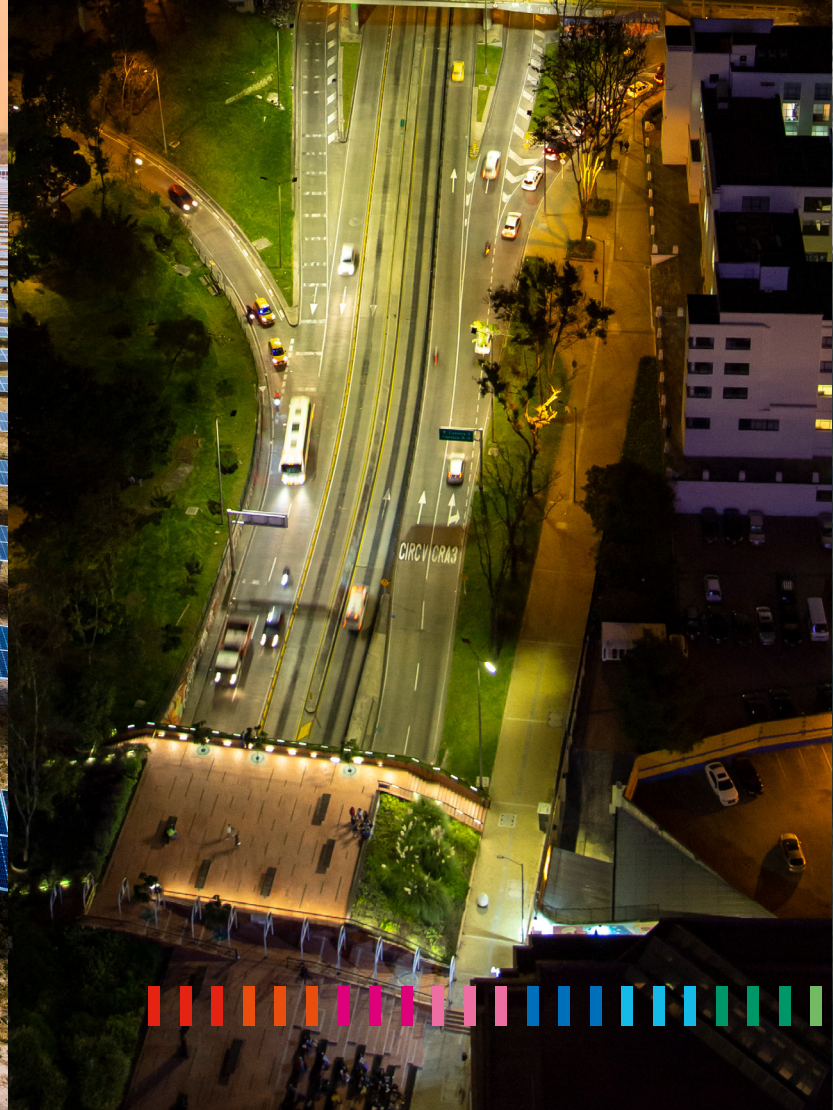




Zero Greenhouse Gas Emissions Roadmap para Colombia:

Diagnóstico, perspectivas y lineamientos para definir estrategias posibles ante el cambio climático

[Informe final](#)



Ángela Cadena, José Lenin Morillo, José Alberto Guevara, Juan Camilo Herrera, Mónica Espinosa y Ricardo Delgado

Con la colaboración de Carlos Hidalgo, Elver Luna, Juan David Ardila y Luis Ignacio Betancur

Bogotá, D.C., enero de 2020







EDITORIAL

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	20
2. ESCENARIO DE REFERENCIA DE EMISIONES.....	24
2.1. INVENTARIO DE EMISIONES	26
2.1.1. REVISIÓN DE EMISIONES HISTÓRICAS 1990 – 2014.....	26
2.1.2. ESTIMACIÓN DE EMISIONES HISTÓRICAS DEL SECTOR ENERGÍA 1990-2014	28
3. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN – FACTORES KAYA	30
3.1.1. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS	32
3.1.2. PRONÓSTICOS DE EMISIONES POR QUEMA DE COMBUSTIBLES 2015 – 2050	34
3.1.3. EMISIONES FUGITIVAS	37
3.1.4. LÍNEA DE REFERENCIA DE LAS EMISIONES DEL SECTOR ENERGÍA 2015 - 2050	41
3.1.5. LÍNEA BASE Y PLAN ENERGÉTICO NACIONAL.....	42
4. ESCENARIOS DE MITIGACIÓN.....	46
4.1. ESCENARIOS HACIA LA DESCARBONIZACIÓN.....	50
4.2. EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS.....	52
4.2.1. ESCENARIO NDC-E	52
4.2.2. ESCENARIO IE.....	55
4.2.3. ESCENARIO GD	58

5. MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	62
5.1. MEDIDAS DE MITIGACIÓN GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	65
5.1.1. DEMANDA DE ENERGÍA	65
5.1.2. EXPANSIÓN DE CAPACIDAD	68
5.1.3. POTENCIAL DE MITIGACIÓN Y COSTO EFICIENCIA DE LAS MEDIDAS.....	72
5.1.4. SECTOR ELÉCTRICO EN EL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL	76
5.2. MEDIDAS DE MITIGACIÓN SECTOR TRANSPORTE.....	77
5.2.1. MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE EMISIONES	78
5.2.2. CO-BENEFICIOS DE LAS MEDIDAS DE TRANSPORTE	84
5.3. MEDIDAS DE MITIGACIÓN SECTOR EDIFICACIONES.....	85
5.3.1. LINEAMIENTOS PARA EL SECTOR EDIFICADOR	87
5.3.2. POTENCIAL DE MITIGACIÓN	88
5.3.3. COSTO-EFICIENCIA DE LAS MEDIDAS.....	91
5.3.4. DISCUSIÓN DE CO-BENEFICIOS	91
5.4. MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL SECTOR INDUSTRIAL.....	92
5.4.1. POTENCIAL DE MITIGACIÓN	98
5.4.2. COSTO EFICIENCIA DE LAS MEDIDAS.....	103
5.4.3. VALIDACIÓN DE SUPUESTOS.....	105
5.5. RESUMEN DE MEDIDAS.....	108
5.6. OTRAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN	111
5.6.1. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO Y CAPTURA DE CARBONO (CCS)	112
5.6.2. ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA Y CCS	113

6. BRECHA DE EMISIONES..... 116

6.1. ACCIONES REQUERIDAS.....	118
6.2. ESCENARIOS EXTERNOS DE MITIGACIÓN.....	120
6.3. COSTO SOCIAL DEL CARBONO.....	123

7. INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y ECONÓMICOS 128

7.1. FINANCIACIÓN.....	131
7.2. INSTRUMENTOS ECONÓMICOS – TRIBUTOS.....	132
7.2.1. IMPUESTO AL CARBONO.....	132
7.2.2. CUPOS TRANSABLES DE EMISIONES – MAPA DE RUTA.....	133
7.3. INSTRUMENTOS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO – RENOVABLES Y SISTEMAS DESCENTRALIZADOS.....	134
7.3.1. SUBASTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	134
7.3.2. OTROS RECURSOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	135
7.3.3. COMBUSTIBLES RESULTANTES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	137
7.3.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA, MICRORREDES Y REDES INTELIGENTES.....	137
7.3.5. DISTRITOS TÉRMICOS (DT).....	138
7.3.6. GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	138
7.4. INSTRUMENTOS PARA LA MOVILIDAD SOSTENIBLE.....	139
7.4.1. FINANCIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSPORTE URBANO.....	141
7.4.2. TRANSPORTE DE CARGA.....	145
7.4.3. NUEVOS COMBUSTIBLES Y TECNOLOGÍAS PARA LA MOVILIDAD.....	146

7.4.4. ARREGLOS INSTITUCIONALES.....	148
7.5. DISPOSICIONES EN VIVIENDA Y CONSTRUCCIÓN.....	149
7.5.1. MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN.....	149
7.5.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	150
7.5.3. DISPOSICIONES INSTITUCIONALES.....	150
7.6. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN DEMANDA TÉRMICA INDUSTRIAL Y COMERCIAL.....	151
7.6.1. NUEVOS COMBUSTIBLES.....	151
7.6.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	151
7.7. GAS METANO EN YACIMIENTO DE CARBÓN.....	151
7.8. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA, ALMACENAMIENTO Y SECUESTRO DE CARBONO.....	152
7.8.1. ALMACENAMIENTO EN EL SUBSUELO.....	152
7.8.2. CAPTURA DE CARBONO EN PLANTACIONES FORESTALES.....	154
7.9. CONCLUSIONES.....	155

8. CONCLUSIONES GENERALES 156

9. REFERENCIAS..... 162

10. ANEXOS..... 168

ANEXO I. FACTORES PARA LA ESTIMACIÓN DE EMISIONES.....	170
ANEXO II. MODELOS Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	171
ANEXO III. SUPUESTOS DE MODELACIÓN DE LA FLOTA ELÉCTRICA Y A HIDRÓGENO.....	174
ANEXO IV. CLASIFICACIÓN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	178

TABLAS

Tabla 1. - Reportes de emisiones GEI nacionales.....	26
Tabla 2. - Diferencia por sectores entre los inventarios reportados en RBAI y RBAll.....	27
Tabla 3. - Cambios en el aporte de cada categoría a las emisiones nacionales entre RBAI y RBAll.....	28
Tabla 4. - Supuestos y fuentes de información en la estimación de las emisiones históricas.....	28
Tabla 5. - Supuestos macroeconómicos para escenarios de crecimiento del PIB en Colombia.....	33
Tabla 6. - Emisiones y participaciones subsectoriales de emisiones de GEI – 2015 – 2065.....	41
Tabla 7. - Tasas de crecimiento anual promedio de las emisiones en los diferentes subsectores del sector energía 2015 – 2065.....	42
Tabla 8. - Nivel de emisiones totales en los escenarios BAU, NDC-incondicional y RBS.....	49
Tabla 9. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario NDC-E.....	53
Tabla 10. - Porcentaje de mitigación del escenario NDC-E.....	53
Tabla 11. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario IE.....	56
Tabla 12. - Porcentaje de mitigación del escenario IE.....	56
Tabla 13. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario GD.....	59
Tabla 14. - Porcentaje de mitigación del escenario GD.....	59
Tabla 15. - Matriz de generación del escenario NDC-E.....	69
Tabla 16. - Matriz de generación del escenario IE.....	70
Tabla 17. - Matriz de generación del escenario GD.....	71
Tabla 18. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad del escenario NDC.....	73
Tabla 19. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad adicionales del escenario IE respecto al NDC-E.....	74
Tabla 20. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad adicionales del escenario GD respecto al IE... ..	74
Tabla 21. - Potencial de reducción de emisiones acumulado por generación eléctrica.....	75
Tabla 22. - Potencial de mitigación acumulado y niveles anuales de emisión en los escenarios teóricos para transporte.....	78
Tabla 23. - Portafolio de medidas para el sector transporte.....	79
Tabla 24. - Portafolio de medidas de cada escenario en transporte.....	80
Tabla 25. - Brecha de emisiones entre escenario teórico IE y portafolio de mitigación.....	82
Tabla 26. - Brecha de emisiones entre escenario teórico GD y portafolio de mitigación.....	84

Tabla 27. - Co-beneficios de las medidas del sector transporte.....	84
Tabla 28. - Medidas de mitigación escenario NDC-E.....	87
Tabla 29. - Medidas de mitigación escenario IE.....	88
Tabla 30. - Medidas de mitigación escenario GD.....	88
Tabla 31. - Costo-eficiencia y potencial de reducción.....	90
Tabla 32. - Portafolio de medidas de mitigación para el uso de combustibles sólidos en el sector industria en el escenario NDC-E.....	94
Tabla 33. - Portafolio de medidas de mitigación para el uso de gas natural en el sector industria en el escenario NDC-E.....	94
Tabla 34. - Portafolio de medidas de mitigación para la sustitución de carbón por biomasa y gas natural en el sector industrial para el escenario IE.....	96
Tabla 35. - Portafolio de medidas de mitigación para la sustitución de gas natural por hidrógeno en el sector industrial para el escenario GD.....	97
Tabla 36. - Costo-eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para usos en calor directo e indirecto con combustibles sólidos, como parte del escenario NDC-E.....	103
Tabla 37. - Costo-eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para usos en calor directo e indirecto con gas natural, como parte del escenario NDC-E.....	104
Tabla 38. - Costo eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para el escenario IE.....	104
Tabla 39. - Costo eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para el escenario GD.....	104
Tabla 40. - Potencial aprovechamiento de eficiencia energética en el sector industrial para los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del Plan Energético Nacional 2020-2050.....	105
Tabla 41. - Comparación de supuestos de mejoras en eficiencia energética para la generación de calor directo en la industria para el escenario NDC-extendido de este informe vs. Los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN.....	105
Tabla 42. - Comparación de supuestos de mejoras en eficiencia energética para la generación de calor indirecto en la industria para el escenario NDC-extendido de este informe vs. Los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN.....	106
Tabla 43. - Proyección potencial de sustitución de energéticos del sector industrial para los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del Plan Energético Nacional 2020-2050.....	106
Tabla 44. - Composición de la canasta energética del sector industrial para los escenarios NDC-E, IE y GD.....	107
Tabla 45. - Costo-efectividad de las medidas propuestas en los escenarios NDC-E, IE y GD.....	110

Tabla 46. - Costo social del carbono 2010-2050 en Estados Unidos. Dólares de 2007 por tonelada de CO ₂ .	124
Tabla 47. - Impuesto al Carbono Valores por tipo de combustible	132
Tabla 48. - Actividades consideradas dentro del sector energía según categorías del INGEI y BECO	170
Tabla 49. - Potenciales de calentamiento global	170
Tabla 50. - Factores de emisión de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O	171
Tabla 51. - Eficiencia de la flota	174
Tabla 52. - - Supuestos sobre costos de cargadores	174
Tabla 53. - Vehículos privados. taxis y utilitarios	176
Tabla 54. - Flota de transporte público	176
Tabla 55. - Comparación del costo anual equivalente (US\$) entre vehículos convencionales de combustión interna y vehículos eléctricos y a hidrógeno	176
Tabla 56. - Principales características de vehículos de hidrógeno	177
Tabla 57. - Medidas de mitigación evaluadas en los escenarios propuestos	178

FIGURAS

Figura 1. - Comparación entre las emisiones totales reportadas para Colombia en RBAI y RBAIL	27
Figura 2. - Comparación entre las emisiones del sector energía reportadas para Colombia en RBAI y RBAIL	27
Figura 3. - Comparación entre el inventario de emisiones oficial y la trayectoria de emisiones estimada en este estudio	29
Figura 4. - Intensidad energética y variación de la intensidad energética en Colombia. TJ/ MMUS\$ constantes de 2010 y porcentaje, respectivamente. 1975-2017	33
Figura 5. - Carbono-intensidad y variación de la carbono-intensidad en Colombia para el sector energía. GgCO ₂ /PJ y porcentaje, respectivamente. 1975-2017	34
Figura 6. - Escenario de crecimiento verde - BAU NDC – Meta NDC	35
Figura 7. - Escenario de crecimiento FMI - BAU NDC – Meta NDC	35
Figura 8. - Escenario de crecimiento MFMP - BAU NDC – Meta NDC	36
Figura 9. - Escenario de crecimiento UPME - BAU NDC – Meta NDC	36
Figura 10. - Envolvente múltiples escenarios para el sector energético - BAU NDC – Meta NDC	37

Figura 11. - Emisiones de CO ₂ por producción de petróleo	38
Figura 12. - Emisiones totales por producción, procesamiento, transmisión, almacenamiento y distribución de gas natural	39
Figura 13. - Emisiones por extracción y pos-extracción de carbón térmico	40
Figura 14. - Emisiones por extracción y pos-extracción de carbón metalúrgico	40
Figura 15. - Emisiones totales por minería carbonífera	40
Figura 16. - Escenario de referencia de las emisiones del sector energético	41
Figura 17. - misiones del sector energético y participación subsectorial	42
Figura 18. - Envolvente múltiples escenarios para el sector energético - BAU – vs Línea base PEN	43
Figura 19. - Trayectorias de emisión de CO ₂ en los escenarios de la NDC 2015 y del PEN (2020)	44
Figura 20. - Escenarios emisión requeridos por la ciencia para Colombia	48
Figura 21. - Trayectorias de emisiones en los escenarios de análisis a 2030	49
Figura 22. - Trayectorias de emisiones en los escenarios de análisis a 2050	50
Figura 23. - Trayectorias de emisiones en el escenario IE vs el escenario de 2°C	51
Figura 24. - Proyección del escenario GD hacia la descarbonización	51
Figura 25. - Trayectorias de emisiones en el escenario GD y GD-1,5 vs el escenario de 1,5°C	52
Figura 26. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario NDC-E	53
Figura 27. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario NDC-E	54
Figura 28. - Descuento de emisiones en el escenario NDC-E respecto al BAU	54
Figura 29. - rayectorias de emisiones en el escenario NDC-E y del escenario 266 del PEN (2020)	55
Figura 30. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario IE	56
Figura 31. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario IE	57
Figura 32. - Descuento de emisiones en el escenario IE respecto al BAU	57
Figura 33. - Trayectorias de emisiones en los escenarios IE y del escenario Nuevas Apuestas del PEN (2020)	58
Figura 34. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario GD	58
Figura 35. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario GD	59
Figura 36. - Descuento de emisiones en el escenario GD respecto al BAU	60
Figura 37. - Trayectorias de emisiones en los escenarios GD y del escenario Nuevas Apuestas del PEN (2020)	60
Figura 38. - Descuento de emisiones en el escenario GD respecto al BAU	61
Figura 39. - Demanda de energía eléctrica adicional por la penetración de vehículos eléctricos	66
Figura 40. - Reducción de demanda de energía eléctrica debido a generación distribuida y eficiencia energética	67
Figura 41. - Producción de hidrógeno a partir de renovables en el escenario GD	67

Figura 42. - Producción y demanda de hidrógeno	68
Figura 43. - Trayectorias de demanda anual de energía eléctrica para los tres escenarios de mitigación.....	68
Figura 44. - Trayectoria de emisiones para los tres escenarios de mitigación.....	72
Figura 45. - Potencial de mitigación del escenario NDC-E con respecto al BAU	72
Figura 46. - Potencial de mitigación del escenario IE con respecto al escenario NDC-E.....	73
Figura 47. - Potencial de mitigación del escenario GD con respecto al IE.....	74
Figura 48. - Potencial de mitigación del escenario GD+BECCS con respecto al escenario IE.....	75
Figura 49. - Demanda de energía eléctrica por la penetración de vehículos eléctricos en los escenarios NDC-E y IE vs los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN.....	76
Figura 50. - Trayectorias de demanda de energía eléctrica para los tres escenarios de mitigación vs los escenarios del PEN.....	76
Figura 51. - Trayectorias de emisiones en los tres escenarios de mitigación para el sector transporte	77
Figura 52. - Escenarios de emisiones para transporte.....	81
Figura 53. - Flota y demanda de electricidad en el escenario IE.....	83
Figura 54. - Etapas del ciclo de vida constructivo y emisiones.....	85
Figura 55. - Trayectoria de emisiones para escenarios de mitigación del sector edificador	89
Figura 56. - Usos de energía en el sector industrial en el 2014	92
Figura 57. - Consumo de energéticos en el sector industrial en el 2014	93
Figura 58. - Mayores consumidores de carbón mineral en la industria. Fuente: (UPME, 2018).....	95
Figura 59. - Distribución de antigüedad de calderas según tipo, sector, y capacidad instalada.	97
Figura 60. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario NDC-E	98
Figura 61. - Intensidad energética escenario NDC aumentado vs. BAU	98
Figura 62. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario IE.....	99
Figura 63. - Proyección demanda de carbón mineral en la industria al 2050 en kilo toneladas bajo los escenarios BAU, NDC-E e IE	99
Figura 64. - Proyección demanda de biomasa (bagazo) en la industria al 2050 en kilo toneladas bajo los escenarios BAU, NDC-E e IE	100

Figura 65. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario GD.....	100
Figura 66. - Proyección demanda de gas natural en la industria al 2050 en millones de pies cúbicos diarios bajo los escenarios propuestos	101
Figura 67. - Carbono intensidad (arriba) e intensidad energética (abajo) del sector industrial bajo los escenarios propuestos	102
Figura 68. - Escenarios emisiones de CO ₂ equivalente para el sector industrial para los escenarios planteados ...	102
Figura 69. - Consumo de principales energéticos para usos en calor directo e indirecto en la industria para el escenario GD	103
Figura 70. - Potencial de mitigación en el sector de generación eléctrica	108
Figura 71. - Potencial de mitigación en el sector de transporte	109
Figura 72. - Potencial de mitigación en el sector de industria.....	109
Figura 73. - Potencial de mitigación en el sector edificador.....	109
Figura 74. - Brecha entre la mitigación requerida en el sector energía y la obtenida con las medidas propuestas del escenario GD más otras NDC al máximo esfuerzo.....	118
Figura 75. - Brecha entre la mitigación requerida y la obtenida con las medidas propuestas del escenario GD más otras NDC al máximo esfuerzo.....	119
Figura 76. - Potencial de abatimiento y costos de inversión de los escenarios	119
Figura 77. - Mitigación de emisiones en el sector FOLU del escenario GD.....	120
Figura 78. - Emisiones colombianas obtenidas utilizando el modelo GCAM en el escenario NDC (arriba), compatible con 2°C (centro) y compatible con un calentamiento global inferior a 2°C (abajo)	122
Figura 79. - Escenarios de costo social de carbono estimados a partir del impuesto vigente a los combustibles fósiles en Colombia, el valor medio reportado en el estudio realizado por CEPAL (CEPAL, 2019) y los niveles reportados para Estados Unidos para diferentes tasas de descuento (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010).	125
Figura 80. - Valor presente neto de los costos evitados al reducir la emisión de gases de efecto invernadero en los diferentes portafolios considerando las trayectorias del costo social del carbono de la Figura 79	126

GLOSARIO (ACRÓNIMOS)

AFOLU - Agriculture, Forestry and Other Land Use

BAU – Business As Usual

BECCS - *Bio-energy with carbon capture and storage*

BECO – Balance Energético Colombiano

CAGR - Tasa de crecimiento anual compuesto

CCS - *Carbon Capture and Storage*

CMNUCC - La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

DANE – Departamento Administrativo Nacional de Estadística

DNP – Departamento Nacional de Planeación

FECOC – Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos

GD – Escenario Green Development

GEI – Gases de Efecto Invernadero

HVAC - *Heating, ventilation and air conditioning*

IDEAM – Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

IE – Escenario *Increased Effort*

INGEI – Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

IPPU - Procesos industriales y uso de productos

LNG - Liquefied Natural Gas (Gas Natural Licuado)

MADS – Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

MFPM – Marco Fiscal de Mediano Plazo

MME - Ministerio de Minas y Energía

MRV - Measurement, Reporting and Verification

NDC – Nationally Determined Contribution/ Contribución Nacionalmente Determinada

NDC-E – Escenario NDC extendido

PIB – Producto Interno Bruto

PNUD – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

RBA – Reporte Bienal de Actualización

RBS - Required-by-science

SCE – Sistema de comercio de emisiones

SITM - Sistema Integrado de Transporte Masivo

UPME – Unidad de Planeación Minero Energética



1. INTRODUCCIÓN





De acuerdo con el informe *Emissions Gap Report* (2019) (UN Medio Ambiente, 2019), los compromisos de reducción de emisiones que los países han hecho hasta la fecha no son suficientes para prevenir los efectos negativos del cambio climático. Hay una enorme brecha entre lo que se debe hacer y lo que se ha alcanzado hasta el momento. Aún si los países cumplen con todos los compromisos actualmente asumidos en el Acuerdo de París, es probable que la temperatura promedio del planeta aumente a aproximadamente 3,2°C para finales del siglo, cuando la meta para el aumento de la temperatura global establecida en el mismo acuerdo es de 2°C y 1,5°C.

Varios escenarios modelados por diversas instituciones y científicos para evaluar técnicamente la posibilidad de mantener el calentamiento global dentro de la meta, indican que para evitar un aumento de temperatura más allá de 2°C para el año 2100, las emisiones globales no deben superar las 41 GtCO₂e en 2030 (probabilidad 66%) (UN Medio Ambiente, 2019). De otro lado, para evitar el aumento de temperatura más allá de 1,5°C para 2100, las emisiones totales deberán permanecer por debajo de las 25 GtCO₂e (probabilidad 66%) (UN Medio Ambiente, 2019). Sin embargo, con las políticas climáticas vigentes, las emisiones mundiales estarían alrededor de 60 GtCO₂e en 2030.

Por lo tanto, si se quiere alcanzar la meta y evitar los efectos catastróficos del cambio climático, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían comenzar a reducirse rápidamente incluso desde el 2020 y aumentar la ambición de los compromisos. En este sentido, todos los países, desarrollados o en vía de desarrollo, tienen que diseñar y poner en ejecución políticas que impulsen activamente la innovación tecnológica, la adopción de tecnologías más limpias en todas las actividades productivas, la transición hacia combustibles con menor contenido de carbono y con tecnología de secuestro, y la eficiencia en los procesos de producción, transporte, así como en el uso de materiales y energía. Una estrategia integral debe incluir además políticas de educación, capacitación e información; el uso de instrumentos financieros y económicos, entre los que se pueden mencionar los impuestos y los mercados de carbono, aún en discusión; y un marco institucional y regulatorio que garantice la coordinación sectorial y territorial de medidas con claros beneficios adicionales (co-beneficios) para la sociedad.

La necesidad de promover campos de innovación social y sociedades más conscientes sobre el cambio climático, ha empezado a ser abordada incluso al mismo nivel de los desarrollos tecnológicos, dentro de las estrategias de mitigación de emisiones GEI (IPCC, 2018). Lograr las trayectorias de decrecimiento de las emisiones en el nivel y los tiempos que indican los escenarios climáticos consistentes con la meta de no exceder 1,5°C, exige una coordinación entre nuevas tecnologías y cambios en los patrones de comportamiento. En términos de investigación, implica interdisciplinariedad en las aproximaciones para el diseño y la implementación de las estrategias de mitigación (Hoppe & de Vries, 2019).

