con la expectativa de adquisición de bonos".



6.1.2.3 Mesa de trabajo sobre la electrificación de la movilidad

Esta mesa fue coordinada por Darío Hidalgo del CREEE. Se contó con una participación de 32 personas. Los puntos propuestos para la discusión fueron:

1. Movilidad sostenible y aspectos críticos.
2. Modelos de producción sostenible.
3. Adaptación del sector no energético (i.e. agropecuario) / economía circular y gestión de residuos

Señala el coordinador de la mesa que la electrificación en transporte avanza muy rápido a nivel global, especialmente en algunos países europeos. En muchos se avanza motivados por fuertes objetivos de política que buscan la electrificación a 2025, 2030. Hay incertidumbres relacionadas con la evolución de las baterías y sus precios y con el precio de la electricidad.

En Colombia aún no se tienen objetivos de política que apunten a la restricción de ventas de vehículos de combustible fósil, y puede ser interesante analizarlas. También se señala una falta de alineación de los incentivos que habría que ir corrigiendo a medida que se avanza en este propósito. Por ejemplo, en la actualidad los vehículos híbridos no enchufables reciben los mismos beneficios tributarios y de circulación que los vehículos eléctricos, pero su impacto en emisiones locales y de GEI es mucho menor. Las ventas de este tipo de vehículos son, por ahora, muy superiores a los vehículos 100% eléctricos y de híbridos enchufables. También hay metas de penetración de vehículos GNV para flotas de transporte público y para vehículos de entidades de gobierno que pueden retrasar metas de electrificación.

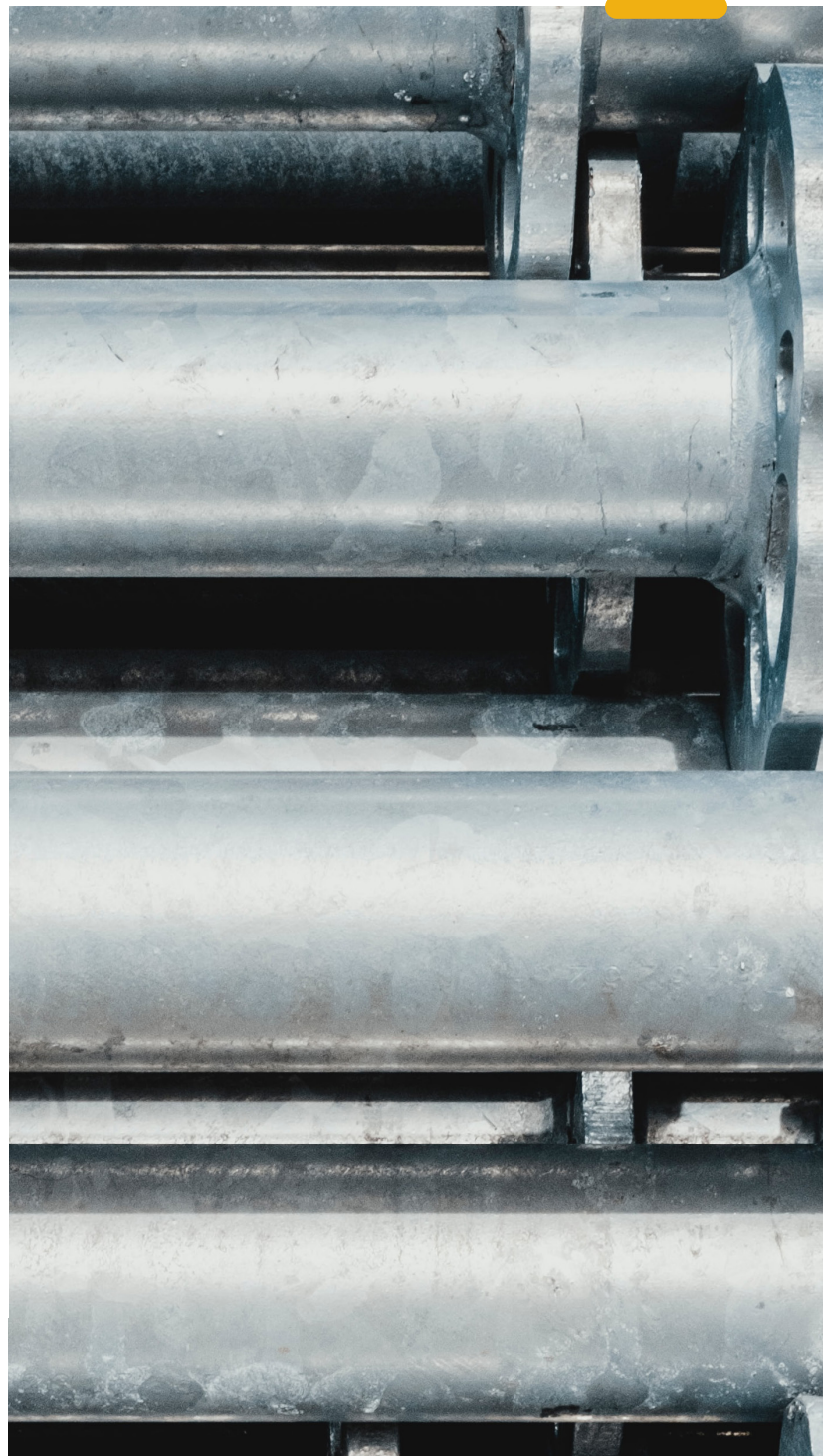
Además, se señala la importancia, de ir más allá del par energético / tecnología y revisar la distribución de viajes en distintos modos de transporte. En movilidad urbana existe la posibilidad de aumentar los viajes en transporte público, a pie y en bicicleta. Si bien esto puede ser, optimista en una economía en desarrollo con alto crecimiento de motos y carros, es uno de los caminos para la descarbonización. Por el momento, las modelaciones del equipo del CREE no tienen en cuenta cambios sustanciales en la distribución de viajes en los distintos modos. Igualmente habría que considerar ciudades más compactas que reduzcan los requerimientos de viajes largos motorizados; y también, como resultado de la pandemia, hay creciente uso de reuniones y trabajo virtual que reduce las necesidades de desplazamiento.