Este estudio, elaborado en 2019, presenta el diseño y la evaluación de un conjunto de medidas de mitigación de emisiones para contribuir a cerrar la brecha entre la trayectoria de emisiones de la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) colombiana y las trayectorias compatibles con el logro de los objetivos de estabilización del clima global, particularmente en el sector de la energía. En este documento se muestra el análisis de medidas de mitigación en los sectores de generación eléctrica, transporte, edificaciones e industria.

En un estudio externo en el cual participa la Universidad (Proyecto DDP-LAC (Banco Interamericano de Desarrollo, 2020)) se identificaron como líneas hacia la descarbonización: (i) la producción de electricidad baja en carbono mediante la instalación de plantas de generación renovable y térmicas a gas con captura y secuestro de carbono; (ii) la utilización de transporte público para satisfacer necesidades de movilidad y una amplia electrificación del mismo; (iii) la electrificación de los otros sectores de consumo final; (iv) la producción de hidrógeno y captura y almacenamiento de carbono en las refinerías y (v) el uso de biomasa con fines energéticos. Por otro lado, en el presente estudio se analizan en detalle opciones de mitigación correspondientes a las tres primeras líneas de reducción de emisiones mencionadas, se explora la cuarta con hidrógeno en transporte de carga, y se han identificado acciones en la línea de biomasa moderna.

Los resultados muestran, por un lado, que las políticas actuales en los sectores están alineadas con los objetivos planteados en la NDC (pero no necesariamente con escenarios de mayor ambición en la reducción de emisiones), y que con las tecnologías actuales es posible trabajar hacia escenarios de descarbonización profunda. Similar a lo que ocurre con otros países, los análisis aquí presentados muestran que se necesita hacer mucho más y recurrir a acciones más contundentes para alcanzar una descarbonización de la economía. Además, se evidencian desafíos de implementación debido a las barreras tecnológicas, de regulación y a los altos costos de inversión de introducir nuevas tecnologías.

Por otro lado, este estudio pretende proponer una ruta para Colombia, mediante alternativas de intervención para reducir las emisiones en los diferentes sectores de la economía, y de esta manera orientar las discusiones en la dirección apropiada. Los



resultados muestran que el sector eléctrico requiere cambios importantes, tales como introducir tecnologías sin emisiones y que aporten firmeza a la operación, de forma que se posibilite la sustitución de la generación térmica convencional. Sin embargo, la descarbonización del sistema eléctrico no es una medida suficiente para que Colombia alcance una carbono-neutralidad en el mediano plazo. El transporte es el sector con mayor incremento de emisiones de gases efecto invernadero, por lo cual necesitará de nuevas tecnologías, como vehículos eléctricos y a hidrógeno, además de cambios en la manera de organizar las ciudades, en los patrones de movilidad y en los sistemas de transporte de carga.

El documento está organizado de la siguiente manera: el capítulo dos presenta la metodología utilizada para la estimación de la línea de referencia de producción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Se emplea la identidad KAYA¹ (ver sección 2.2) con diferentes escenarios de crecimiento del PIB y comportamientos estocásticos para las intensidades energéticas y de carbono.

En el capítulo tres se caracterizan los escenarios de análisis NDC extendido, *Increased Effort y Green Development*. Cada escenario representa un aumento en la reducción de emisiones de GEI con respecto a la NDC colombiana de 2015. En el segundo escenario se alcanza una reducción cercana al 50% de las emisiones de la línea base en 2050. En el tercer escenario la reducción lograda es de 67% en el mismo año y con respecto a la misma línea. Finalmente, con una variante al último escenario, se esboza un escenario en el que se logra una reducción del 88% con relación a la línea base, pero que plantea desafíos adicionales. La carbono-neutralidad exige aportes en reforestación y aforestación. Este análisis es presentado en detalle en el capítulo 5.

En el capítulo cuatro se describe en detalle el portafolio de medidas de mitigación que harían parte de estos escenarios. Este portafolio se construyó a partir de estudios realizados para soportar la definición de la NDC colombiana y se complementó con opciones de mitigación conocidas en la actualidad. Para cada una de las medidas incluidas se calcula la costo-eficiencia para lograr la reducción de emisiones con respecto a la línea base de la NDC colombiana.

El logro del escenario denominado NDC extendido se hace con medidas cuyo costo de reducción es inferior a 20 US\$/tCO₂e, con la excepción de dos medidas que se encuentran en el rango entre 20 y 100 US\$/tCO₂e en el sector transporte (como sucedió en la NDC colombiana). En el escenario *Increased Effort* las medidas consideradas no superan los 70 US\$/tCO₂e con la excepción de una medida en el sector transporte. El logro del escenario *Green Development* requiere la comercialidad de medidas para el aprovechamiento de la biomasa, del hidrógeno y de captura de carbono. La utilización de las medidas de captura de carbono ha sido muy controversial.

El valor de los portafolios de mitigación es negativo en los escenarios considerados, inclusive sin cuantificar los beneficios económicos y sociales derivados de la descarbonización. Vale la pena mencionar que los portafolios incluyen medidas de mitigación que oscilan entre -383 hasta 441 US\$/tCO₂e. Por un lado, aunque el valor neto de los portafolios podría tener impactos positivos para la economía, incluso la implementación de medidas *no-regret* es realizada por agentes privados que pueden enfrentar barreras de tipo tecnológico, de financiamiento o regulatorias. En el caso de las medidas más costosas, si se comparan sus costos con el impuesto al carbono de los combustibles fósiles vigente en el país y que puede llegar al nivel de 10 US\$/tCO₂, o con el costo social del carbono para Colombia, que oscila entre 4,7 y 10,3² US\$/tCO₂ (Ricke, Drouet, Caldeira, & Tavoni, 2018) y para el mundo entre 80 y 100³ US\$/tCO₂, las alternativas podrían enfrentar barreras de financiamiento. En este sentido, es necesario abordar las medidas no solo desde el punto de vista de los costos sino también de sus beneficios económicos y sociales, para establecer las oportunidades que ofrece la descarbonización para Colombia.

Finalmente, en el capítulo seis se analiza el marco institucional y las regulaciones existentes y necesarias para lograr avanzar en la descarbonización de la economía, con énfasis en las opciones para ampliar el financiamiento de las inversiones requeridas. Colombia ha venido identificando las estrategias a ser desarrolladas en la Ley de Cambio Climático (Ley 1931 de 2018), la institucionalidad y los instrumentos económicos para su aplicación. Esto se complementa con políticas nacionales de adaptación y mitigación, así como de planes de acción sectoriales que dan soporte al logro de este propósito. El gran reto consiste en consolidar una capacidad técnica y política articulada capaz de poner en marcha las decisiones que se requieren de manera coordinada entre sectores y territorios, con una clara identificación de los costos y beneficios de las diferentes medidas a implementar y lograr la participación del sector privado y de la sociedad en general.

1 La identidad de KAYA es una expresión matemática desarrollada por Yoichi Kaya que relaciona los factores económicos, energéticos y ambientales que influyen en las emisiones de carbono a la atmósfera.

2 Los valores dependen de la tasa de descuento, el escenario socioeconómico común y la trayectoria de concentración de GHG de referencia.

3 Pindyck RS. *The social cost of carbon revisited*. J Environ Econ Manage 2019;94:140–60. doi:10.1016/j.jeem.2019.02.003.

2. ESCENARIO DE REFERENCIA DE EMISIONES





La evaluación de medidas de mitigación y construcción de escenarios de reducción de emisiones requiere disponer de una línea de referencia que refleje el comportamiento esperado de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) durante el periodo de análisis. Para este estudio, la línea base se construyó empleando la identidad KAYA, debido a la posibilidad que ofrece para establecer las emisiones de GEI relacionadas con la producción y uso de combustibles en la economía colombiana. A estas emisiones se les adicionan las emisiones fugitivas estimadas a partir de los pronósticos de producción de hidrocarburos y carbón de la UPME. La información para los subsectores de energía se obtuvo mediante las participaciones porcentuales de dichos subsectores en las emisiones proyectadas para la línea base de la NDC.

Se estimaron diferentes escenarios de proyección y se seleccionó como referencia la trayectoria de crecimiento medio que se obtiene del pronóstico de PIB del Marco Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda (MFMP). Esta trayectoria coincide con la de la línea base de la NDC colombiana. La información histórica requerida se construyó calculando las emisiones a partir de los Balances Energéticos (BECO) para el periodo 1975 – 2015.

El año de base de este análisis es 2015 y el horizonte de planeamiento 2015 – 2050. No obstante, para facilitar la evaluación de algunas medidas de mitigación se extienden las proyecciones hasta el 2065. Vale la pena anotar que la misma metodología KAYA se emplea para pronosticar las emisiones totales, excluyendo las del subsector tierras por la alta varianza que presentan. Los datos históricos se toman de los inventarios nacionales de emisiones para el periodo 1990 – 2014.

Finalmente, se presentan los resultados del escenario de referencia los cuales son obtenidos a partir de la revisión de las emisiones históricas según los dos últimos reportes bienales de actualización del IDEAM RBA-I y II, y se compara la última serie con la obtenida a partir de los balances de la UPME con el fin de soportar su selección como base para el pronóstico de emisiones del sector energía.

2.1. Inventario de emisiones

De los Reportes de Actualización Bienales (RBA) se pueden obtener las series históricas de emisiones de GEI totales y sectoriales. En este estudio se revisaron los reportes de 2010 (denominado RBA I) y 2014 (el último reporte del IDEAM, denominado RBA II). La información base del módulo de energía son los Balances Energéticos (BECO) de la UPME. A fin de poder utilizar la información de los balances energéticos, se verifican las emisiones obtenidas con las reportadas en el inventario del 2014.

2.1.1. Revisión de emisiones históricas 1990 – 2014

Las actualizaciones del inventario nacional tienen como finalidad usar las mejores fuentes de información histórica y de metodologías de estimación disponibles. La Tabla 1 presenta los reportes de emisiones que Colombia ha presentado ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). Son de especial interés para este estudio el RBA I, por ser el reporte que contiene el inventario del año 2010 que se usó como base para los escenarios de la NDC para Colombia; y el RBA II que presenta la versión revisada más reciente de los inventarios.

Tabla 1. - Reportes de emisiones GEI nacionales

Tipo de comunicación	Año publicación	Años del inventario incluidos
Reporte Bienal de Actualización	RBA I	2015 Inventario: 2010 - 2012 Actualización: 1990, 1994, 2000, 2004
	RBA II	2018 Inventario: 2013 - 2014 Actualización: 1990 – 2014
Comunicación Nacional de Cambio Climático (CNCC)	1 CNCC	2001 Inventarios: 1990, 1994
	2 CNCC	2010 Inventarios: 2000, 2004
	3 CNCC	2017 Actualización: 1990 – 2012

Fuente: Elaboración propia con base en (IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2018)



Las emisiones netas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) reportadas a nivel nacional difieren entre el RBA I y RBA II, según se muestra en la Tabla 2 por sector y en la Figura 1 en emisiones totales. Estas contemplan los sectores: i) Energía, que comprende los subsectores de transformación de energía, generación eléctrica, transporte y otras demandas de energía; ii) IPPU, de Procesos industriales y uso de productos; iii) AFOLU, que incluye agricultura, forestación y otros usos del suelo; y iv) Residuos. Para un mismo año se observan diferencias que oscilan desde 3% para el año 2010, hasta el 32% en 2012. A nivel sectorial, las mayores variaciones durante los años de comparación se presentan en el sector AFOLU, justificado en los inventarios y metodologías de cálculo de IDEAM. Para el sector de energía las emisiones reportadas son más similares entre ambas fuentes, según se muestra en la Figura 2, las diferencias anuales varían entre -2% y 8%.

Tabla 2. - Diferencia por sectores entre los inventarios reportados en RBA I y RBA II

Diferencias RBA I y RBA II	1990	1994	2000	2004	2010	2012
Energía	6%	4%	8%	8%	-2%	6%
IPPU	6%	3%	-5%	1%	13%	8%
AFOLU	-35%	-36%	-31%	-21%	-5%	-45%
Residuos	17%	21%	18%	12%	5%	9%
Total	31%	-24%	-18%	-11%	-3%	-24%

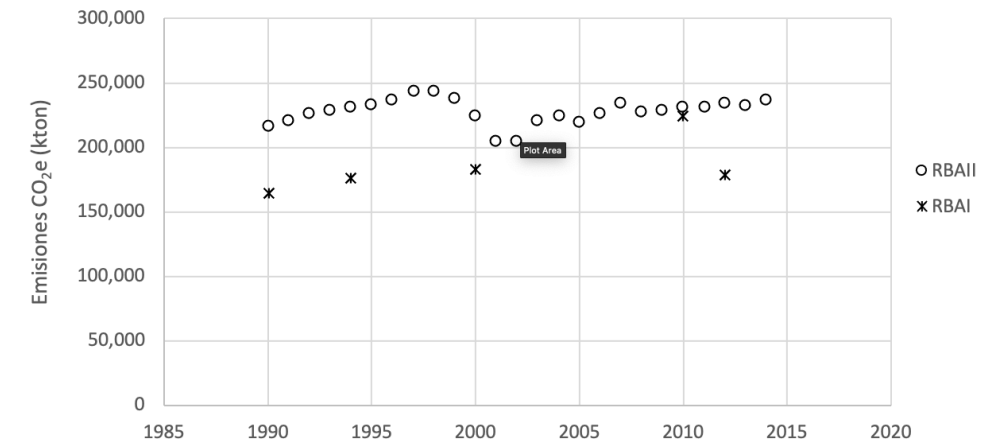


Figura 1. - Comparación entre las emisiones totales reportadas para Colombia en RBA I y RBA II

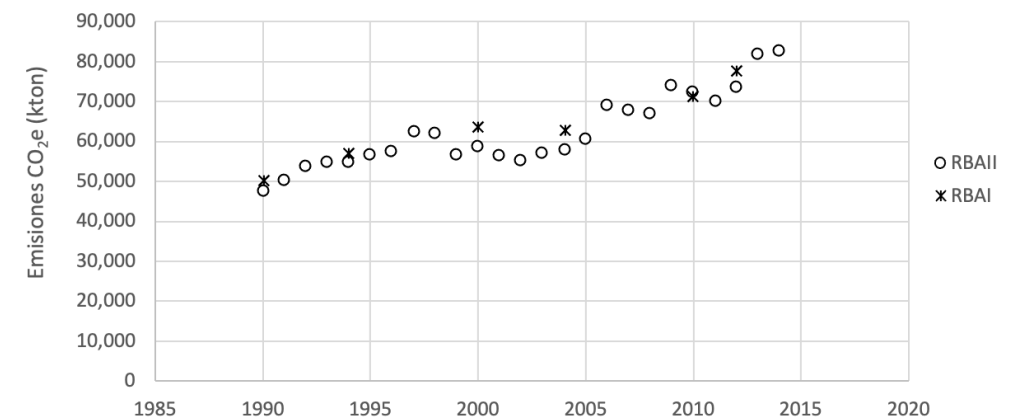


Figura 2. - Comparación entre las emisiones del sector energía reportadas para Colombia en RBA I y RBA II



En la Tabla 3 se presenta el aporte de cada sector al inventario nacional de emisiones. Para el año base de la NDC (2010) se encuentran diferencias bajas entre ambas fuentes de información (hasta 2%), pero en 2012 los aportes difieren en los dos reportes de manera significativa. Es importante señalar que en el RBA II la participación de emisiones en el sector energía es estable entre 2010 y 2012 y con tendencia creciente, como podría esperarse si las medidas de reducción de la deforestación progresan.

Tabla 3. - Cambios en el aporte de cada categoría a las emisiones nacionales entre RBA I y RBA II

Aporte relativo	1990	1994	2000	2004	2010	2012	2013	2014
RBA1								
Energía	30%	32%	35%	31%	32%	44%		
IPPU	3%	3%	3%	3%	4%	6%		
AFOLU	62%	59%	57%	59%	58%	43%		
Residuos	4%	5%	6%	6%	6%	8%		
RBA2								
Energía	22%	24%	26%	26%	31%	31%	35%	35%
IPPU	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%
AFOLU	73%	71%	67%	67%	60%	59%	55%	55%
Residuos	3%	3%	4%	5%	6%	6%	6%	6%

Fuente: Elaboración propia con base en (DEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2018)

En el primer informe de este estudio se presentó análisis detallado de las emisiones sectoriales en el período 1990 – 2014.

2.1.2. Estimación de emisiones históricas del sector energía 1990-2014

Con el fin de precisar la información de base para la construcción de la línea de referencia, en esta sección se presentan las emisiones del sector de energía calculadas con la misma metodología empleada por IDEAM para la actualización del inventario nacional de emisiones, esto es, las emisiones derivadas de los Balances Energéticos (BECO) que publica la UPME (UPME, 2017), para el período 1990-2014. Se consideran además las emisiones de CO₂e generadas por la combustión de energéticos en los subsectores de oferta y demanda de energía. Adicionalmente, se estiman las emisiones de CH₄ y N₂O asociadas al consumo de energía en dichos subsectores.

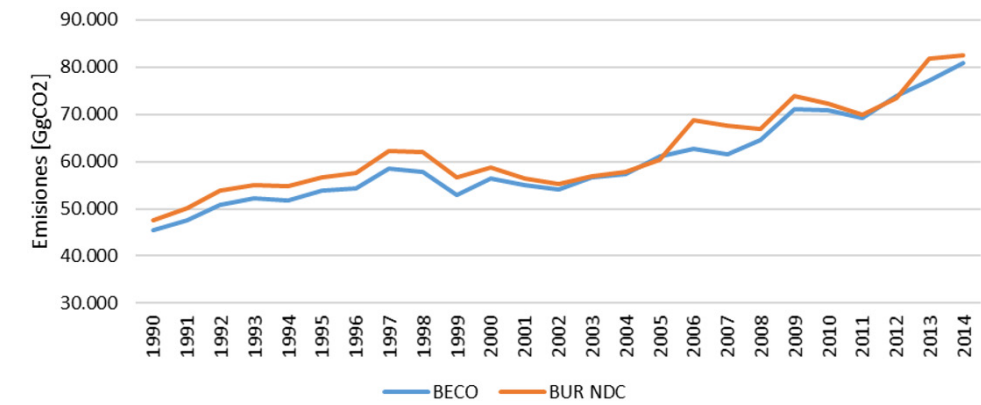
La información sobre los factores de emisión y de potencial de calentamiento global empleados en este ejercicio son los mismos de la actualización del inventario nacional de emisiones. Las fuentes de información se presentan en la Tabla 4 (ver Anexo I para consultar los valores empleados).

Tabla 4. - Supuestos y fuentes de información en la estimación de las emisiones históricas

Parámetro	Supuestos y fuentes de información
Factores de emisión de CO ₂ de los combustibles	CO ₂ : (UPME, 2016) CH ₄ y N ₂ O: IPCC- (IPCC, 2006)
Valores de potencial de calentamiento global	IPCC- (IPCC, 2006) Valores para un período de 100 años



En la Figura 3 se muestra la comparación de las estimaciones realizadas por Uniandes con los resultados reportados por IDEAM en el inventario oficial de emisiones del RBA II para el período mencionado.



Fuente: Elaboración propia con datos de (DEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2018)- (UPME, 2017)

Figura 3. - Comparación entre el inventario de emisiones oficial y la trayectoria de emisiones estimada en este estudio

Como puede observarse, las diferencias no son significativas y pueden explicarse por los factores de emisión utilizados por IDEAM diferentes al FECOC y por las estimaciones sobre el uso de combustibles para transporte internacional. De esta manera, para efectos de la modelación KAYA el estudio empleó series históricas construidas a partir de los balances energéticos para el período 1975 – 2017 y factores de emisión de FECOC, como base para elaboración de los pronósticos de emisiones sectoriales.



3. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN – FACTORES KAYA





En esta sección se presentan los resultados de la estimación de diferentes trayectorias de emisiones para el sector energía. Se hace uso de la identidad KAYA (Kaya, 1989) para calcular trayectorias probables de las emisiones de GEI generados por la quema de combustibles en el sector energía en el periodo 2015 – 2050. Se generan cuatro conos del comportamiento de las emisiones que responden a cuatro escenarios de crecimiento del ingreso *per cápita* y a la evolución estocástica de la intensidad energética y de carbono de la canasta de energía. Una vez seleccionada la trayectoria a utilizar como línea de referencia para la evaluación de las opciones de mitigación, se adicionan las emisiones fugitivas calculadas a partir del escenario medio de incorporación de reservas y producción de petróleo y gas natural y de producción de carbón, ambos de la UPME. A continuación, se presenta el detalle de la metodología y supuestos empleados, los resultados obtenidos para las emisiones por quema de combustibles fósiles y fugitivas en el sector energía y la trayectoria de referencia de evolución las emisiones de GEI en este sector, totales y por subsector.

3.1.1. Metodología y supuestos

La identidad de KAYA busca explicar las emisiones generadas en una economía o región dada, a partir de unos determinados factores económicos, de política y demográficos. Para el caso del sector energía, se propone una ecuación que explica las emisiones generadas a partir de cuatro factores, dos de ellos determinísticos, y dos estocásticos.

$$\text{Emisiones CO}_2\text{e} = \frac{\text{CO}_{2e}}{\text{Energía}} \cdot \frac{\text{Energía}}{\text{PIB}} \cdot \frac{\text{PIB}}{\text{Población}} \cdot \text{Población}$$

donde,

- **Población:** es la población total de la región o área demográfica bajo estudio, en este caso es la población total de Colombia.
- **PIB per cápita:** $\frac{\text{PIB}}{\text{Población}}$ es el ingreso total bruto del país o área demográfica bajo estudio, dividido entre el número total de habitantes de dicha área. En este caso es la fracción del Producto Interno Bruto que le correspondería a cada colombiano.
- **Intensidad energética** $\frac{\text{Energía}}{\text{PIB}}$: es la cantidad de energía que utiliza Colombia para la producción de una unidad de ingreso.
- **Carbono-intensidad** $\frac{\text{CO}_2e}{\text{Energía}}$: es la relación entre las emisiones totales del sector energético y la energía total consumida por el país.

La evolución en el tiempo de los primeros factores se plantea como determinística y la de los dos últimos como estocástica. A continuación, se resume el detalle de supuestos y modelación realizada para estos factores.

a). Población

Para el crecimiento de población se utiliza el pronóstico del DANE. La información fue tomada de los censos DANE en 2005 y 2018. Debido a que las cifras finales del censo de 2018 no han sido publicadas en su totalidad⁴, y tan solo se cuenta con la cifra de población al año 2018, se procedió a realizar el cálculo de crecimiento con la función *Compound Annual Growth Rate* (CAGR). Como resultado se obtuvo una tasa porcentual de crecimiento anual poblacional de 0,46%. Esta fue la tasa utilizada también para realizar el pronóstico de crecimiento poblacional en adelante, 2018 -2050.

b). Producto Interno Bruto (PIB)

Para las trayectorias de evolución del PIB se consideraron cuatro fuentes: la Misión de Crecimiento Verde (GGGI - DNP, 2017) que considera una evolución optimista de la economía con un crecimiento alrededor del 4% anual promedio durante el periodo de análisis, por una buena dinámica de crecimiento de los servicios y de las obras civiles; la trayectoria pronosticada por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2019) para el corto plazo, que se extendió a un crecimiento anual promedio del 3,5% al final del horizonte de análisis; el Marco Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda (Ministerio de Hacienda y Crédito Público) que supone que la economía continúa la tendencia observada en el pasado con un precio para el petróleo de \$US 70 por barril en el largo plazo, arrojando un crecimiento entre 3,5% y 3,4% anual promedio hasta el 2029⁵, crecimiento que se toma en 3,4% hasta

4 Para la fecha de elaboración del Informe 2 (septiembre 2019), donde se definieron los supuestos para los análisis subsecuentes.

5 La tasa de crecimiento del MFMP 2019 es un poco más alta.



2040 y en 3,3% entre 2040 y 2050; y el pronóstico que emplea la UPME en sus modelos de demanda (UPME, 2019) que muestra cifras consolidadas hasta 2032 y podría denominarse pesimista. El crecimiento promedio en el periodo de planeamiento es de 3,12% anual.

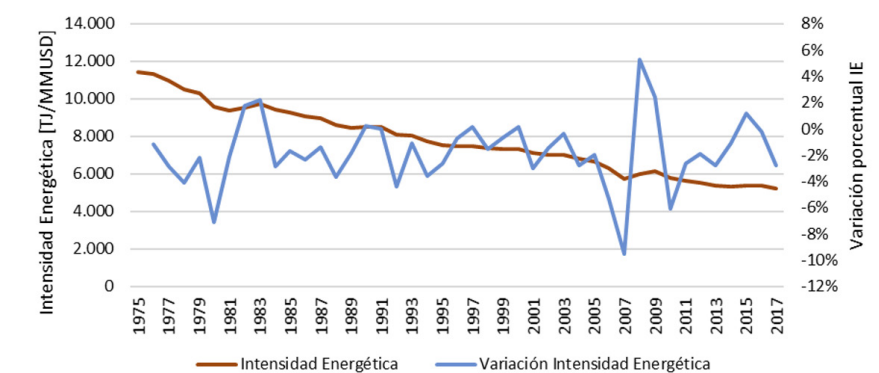
En la Tabla 5 se muestra el comportamiento esperado del crecimiento del PIB de acuerdo con los cuatro escenarios planteados.

Tabla 5. - Supuestos macroeconómicos para escenarios de crecimiento del PIB en Colombia

Año	Crecimiento Verde - DNP	Fondo Monetario Internacional	MINHACIENDA – MFMP	UPME
2018	2,50%	2,80%	3,60%	2,60%
2019	4,30%	3,60%	3,50%	2,90%
2020	4,50%	3,70%	3,50%	3,10%
2021	4,70%	3,60%	3,50%	3,20%
2022	4,45%	3,50%	3,50%	3,20%
2023	4,20%	3,50%	3,50%	3,10%
2024	4,10%	3,50%	3,50%	3,16%
2025	4,00%	3,50%	3,50%	3,14%
2026	4,00%	3,50%	3,50%	3,18%
2027	4,00%	3,50%	3,50%	3,18%
2028	4,00%	3,50%	3,40%	3,21%
2029	4,00%	3,50%	3,40%	3,19%
2030	4,00%	3,50%	3,40%	3,20%
2031	4,00%	3,50%	3,40%	3,21%
2032	4,00%	3,50%	3,40%	3,20%
2033-2040	4,00%	3,50%	3,40%	3,12%
2041-2050	4,00%	3,50%	3,30%	3,12%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (GGGI - DNP, 2017), (FMI, 2019), (Ministerio de Hacienda y Crédito Público) y (UPME, 2019)

Con relación a la intensidad energética, a partir de los datos de la UPME y del Banco Mundial, este factor muestra un comportamiento decreciente en el periodo 1975-2017. En la Figura 4 se ilustra el comportamiento referido y su variación anual de -1,37% en el periodo señalado.



Fuente: Elaboración propia con datos de (UPME, 2017) y (Banco Mundial, s.f.)

Figura 4. - Intensidad energética y variación de la intensidad energética en Colombia. TJ/ MMUS\$ constantes de 2010 y porcentaje, respectivamente. 1975-2017

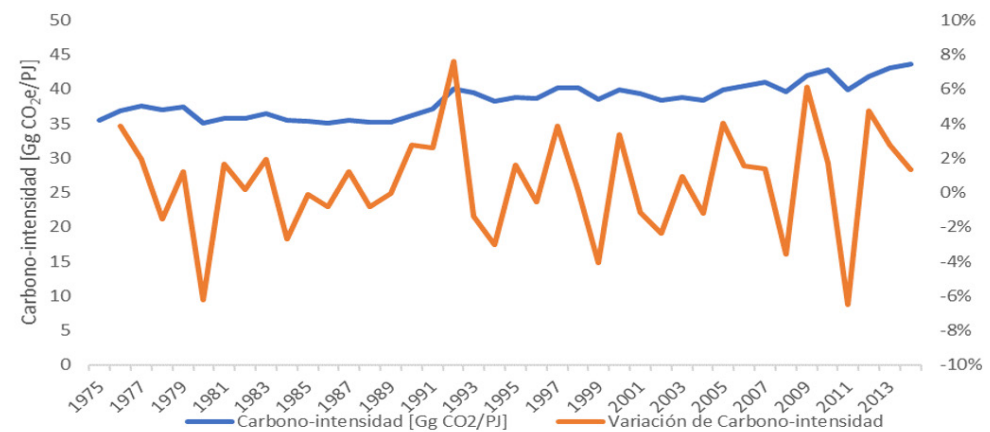


Con el histograma de datos de variación anual de la intensidad energética colombiana, se ajusta una distribución logística con media de -1,71% y un factor de escala de 1,34%. La intensidad energética se asume como una variable estocástica definida como una función de una variable aleatoria cambio anual como $IE_{t+1} = IE_t * (1+V)$, donde IE_t es la intensidad energética en un periodo dado y V es la variable aleatoria cambio anual en la intensidad energética caracterizada anteriormente.

c). Carbono-intensidad

Para estudiar la carbono-intensidad se tuvieron en cuenta las cifras históricas de la oferta y demanda interna de los BECO (UPME, 2017) y los factores de emisión FECOC e IPCC. Los balances energéticos presentados por la UPME indican dos periodos de tiempo en que las metodologías utilizadas difieren. El primer periodo está comprendido entre los años 1975 y 2005, y el segundo periodo está entre 2006 y 2017. Se armonizan ambas series de datos para reconstruir la serie histórica de emisiones.

En la Figura 5 se presenta la carbono-intensidad del sector energético colombiano en el periodo 1975-2017 y el cambio anual en porcentaje. Se puede observar en esa gráfica una tendencia de crecimiento leve y relativamente constante.



Fuente: Elaboración propia con datos de (UPME, 2017)

Figura 5. - Carbono-intensidad y variación de la carbono-intensidad en Colombia para el sector energía. GgCO₂/PJ y porcentaje, respectivamente. 1975-2017

Se asume que los cambios anuales son una variable aleatoria y se trata como tal en las proyecciones. Para ello, se verifica si el cambio anual de carbono-intensidad tiene una distribución de probabilidad conocida. Se ajusta una distribución logística, con media de 0,71% y un factor de escala de 1,66%. De esta manera, la carbono-intensidad se define como una función de una variable aleatoria dada por $CI_{t+1} = CI_t * (1+U)$, donde CI_t es la carbono-intensidad de la energía en el periodo t y U es la variable aleatoria de variación anual de este factor.

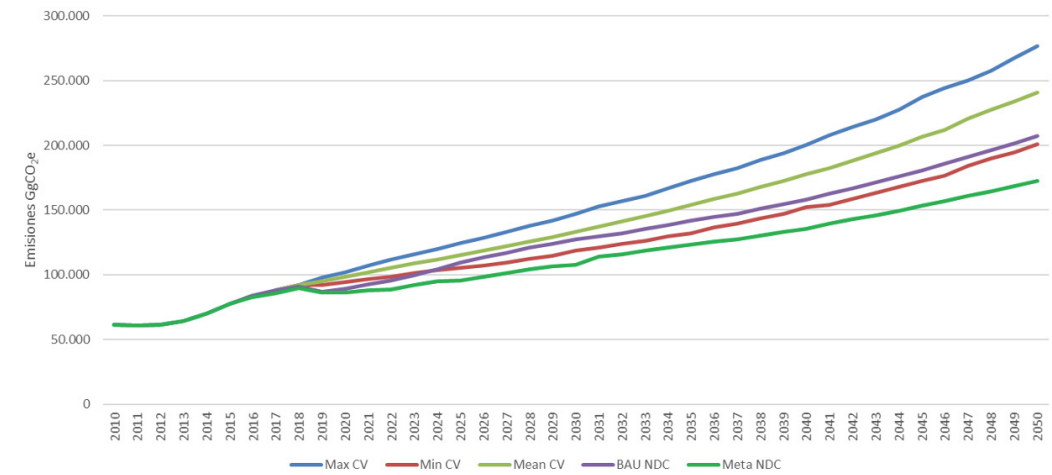
Es importante anotar que en las simulaciones de Montecarlo realizadas se tuvo en cuenta la correlación existente entre la intensidad energética y la carbono-intensidad.

3.1.2. Pronósticos de emisiones por quema de combustibles 2015 – 2050

Las trayectorias de emisiones por quema de combustibles obtenidas combinando el comportamiento esperado de los factores descritos en la identidad KAYA se presentan de la Figura 6 a la Figura 9. Cada escenario se presenta considerando los valores máximos, mínimos y medio para el periodo de análisis y se agregan las líneas BAU y NDC incondicionada del compromiso colombiano en la COP 21 extendidas a 2050.



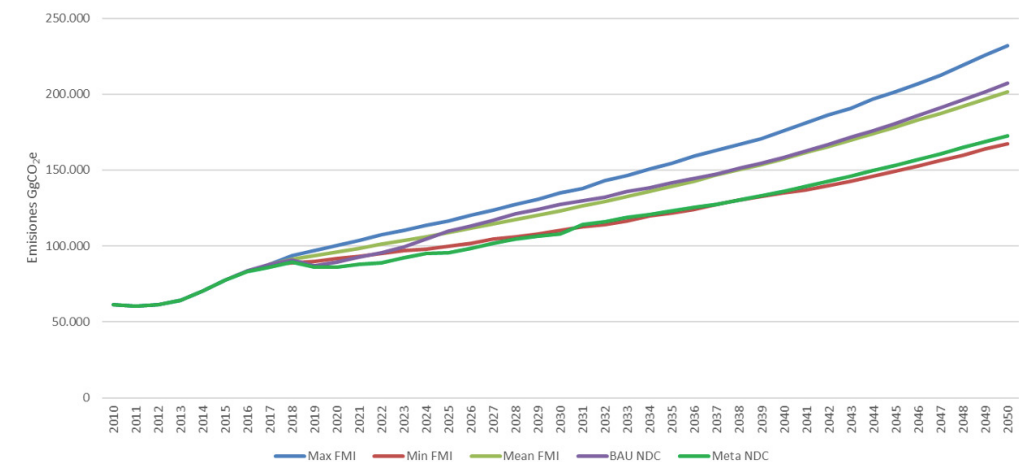
En el escenario de crecimiento verde se observa que el BAU de la NDC colombiana se aproxima a la banda inferior del túnel crecimiento resultado de la simulación de Montecarlo con una certidumbre del 50%. A 2050, la media y la banda superior se encuentran aproximadamente entre 33.000 y 70.000 GgCO₂e por encima del BAU, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 6. - Escenario de crecimiento verde - BAU NDC – Meta NDC

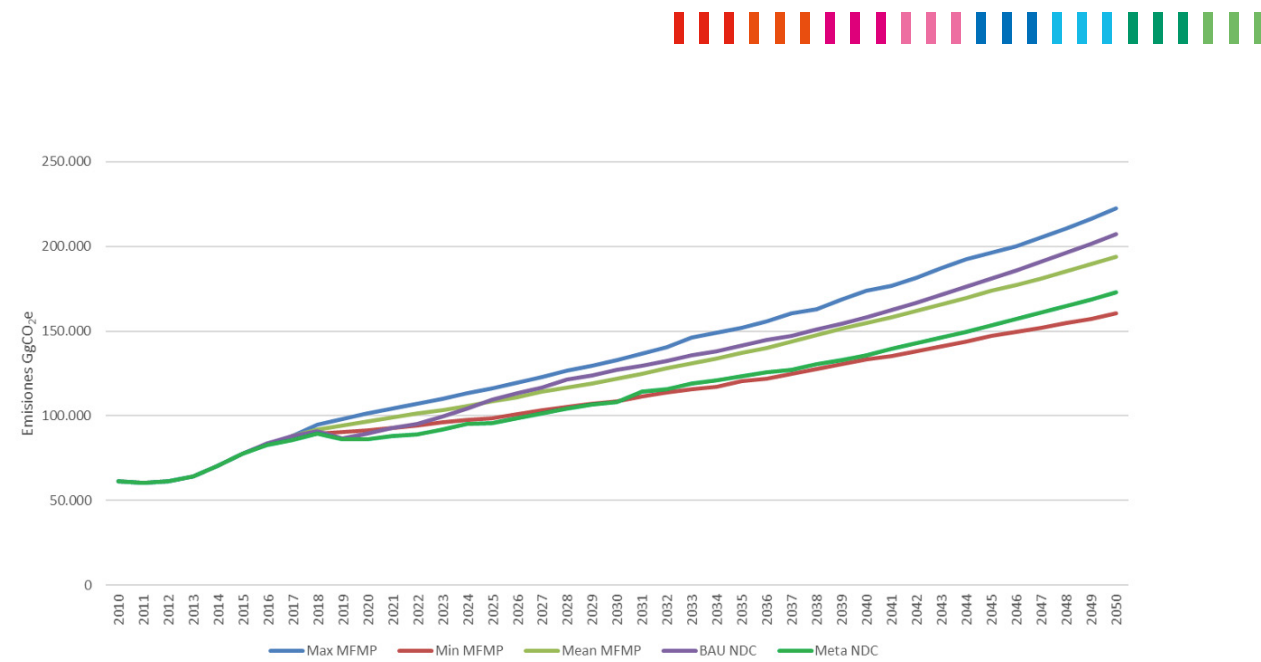
En el escenario FMI, al comparar el BAU con la banda generada mediante simulación de Montecarlo, se tiene un crecimiento similar al de la media de dicha banda. El valor máximo es 24.000 GgCO₂e por encima del BAU, mientras que el valor mínimo es 40.000 GgCO₂e por debajo del BAU, aproximadamente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 7. - Escenario de crecimiento FMI - BAU NDC – Meta NDC

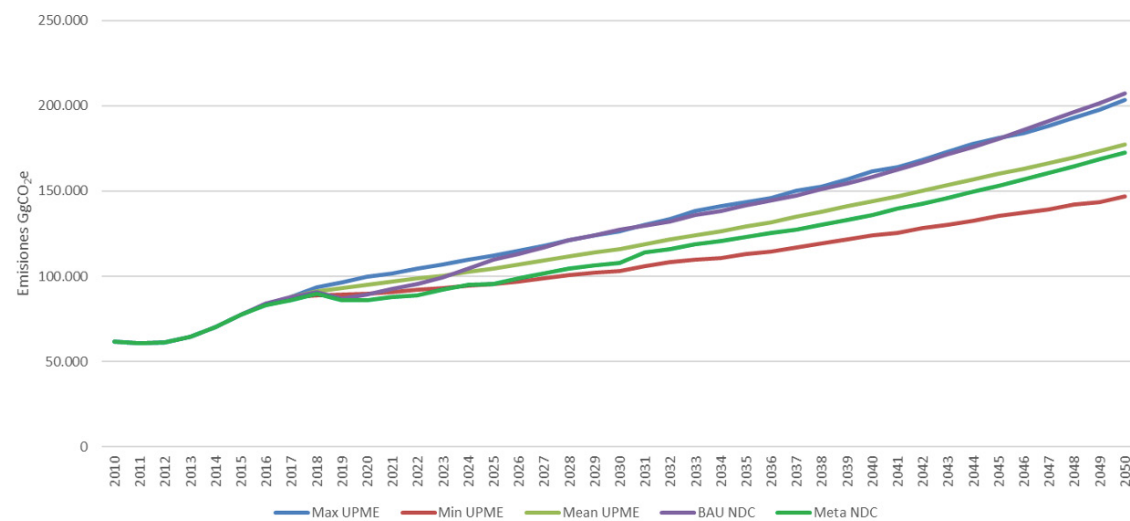
El escenario MFMP muestra un BAU cercano a la media, pero siempre por debajo a partir del año 2025. El valor máximo de la banda generada en la simulación de Montecarlo se encuentra en 15.000 GgCO₂e por encima del BAU, mientras que el valor mínimo se encuentra en 47.000 GgCO₂e por debajo del BAU, aproximadamente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 8. - Escenario de crecimiento MFMP - BAU NDC – Meta NDC

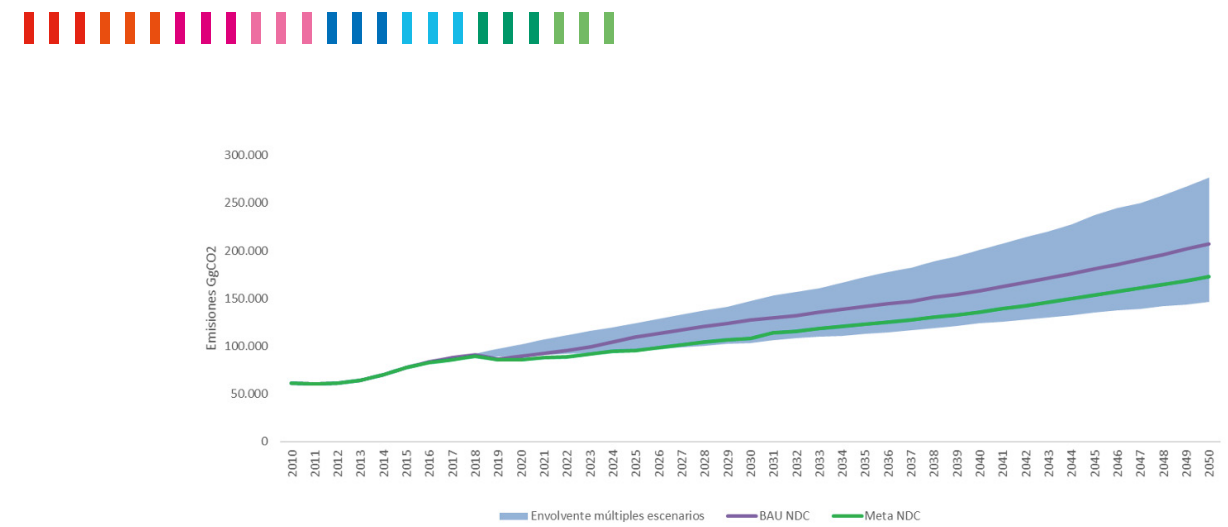
En el escenario de crecimiento económico propuesto por la UPME se obtiene que prácticamente toda la banda de la simulación de Montecarlo se encuentra por debajo del BAU. Los valores de la meta NDC y de la media de la proyección para este escenario son bastante similares, reportando unas cifras de 177.206 GgCO₂e y 172.691 GgCO₂e, respectivamente.



Fuente: Elaboración propia

Figura 9. - Escenario de crecimiento UPME - BAU NDC – Meta NDC

En la Figura 10 se muestran las bandas máxima y mínima de todos los escenarios planteados en este Estudio y el BAU y la NDC. Como resultado se obtuvo la banda superior del escenario de crecimiento verde, la cual se encuentra aproximadamente en 69.500 GgCO₂e por encima del BAU; y la banda inferior del escenario UPME, la cual se encuentra aproximadamente en 60.500 GgCO₂e por debajo del BAU.



Fuente: Elaboración propia

Figura 10. - Envolverte múltiples escenarios para el sector energético - BAU NDC – Meta NDC

De acuerdo con lo anterior, se propone emplear el escenario de crecimiento del PIB propuesto por el Ministerio de Hacienda para el marco fiscal de mediano plazo.

Es importante notar que la meta de reducción de emisiones del 20% de la NDC colombiana se sitúa en límite inferior de la envolvente, lo cual ilustra las oportunidades para proponer escenarios de mitigación de mayor ambición.

3.1.3. Emisiones fugitivas

La emisión intencional y no intencional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) puede ocurrir durante toda la cadena de extracción, transporte, procesamiento y distribución de combustibles fósiles, tanto sólidos como líquidos. El principal GEI emitido durante este proceso es el metano (CH₄), aunque algunas fuentes también emiten cantidades menores de dióxido de carbono (CO₂).

a). Emisiones de la producción de petróleo y gas natural

La economía colombiana depende de manera importante de la exportación de combustibles fósiles, en particular de petróleo. La actividad petrolera en el país se ha visto fuertemente afectada por las fluctuaciones en los precios del crudo en la última década. Con precios por encima de los 100 US\$ /barril entre los años 2011 y 2013, la producción superó el millón de barriles diarios de petróleo para los años 2013 y 2015. Sin embargo, la actividad petrolera se vio frenada en 2014 debido a diversos problemas, como la pronunciada caída en los precios de los hidrocarburos y un complejo entorno social en el país. A partir de 2017 el precio de los hidrocarburos tendió a recuperarse, con un promedio de 53,13 US\$/barril para ese año y una tendencia al alza en 2018. El gobierno plantea que el reto más inmediato para el país está en aumentar el factor de recobro y seguir avanzando en la búsqueda de nuevas fuentes de reservas (Unión Temporal Prospección UPME 2018, 2018).

Otro hidrocarburo importante para la economía colombiana es el gas natural, el cual ha pasado a desempeñar un papel muy relevante en la canasta de generación eléctrica, sirviendo como soporte al potencial hidroeléctrico en épocas de sequía. Aunque el potencial de producción actual es suficiente para cubrir la demanda interna, se prevé escasez a mediano plazo en el suministro de gas por parte de los principales campos productores de Colombia, a pesar de la existencia de fuentes detectadas como posibilidades de yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena y descubrimientos *offshore* en la Costa Caribe (Unión Temporal Prospección UPME 2018, 2018), lo que conduce al incremento en la importación de gas a través del terminal de LNG.

Teniendo en cuenta las variables críticas y los tipos de recursos a incorporar, así como los efectos de la variación en los precios del petróleo, la UPME construye tres escenarios de oferta de crudo: alto, medio y bajo. El primero corresponde a una visión optimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, incluyendo los aportes de hidrocarburos no convencionales. El segundo da una visión realista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, sin incluir los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales, basado en el desarrollo de recursos contingentes y hallazgos de reservas más conservadoras y con algunos de los descubrimientos planteados ya realizados. El tercero es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, basado en el desarrollo de las reservas probadas, posibles y probables y los hallazgos de reservas de los descubrimientos planteados ya realizados.



A partir de los tres escenarios de incorporación de reservas, se estiman trayectorias de producción para el periodo 2018 – 2035. Con esta información y con los factores de emisión, se construyen las trayectorias de emisiones fugitivas ocasionadas por la extracción de petróleo y gas natural.

En el primer caso, se utiliza la metodología del nivel 1 del IPCC, teniendo en cuenta tres fuentes de emisión: fugitivas, venteo y quema en antorcha. Se consideraron tres tipos de GEI producidos durante el proceso de extracción: Metano (CH₄), Dióxido de Carbono (CO₂) y Óxido Nitroso (N₂O). Las contribuciones de cada gas fueron convertidas a CO₂ equivalente utilizando su potencial de calentamiento global y finalmente sumadas. Adicionalmente, se utilizaron los factores de emisión del petróleo convencional para países en desarrollo para las reservas probadas, probables, posibles y contingentes; mientras que los factores de emisión del petróleo pesado para países en desarrollo fueron utilizados para las reservas no convencionales y por descubrir.

La Figura 11 muestra las emisiones totales para los tres escenarios de producción de crudo. El pico más alto se exhibe en año 2032 para el escenario alto, con unas emisiones totales de 37,47 MtCO₂e anuales. Esto se debe a la visión optimista en la explotación de recursos YTF (Yet to Find) y no convencionales, pues el factor de emisión para petróleo pesado es considerablemente mayor al factor de emisión para petróleo convencional. Para el escenario medio, el mayor pico se registra en el mismo año, con unas emisiones anuales de 11,81 MtCO₂e. Finalmente, en el escenario correspondiente a la visión pesimista en oferta de petróleo, las emisiones no exceden los 5 MtCO₂e en ninguno de los años del periodo de tiempo estudiado.

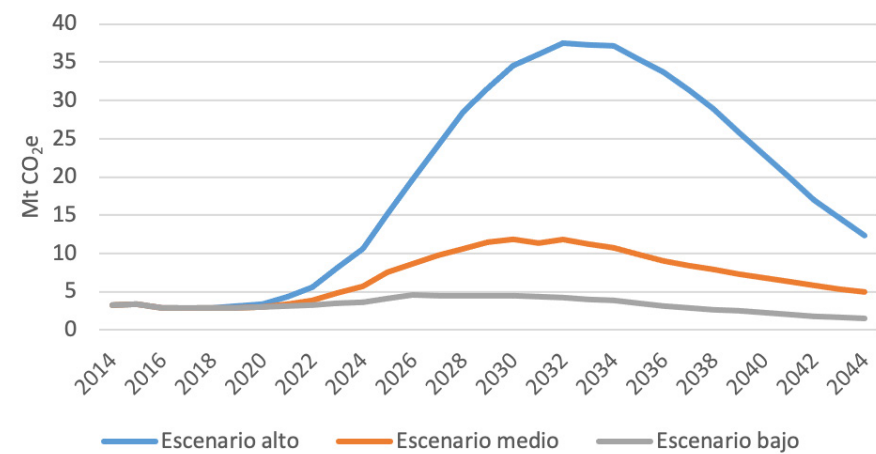


Figura 11. - Emisiones de CO₂ por producción de petróleo

Para el gas natural se calcularon emisiones para cinco segmentos de la industria: producción, procesamiento, transmisión, almacenamiento y distribución. Para cada uno de estos segmentos se tuvo en cuenta la contribución del Metano (CH₄), Dióxido de Carbono (CO₂) y Óxido Nitroso (N₂O) y se calcularon las emisiones totales en términos de CO₂ equivalente, utilizando su potencial de calentamiento global. Siguiendo la metodología de Nivel 1 del IPCC, se tuvieron en cuenta los factores de emisión para países en desarrollo y se consideró la estimación de emisiones fugitivas y quema en antorcha para la producción de gas; mientras que para el procesamiento se tuvieron en cuenta los factores de emisión del total ponderado por defecto, incluyendo fugitivas, quema en antorcha y venteo de CO₂ crudo. Para la transmisión se estimaron fugitivas y venteo y para el almacenamiento y la distribución se consideraron todas las fuentes de emisión.

La Figura 12 muestra las emisiones producidas por la explotación de gas natural en Colombia, incluyendo los procesos de producción, procesamiento, transmisión, almacenamiento y distribución. Para el escenario alto el mayor pico de producción de emisiones se reporta en el año 2032, con unas emisiones anuales de 2,98 MtCO₂e. Para el escenario medio, se registra un crecimiento leve hasta el año 2026, alcanzando en este punto unas emisiones alrededor de 1,43 MtCO₂e. En adelante se registra una disminución permanente en las emisiones. Finalmente, en el escenario pesimista las emisiones decrecen de manera sostenida, registrándose en 2044 un valor final de 0,11 MtCO₂e por año.

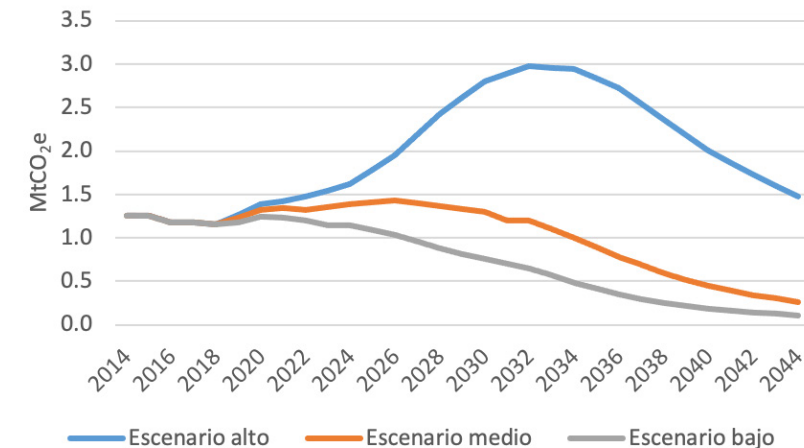


Figura 12. - Emisiones totales por producción, procesamiento, transmisión, almacenamiento y distribución de gas natural

b). Emisiones de la producción de carbón térmico y metalúrgico

Colombia es el país con mayores reservas de carbón de América Latina y uno de los mayores exportadores a nivel mundial. Cerca del 93% del carbón explotado en Colombia corresponde a carbón térmico, mientras que el 7% restante es de tipo metalúrgico. La producción en el último quinquenio osciló alrededor de los 88 millones de toneladas por año. Con un aporte al PIB minero cercano al 70%, el carbón se constituye como el mayor aportante minero al PIB nacional. Cerca del 90% de la producción nacional de carbón se lleva a cabo en la zona norte del país, en los departamentos del Cesar y La Guajira, en donde se realiza la explotación del mineral a gran escala y a cielo abierto. El 10% restante se realiza en zonas del interior del país por pequeños y medianos mineros, quienes practican la actividad tanto a cielo abierto como de forma subterránea (UPME, 2017).