De otro, en cuanto a carga nacional donde solo hay trenes para carbón de exportación (30% de toneladas que se mueven por tierra), hay un plan ferroviario, y proyectos de transporte fluvial por el río Magdalena que apoyarían mucho una estrategia de descarbonización, pero parecen optimistas. Por ahora el modelaje es bastante conservador en cambio de modo de transporte de carga.

Se plantea como incertidumbre la capacidad de la red eléctrica para sostener la demanda adicional que puede concentrarse en el pico de la zona horaria de la tarde y la necesidad de sistemas de medición inteligente o aumentos en capacidad de distribución. Igualmente, y acorde con las incertidumbres globales, se plantean las incertidumbres sobre el precio de las baterías y su evolución, en particular, la materia prima (litio) y las densidades de energía.

Los temas anteriores, desde la obligatoriedad de frenar la venta de vehículos de combustibles fósiles, pasando por los cambios tecnológicos y precios de los vehículos eléctricos y la consideración de nuevos modos de transporte y preferencias de los consumidores, hasta llegar a nuevas opciones de planes de ordenamiento del territorio, se podrían considerar en el análisis y modelaje.

El equipo del CREE señala que en el escenario de referencia hay opciones como el gas natural y el GLP en el modelo desde el año base y de celdas de hidrógeno a partir de 2035, acorde con la trayectoria de la Hoja de ruta del Hidrógeno.



6.1.2.4 Mesa de trabajo sobre finanzas del clima

Esta mesa fue coordinada por Juan Camilo Herrera del CREE. Se contó con una participación de 26 personas. Los puntos propuestos para la discusión fueron:

1. Fondos de financiamiento del clima.
2. Taxonomía.
 - a. Taxonomía verde
 - b. Impuesto al carbono
 - c. Cupos transables de emisiones
 - d. MRV

El coordinador hace una presentación sobre los diferentes fondos de carácter nacional o supranacional procedente de fuentes de financiación públicas y/o privadas a los que se puede acceder en Colombia para apoyar la ejecución de acciones de mitigación y adaptación para hacer frente al cambio climático. Igualmente, presentó la institucionalidad con la que cuenta el país que esta consignada en la Estrategia nacional de financiamiento climático. Esta estrategia considera 4 líneas de acción: (i) movilización de recursos del sector privado; (ii) fortalecimiento de competencias de los actores; (iii) facilitar la gestión y estructuración de proyectos y (iv) garantizar el flujo de información. Mencionó el Comité de gestión financiera del cual coordina y canaliza todos los esfuerzos en un único órgano interinstitucional, público-privado e intersectorial.

A renglón seguido se presentan en detalle los diferentes instrumentos financieros que complementan esta oferta de recursos, comenzando por la taxonomía verde, el impuesto al carbono y el Sistema de Cupos Transables. Con relación al impuesto al carbono, el gas natural tendría cierta ventaja por su menor intensidad de carbono; sin embargo, habría que considerar el desincentivo por los subsidios a los combustibles líquidos de carácter fósil. Sobre el sistema de cupos transables el MADS en la reglamentación y se espera que el Programa nacional quede funcional totalmente hacia 2027.