La UPME ha planteado tres escenarios de pronóstico para la explotación y producción de ambos tipos de carbón con un horizonte hasta el año 2035: coexistencia con un CAGR (Tasa de crecimiento anual compuesto) para el carbón térmico de 1,5% y del carbón metalúrgico de 4,56%; continuidad con un CAGR del carbón térmico de 0,1% y del carbón metalúrgico de 1,85%; y divergencia con un decrecimiento anual promedio de 6,45% para el carbón térmico y de 0,45% para el carbón metalúrgico. Los supuestos para la construcción de los escenarios y las cifras de las proyecciones se encuentran en el Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO)⁶.

La estimación de las emisiones generadas a partir de la minería carbonífera en los procesos de mineros y de post-extracción se realiza con base en la guía metodológica del IPCC, secciones 4.1.3 Minas de carbón subterráneas y 4.1.4 Extracción de carbón terrestre (IPCC, 2006). Dado que la UPME cuenta con información sobre factores de emisión propios para Colombia por cuenca carbonífera, se utilizó la metodología nivel 2 del IPCC 2006, lo cual permitió estimar las emisiones con un nivel menor de incertidumbre en comparación con los cálculos que se hubiesen realizado con factores de emisión estándar del nivel 1 (UPTC, 2016).

La Figura 13 muestra la estimación de emisiones de CO₂e para los escenarios de coexistencia, continuidad y divergencia generadas a partir de la extracción y pos-extracción de carbón térmico para el periodo 2014 - 2035. De igual forma, la Figura 14 muestra la misma proyección para el caso del carbón metalúrgico.

⁶ Pronóstico para producción de carbón térmico: <http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/nal-carbon-termico.aspx>. Pronóstico para producción de carbón metalúrgico: <http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/nal-carbon-metalurgico.aspx>

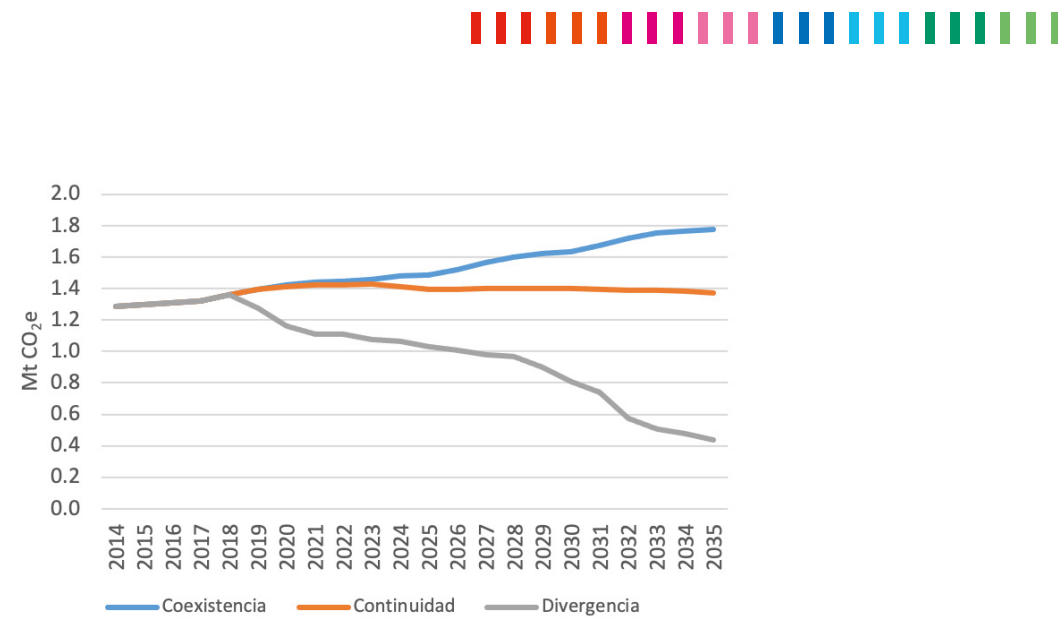


Figura 13. - Emisiones por extracción y pos-extracción de carbón térmico

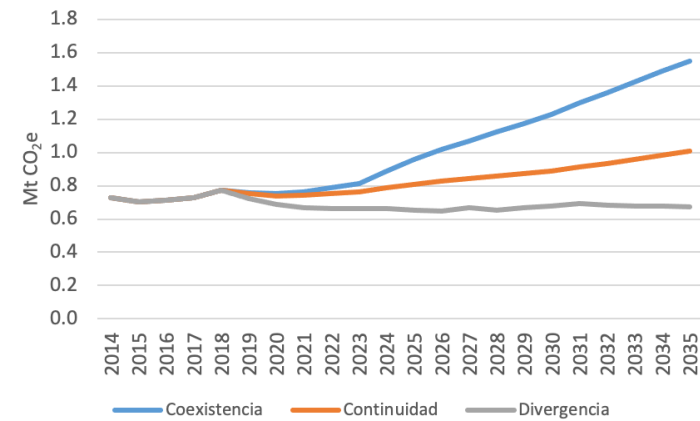


Figura 14. - Emisiones por extracción y pos-extracción de carbón metalúrgico

Finalmente, la Figura 15 muestra las emisiones fugitivas totales por minería carbonífera, resultado de sumar las emisiones producidas a partir de la explotación de carbón térmico a las emisiones producidas a partir de la explotación de carbón metalúrgico.

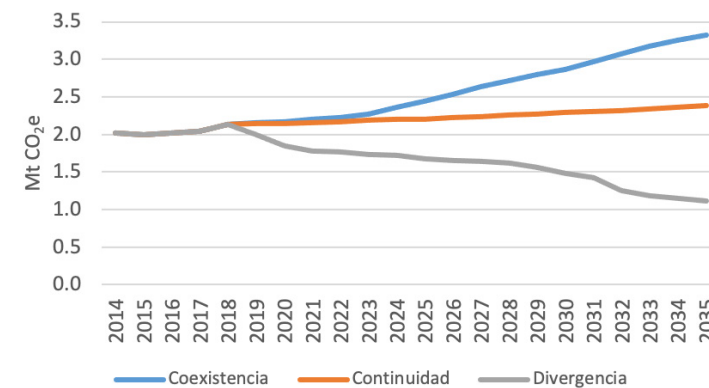


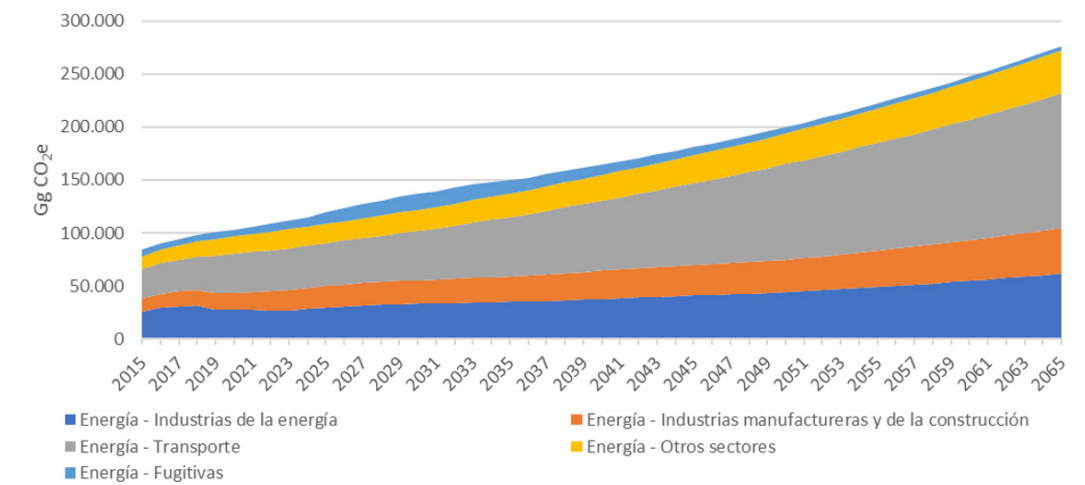
Figura 15. - Emisiones totales por minería carbonífera



Según los crecimientos esperados en la producción tanto de carbón térmico como metalúrgico, se encuentra que en el escenario de coexistencia se tendría un crecimiento sostenido de las emisiones hasta un valor de 3,32 MtCO₂e anuales en 2035. El escenario de continuidad presenta un crecimiento leve pero sostenido en el tiempo, con unas emisiones a 2035 de 2,38 MtCO₂e anuales. Finalmente, el escenario de divergencia muestra reducciones sustanciales en las emisiones debido a la drástica caída en la producción de carbón, reportando emisiones de 1,11 MtCO₂e por año a 2035.

3.1.4. Línea de referencia de las emisiones del sector energía 2015 - 2050

Una vez obtenido el escenario de referencia para las emisiones por quema de combustibles, se distribuyeron en los diferentes subsectores energéticos, tomando como referencia las participaciones de cada uno de estos subsectores en las emisiones por quema de combustibles reportadas en la NDC. Estas participaciones adicionadas a los resultados de emisiones se muestran en la Figura 16 con un periodo de análisis hasta 2065.



Fuente: Elaboración propia

Figura 16. - Escenario de referencia de las emisiones del sector energético

En la Tabla 6 se resumen las cifras de participación de cada subsector en el módulo de energía para los años 2015 (base), 2030, 2050 y 2065. Puede observarse el decrecimiento en la participación de las emisiones fugitivas y de industrias de la energía, un crecimiento importante en la participación de las emisiones de transporte que se incrementa en casi 13 puntos, y una estabilidad en la participación de los otros sectores de uso final de la energía.

Tabla 6. - Emisiones y participaciones subsectoriales de emisiones de GEI – 2015 – 2065

Subsector	2015		2030		2050		2065	
	%	Emisiones [GgCO ₂ e]	%	Emisiones [GgCO ₂ e]	%	Emisiones [GgCO ₂ e]	%	Emisiones [GgCO ₂ e]
Industrias de la energía	29,8%	25.096	24,2%	33.186	21,9%	43.758	22,2%	61.440
Industrias manufactureras y de la construcción	15,6%	13.126	16,1%	22.021	15,3%	30.620	15,6%	42.994
Transporte	32,6%	27.447	33,9%	46.508	45,4%	90.800	46,1%	127.493
Otros sectores	14,1%	11.855	14,6%	19.942	14,4%	28.860	14,7%	40.523
Fugitivas	7,8%	6.583	11,2%	15.372	3,0%	5.915	1,4%	3.927
TOTAL	100%	84.107	100%	137.029	2,51%	199.953	100%	276.377

Fuente: Elaboración propia



La Figura 17 ilustra la dinámica en el cambio de las participaciones de los diferentes subsectores que, como se mencionó, es muy similar a la obtenida en la línea base de la NDC colombiana. Hay un ligero ajuste por la actualización de las emisiones fugitivas. Esta figura muestra igualmente el comportamiento de la línea de referencia de emisiones para el sector energía, cuyo valor inicial es de 84 MtonCO₂e en 2015 y final de 276 MtonCO₂e para una tasa de crecimiento anual promedio (CARG por sus iniciales en inglés) de 2,41%.

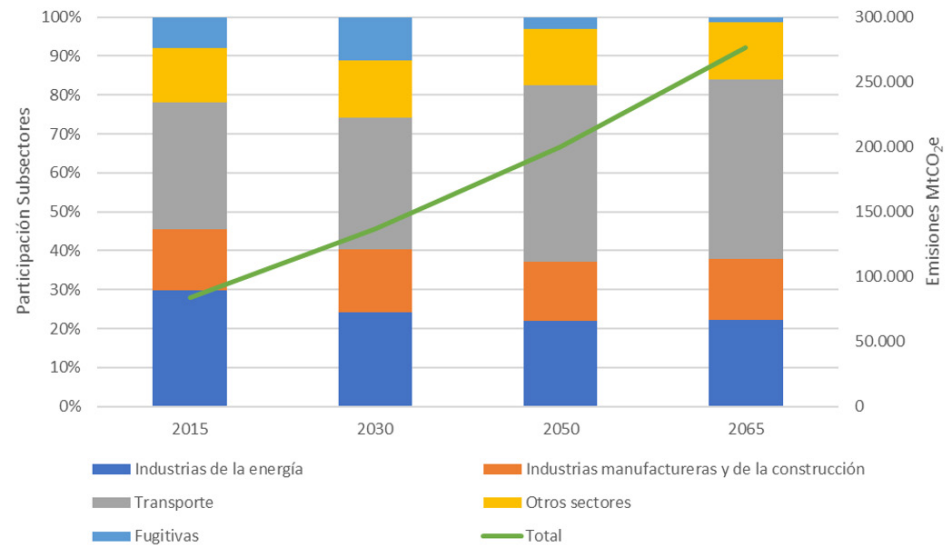


Figura 17. - misiones del sector energético y participación subsectorial

En la Tabla 7 se resumen las tasas de crecimiento anual promedio de las emisiones esperadas según la línea de referencia del sector energía y de los diferentes subsectores para los periodos 2015 – 2030, 2030 – 2050, 2015 -2050 y 2015 – 2065.

Tabla 7. - Tasas de crecimiento anual promedio de las emisiones en los diferentes subsectores del sector energía 2015 – 2065

Subsector	2015 - 2030	2030 - 2050	2015 - 2050	2015 - 2065
Industrias de la energía	1,88%	1,39%	1,60%	1,81%
Industrias manufactureras y de la construcción	3,51%	1,66%	2,45%	2,40%
Transporte	3,58%	3,40%	3,48%	3,12%
Otros sectores	3,53%	1,87%	2,57%	2,49%
Fugitivas	5,82%	-4,66%	-0,31%	-1,03%
TOTAL	3,31%	1,91%	2,51%	2,41%

Fuente: Elaboración propia

3.1.5. Línea base y Plan Energético Nacional

Contrastando los supuestos utilizados en este estudio respecto al Plan Energético Nacional (PEN) (UPME, 2020), se encuentra que las trayectorias de crecimiento potencial del PIB en el PEN (ver (UPME, 2020)) muestran que Colombia tiene un rango de crecimiento entre 2,5% y 4,1%. Este rango envuelve la trayectoria de referencia de crecimiento medio que se obtiene del pronóstico de PIB del Marco Fiscal de Mediano Plazo del Ministerio de Hacienda (promedio de 3,5%), tal como se indica en la metodología de cálculo de los factores KAYA. Adicionalmente, la trayectoria escogida en este estudio coincide con la de la línea base de la NDC colombiana.



Por otro lado, de acuerdo con los análisis elaborados en el PEN (ver (UPME, 2020)), las proyecciones de la UPME sobre la población indican que en 2050 Colombia habrá 54 millones de habitantes, de una base de 48,3 millones en 2018. Esto significa una tasa de crecimiento anual del 0,2%, lo cual contrasta con la tasa de 0,46% usada en este estudio. Sin embargo, debido a que las cifras finales del censo de 2018 no habían sido publicadas en su totalidad⁷, se procedió a realizar el cálculo de crecimiento con la función *Compound Annual Growth Rate* (CAGR), a partir de una de una base de 45,5 millones de habitantes en 2018, con lo cual se obtuvo una tasa porcentual de crecimiento anual poblacional de 0,46%. Según las proyecciones de este estudio, en 2050 Colombia tendrá 52,6 millones de habitantes.

En cuanto a reducción de emisiones, el PEN presenta la modelación de dos escenarios de consumo final de energía junto con su potencial de mitigación: Escenario 266 y Escenario Nuevas Apuestas, usando como referencia la línea base calculada por la UPME. La línea base del PEN y la utilizada en este estudio coinciden sólo hasta el 2030. El primer escenario (Escenario 266) con el fin de reducir en un 20% las emisiones en el año 2030 respecto a la línea base; y el segundo escenario (Escenario Nuevas Apuestas), con una mayor ambición en la reducción de emisiones alcanzando hasta un 30% por debajo de la línea base.

Como lo muestra la Figura 18, la envolvente de emisiones por consumo final de energía obtenida combinando el comportamiento esperado de los factores descritos en la identidad KAYA, contiene tanto la línea base usada en este estudio como la línea base usada en el PEN. Es importante destacar que las líneas base son coincidentes para 2030, es decir, el horizonte de la NDC. Pero hacia 2050, las dos líneas base presentan diferentes tasas de crecimiento. En 2050, el BAU por consumo de energía alcanza 163 MtCO₂e, mientras que la línea base del PEN alcanza 138 MtCO₂e, es decir, 16% menos emisiones.

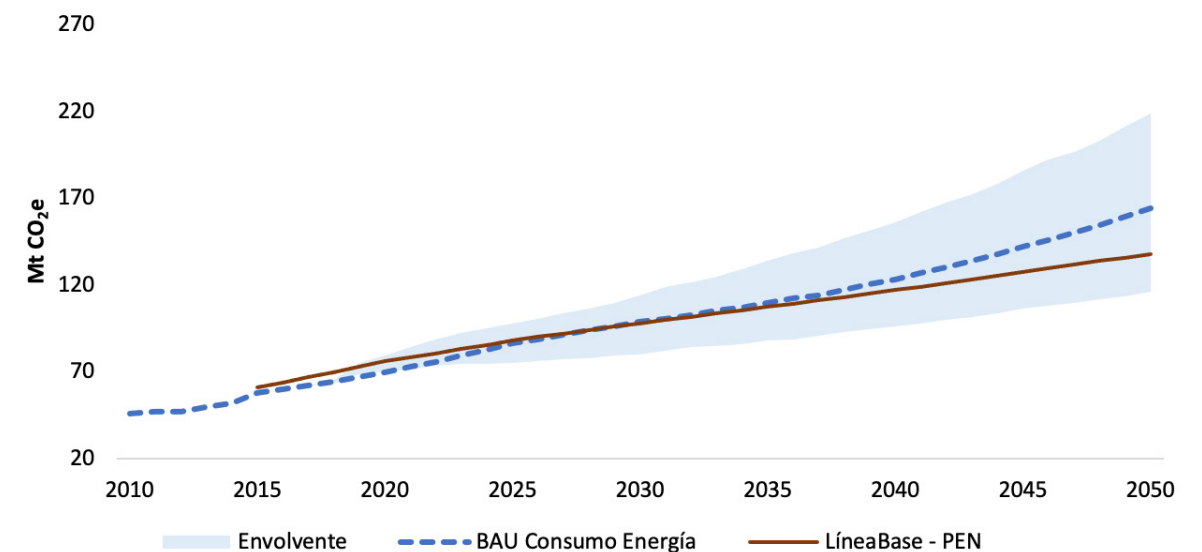


Figura 18. - Envolvente múltiples escenarios para el sector energético - BAU – vs Línea base PEN

La proyección de las trayectorias hacia 2050 mostrará que hay diferencias entre los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN, con respecto a los propuestos en este estudio. Como lo muestra la Figura 19, por un lado, la meta NDC de reducción del 20% respecto al BAU en este Estudio apenas supera la línea base del PEN, evidenciando la oportunidad para actualizar los objetivos y las políticas colombianas de descarbonización. Por otro lado, el escenario 266 que busca un 20% de reducción de las emisiones en el año 2030 alcanza un 30% de reducción en 2050 respecto a la línea base del PEN.

⁷ Para la fecha de elaboración del Informe 2 (septiembre 2019), en la cual se definieron los supuestos para los análisis subsecuentes.

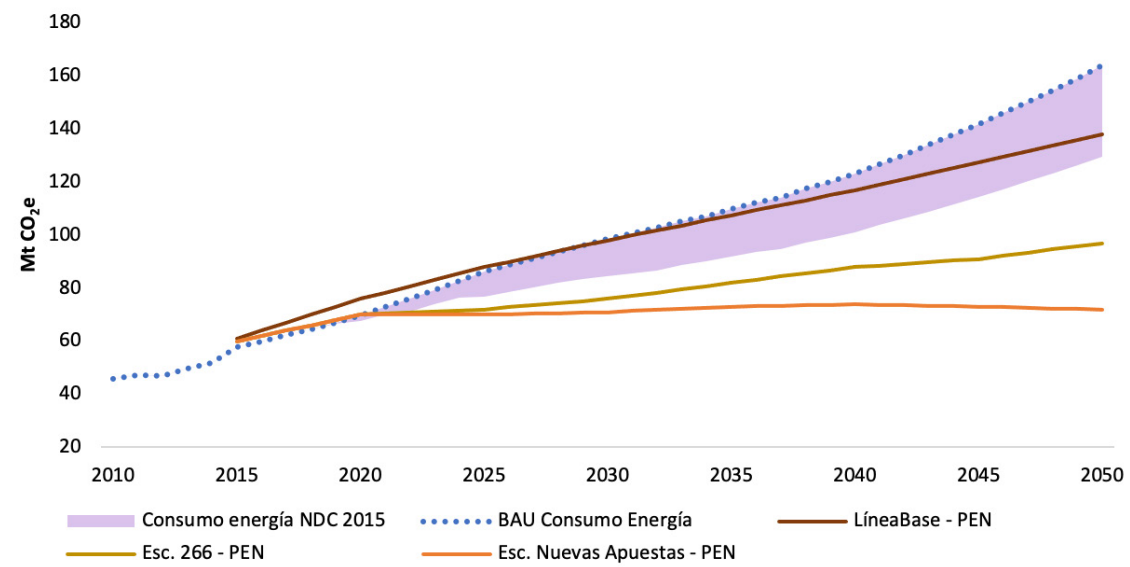


Figura 19. - Trayectorias de emisión de CO₂ en los escenarios de la NDC 2015 y del PEN (2020)

A manera de conclusión, se encontró que la envolvente de emisiones obtenida combinando el comportamiento esperado de los factores descritos en la identidad KAYA, contiene la trayectoria de emisiones usada con línea base para la NDC colombiana 2015. El hecho de encontrar esta trayectoria dentro del túnel de probabilidad de ocurrencia de un escenario tendencial, nos conduce a justificar la selección de la NDC 2015 como fuente de los escenarios de referencia para el análisis del subsecuente trabajo. Además, dado que la meta de reducción de emisiones del 20% de la NDC colombiana se sitúa en límite inferior de la envolvente, se identifica esta situación como una oportunidad para proponer escenarios de mitigación de mayor ambición.



4. ESCENARIOS DE MITIGACIÓN



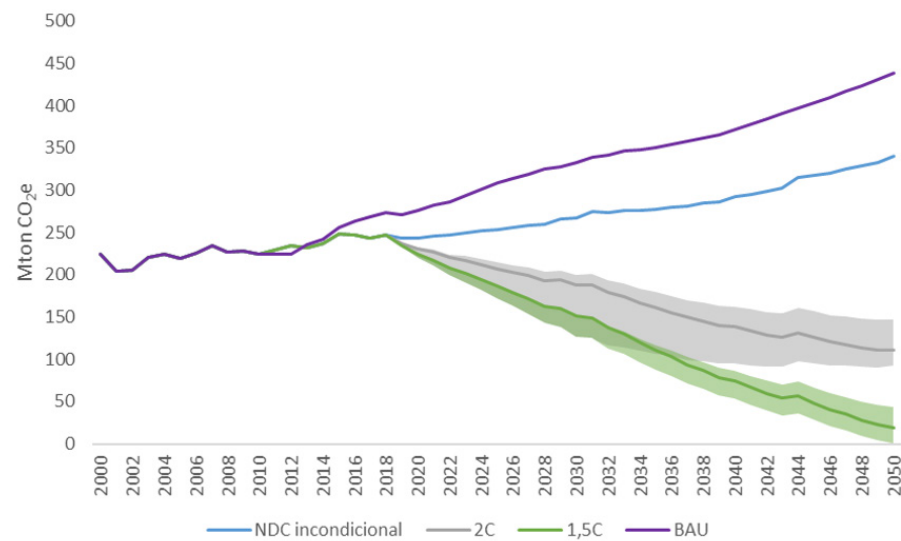


El Acuerdo de París, adoptado en Colombia mediante la Ley 1844 de 2017, insta a las partes a preparar y comunicar sus contribuciones nacionalmente determinadas para el logro del objetivo presentado en el Artículo 2 de dicho acuerdo. Este Estudio busca atender a ese llamado mediante la producción de información cuantitativa que permita la identificación de los requerimientos y las alternativas de mitigación en el sector energético colombiano.

Se proponen tres escenarios de descarbonización que serán elaborados a lo largo de este documento: NDC extendido (NDC-E), *Increased Effort* (IE) y *Green Development* (GD). El primer escenario se construyó suponiendo que el nivel de esfuerzo de mitigación se mantendrá después de 2030. Este escenario puede interpretarse como una actualización de la ambición de la NDC colombiana presentada en 2015. El escenario IE se construyó ampliando la ambición en los objetivos de implementación de las medidas incluidas en el portafolio NDC-E e incluyendo nuevas medidas. Finalmente, el escenario GD se construyó a partir del objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad en la década de 2050 y ajustando la ambición de las medidas hasta el límite técnico e incluyendo medidas adicionales para cerrar la brecha de emisiones entre el portafolio y el objetivo del escenario.

Como se desprende de los diferentes análisis realizados por mandato de la CMNUCC, las NDCs vigentes, aunque representan un esfuerzo ambicioso de las partes, resultan insuficientes para el logro del objetivo formulado en el Acuerdo de París. Para el caso colombiano, en la Figura 20 se muestra el cálculo una propuesta teórica para las trayectorias de emisión colombianas compatibles con el objetivo del Acuerdo de París. En el cálculo de dichas trayectorias se tuvo en cuenta el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas de acuerdo con las capacidades de Colombia. Estas trayectorias de emisión resultan en trayectorias de descarbonización donde la carbono-neutralidad se logra antes de terminar el presente siglo. En la Figura 20 se presentan: el escenario incondicional de emisiones de la NDC colombiana, actualizado y extendido a 2050, y los dos escenarios teóricos requeridos por la ciencia (RBS) para Colombia.