Finalmente, con la participación de José Lenín Morillo del IDEAM, se presentó el sistema de Monitoreo y Verificación para las acciones de mitigación: una adecuada contabilidad de emisiones, además de contribuir con el flujo de información, es clave para poder gestionar proyectos. Se hizo referencia igualmente al inventario de emisiones y al Registro Nacional de Reducción de Emisiones (RENARE) donde se consignan todas las iniciativas de mitigación y va a permitir medir los avances en la reducción de emisiones.

Después de las presentaciones y discusión se concluyó que:

- Colombia está muy bien posicionada respecto a otros países de la región respecto a la implementación de proyectos y acceso a la financiación.
- La alineación de Colombia con los objetivos del Acuerdo de París facilita su acceso a fondos de financiación.
- No obstante, trasladar las complejidades del proyecto a los requerimientos de los fondos es un reto mayor a maduración de proyectos y costos de transacción
- Para Colombia la taxonomía verde hace una diferencia. Es como un diccionario en el que todos establecen un mismo lenguaje para definir que es una actividad verde.
- La tarifa del impuesto al carbono es exigua y su efecto se disipa con los subsidios a los combustibles. Sin embargo, desmontar estos es un debate político difícil.
- Aún no se conocen que sectores serán parte del programa de cupos transable de emisiones, y se espera que su reglamentación se dé durante este quinquenio.



6.1.3 Taller de avance de la ETR

El taller 2 fue realizado el 16 de junio de 2022. La grabación se encuentra disponible en Youtube (<https://youtu.be/y8-0OoVAM9M>). El evento fue facilitado por Nathalia Torres y contó con participación de Lucio Rubio, Director General de Enel Colombia. En su presentación, Lucio Rubio, indicó la importancia de la construcción de la Hoja de Ruta a través de un amplio consenso entre instituciones de gobierno, gremios, clientes, para construir la mejor visión posible. La idea es encontrar el mejor camino para la descarbonización a 2050. Existe una buena base para esa construcción, con la idea de contar con un documento consolidado en septiembre de 2022 para aportar al nuevo gobierno y al debate público. Para enmarcar el contexto, Lucio Rubio indicó que la evidencia del cambio climático es muy fuerte: en Colombia la hidrología está inusualmente alta, mientras en España se presenta una ola de calor por encima de los valores históricos.

A continuación, el director del CREE, Tomás González, realizó una presentación sobre el avance del proyecto y la discusión de las mesas de trabajo, con apoyo de facilitadores y personas participantes. También presentó los resultados del escenario de referencia y propuestas de escenarios para construir la Hoja de Ruta. La presentación preparada por CREE se anexa a este informe. Algunos temas relevantes se resumen a continuación:

6.1.3.1 Introducción

Se reiteró que el ejercicio ETR hace parte de un esfuerzo regional de contar con escenarios y recomendaciones de Hoja de Ruta de descarbonización en varios países de la región para alcanzar la carbono neutralidad en 2050 a partir de los avances alcanzados, los faltantes ("gaps") existentes, las restricciones que debemos enfrentar y las visiones de los grupos de interés. El propósito principal es contar con un insumo para las decisiones de gobierno, que inicia periodo en agosto 7 de 2022. Los resultados del ejercicio se basan en el taller 1 del 31 de marzo, las mesas de trabajo realizadas entre el 19 y el 26 de marzo, la discusión de este taller 2, y la presentación de resultados finales de modelación, análisis y propuestas en septiembre. Se insistió en la participación abierta de las personas asistentes para fortalecer y enriquecer el ejercicio.