Los escenarios requeridos por la ciencia y la equidad son trayectorias de emisiones que, basadas en un conjunto de criterios, corresponden con las contribuciones necesarias para alcanzar un determinado objetivo de estabilización climática. No existe un consenso alrededor de cuáles son los criterios que permiten asignar los niveles de contribución que corresponde a cada país. Las trayectorias presentadas en este capítulo son actualizaciones de los escenarios calculados anteriormente para Colombia (Cadena, A., Bocarejo, J.P., Rodríguez, M., Rosales, R., Argüello, R., Delgado, R., Flórez, E., Espinosa, M., Lombo, C., López, H., Londoño, M., Palma, M., Portilla, I., Rodríguez, J., 2016) (Delgado & Cadena, On the Evaluation of Climate Change Mitigation in the Colombian Energy Sector. Tesis Doctoral, 2019) a partir de la metodología propuesta en (BASIC expert group, 2011). Estos escenarios de descarbonización se muestran como un referente en la construcción de los escenarios que se tratan en lo que resta de este informe.



Fuente: Elaboración propia

Figura 20. - Escenarios emisión requeridos por la ciencia para Colombia



En la Tabla 8 se muestra el nivel de emisiones en los escenarios BAU, NDC-incondicional y RBS. La implementación de la NDC permite una reducción de 98 MtCO₂e en 2050 respecto al BAU, por lo tanto, una brecha de 230 MtCO₂e y 320 MtCO₂e en 2050 de la NDC con respecto a las trayectorias que acotan el aumento de temperatura entre 2 y 1,5 °C respectivamente. Si se implementa la NDC condicional, la reducción adicional de emisiones estaría en torno a 34 MtCO₂e en 2050. La NDC condicional, ilustrada en la Figura 21, representa una reducción de emisiones del 30% respecto al BAU.

Tabla 8. - Nivel de emisiones totales en los escenarios BAU, NDC-incondicional y RBS

MtCO ₂ e	2030	2050
BAU	332	438
NDC-Incondicional	266	340
NDC-Condional	252	306
2°C	187	110
1,5°C	151	20

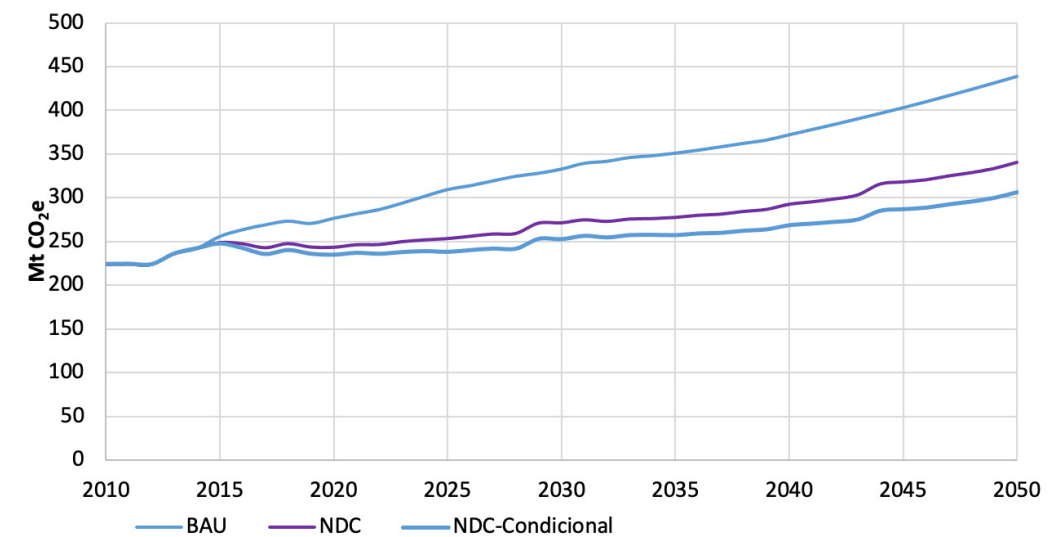


Figura 21. - Trayectorias de emisiones en los escenarios de análisis a 2030

El Acuerdo de París prevé que los países adopten una NDC más ambiciosa cada cinco años, y 2020 representa para Colombia el próximo paso en este proceso. Por esta razón, es necesario actualizar las contribuciones considerando que no sea demasiado tarde para eliminar la brecha con los escenarios de descarbonización requeridos por la ciencia en el largo plazo.

El desafío es evidente, las reducciones anuales necesarias desde 2020 para lograr los niveles de emisiones requeridos en los escenarios de 2°C y 1,5°C son, en promedio, de 2,6% y 8%, respectivamente, respecto al año inmediatamente anterior. Cuanto más se retrase la implementación de las medidas de intervención, mayores serán los requerimientos de reducción de emisiones a imponer y por lo tanto también sus costos de implementación. Además, es importante resaltar que Colombia es uno de los países más vulnerables al cambio climático y que los costos de un esfuerzo tardío, pueden poner en peligro la seguridad económica y social del país.

La adopción de medidas más contundentes en la próxima NDC será determinante para los esfuerzos de mitigación. Es por esto que se definieron los tres escenarios de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) ya mencionados: NDC extendido, *Increased Effort* y *Green Development*, ilustrados en la Figura 21; los cuales son una progresión en la ambición de mitigación con respecto a la NDC colombiana de 2015, y están definidos de acuerdo con el nivel de ambición de la mitigación y, por lo tanto, por el conjunto de medidas de mitigación que los componen. En la siguiente sección se describen con detalle y su metodología de evaluación se describe en el Anexo II. Modelos y metodología de evaluación.



4.1. Escenarios hacia la descarbonización

A partir del análisis del potencial de mitigación en los sectores de energía, transporte, edificaciones e industria, se han definido una serie de medidas de mitigación más ambiciosas que las presentadas en la NDC 2015 colombiana, para el corto y mediano plazo, consistentes con metas más rigurosas de reducción de emisiones en el largo plazo. La finalidad de los escenarios a continuación es poner de manifiesto el alcance de las medidas de mitigación propuestas y facilitar el diálogo sobre qué se necesita para la descarbonización de la economía colombiana.

El escenario NDC extendido (NDC-E) se construyó a partir de la trayectoria de emisiones de la NDC colombiana presentada en París en 2015. Atendiendo los principios de claridad y transparencia, se le incorporó la nueva información disponible sobre población y escenarios de crecimiento económico. Además, se construyó de tal manera que la trayectoria de emisiones esperada va más allá de lo prometido en la NDC de Colombia (2030).

El NDC-E representa una reducción de emisiones del 24% respecto al BAU en 2030, y de 29% en 2050. Mientras que el NDC 2015 cuenta con 71 medidas de mitigación, el NDC-E cuenta con 89, de las cuales 22 son nuevas medidas propuestas en este estudio, y 67 fueron ya consideradas en la definición de la NDC 2015. Como lo muestra la Figura 22, en 2050 el NDC-E se vuelve compatible con el escenario NDC condicional. La figura muestra la trayectoria de emisiones de los escenarios propuestos para este estudio, en comparación con la línea base y la propuesta NDC de reducción de emisiones.

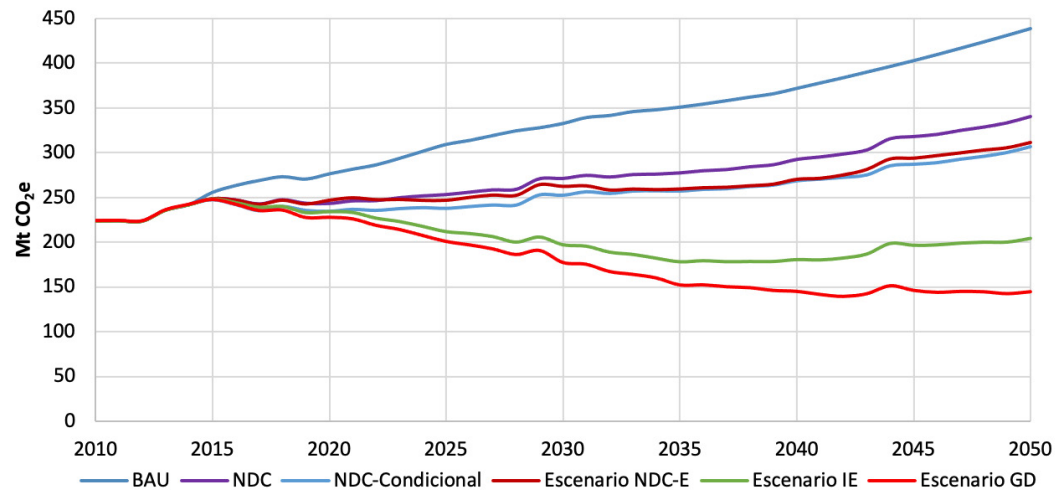


Figura 22. - Trayectorias de emisiones en los escenarios de análisis a 2050

El escenario *Increased Effort* (IE) parte de las medidas y políticas adoptadas en el NDC-E. Con el IE se busca estabilizar las emisiones antes de 2050, para luego iniciar una trayectoria hacia la descarbonización. La mayor parte de la reducción de emisiones se obtiene al aumentar la ambición de las medidas existentes o al anticipar su implementación, pero además se ha aumentado el portafolio de medidas de mitigación. Este escenario cuenta con 118 medidas de mitigación, de las cuales 86 están definidas en la NDC 2015 y 32 son adicionales propuestas para este estudio.

Como lo muestra la Figura 22, en 2050 el escenario IE se diferencia notablemente del NDC-E en disminución de emisiones. El nivel de emisiones del IE es de 204 MtCO₂e en 2050, lo que representa una reducción del 53,4% respecto al BAU. Como se muestra en la Figura 23, este nivel está por encima del límite superior del túnel de emisiones en el escenario de 2°C requerido por la ciencia en el periodo hasta 2030. Sin embargo, el IE logra una reducción en la brecha de emisiones de 230 MtCO₂e (escenario NDC 2015) a 94 MtCO₂e en 2050 con respecto a la trayectoria que acota el aumento de temperatura en 2°C.

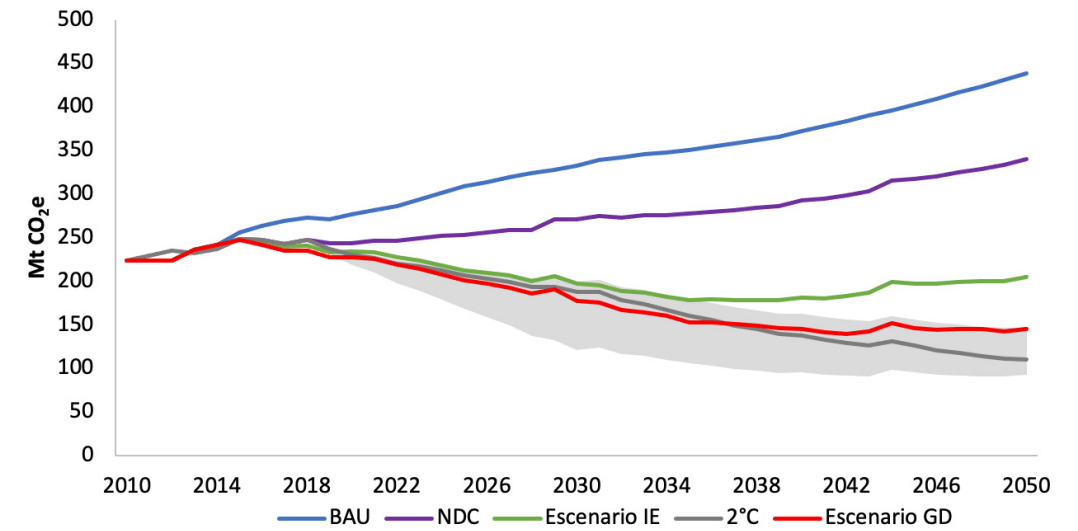


Figura 23. - Trayectorias de emisiones en el escenario IE vs el escenario de 2°C

El escenario IE tiene presente, como lo indica el Acuerdo de París, que las necesidades de crecimiento económico, de reducción de la pobreza, las inversiones realizadas y el marco normativo actual pueden hacer que Colombia tarde más en lograr su pico de emisiones y la requerida descarbonización posterior.

Finalmente, el escenario Green Development (GD), como lo muestra la Figura 24 incluye medidas cuya implementación requiere cambios importantes en la manera en que se produce y se consume energía, si se pretende alcanzar la descarbonización al finalizar el presente siglo. El GD cuenta con 131 medidas de mitigación, 86 definidas en la NDC 2015 y 45 adicionales propuestas para este estudio. Como lo muestra la Figura 23, su trayectoria de emisiones cae dentro del túnel de incertidumbre de emisiones en el escenario de 2°C requerido por la ciencia hasta 2050. El GD logra un potencial de reducción adicional de 59 MtCO₂e en 2050 en comparación con el escenario IE. Esto significa una brecha de emisiones resultante de 35 MtCO₂e en 2050 con respecto a la trayectoria que acota el aumento de temperatura en 2°C.

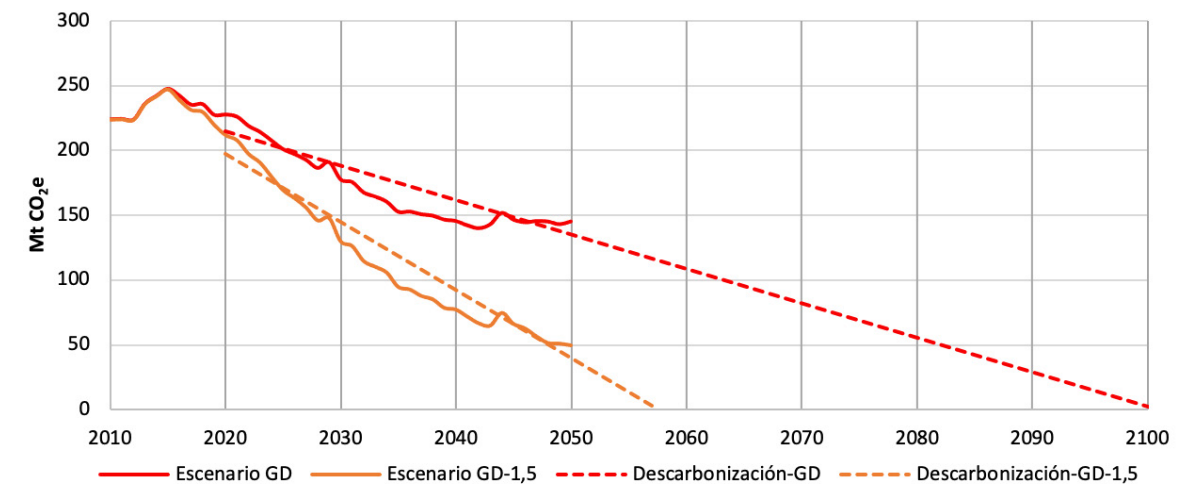


Figura 24. - Proyección del escenario GD hacia la descarbonización



Sin embargo, como lo muestra la Figura 24, el escenario GD puede ser modificado en busca de la máxima mitigación posible, de tal forma que se pueda lograr la carbono-neutralidad para finales de la década de 2050. Esto se puede lograr, primero aumentando el esfuerzo de las medidas existentes en la NDC 2015, especialmente aquellas del sector AFOLU. En segundo lugar, al incrementar la ambición de las medidas de mitigación del escenario GD, lo cual implica un aumento en los costos de inversión. Con esta alternativa se podría alcanzar un nivel de emisiones de aproximadamente 50 MtCO₂e en 2050, lo cual significa una reducción de emisiones del 89% respecto al BAU.

Este escenario es llamado Green Development – 1,5 (GD-1,5), y es cercano al límite superior del túnel de emisiones en el escenario de 1,5°C requerido por la ciencia, como se muestra en la Figura 25. El aumento del potencial de mitigación permitiría reducir la brecha de emisiones de 320 MtCO₂e (escenario NDC 2015) a 30 MtCO₂e en 2050 con respecto a la trayectoria que acota el aumento de temperatura en 1,5°C. El GD-1,5 ilustra la toma de decisión con respecto a la estrategia de descarbonización de largo plazo, al identificar la magnitud de la brecha de emisiones hacia una carbono-neutralidad.

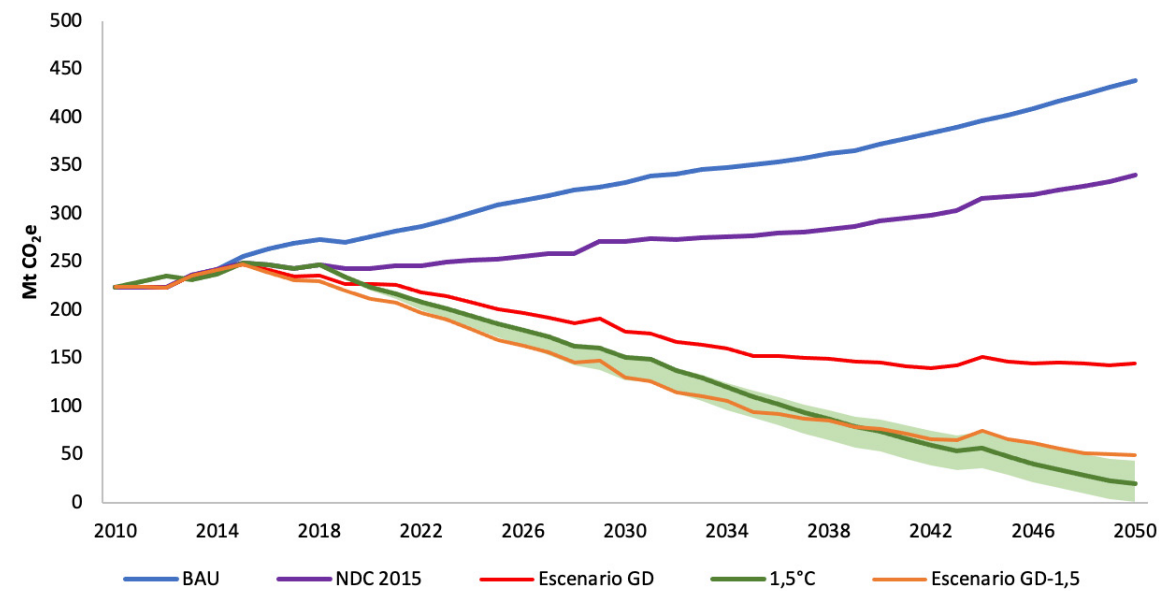


Figura 25. - Trayectorias de emisiones en el escenario GD y GD-1,5 vs el escenario de 1,5°C

4.2. Evaluación de los escenarios

A continuación se presenta una evaluación del panorama sectorial en los escenarios propuestos, a partir del análisis del potencial de mitigación realizado para la definición de la NDC colombiana en 2015.

4.2.1. Escenario NDC-E

La NDC 2015 de Colombia se definió con un total de 71 medidas no excluyentes, que arrojaba una desviación del 20% en 2030 y del 22,4% en 2050 con relación a la trayectoria BAU. De dichas medidas, 55 son de costo eficiencia negativa, y 16 con costos de reducción menores a 20 US\$/tCO₂e. En la construcción del escenario NDC se excluyeron aquellas medidas con costos de reducción superiores a 20 US\$/tCO₂e y aquellas que requerirían de apoyo internacional para su implementación. En la construcción del escenario NDC-E se sostuvo la filosofía de la construcción de la NDC, descartando aquellas mismas medidas.

Con la actualización de las medidas, la incorporación de nuevas tecnologías, y la identificación de medidas adicionales de mitigación, se logra construir un escenario que alcanza una reducción de emisiones del 29% en el 2050. Como se verá en el Capítulo 5, las medidas adicionales incluidas en este escenario, en los sectores analizados, ayudan a que la trayectoria de emisiones se vuelva compatible con el NDC 2015 condicional, el cual incluyó acciones de mitigación que tienen una mayor ambición, pero requieren de apoyo financiero internacional y de transferencia tecnológica.



Como lo muestra la Figura 26, la combinación de un conjunto de medidas de mitigación, 89 en total, genera una variación en la participación de los diferentes sectores en las emisiones totales esperadas.

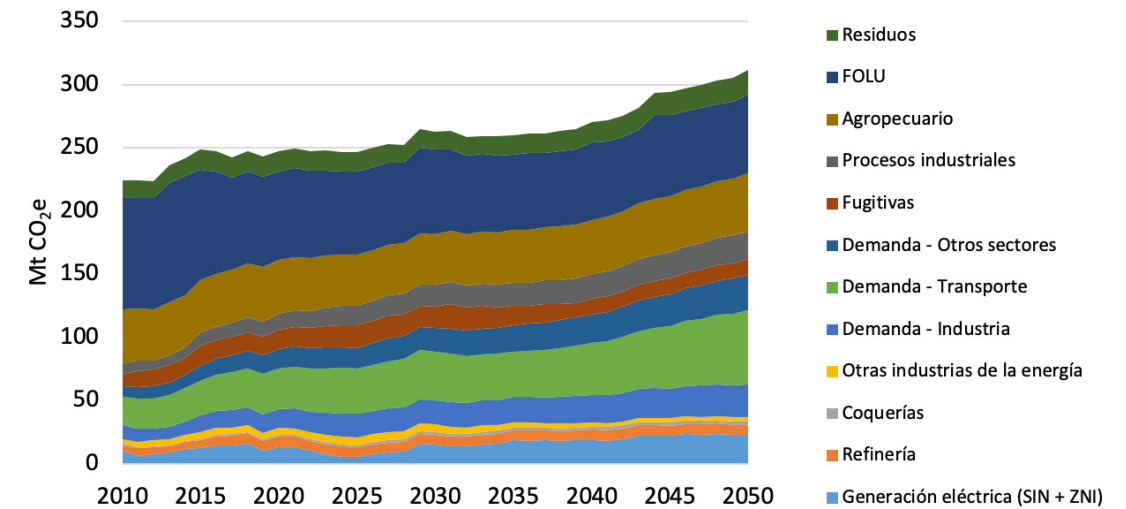


Figura 26. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario NDC-E

Esta variación se detalla en la Tabla 9. El sector transporte aumenta su participación en las emisiones hacia 2050. La contribución de sector energía se mantiene, pero hay un decrecimiento relativo en la participación del sector AFOLU que pasa de un 46% en 2020 a un 35% en 2050. Esto se debe a una reducción esperada del crecimiento de la deforestación relacionada con los cambios de uso del suelo.

Tabla 9. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario NDC-E

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	30%	30%	33%	33%	33%
Transporte	13%	13%	12%	15%	19%
Procesos industriales	5%	6%	6%	7%	7%
AFOLU	46%	43%	41%	38%	35%
Residuos	6%	6%	5%	6%	6%

Sin embargo, aunque la participación relativa del sector transporte aumenta en las emisiones, es importante notar, como lo muestra la Tabla 10, que con la combinación de medidas de mitigación que se le aplican, en transporte se alcanza una reducción de emisiones de 39% respecto al BAU. El sector energía, de especial interés en este estudio, también alcanza una disminución importante de emisiones, 17% respecto al BAU, que ayuda a que su participación relativa en las emisiones totales se mantenga, como se puede ver en la Tabla 9.

Tabla 10. - Porcentaje de mitigación del escenario NDC-E

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	-1,4%	16,9%	12,6%	14,1%	16,9%
Transporte	5,1%	12,8%	20,6%	39,0%	39,2%
Procesos industriales	0,8%	6,0%	6,9%	10,2%	15,0%
AFOLU	18,9%	25,0%	25,8%	30,9%	31,5%
Residuos	12,8%	26,8%	40,3%	41,9%	42,9%
Total	10,6%	20,1%	21,1%	27,3%	29,0%



Como lo muestra la Figura 27, la combinación de las medidas de mitigación en este escenario para generación eléctrica, procesos industriales, y otras demandas de energía, representaría una reducción de 63 MtCO₂e en 2050 respecto al BAU. De esta cantidad, las nuevas medidas de mitigación que se proponen en el Capítulo 5, para generación eléctrica, industriales, transporte y vivienda, significarían una disminución de 29 MtCO₂e en 2050.

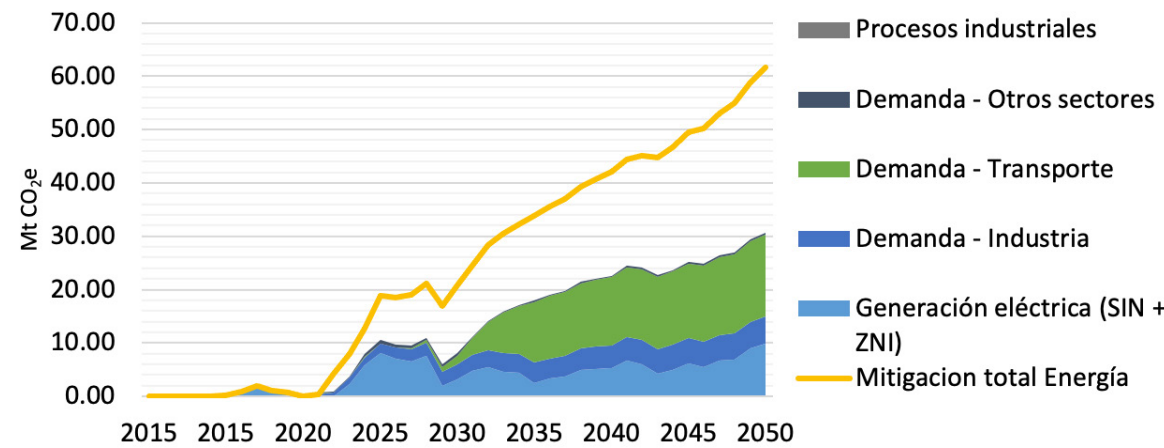


Figura 27. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario NDC-E

La Figura 28 muestra el descuento de emisiones en el escenario NDC-E, primero debido a las 67 medidas de la NDC 2015 (actualizadas), que arroja una reducción del 21% en 2050 con relación a la trayectoria BAU. Además, con la identificación de 22 medidas adicionales de mitigación, se logra una reducción de emisiones del 29% en el 2050. En la figura destaca la disminución por esfuerzos adicionales en generación eléctrica y transporte.

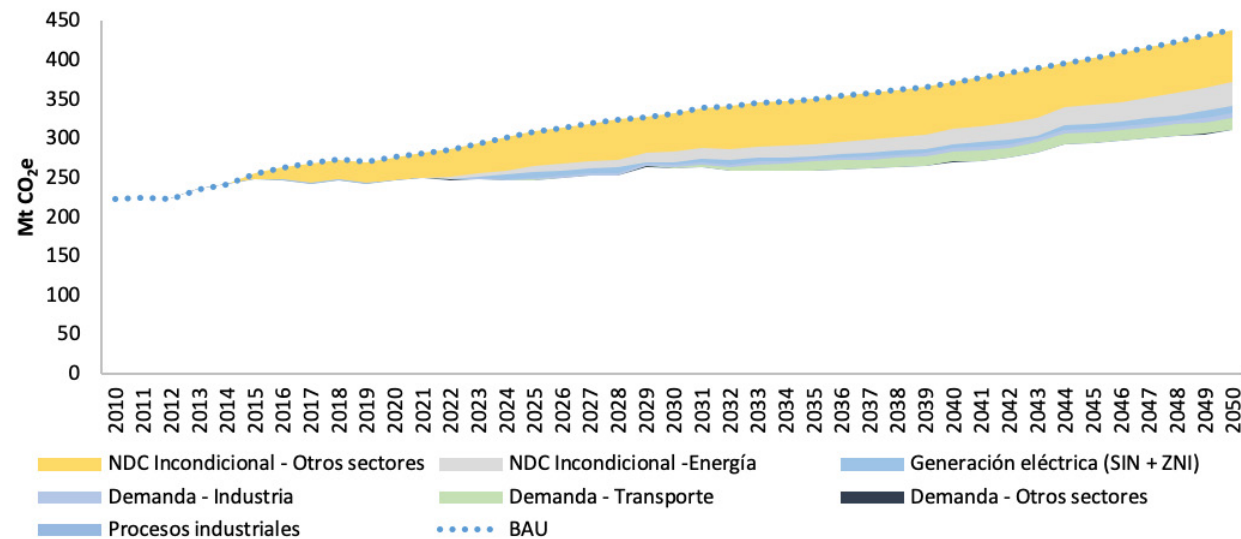


Figura 28. - Descuento de emisiones en el escenario NDC-E respecto al BAU



Por otro lado, si se observa sólo la trayectoria de emisiones por consumo de energía, en la Figura 29, se puede afirmar que los escenarios NDC-E y 266 del PEN son compatibles en cuanto al porcentaje de reducción de emisiones respecto a sus propias líneas base (30% en ambos casos). Sin embargo, dado que el BAU en este estudio es más alto, las medidas de mitigación aquí propuestas se pueden considerar como más ambiciosas que las declaradas en el PEN.

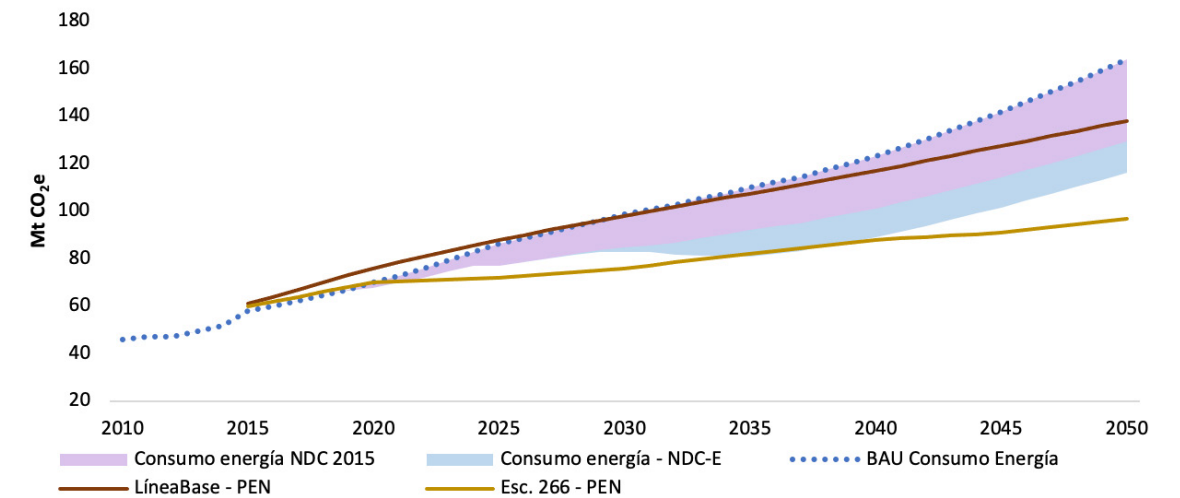


Figura 29. - rayectorias de emisiones en el escenario NDC-E y del escenario 266 del PEN (2020)

4.2.2. Escenario IE

El escenario NDC 2015 condicional se definió con un total de 88 medidas no excluyentes, y el escenario de máxima mitigación (de acuerdo con el potencial estudiado en su momento) contenía 89 medidas no excluyentes, lo que arrojaba una desviación del 45% en 2030 y del 47% en 2050 con relación a la trayectoria BAU. De dichas medidas, 58 son de costo eficiencia negativa, 17 tienen costos de reducción menores a 20 US\$/tCO₂e, y 15 tienen costos mayores a 20 US\$/tCO₂e. La construcción del escenario IE se desarrolla con base en el escenario de máxima mitigación, con lo cual los desafíos identificados en su momento se trasladan a este escenario.

Las medidas de máxima mitigación consideradas en el escenario NDC 2015 están condicionadas a cooperación internacional, tanto financiera como de transferencia de tecnología. Dichas medidas se pueden caracterizar en dos categorías (Ministerio de Ambiente, 2015): (i) las de mayor alcance, que incluyen una mayor penetración de renovables no convencionales en el Sistema Interconectado Nacional, mayor alcance en eficiencia energética en los sectores minero y de hidrocarburos y en los sectores comercial, industrial y transporte, mayor uso del transporte eléctrico público y privado, mayores áreas en sistemas silvopastoriles y una mayor reducción de la deforestación en el territorio nacional; y (ii) la adopción de nuevas tecnologías para la captura y utilización del metano fugitivo proveniente de las minas de carbón y de los rellenos sanitarios, la captura y secuestro de CO₂ en las instalaciones de explotación de crudo, gas natural y de procesos industriales; la implantación de cultivos energéticos como compensación para la producción de carbón, procesos carboquímicos, almacenamiento de electricidad, masificación de transporte eléctrico, redes inteligentes con generación distribuida y participación de la demanda, construcciones sostenibles y desarrollo de sistemas agroforestales y mayores áreas en restauración de cuencas.

Como lo muestra la Figura 30, la combinación de un conjunto de medidas de mitigación, 118 en total, genera una variación en la participación de los diferentes sectores en las emisiones totales esperadas.

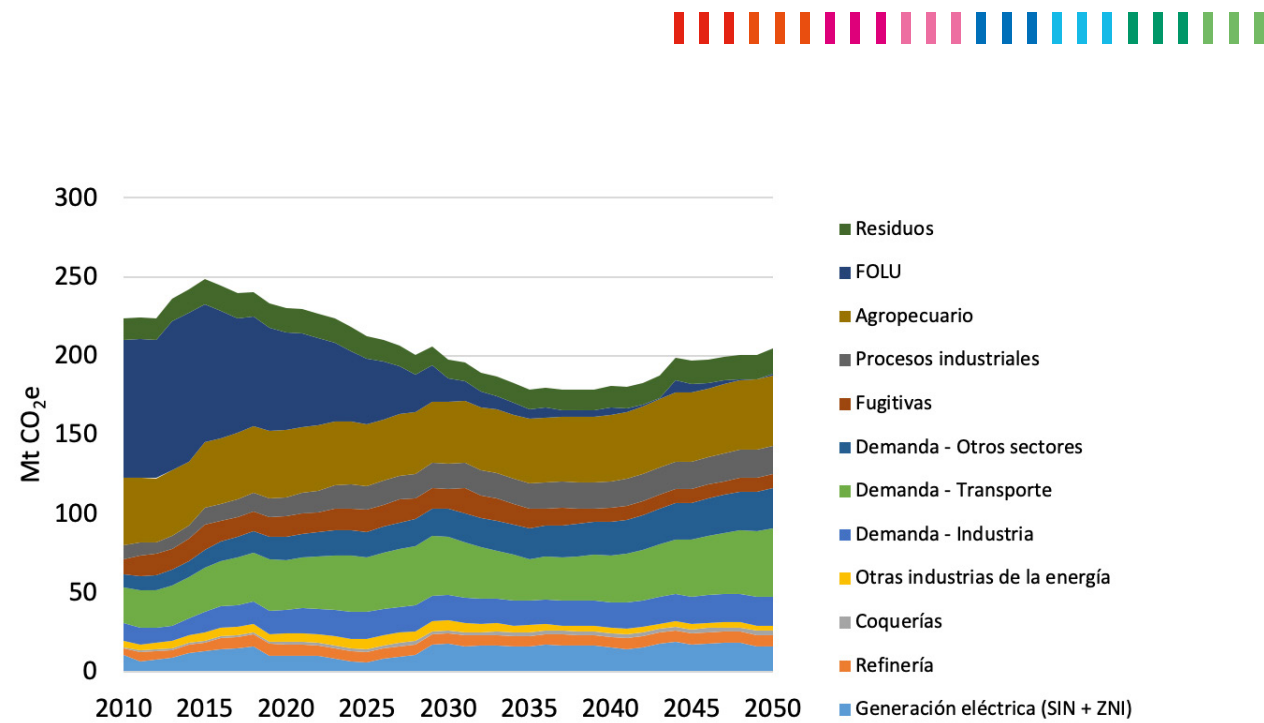


Figura 30. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario IE

Esta variación se detalla en la Tabla 11. El sector energía aumenta su participación relativa en las emisiones hacia 2050, mientras la del sector AFOLU se reduce. Con esto, en 2050 el sector de energía se convierte en la mayor fuente de emisiones en Colombia. Se presenta un mayor decrecimiento relativo en la participación del sector AFOLU que pasa de un 44% en 2020 a un 22% en 2050. Esto se debe a una reducción más agresiva de la deforestación, mientras que las emisiones del sector agropecuario se mantienen.

Tabla 11. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario IE

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	31%	32%	40%	41%	40%
Transporte	13%	15%	16%	16%	21%
Procesos industriales	5%	7%	8%	9%	9%
AFOLU	44%	38%	28%	26%	22%
Residuos	7%	7%	6%	7%	8%

Sin embargo, aunque la participación relativa del sector energía y transporte aumentan en las emisiones, la Tabla 12 muestra cómo la combinación de medidas de mitigación aplicadas en la mayoría de los sectores permite lograr una reducción de emisiones superior al 50% respecto al BAU. Especialmente significativo es el caso de los sectores transporte y AFOLU.

Tabla 12. - Porcentaje de mitigación del escenario IE

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	3,9%	20,7%	21,1%	39,4%	43,4%
Transporte	2,2%	23,3%	19,5%	28,8%	33,8%
Procesos industriales	7,6%	14,9%	24,3%	56,0%	55,5%
AFOLU	0,8%	12,4%	15,2%	23,1%	30,9%
Residuos	25,0%	43,1%	62,3%	68,9%	70,9%
Total	15,6%	34,1%	50,1%	52,2%	53,5%

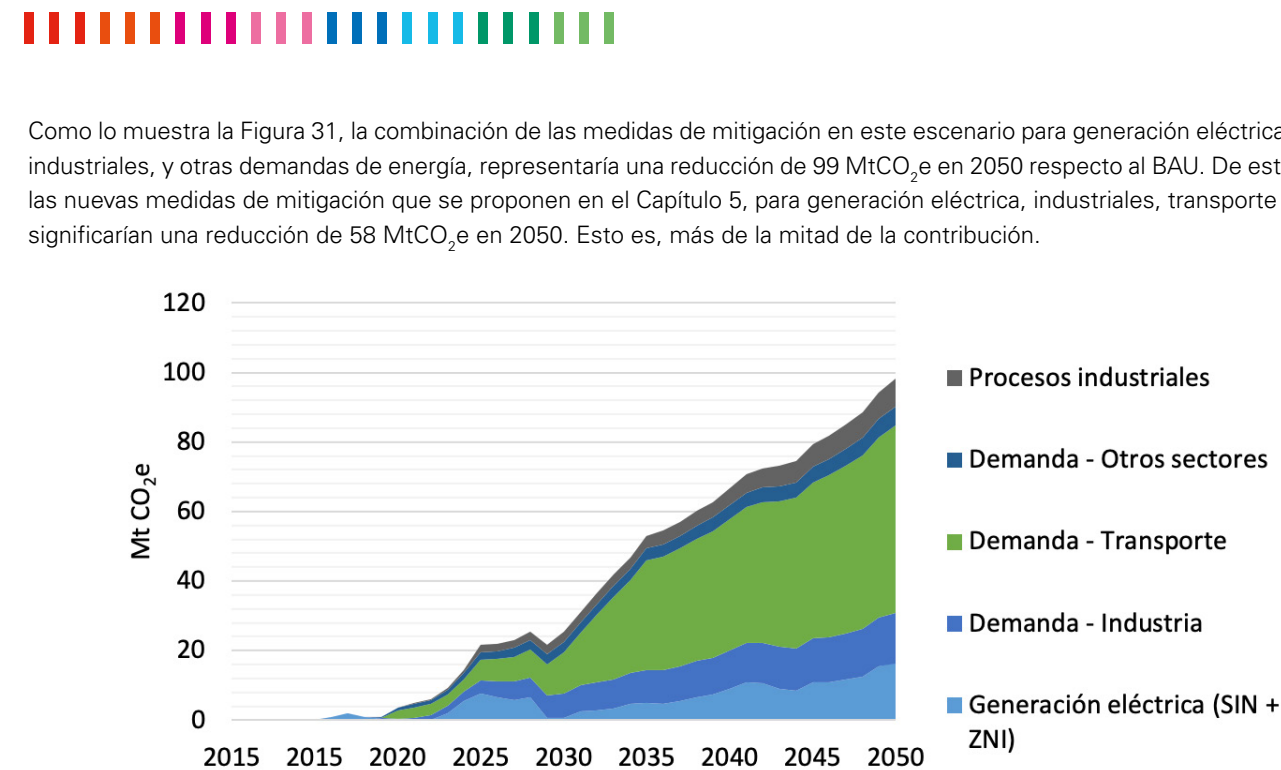


Figura 31. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario IE

La Figura 32 muestra el descuento de emisiones en el escenario IE, primero debido a las 86 medidas de la NDC 2015, que arroja una desviación del 41% en 2050 con relación a la trayectoria BAU. Además, con la identificación de 32 medidas adicionales de mitigación, se logra una reducción de emisiones del 53,4% respecto al BAU en 2050. Esta reducción está jalonada principalmente por la ambición de las medidas de mitigación en el sector transporte.

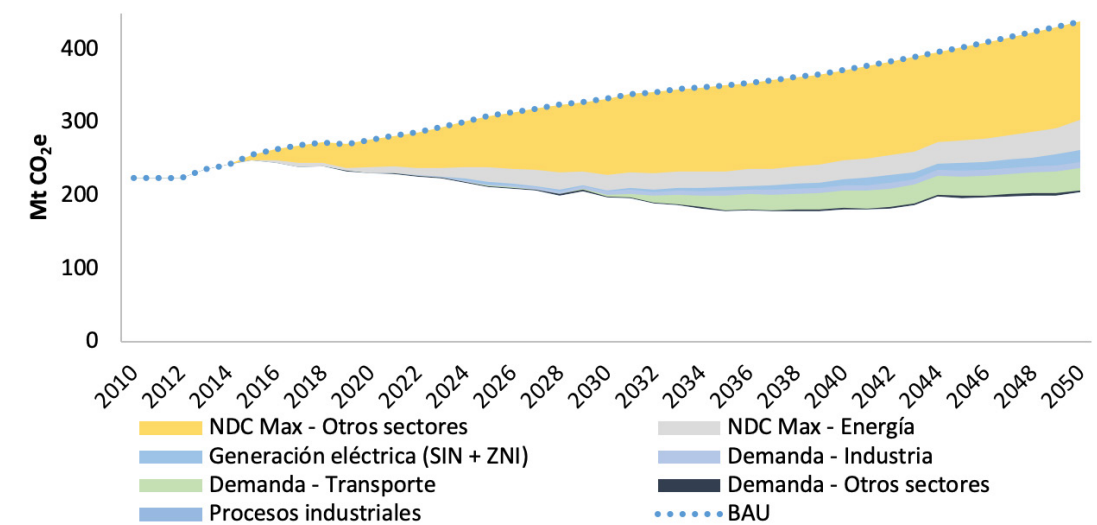


Figura 32. - Descuento de emisiones en el escenario IE respecto al BAU



Por otro lado, si se observa la trayectoria de emisiones por consumo de energía en la Figura 33, se puede afirmar que los escenarios IE y Nuevas Apuestas del PEN son compatibles en cuanto al porcentaje de reducción de emisiones, 48% en el escenario Nuevas Apuestas del Pen y 45% en el escenario IE. Sin embargo, si se compara el potencial de reducción de emisiones acumulado respecto a sus respectivas líneas base, el escenario IE tiene un potencial 6% mayor que el escenario Nuevas Apuestas del PEN, por lo tanto, se puede considerar más ambicioso.

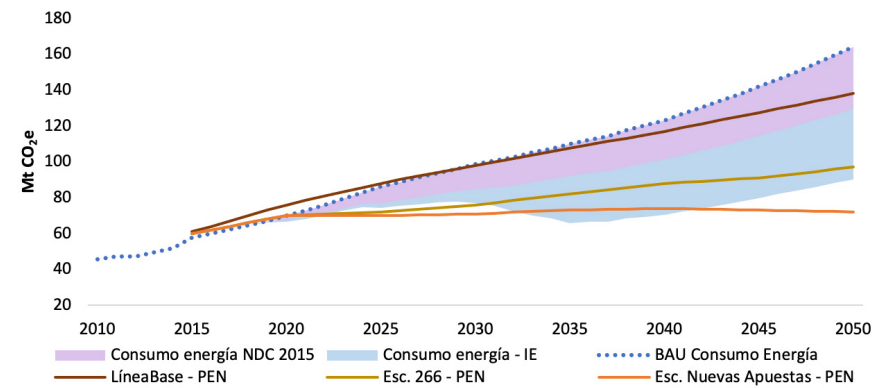


Figura 33. - Trayectorias de emisiones en los escenarios IE y del escenario Nuevas Apuestas del PEN (2020)

4.2.3. Escenario GD

En el GD se asume que las emisiones colombianas alcanzaron su pico y que se requeriría una reducción rápida y continua en el nivel de emisiones. Esto significa que la disminución de emisiones, que incluye a todos los sectores de la economía con impacto en emisiones de GEI, debe intensificarse mucho más allá de lo contemplado en el escenario IE.

Como lo muestra la Figura 34, la combinación de un conjunto de medidas de mitigación, 131 en total, genera una variación en la participación de los diferentes sectores en las emisiones totales esperadas. Sin embargo, aunque en todos los sectores existen oportunidades de reducción de emisiones, también se ha evidenciado que hay diferencias grandes de costo-eficiencia en la implementación de las medidas, dada la utilización de tecnologías nuevas para el contexto colombiano o disruptivas en general. Los niveles de emisiones mostrados en la Figura 34, como se verá más adelante en el Capítulo 4, requieren de la implementación de más medidas con costos marginales positivos, aunque con mayores impactos positivo ambientales.

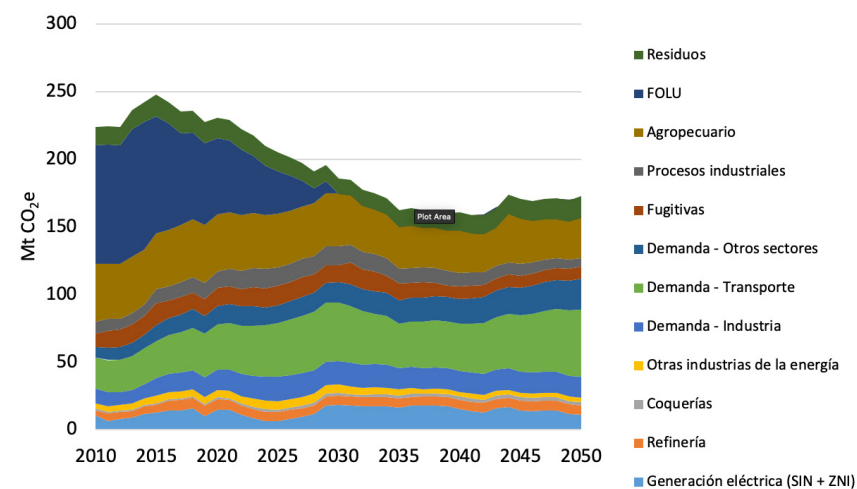


Figura 34. - Participación de los sectores en la trayectoria de emisiones del escenario GD



La variación en los niveles de emisiones se detalla en la Tabla 13. El sector energía y transporte aumentan su participación relativa en las emisiones hacia 2050, mientras la del sector AFOLU continúa su reducción. Con esto, en 2050 el sector de energía se consolida como la más importante fuente de emisiones en Colombia. Hay un mayor decrecimiento relativo en la participación del sector AFOLU que pasa de un 43% en 2020 a un 21% en 2050.

Tabla 13. - Participación de los sectores en las emisiones del escenario GD

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	32%	34%	43%	43%	38%
Transporte	13%	17%	20%	15%	18%
Procesos industriales	5%	7%	9%	12%	12%
AFOLU	43%	35%	22%	21%	21%
Residuos	7%	7%	7%	9%	11%

Similarmente, aunque la participación relativa del sector energía y transporte aumentan en las emisiones, la Tabla 14 muestra cómo la combinación de medidas de mitigación aplicadas en todos los sectores permite lograr una reducción total de emisiones de superior al 66% respecto al BAU.

Tabla 14. - Porcentaje de mitigación del escenario GD

	2020	2025	2030	2040	2050
Energía	2,3%	24,1%	21,6%	40,1%	55,8%
Transporte	83,4%	84,3%	87,1%	95,0%	96,5%
Procesos industriales	0,8%	12,4%	15,2%	23,1%	30,9%
AFOLU	29,2%	49,9%	73,3%	79,4%	81,0%
Residuos	15,6%	34,1%	50,1%	52,2%	53,5%
Total	17,7%	35,1%	46,7%	60,9%	66,9%

Como lo muestra la Figura 35, la combinación de las medidas de mitigación en este escenario para generación eléctrica, procesos industriales, y otras demandas de energía, significarían una reducción de 143 MtCO₂e en 2050 respecto al BAU. De esta cantidad, las nuevas medidas de mitigación que se proponen en el Capítulo 5 para generación eléctrica, industriales, transporte y vivienda, significarían una reducción de 97 MtCO₂e en 2050. Aunque esto representa más de la mitad de la contribución, no hay un efecto considerable en el impacto positivo de las medidas comparado con el logrado en el escenario IE.

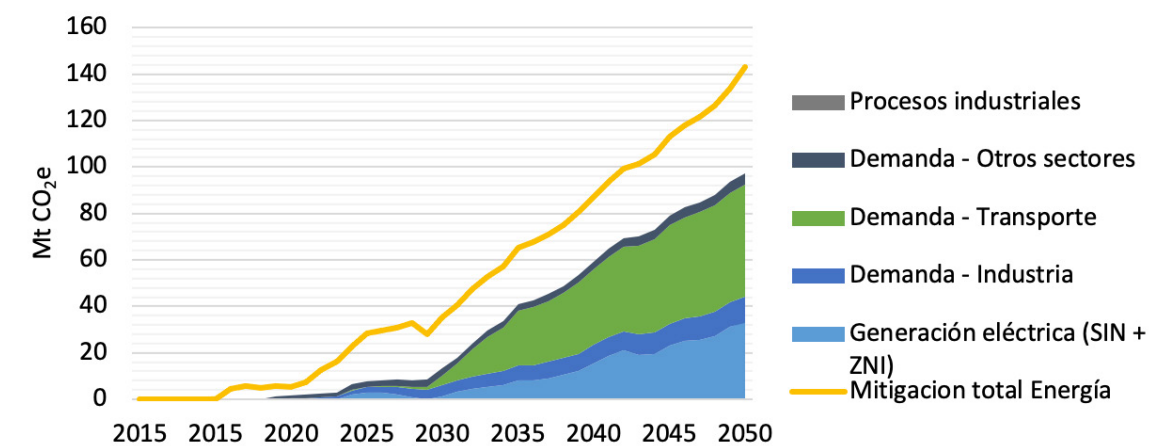


Figura 35. - Mitigación requerida de los sectores analizados en el escenario GD



La Figura 36 muestra el descuento de emisiones en el escenario GD, primero debido a las 86 medidas de la NDC 2015, que arroja una desviación del 48% en 2050 con relación a la trayectoria BAU. Además, con la identificación de 45 medidas adicionales de mitigación, se logra una reducción de emisiones del 67% respecto al BAU en 2050.