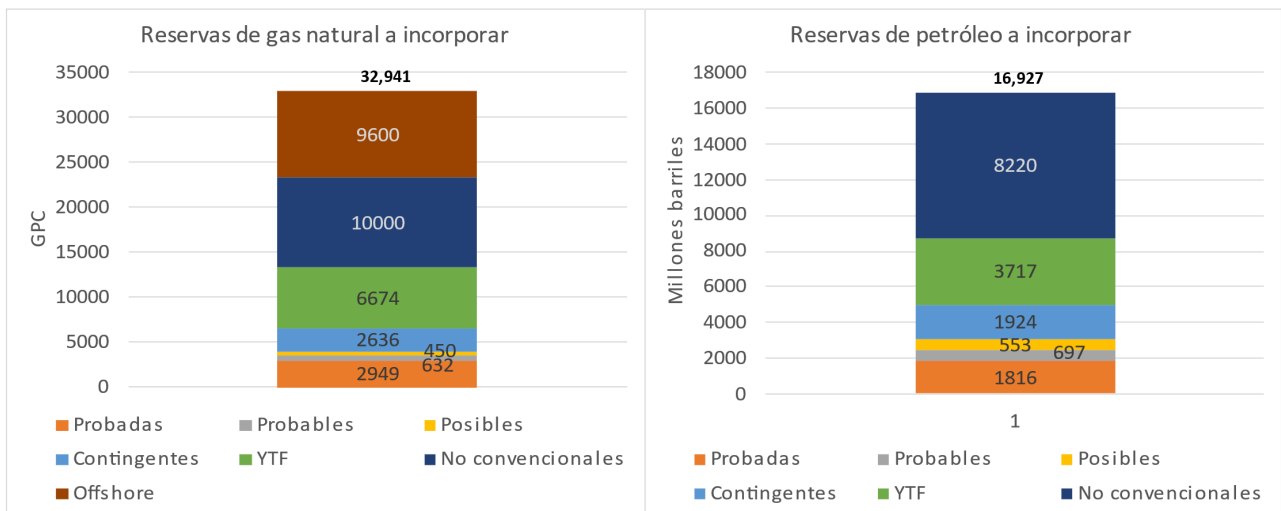


6.1.3.2 Presentación del escenario de referencia

Se presentó el escenario de referencia¹⁵, el cual responde a cuatro fuerzas de cambio: tecnología y precios; ambición climática; crecimiento económico; y acceso a nuevas fuentes de hidrocarburos. El escenario de referencia recibe el nombre de "Políticas Anunciadas" y se resume en la Figura 48. Este escenario se encuadra en alta ambición climática y entorno positivo. Se propone un crecimiento económico de acuerdo con las tendencias antes de la pandemia, en el orden de 3.2%-3.3% anual, lo que implica que la economía se triplica entre 2015 y 2030. Por otra parte, se supone un escenario alto de reservas (Figura 49) y una proyección de precios de hidrocarburos medios.

Dimensión	Variable	Escenario Políticas Anunciadas
A. Desarrollo tecnológico	1. Precio de importación y producción de hidrógeno verde	1,5 USD/kg en 2050
	2. Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías	Evolución rápida
	3. Disponibilidad de CCS (tiempo)	Evolución Rápida
	4. Costos tecnología H2 azul	Escenario bajo
B. Entorno regulatorio	1. Emisiones	Cumplimiento anuncios del gobierno
	2. Generación mínima despachable	15%
	3. Restricciones desarrollo fracking	Sí pilotos fracking y offshore
C. Entorno económico	1. Crecimiento económico	Tendencial
	2. Reservas de petróleo y gas	Escenario alto de reservas
	3. Precios de importación y exportación de fósiles	Precios medios

Figura 48. Principales supuestos del escenario Políticas Anunciadas



- Se incorporarán reservas en petróleo y gas incluidos no convencionales y offshore
- Generación térmica de respaldo, mínimo 15%

Figura 49. Nivel de reservas en el escenario Políticas Anunciadas

Los resultados presentados en el taller 2 están consignados en la presentación adjunta. Los principales mensajes fueron:

- Generación eléctrica y transporte son los primeros sectores en descarbonizarse (2030 y 2040 respectivamente)
- La carbono-neutralidad exige que el respaldo a las fuentes intermitentes con: baterías, celdas de combustible, generación con hidrógeno y complementariedades entre recursos
- El escenario exige que la expansión futura se dé exclusivamente con recursos cero emisiones
- Grandes ganancias en eficiencia energética por mejores tecnologías y electrificación
- Electrificación de la demanda y sustitución de combustibles fósiles por otros de cero y bajas emisiones (sintéticos, biocombustibles avanzados, hidrógeno y gas natural)
- La producción de petróleo alcanza un pico durante esta década, no obstante, la demanda local siempre está cubierta con oferta nacional
- La oferta de gas natural aún tiene espacio para crecer gracias al potencial de reservas alcanzando el pico antes de mitad de siglo

15. Este escenario de referencia corresponde al presentado en el Taller 2, y es diferente al escenario de referencia presentado en los resultados finales del taller 3 el cual es también mostrado en el numeral 2 de este documento.

6.1.3.3 Presentación de la propuesta de escenarios del escenario de referencia

La Figura 50 resume la propuesta de escenarios realizada durante el taller 2. Además del escenario Políticas Anunciadas, se propone desarrollar un escenario de transición restringida y un escenario de transición demorada. Estos escenarios denotan diferentes supuestos frente a la ambición climática y el entorno, como se muestra en la Figura 51.