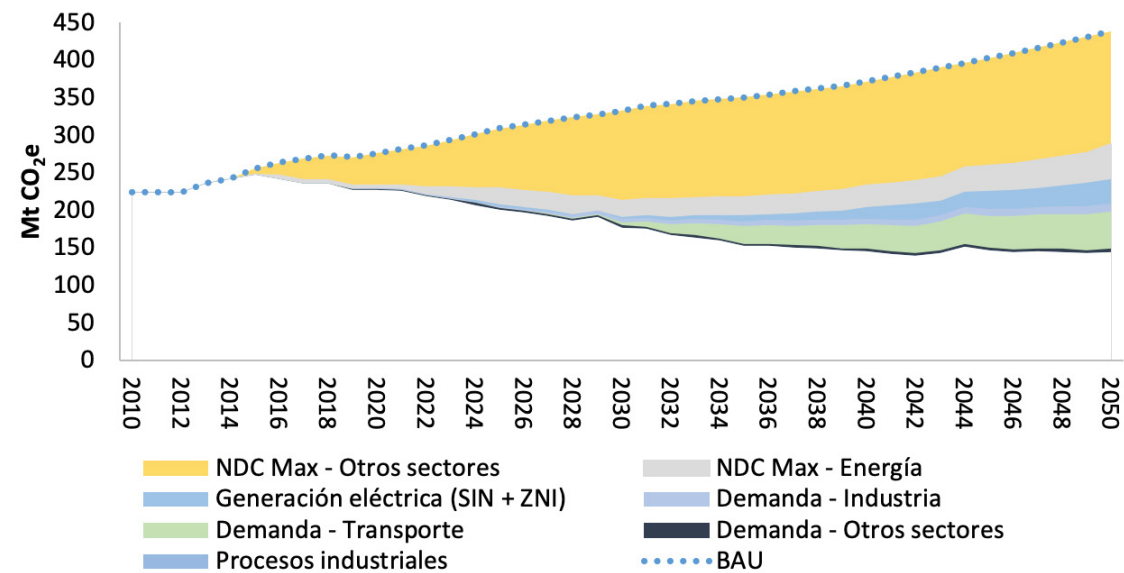


Figura 36. - Descuento de emisiones en el escenario GD respecto al BAU

Por otro lado, si se observa la trayectoria de emisiones por consumo de energía, en la Figura 37, se puede afirmar que el escenario GD, con una reducción de emisiones de 61% respecto al BAU, supera en ambición a los escenarios del PEN.

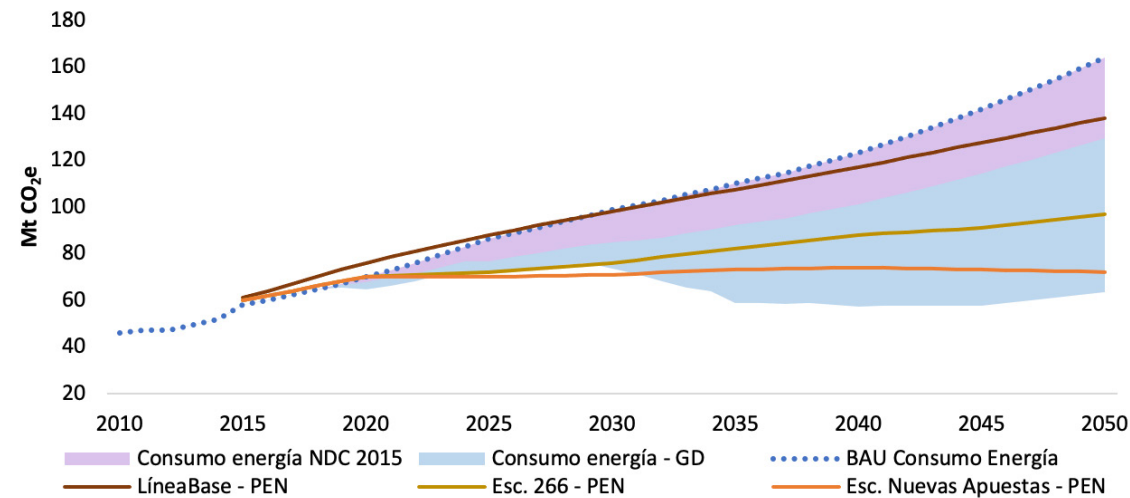


Figura 37. - Trayectorias de emisiones en los escenarios GD y del escenario Nuevas Apuestas del PEN (2020)

Sin embargo, para lograr una trayectoria de emisiones en el escenario GD-1,5, Figura 25, compatible con el escenario de 1,5°C, es necesario aumentar la ambición de todo el conjunto de medidas y el diseño de nuevas medidas de mitigación, de tal manera que se pueda llenar una brecha de 95 MtCO₂e en 2050, como la mostrada en la Figura 38. Las acciones requeridas para llenar esta brecha se describen en el Capítulo 7.

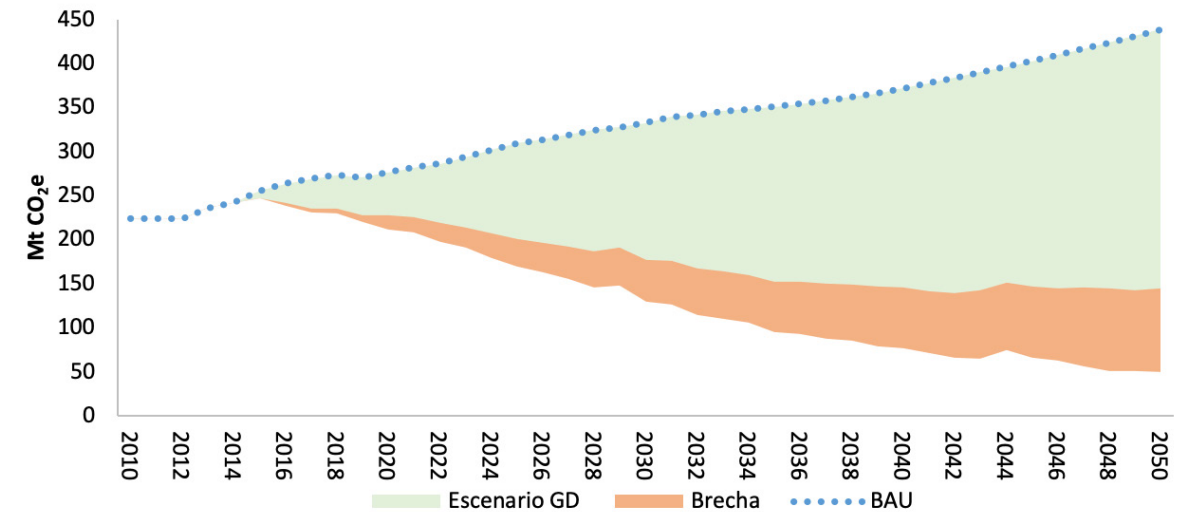


Figura 38. - Descuento de emisiones en el escenario GD respecto al BAU

En el siguiente capítulo, se mostrará las implicaciones de un escenario GD-1,5 para el diseño de las medidas de mitigación. Sin embargo, se concluye este capítulo diciendo que los escenarios presentados son progresivos en su nivel de ambición de reducción de emisiones, cada uno ilustrando las posibilidades para que Colombia alcance en el largo plazo hacia la descarbonización o al menos para una carbono-neutralidad. Cada escenario ilustra que hay sectores con oportunidades para avanzar en el diseño de medidas de mitigación.



5. MEDIDAS DE MITIGACIÓN





El portafolio de medidas de mitigación se basa en los estudios realizados para soportar la definición de la NDC colombiana. La identificación y evaluación de medidas para este estudio se puede dividir en dos grupos. En primer lugar, las que se evaluaron durante la definición de la NDC, y se ajustaron según los niveles de penetración y costos de implementación actuales. En segundo lugar, las medidas alternativas que posibilitan altos niveles de descarbonización a 2050.

Para este análisis se definió el 2015 como año de inicio de las medidas de mitigación y el dólar constante de ese año como unidad monetaria. Se contempla un horizonte de estudio de 50 años con corte para reporte de resultados en 2050. Además, se asume que los equipos utilizados para implementar cada una de las medidas se pueden mantener vigentes con su potencial de mitigación del último periodo una vez alcanzada su vida útil, pagando anualmente el costo anualizado de las inversiones y de operación y mantenimiento permanentemente hasta el fin del horizonte de estudio.

Es importante mencionar que la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) tiene grandes incertidumbres con respecto al éxito de su desarrollo y su viabilidad comercial futura. Esta tecnología fue evaluada como una opción de mitigación ya que en este estudio se procuró cubrir una amplia gama de tecnologías existentes, mejoradas y en desarrollo que permitiera ampliar la ambición en los escenarios modelados. De esta manera, se incluyeron opciones tecnológicas que aún no se encuentran disponibles comercialmente, como el uso de hidrógeno para la industria, el uso extendido de biocombustibles para aviación y las tecnologías de captura y secuestro de carbono. De esta manera, es importante aclarar que las tecnologías CCS deben ser consideradas con mucha cautela. Confiar en el éxito del desarrollo comercial del CCS puede causar una falsa tranquilidad que lleve a reducir los esfuerzos presentes de mitigación a la espera de una solución tecnológica que podría o no estar disponible en el futuro. Esta disminución en el esfuerzo presente de mitigación podría verse reflejada en aumentos en el consumo de combustibles fósiles en fuentes fijas y, consecuentemente, de las emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, confiar en una implementación masiva de tecnologías CCS podría llevar a aplazar las reformas y la adopción de tecnologías que armonicen los requerimientos del sistema eléctrico con las restricciones propias de las fuentes intermitentes renovables. En otras palabras, considerar CCS como una tecnología viable puede llevar a que se mantenga el esquema hidro-térmico de la generación eléctrica y no llegar a una generación eléctrica totalmente renovable. Lo anterior incrementa los riesgos de no alcanzar los objetivos climáticos y la cantidad de activos hundidos, lo que aumentaría el costo de migración hacia una economía baja en carbono.

Del mismo modo, las opciones de compensaciones de emisiones mediante capturas forestales o uso de sistemas de biomasa con CCS deben ser analizadas con las mismas precauciones. La contribución para detener el calentamiento global está determinada por la cantidad de emisiones y por el periodo de tiempo en el que se producen. La estrategia de postergar los esfuerzos de mitigación presentes y compensarlos con mayores capturas futuras puede llevar a exceder los presupuestos de carbono que permitan la estabilización del clima en niveles considerados aún “seguros”. Por otro lado, los requerimientos de carbono-neutralidad se hacen exigibles para todos los sectores. De esta manera, el sector de Agricultura, Bosques y Cambios en el Uso del Suelo, es llamado primero a alcanzar su propia carbono-neutralidad y luego a contribuir con la compensación de las emisiones remanentes de los otros sectores.

En el caso colombiano lo anterior implica que el esfuerzo por detener la deforestación neta, que puede ser apoyado y acreditado por otros sectores, no debería considerarse como una compensación permanente sino como un apoyo durante el proceso de transición hacia la carbono-neutralidad global. En otras palabras, en el mediano plazo los esfuerzos por aumentar los sumideros naturales de carbono pueden ser una solución temporal para reducir las emisiones en una trayectoria de descarbonización. Pero, estas compensaciones tienen un límite físico que se alcanzará en algún momento del tiempo. La estabilización del clima global requiere que las emisiones netas de carbono sean cero. Lo anterior significa, para el sector energético, que en el largo plazo la producción y el uso de energía no debe emitir gases de efecto invernadero. La posibilidad de compensaciones existe o podría existir: reforestación, CCS y biomasa con CCS; pero la apuesta más segura, y probablemente de mínimo costo, es la reducción temprana de las emisiones de carbono. Dicho todo lo anterior, en el restante del documento hemos explorado el uso de algunas de las opciones de compensación con el ánimo de enriquecer la exploración de alternativas, resaltando nuevamente que varias de ellas pueden no ser apuestas seguras o recomendables, si no se tiene presente la alta incertidumbre en el éxito del desarrollo comercial de ciertas tecnologías.



En cuanto a la tasa de descuento se están considerando dos tipos diferentes de acuerdo con lo reportado por el DNP. En 2018, después de casi medio siglo de utilizar 12% como tasa social de descuento, el DNP actualizó dicho valor al 9% (Piraquive, Matamoros, Céspedes, & Rodríguez, 2018). Hasta este año se utilizaba una única tasa de descuento para evaluar todo tipo de proyectos. Esto implica que proyectos con retornos esperados en periodos futuros distantes, como es el caso de muchos proyectos ambientales, tuvieran una subvaloración de sus beneficios, lo que afectaba la toma de decisiones en materia ambiental. En 2018 el DNP propuso 3,1% como la tasa de descuento apropiada para el análisis de proyectos ambientales en el país (Hernández, Piraquive, & Matamoros).

Anotación: Para definir cuáles medidas de mitigación deben evaluarse con una tasa de descuento u otra, es necesario analizar la temporalidad de los retornos y definir si una medida es netamente ambiental o si se trata de una medida que pueda catalogarse como de mejoramiento de procesos. Una tasa alta puede conducir a tener incluso retornos negativos en los proyectos, al valorar más el consumo presente que futuro. Es precisamente esa valoración de los costos y beneficios que afectan a las generaciones futuras, sobre la perspectiva de las generaciones presentes, el motivo de controversia. Este estudio utiliza un enfoque conservador, suponiendo una tasa de descuento del 10% como la usada para la evaluación de la NDC 2015, sin embargo, se resalta que altas tasas de descuento van en detrimento de una senda de descarbonización. Dado que la selección de la tasa de descuento es un tema crucial en este tipo de evaluaciones, pero que su análisis se extiende más allá de los objetivos de este trabajo, se deja su interpretación para discusión y posteriores análisis.

Los modelos usados en la evaluación de las medidas de mitigación se describen en el Anexo II.

5.1. Medidas de mitigación generación eléctrica.

En la oferta de energía se consideran alternativas como *power-to-gas* (para producción de hidrógeno o de metano neutro en emisiones), *Carbon Capture and Storage*, sustitución de derivados fósiles por derivados de biomasa, portafolios de generación eléctrica entre otros.

El análisis de las medidas de mitigación en generación eléctrica se divide en tres componentes: demanda de energía eléctrica, expansión de capacidad y potencial de mitigación.

5.1.1. Demanda de energía

La demanda de energía eléctrica se basa en las proyecciones de la demanda de energía y potencia máxima realizadas por la UPME, Revisión Julio-2019 (UPME, 2019). Esta proyección considera el crecimiento de la población según los últimos reportes del censo poblacional del DANE, la tasa de crecimiento histórica de la demanda de energía eléctrica, y las variables económicas y ambientales. Las características de las trayectorias de demanda de energía para cada uno de los escenarios de mitigación se describen a continuación.

Escenario NDC-E: Se basa en el escenario de demanda media⁸ propuesto por la UPME. Este escenario considera:

- Las expectativas de crecimiento de generación distribuida de acuerdo con las políticas para la estimación del escenario de demanda media (1.294 GWh-año en 2033), la cual contribuye a reducir la demanda mensual de energía en aproximadamente 1,2%. Los impactos de la generación distribuida sobre la demanda en la red de distribución, son calculados por la UPME empleando la base de datos de los proyectos que han solicitado, y se han certificado, para acceder a los incentivos tributarios contemplados en la ley 1715 de 2014 (a la fecha de corte de la proyección de demanda de abril-2019). La capacidad instalada incluye los proyectos para generación con tecnología solar fotovoltaica, a nivel sectorial y regional, la tasa de crecimiento promedio, y su presencia en varias ciudades capitales del país.
- La proyección de demanda media de los grandes consumidores especiales.
- La demanda de electricidad por penetración de vehículos eléctricos calculada para este escenario de acuerdo con las medidas de mitigación del sector transporte. Esta demanda se muestra en la Figura 39.

⁸ El crecimiento promedio anual para la demanda de energía eléctrica para el período comprendido entre 2019 a 2033 para el SIN+GCE es de 2,39% (UPME, 2019).

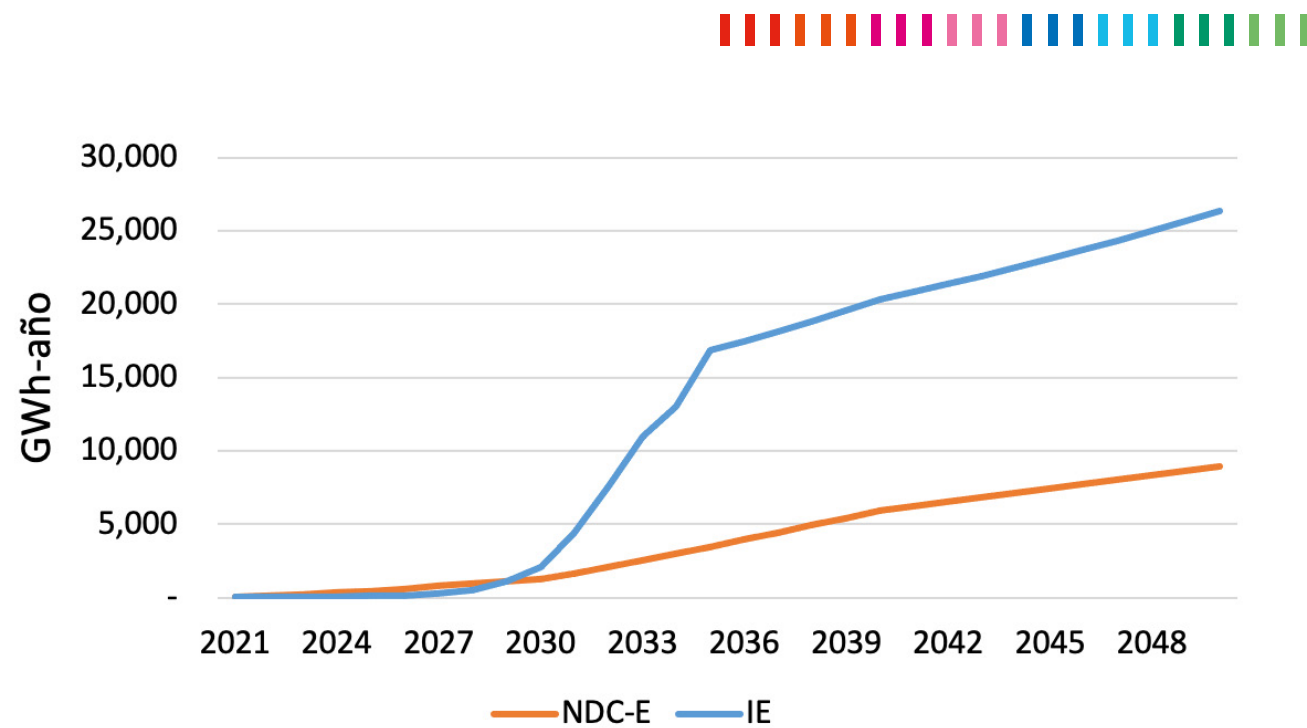


Figura 39. - Demanda de energía eléctrica adicional por la penetración de vehículos eléctricos

Escenario IE: Se basa en la trayectoria de demanda del escenario NDC extendido, y considera:

- El aumento de las expectativas de generación distribuida duplicando la tasa de crecimiento de generación distribuida (lo cual conduce a un aumento de la capacidad instalada esperada) y se considera el alcance de las políticas de eficiencia energética⁹. Esto contribuye a reducir la demanda mensual del SIN en aproximadamente 3% en 2070, ver Figura 40.

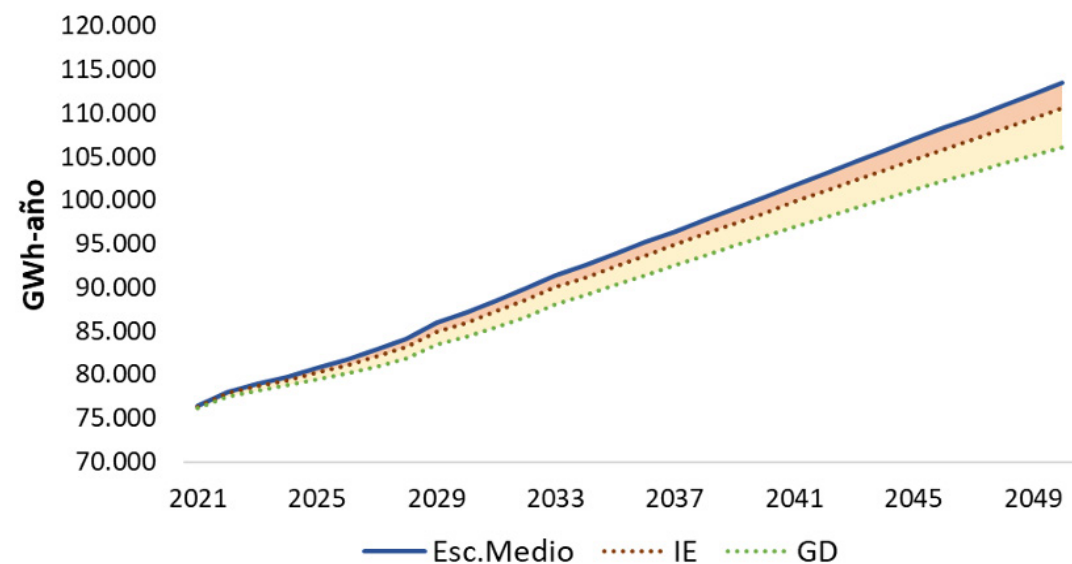


Figura 40. - Reducción de demanda de energía eléctrica debido a generación distribuida y eficiencia energética

⁹ UPME Demanda (UPME, 2019) - (Revisión Abril-2019) Indica una mejora en la eficiencia energética en cada una de las regiones de país, con reducciones promedio anuales, en el período 2006 a 2018, son de: 1,32% en Región Centro, 0,63% en Región Costa – Caribe, 0,41% en Región Noroeste, 0,16% en Región Oriente, 1,54% en Región Valle, 0,51% en Región CQR, 0,35% en Región Tolima Grande, y 0,47% en Región Sur. Los cambios en la eficiencia se asocian a cambios tecnológicos y cambios en los patrones de comportamiento.



- La demanda de electricidad por penetración de vehículos eléctricos calculada para este escenario de acuerdo con las medidas de mitigación del sector transporte. Como lo muestra la Figura 39, la ambición de las medidas en este escenario implica que haya un consumo de energía eléctrica 2,5 veces que el del escenario NDC-E.

Escenario GD: Se basa en la trayectoria de demanda del escenario NDC extendido, y considera:

- Una expectativa de crecimiento de generación distribuida cinco veces mayor a la propuesta en las proyecciones de la UPME. Esta generación contribuye a reducir la demanda mensual del SIN en aproximadamente 7% en 2070, como lo muestra la Figura 40.
- Como se mencionó anteriormente, en este escenario no hay medidas de mitigación adicionales para el sector transporte.

Hidrógeno (Escenario GD): Adicionalmente, en el escenario GD, se considera el aumento de capacidad instalada en el SIN mediante fuentes renovables para la producción de hidrógeno, y este a su vez en la transformación de gas natural sintético.

- Se propone una producción de hidrógeno suficiente para sustituir el 10% de la demanda de gas natural en Colombia a 2050, el cual corresponde a la cantidad requerida para soportar las medidas de uso de hidrógeno en transporte e industria.
- La demanda de gas natural corresponde a la determinada en las proyecciones de la UPME (UPME, 2018). Esta sustitución, como se muestra en la Figura 41, inicia a partir del año 2034 y aumenta progresivamente durante el horizonte de análisis.
- Con un poder calorífico de 120 MJ/kg del hidrógeno y aproximadamente un consumo de 58 kWh para producir un kg de H₂, como se muestra en la Figura 41, la demanda de energía eléctrica para sustituir el 10% de gas natural en el año 2070 alcanza los 71.000 GWh-año.

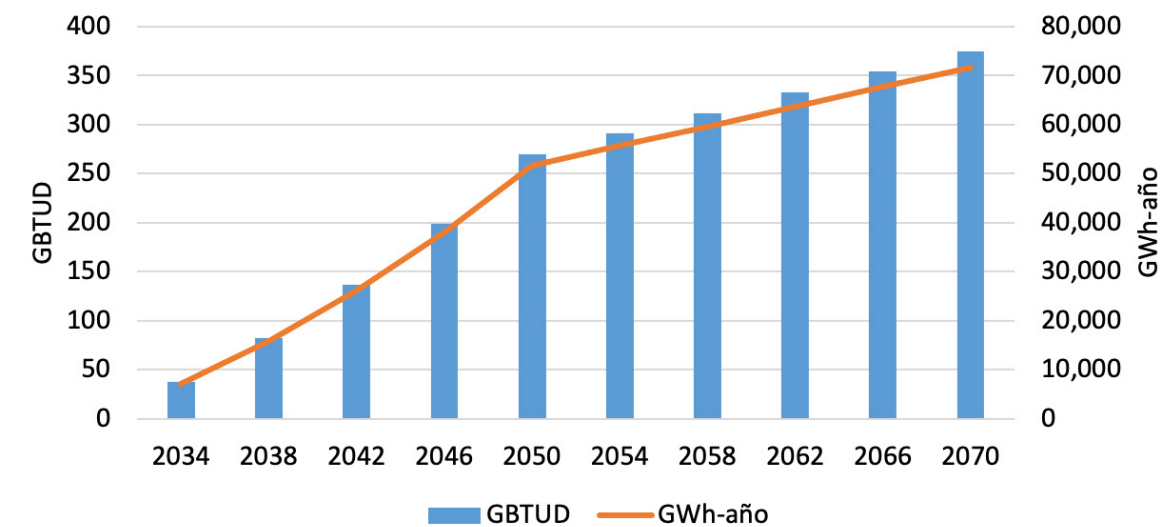


Figura 41. - Producción de hidrógeno a partir de renovables en el escenario GD

Como lo muestra la Figura 42, del hidrógeno producido, el 60% aproximadamente será destinado a la demanda del sector transporte y el restante para la demanda en la industria. La demanda de hidrógeno crece lentamente a partir de 2034, por lo cual, la capacidad de generación eléctrica para producción de hidrógeno no se destinaría totalmente a ello, y en su lugar se entregaría energía al Sistema Interconectado Nacional.