Dimensión	Políticas Anunciadas	Transición Restringida	Transición Demorada
Desarrollo tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> Precio de importación y producción de hidrógeno verde: 1,5 USD/kg en 2050 Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías: Evolución rápida Disponibilidad de CCS (tiempo): Evolución Rápida Costos tecnología H2 azul: Escenario bajo 	<ul style="list-style-type: none"> Precio de importación y producción de hidrógeno verde: 2 USD/kg en 2050 Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías: Evolución media/lenta Disponibilidad de CCS (tiempo): Evolución lenta Costos tecnología H2 azul: Escenario medio/alto 	<ul style="list-style-type: none"> Precio de importación y producción de hidrógeno verde: 1,5 USD/kg en 2070 Costos tecnologías RNW, Vehículos EE y baterías: Evolución media Disponibilidad de CCS (tiempo): Evolución media Costos tecnología H2 azul: Escenario medio
Entorno regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones: Cumplimiento anuncios del gobierno Generación mínima despachable: 15% Restricciones desarrollo fracking: Sí pilotos fracking y offshore 	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones: Cumplimiento anuncios del gobierno Generación mínima despachable: 15% Restricciones desarrollo fracking: No fracking y offshore 	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones: Cumplimiento anuncios gobierno en 2070 Generación mínima despachable: 15% Restricciones desarrollo fracking: pilotos fracking y offshore lento
Entorno económico	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento económico: Tendencial Reservas de petróleo y gas: Escenario medio de reservas Precios de importación y exportación de fósiles: Precios medios 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento económico: Tendencial Reservas de petróleo y gas: Escenario bajo de reservas Precios de importación y exportación de fósiles: Precios bajos 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento económico: Tendencial Reservas de petróleo y gas: Escenario medio de reservas Precios de importación y exportación de fósiles: Precios medios

Figura 50. Propuesta de configuración de los escenarios de modelación.

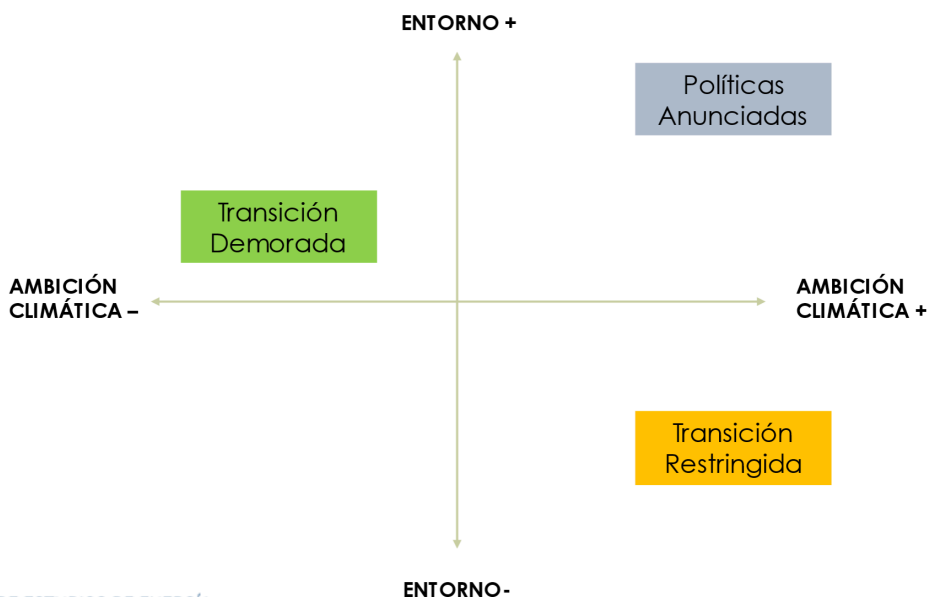


Figura 51. Niveles de ambición climática y entorno en cada escenario



6.1.3.4 Discusión

- Los participantes hicieron preguntas y aportes. Los principales puntos de esta discusión fueron:
- La chatarrización de vehículos es un reto para el cambio tecnológico, especialmente en camiones donde la edad de flota se estima en 21 años. Si bien existe un mecanismo para flota de carga, no existe ningún mecanismo para vehículos particulares, que se quedan circulando por mucho tiempo. Para lograr la descarbonización del transporte se requieren mecanismos para sacar los vehículos viejos de circulación.
- Parece necesario avanzar en recursos distribuidos. Es un punto clave que se discutió en la mesa de energía y se incluye en el modelo a través de manejo de los costos y eficiencia. Los recursos distribuidos generan bajos niveles de pérdidas de transmisión y distribución. Se pueden requerir menores requerimientos de capacidad instalada para periodos pico.
- El respaldo de las fuentes intermitentes requiere participación de hidroeléctricas, pero parece poco realista en el entorno actual de restricciones sociales y ambientales. El modelo indica la selección de tecnología de mínimo costo, pero no incorpora los esfuerzos de política. Tal vez este resultado indique que sería necesario un esfuerzo en generar capacidad en este aspecto, o cómo se reemplaza o se ralentiza. Las metas pueden ser muy agresivas para agentes del sector y las restricciones.
- Los recursos eólicos y solares aumentan significativamente la participación en el escenario Políticas Anunciadas, por lo cual disminuye la participación de hidroeléctricas. Pero sigue aumentando el volumen de hidroelectricidad a partir de proyectos de pequeña escala.
- La participación del sector residencial es compleja, en la medida que debería estar en cero emisiones en 2040. Se debe acelerar la electrificación. Para que eso sea posible

parecen necesarias medidas de política pública y financiamiento para algunos hogares. Esta discusión se extiende a los proveedores de equipos. También hay diferencias entre hogares urbanos, con participación de gas; y rurales, con biomasa.

- La introducción de hidrógeno empieza a aparecer a partir de 2035, para el transporte de carga pesada, principalmente, y en generación y respaldo. Hay turbinas de combustión de hidrógeno, celdas de hidrógeno a gran escala, y eventuales usos térmicos en sectores industriales.
- En transporte se requiere generación más limpia que hace posible mayor electrificación de flotas. Se puede mantener el alto ritmo de crecimiento de electrificación de flotas, pero hay que tener en cuenta el impacto en la carga máxima y en la red de distribución. Mitigar curva de demanda con medición inteligente, por ejemplo.
- El gas natural en el escenario Políticas Anunciadas es de origen nacional, porque se incluye fracking y offshore. En otros escenarios pueden existir restricciones a estas fuentes, que pueden necesitar importaciones.
- El logro del escenario Políticas Anunciadas parece muy ambicioso, pero se pueden definir los elementos para que sea posible. La COP de Egipto será necesario ratificar compromisos y explicar cómo. Es un problema de país, más allá que grandes productores y consumidores.
- Parece necesario priorizar la generación que encadena otros sectores (transporte hogares, comercio, industria), por eso se propone que la generación sea cero emisiones en 2030. El Gas Natural tiene un rol creciente como combustible de transición hasta el 2040.
- Es necesario trabajar en eficiencia energética en transporte y cambio modal al tiempo que se hace electrificación.



6.1.4 Taller 3

El taller 3 fue realizado el 27 de septiembre de 2022, en las oficinas de Enel Colombia. La grabación se encuentra disponible en Youtube. El evento fue facilitado por Nathalia Torres y contó con la participación de Mauricio Bezzecheri, Director para América Latina de Enel Group; Lucio Rubio, Director General de Enel Colombia; Guillermo Prieto, Director Encargado de Cambio Climático y Gestión del Riesgo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; y Juan Alberto Caicedo, Coordinador de Asuntos Ambientales y Desarrollo Sostenible del Ministerio de Transporte.

En su presentación, Mauricio Bezzecheri introdujo la presentación de resultados del estudio y resaltó los esfuerzos conjuntos que se han realizado en las instancias de participación con los distintos stakeholders públicos y privados. De la misma manera, Bezzecheri indicó la necesidad de contar con financiamiento de largo plazo y con seguridad en suministro de energía en el corto plazo en el marco de la transición y de la actual coyuntura de precios de combustibles fósiles como resultado de la guerra entre Rusia y Ucrania. En la intervención, se resaltó el papel central que juegan las inversiones en el sector energético para hacerle frente a la crisis energética, aliviar presiones a los consumidores y continuar esfuerzos de electrificación del consumo final para i) Llevar al mundo a la senda del cero neto; ii) estimular la recuperación económica y iii) asegurar el suministro de energía teniendo en cuenta los altibajos de la hidroenergía en la región.

Por último, Bezzecheri enfatizó el gran desafío de desarrollar con el estudio una visión urbana sostenible y circular para el futuro, teniendo en cuenta la importancia que ha cobrado la electricidad en el mundo urbano. Siendo crucial lograr que todos los usuarios y sectores accedan a una energía confiable y sostenible; que se sostenga en los pilares del buen gobierno y la institucionalidad. Bezzecheri mencionó otros desafíos como la electrificación de la movilidad, la prioridad por obtener disponibilidad de instrumentos financieros, empleo y empoderamiento femenino en el sector energético, y la educación sobre las acciones para aumentar la eficiencia energética en los usuarios.

En la siguiente intervención Lucio Rubio, destacó la necesidad de comprender el reto de la transición energética y de enfrentar su incertidumbre donde no está nada escrito aún. Sobre los potenciales caminos y las posibilidades de cambio a medida que se incorporarán nuevas tecnologías y cambiarán distintos factores. Resaltó la gran oportunidad del presente estudio de ser un ejercicio de discusión, divulgación y construcción colectiva e identificó tres factores para la transición desde donde Enel Colombia juega un rol activo:

- Desarrollo y construcción de proyectos de energía renovable
- Movilidad eléctrica masiva
- Sostenibilidad de las ciudades, hábitos y conductas.

Guillermo Prieto, destacó los esfuerzos de adaptación; de servicios ecosistémicos y de modos de vida de

las comunidades que puede unirse a los retos de esta Hoja de Ruta. Desde el gobierno se destacó el reto de lograr las metas de largo y mediano plazo sin descuidar las metas nacionales que se puedan manifestar en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, enfatizando la inclusión e interculturalidad en la ruta de la transición energética.

Juan Alberto Caicedo, expresó la expectativa del Ministerio de Transporte en la búsqueda de sinergias y de maneras en las que se logren articular esfuerzos conjuntos, destacando tres acciones que se han llevado a cabo desde el Ministerio de Transporte para aportar a la transición: i) programa de modernización del parque automotor de carga; ii) transporte de carga fluvial por el río Magdalena; iii) masificación de movilidad eléctrica con una meta de 600,000 vehículos matriculados en 2030; iv) mejoras en medición de disminución de emisiones de GEI y v) estrategia nacional de movilidad activa.

A continuación, Tomás González, director del CREE, realizó la presentación de resultados del estudio. La presentación preparada por CREE se anexa a este informe. Esta presentación, fue socializada con los stakeholders y destaca de resultados de 4 escenarios posibles del futuro energético del país. La composición de la matriz energética, la demanda de energía en distintos sectores y la oferta de hidrocarburos son algunos resultados comparables entre escenarios que fueron socializados y pueden ser encontrados en el numeral 2 de este documento. Junto con los resultados fueron incluidas las recomendaciones de política que serían necesarias para alcanzar los objetivos climáticos dentro de cada escenario.



6.1.4.1 Discusión y preguntas destacadas del Taller 3

- Pregunta María Cecilia Concha, Ministerio de Ambiente: Pregunta sobre la existencia dentro de las tecnologías, de la geotermia, puesto que el gobierno realizó un esfuerzo regulatorio. Además, preguntó si no se tiene en cuenta la diferencia entre eólica continental y costa afuera. R. CREE:

El modelo tiene en cuenta ambas tecnologías de potencial de generación on-shore y off-shore y es el mismo modelo que teniendo en cuenta los costos elige la generación on-shore. La geotermia al momento de la presentación no fue incluida en el modelo. Sin embargo en la Sección, se incluye una modelación de la generación eléctrica con geotermia.

- Participación – Lucio Rubio, Director General de Enel Colombia destacó que para lograr la transición a mismo costo, habría que construir 25.000 megavatios de potencia instalada de generación hidráulica. Por sus grandes costos e impactos, esto representa un desafío a nivel de legitimidad de la generación hidráulica.

Tomás González, director CREE comentó que hacer realidad las cosas que se identifican en el estudio implica un esfuerzo muy grande. Debemos identificar cual es el realismo de las metas, qué tan capaces somos de lograrlas y que ajustes debemos hacer para poder realizar la transición

- Participación – Jaime Orjuela, Grupo Energía Bogotá destacó la importancia de tener en cuenta las emisiones provenientes desde AFOLU y la necesidad de prestar atención al problema de la deforestación. Como sector puede existir una gran complementariedad con el gobierno para contribuir a reducir la tasa de deforestación. También destacó los grandes esfuerzos que deben hacerse en materia de eficiencia energética.

Camilo Herrera, CREE habla de que se encontró una complementariedad entre la transición y la eficiencia energética: Las nuevas tecnologías que apalancan la transición son más eficientes, lo cual es visible por ejemplo en la movilidad eléctrica.

Ricardo Delgado, CREE destacó que este estudio parte del supuesto que el sector energético cumple, pero además el sector AFOLU, residuos y demás sectores lograrán de manera exitosa frenar sus emisiones y llevarlas a cero. En especial el sector forestal debe lograr llevar sus emisiones a cero y compensar el 10% de las emisiones de 2015.

- Pregunta - Norma Moreno, Impulsa Colombia. La industria sistemáticamente es el sector más difícil de descarbonizar ¿Cuánto es grandes empresas o pequeñas empresas? ¿Qué se puede hacer desde las pequeñas empresas?

R. CREE: No se ha segmentado por regiones ni por tamaños dentro de las empresas. Es probable que las empresas pequeñas tengan unas necesidades de inversión aún mayores. En industria definitivamente existe una serie de políticas en el corto y largo plazo que pueden implementarse asociadas a la sustitución de carbón por gas y la eficiencia energética. Puede ser muy relevante en el largo plazo que para que los proyectos sean financieramente sostenibles necesitan una señal de precios al carbono.



7 Referencias

- Angel, A., & Marquez, J. S. (2022). *Estándares de sostenibilidad para la regulación del mercado de hidrógeno*. Banco Interamericano de Desarrollo, Inicio.
- Argüello, R., Delgado, R., Espinosa, M., González, T., & Sandoval, J. (2022). *Análisis costo-beneficio de las opciones para alcanzar cero emisiones netas en Colombia*. Banco Interamericano de Desarrollo -BID. División de cambio climático. Nota Técnica N ° IDB-TN-02540 . doi:<http://dx.doi.org/10.18235/0004502>
- BNEF. (2020). *Presentation Electric Vehicle Outlook 2020*. Bloomberg New Energy Finance.
- CNN. (04 de noviembre de 2022). *Congreso de Colombia aprueba reforma tributaria propuesta por el gobierno Petro. Estos son los puntos clave*. Obtenido de CNN en español: <https://cnnespanol.cnn.com/2022/11/04/camara-senado-aprueba-reforma-tributaria-petro-puntos-clave-tax-reform-orix/>
- Congreso de Colombia. (27 de julio de 2018). Ley 1931 de 2018. Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático. Colombia. Obtenido de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1931_2018.html
- CREE. (22 de octubre de 2021). *Opinión / Responsabilidad histórica y capacidad para combatir el cambio climático*. Obtenido de Centro Regional de Estudios de Energía: <https://creenergia.org/responsabilidad-historica-y-capacidad-para-combatir-el-cambio-climatico/>
- DIAN. (22 de enero de 2022). Resolución 019 de 2022 DIAN. Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del impuesto al carbono. Bogotá: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN.
- EPA. (2022). *Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances*. National Center for Environmental Economics; Climate Change Division; U.S. Environmental Protection Agency. Obtenido de <https://www.epa.gov/environmental-economics/scghg>
- Herbinet, O., Bartocci, P., & Grinberg Dana, A. (2022). On the use of ammonia as a fuel – A perspective. *Fuel Communications*, 11, 100064. doi:<https://doi.org/10.1016/j.fueco.2022.100064>
- Hernandez Diaz, G., Piraquive Galeano, G., & Matamoros Cardenas, M. (2018). *Una estimación de la tasa de descuento para proyectos ambientales*. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación. Dirección de Estudios Económicos. Documento 490.
- Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective*.
- Ibrahim, N., & Kennedy, C. (2016). A methodology for constructing marginal abatement cost curves for climate action in cities. *Energies*, 9(4), 227. doi:<https://doi.org/10.3390/en9040227>
- IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, Cancillería. (2021). *Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)*. Bogotá D.C., Colombia.: IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, FMAM.
- IEA. (2019). *The Role of Gas in Today's Energy Transitions*. París: IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>
- IEA. (2022). *Global Energy and Climate Model*. París: IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>, License: CC BY 4.0
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. Paris: License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Minenergía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Banco Interamericano de Desarrollo, UK Pact, i-deals, IIT, Montoya & Asociados.
- NREL. (2016). *Electrification futures study: End-use electric technology cost and performance projections through 2050*.
- Riahi, K., Schaeffer, R., Arango, J., Calvin, K., Guivarch, C., Hasegawa, T., . . . Vuuren, D. v. (2022). *Mitigation pathways compatible with long-term goals*. In *IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781009157926.005
- UPME. (Noviembre de 2016). *Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2016-2030*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf
- UPME. (2018). *Balance de energía útil para Colombia y cuantificación de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2021). *BECO*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME. (2022). Implementación Procedimiento Solicitud de Conexiones. *Novena jornada de socialización* (págs. 1-24). Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- UPME, IGAC, Colciencias; Universidad Javeriana. (2015). *Atlas potencial hidroenergético de Colombia*. Bogotá.