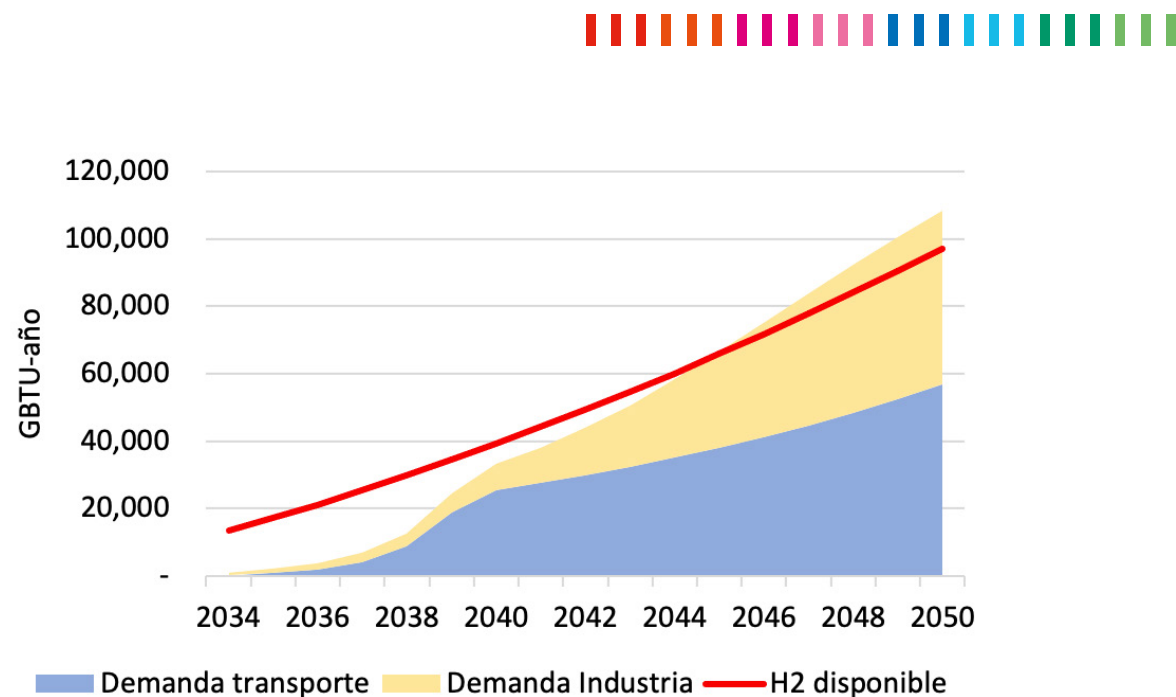


Figura 42. - Producción y demanda de hidrógeno

La penetración de vehículos eléctricos y la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables, son medidas transversales con impactos sobre varios sectores.

La ambición de las medidas propuestas en los escenarios IE y GD tiene un impacto significativo en las trayectorias de demanda con respecto al escenario NDC-E. La Figura 43 muestra las trayectorias de demanda de energía eléctrica para los tres escenarios analizados.

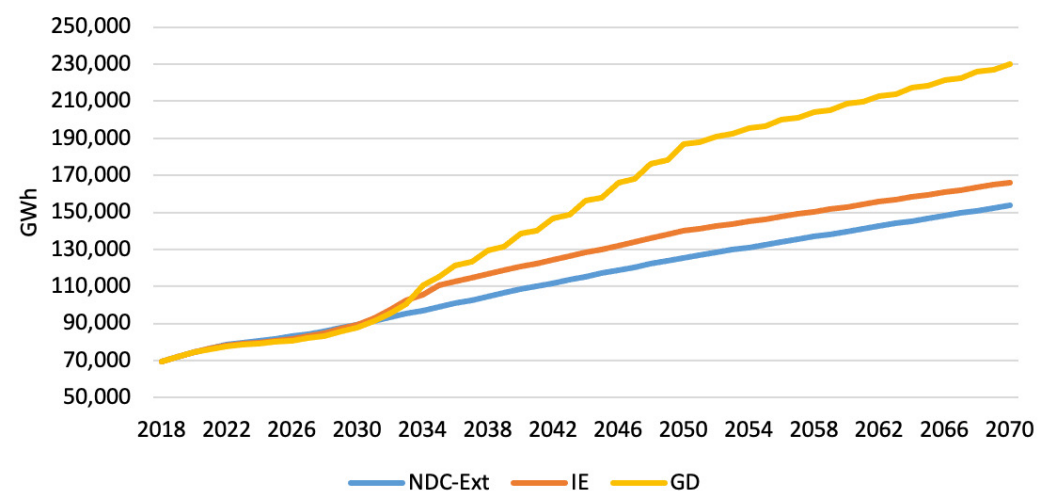


Figura 43. - Trayectorias de demanda anual de energía eléctrica para los tres escenarios de mitigación



5.1.2. Expansión de capacidad

De acuerdo con la demanda de energía eléctrica en cada escenario, se describe a continuación la expansión de capacidad de generación en cada uno. Las características de operación de las plantas existentes se encuentran disponibles por el operador del SIN, mientras que las características de costo y operación de las nuevas tecnologías de generación se basan en referencias internacionales, en este caso, las dispuestas en el *Annual Energy Outlook 2019*¹⁰.

Escenario NDC-E: Este escenario representa las políticas actuales hacia el cumplimiento de la NDC. Incluye como expansión definida en el periodo 2020-2025, los proyectos aprobados, los proyectos definidos en el esquema de Cargo por Confiabilidad, y los proyectos que fueron adjudicados en la subasta de contratos de largo plazo en 2019. La Tabla 15 presenta la composición del sistema hasta el año 2070¹¹.

Tabla 15. - Matriz de generación del escenario NDC-E

[MW]	2019	2026	2040	2050	2060	2070
Hidro Mayor	11.041	13.612	15.112	16.312	17.512	18.512
Gas	3.395	4.197	4.997	5.797	6.697	7.497
Carbón	1.619	1.619	2.019	2.419	2.419	2.419
Líquidos	88	127	127	127	0	0
Menores	942	1.190	1.370	1.570	1.770	1.950
Menores-Gas	156	236	386	586	706	786
Cog-Biomasa	140	140	440	640	840	1.040
Biogás	6	6	126	326	476	536
Solar	18	625	1.425	2.225	2.625	3.225
Eólica	18	1.503	2.903	3.903	5.103	6.303
Geotérmica	0	0	0	400	400	400
	17.423	23.255	28.905	34.305	38.548	42.668

Características principales:

- 73% de participación de renovables en 2050.
- Los combustibles líquidos desaparecen de la matriz de generación.
- La capacidad instalada de plantas térmicas crece para cubrir la demanda de firmeza que requiere el sistema.
- Algunos proyectos solares y eólicos incluyen un portafolio con sistemas de almacenamiento basados en baterías, lo cual permite mejorar su factor de capacidad.

¹⁰ *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2019*. US Energy Information Administration (EIA). Los costos para la evaluación de la tecnología de hidrógeno se obtuvieron del *The Future of Hydrogen, Technology report* — Junio 2019 (IEA)

¹¹ Este escenario cuenta con aproximadamente 15% de renovables no convencionales en 2030. El Ministerio de Minas y Energía en el reciente lanzamiento del Plan Energético Nacional habla de 25% de renovables no convencionales en el 2030. Sin embargo, como se menciona más adelante (ver sección 7.3.1), una capacidad instalada en renovables no convencionales en 2030 correspondería a 7,5 GW en un escenario en el que la capacidad instalada total fuese de 25 GW. Con la capacidad existente, sumada a la nueva con contratos de cargo y largo plazo, y a Ituango 2, la capacidad del sistema sería de 23,25 GW en 2026. Por lo tanto, la expansión requerida sería de 1,75 GW. Si esta expansión se realiza con fuentes renovables no convencionales, y con los 2,1 GW de plantas renovables actuales, el máximo posible sería de 3,85 GW para un total de 15,5% de la capacidad instalada. En los escenarios desarrollados para este estudio, se evitó una sobreinstalación en capacidad del sistema, para no afectar negativamente la evaluación de costo-eficiencia de la implementación de los escenarios.



Escenario IE: Se desarrolla con base en la matriz de generación del escenario NDC-E. La Tabla 16 presenta la composición del sistema hasta el año 2070 según este escenario.

Tabla 16. - Matriz de generación del escenario IE

[MW]	2019	2026	2040	2050	2060	2070
Hidro Mayor	11.041	14.012	15.612	16.812	18.412	19.642
Gas	3.395	4.397	5.197	6.197	7.197	7.197
Carbón	1.619	1.659	2.019	2.499	2.399	2.199
Líquidos	88	127	127	127	0	0
Menores	942	1.190	1.410	1.630	1.910	2.250
Menores-Gas	156	236	406	606	726	806
Cog-Biomasa	140	140	520	740	1.020	1.310
Biogás	6	6	146	346	496	556
Solar	18	765	1.625	2.475	3.175	4.295
Eólica	18	1.703	3.153	4.233	5.933	7.573
Geotérmica	0	0	0	400	400	600
	17.423	24.235	30.215	36.065	41.668	46.428

Características principales:

- 78% de participación de renovables en 2050. Todas las tecnologías de generación con renovables crecen en capacidad.
- Al final del horizonte, 50% de las plantas térmicas a carbón en operación cuentan con tecnología de CCS con captura subterránea del 30% de las emisiones en un proceso de postcombustión, mientras que el 40% de las plantas cuenta con tecnología de CCS con captura del 90% de las emisiones en un proceso de pre-combustión. Se presenta captura subterránea en ambos casos.
- Hay un esfuerzo de desmantelamiento de plantas de carbón convencionales al final del horizonte de planeamiento.
- Al final del horizonte, 70% de las plantas térmicas a gas en operación cuentan con tecnología de CCS con captura del 90% de las emisiones en un proceso de pre-combustión.



Escenario GD: Se desarrolla con base en la matriz de generación del IE. Busca compatibilidad con un escenario de cero emisiones en 2070. La Tabla 17 presenta la composición del sistema hasta el año 2070 según el GD.

Tabla 17. - Matriz de generación del escenario GD

[MW]	2019	2026	2040	2050	2060	2070
Hidro Mayor	11.041	14.512	18.412	20.712	22.012	22.012
Gas	3.395	4.597	5.107	4.507	3.227	2.487
Carbón	1.619	1.739	2.299	2.049	1.149	249
Líquidos	88	127	127	127	0	0
Menores	942	1.350	1.610	2.080	2.480	3.040
Menores-Gas	156	236	576	576	656	656
Cog-Biomasa	140	140	760	1.230	1.610	1.850
Biogás	6	6	326	676	826	886
Solar	18	865	3.025	4.175	5.275	5.815
Eólica	18	2.003	5.153	6.633	7.853	9.053
Geotérmica	0	0	200	600	600	900
Power-to-gas	0	0	2.000	3.500	6.200	11.500
Nuclear	0	0	0	0	1.800	1.800
	17.423	25.575	39.595	46.865	53.688	60.248

Características principales:

- 89% de participación de fuentes renovables. Todas las tecnologías de generación con renovables crecen en capacidad. Su participación alcanza el 92% si se incluye la capacidad destinada a la producción de hidrógeno.
- 11.500 MW en renovables (40% solar y 60% eólico) son dedicados exclusivamente a la producción de hidrógeno. Dado que en este escenario hay mayor penetración de recursos distribuidos, se percibe una menor demanda de energía eléctrica. En el horizonte de análisis esto permite tener excedentes de generación con renovables, solares y eólicas, que también se destinan a producción de hidrógeno.
- Al final del horizonte, 30% de las plantas térmicas a carbón en operación cuentan con tecnología de CCS con captura del 30% de las emisiones en un proceso de postcombustión, mientras que el 70% de las plantas cuenta con tecnología de CCS con captura del 90% de las emisiones en un proceso de pre-combustión.
- Al final del horizonte, 70% de las plantas térmicas a gas en operación cuentan con tecnología de CCS con captura del 90% de las emisiones en un proceso de pre-combustión.
- Hay un fuerte desmantelamiento de plantas de carbón y gas en el horizonte de planeamiento. Sin embargo, debido a la firmeza que requiere el sistema, se requiere una tecnología que garantice la firmeza con cero emisiones, equivalente al suministro provisto en parte por la tecnología nuclear. Así, la tecnología nuclear en este escenario debe entenderse como una figura tecnológica de suministro firme de energía, con beneficios como energía de cero emisiones, el cual también se puede dar con diferentes alternativas, por ejemplo, portafolios de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento.

Biomasa (BECCS): Esta es una media especial, diseñada para lograr la carbono-neutralidad del sector de generación eléctrica. Se asume que la tecnología está disponible a partir del 2030, y que el total de la generación con biomasa se hace con BECCS. Se genera 11% del total de la electricidad en 2050 con BECCS.



5.1.3. Potencial de mitigación y costo eficiencia de las medidas

La Figura 44 muestra la trayectoria de emisiones del escenario BAU de la NDC 2015, y de las emisiones resultantes en los tres escenarios planteados. Además, un escenario especial diferencial para el escenario GD que consiste en la evaluación de la posibilidad de contar con captura y almacenamiento de carbono en la generación térmica. Estas trayectorias incluyen el factor de emisiones por las restricciones en la red de transmisión. Los resultados de los tres escenarios y del escenario especial se describen a continuación.

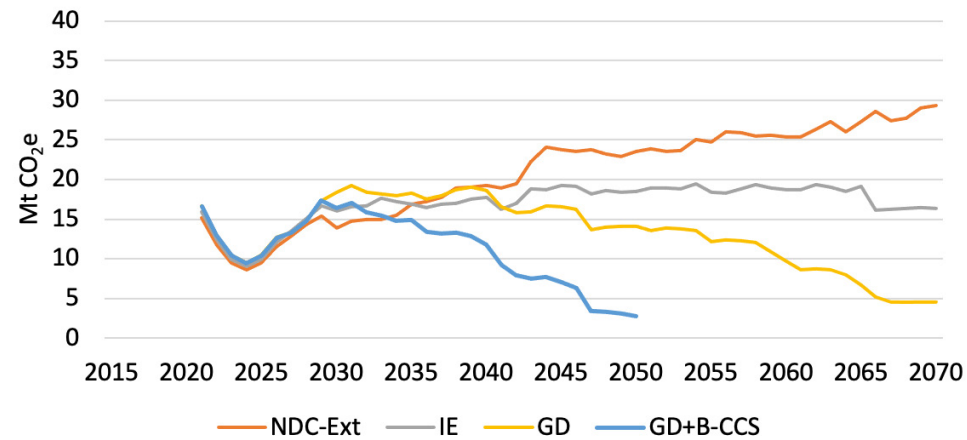


Figura 44. - Trayectoria de emisiones para los tres escenarios de mitigación

Escenario NDC-E: La demanda de energía eléctrica y el retraso en la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos provoca una diferencia negativa de reducción de emisiones en el periodo 2015-2024. Sin embargo, este escenario que refleja las políticas actuales en cuanto a la expansión del sistema eléctrico mantiene su trayectoria de emisiones en armonía con los objetivos planteados en la NDC.

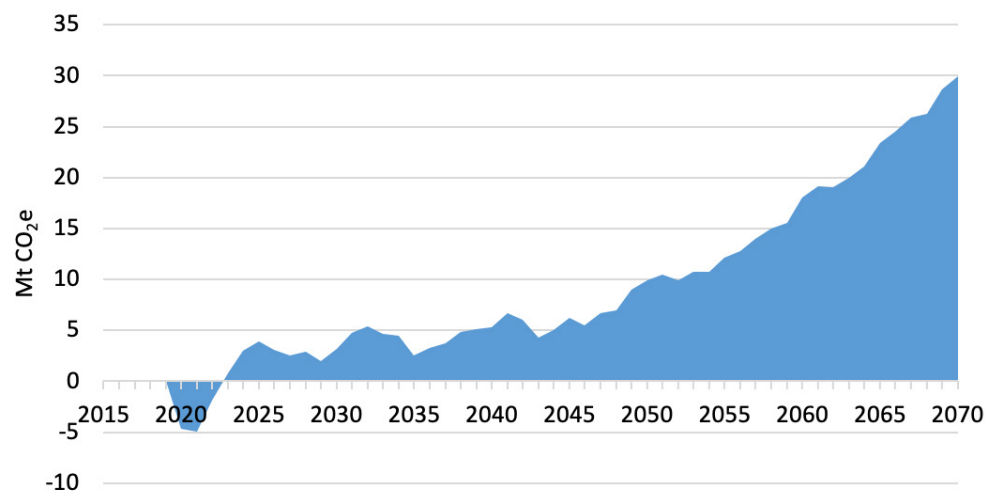


Figura 45. - Potencial de mitigación del escenario NDC-E con respecto al BAU

En la Tabla 18 se muestra el potencial de reducción acumulada de emisiones y la costo-efectividad del escenario. Estos valores se usan como referencia para los demás escenarios.



Tabla 18. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad del escenario NDC

	2030 (NDC)	2050 (NDC-E)	2070 (NDC-E)
Potencial de reducción 2030 (MtCO ₂ e)	38,7	120,1	287,4
Costo efectividad (US\$/tCO ₂ e)	-\$ 53,15	-\$ 2,26	-\$ 1,01

Escenario IE: En este escenario, la mayor demanda de energía eléctrica debido a un mayor nivel de penetración de vehículos eléctricos provoca una diferencia negativa de reducción de emisiones en el periodo 2020-2030, respecto al NDC-E. Este crecimiento de la demanda no alcanza a ser compensado por el crecimiento de las fuentes renovables, lo cual implica la necesidad de despachar mayor capacidad térmica en ese periodo. A partir del 2035 la reducción de emisiones se vuelve positiva.

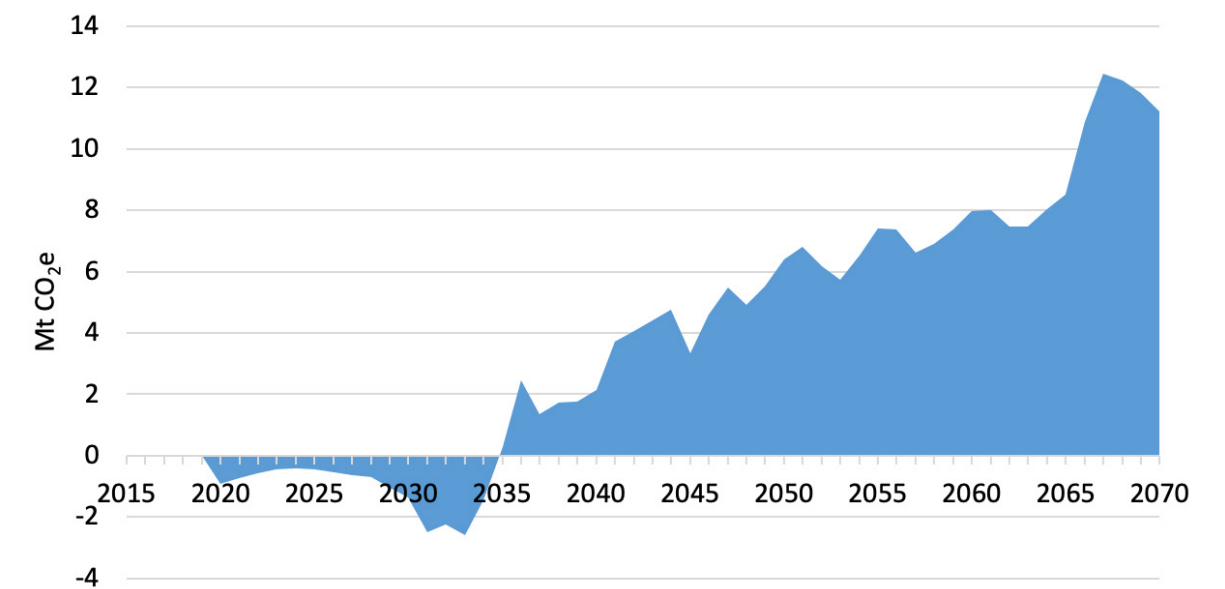


Figura 46. - Potencial de mitigación del escenario IE con respecto al escenario NDC-E

Como lo muestra la Tabla 19, se alcanza una reducción acumulada de 41 MtCO₂ adicionales a las alcanzadas con el escenario NDC-E. En el 2070, se alcanzan 161 MtCO₂ adicionales. Es interesante notar que a 2070 hay mayores impactos acumulados de las medidas implementadas, lo cual hace que la costo-efectividad del escenario sea mejor a largo plazo.





Tabla 19. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad adicionales del escenario IE respecto al NDC-E

	2050	2070
Potencial de reducción adicional (MtCO ₂ e)	41,1	208,6
Costo-efectividad (US\$/tCO ₂ e)	\$ 35,4	\$ 10,1

Escenario GD: Similar al IE, en este escenario, la mayor demanda de energía eléctrica debido a la penetración de vehículos eléctricos y la tecnología *power-to-gas* provoca una diferencia negativa de reducción de emisiones en el periodo 2020-2042, respecto al IE. En este caso, el impacto de la ambición es más prolongado sobre la operación del sistema. Como se observa en la Tabla 17, la demanda obliga a instalar mayor capacidad en ese periodo, incluida la capacidad térmica. Después de dicho periodo, la reducción de emisiones se vuelve positiva, y además se acompaña de un desmantelamiento de capacidad térmica.

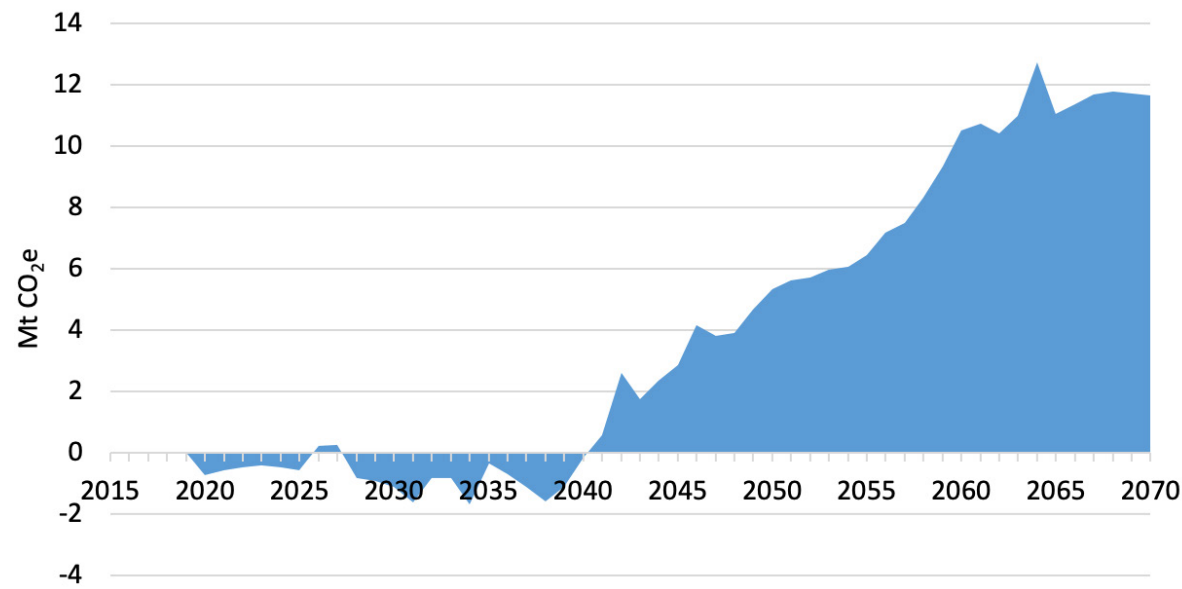


Figura 47. - Potencial de mitigación del escenario GD con respecto al IE

Sin embargo, como lo muestra la Tabla 20, a 2050 la reducción adicional de emisiones respecto al escenario IE es relativamente baja. Si se observa el largo plazo, a 2070 hay mayores impactos acumulados de las medidas implementadas, lo cual hace que la costo-efectividad del escenario sea mejor, aunque los costos siguen siendo demasiado altos.

Tabla 20. - Potencial de reducción de emisiones y costo-efectividad adicionales del escenario GD respecto al IE

	2050	2070
Potencial de reducción (MtCO ₂ e)	16,2	202,6
Costo-efectividad (US\$/tCO ₂ e)	\$ 434,3	\$ 46

Dado que la producción de hidrógeno se realiza exclusivamente con renovables (solar y eólica) y que la reducción de emisiones por el uso de hidrógeno se cuenta para otros sectores (transporte e industria), la costo-efectividad del escenario no es buena. El modelo actual no asume una optimización integral del sistema de generación, no considera el efecto benéfico de una participación activa de los clientes domésticos e industriales con mecanismo de *demand side response* y no considera la optimización del sistema de recarga de los vehículos eléctricos y de producción del hidrógeno. Por lo tanto, se sobreestima el costo de satisfacer los consumos energéticos durante los picos de demanda y las temporadas en las que se presenta el fenómeno de El Niño. Al mismo tiempo, es importante subrayar que un sistema eléctrico con una elevada cuota de hidroelectricidad y presencia de fenómenos climáticos extremos como El Niño, representa un reto en términos de energía firme (no necesariamente de potencia), lo cual lleva



a la discusión entre el fomento de una matriz óptima, que por un lado permita atender los crecimientos futuros de energía firme y por otro lado garantice su descarbonización, hecho que puede requerir de una gran capacidad firme descarbonizada (por ejemplo *nuclear of CCS*), esquemas avanzados tipo *peer-to-peer* (P2P) o combinaciones entre tecnologías tradicionales con energía firme (susceptibles de mejoras tecnológicas bajas en emisiones) y fuentes renovables no convencionales. En todo caso, es necesario evaluar escenarios que permitan identificar los óptimos para el sistema.

Al mismo tiempo, es muy importante destacar los resultados de los primeros pasos en cuanto a la penetración de renovables no convencionales, como resultado de las subastas de largo plazo que mostraron para los productos subastados, precios de despeje competitivos, que sin duda se constituyen en un insumo importante para evaluar los costos de descarbonización, en los cuales se deberán incluir también los costos de operación en escenarios de alta penetración, que garanticen la flexibilidad necesaria del sistema para atender los requerimientos con los criterios técnicos definidos.

Escenario GD+BECCS: La captura de carbono asociada a la generación eléctrica con biomasa aumenta el potencial de mitigación del escenario a los niveles ilustrados en la Figura 48. Este potencial permite que el sector logre la carbono-neutralidad durante la década de 2050.

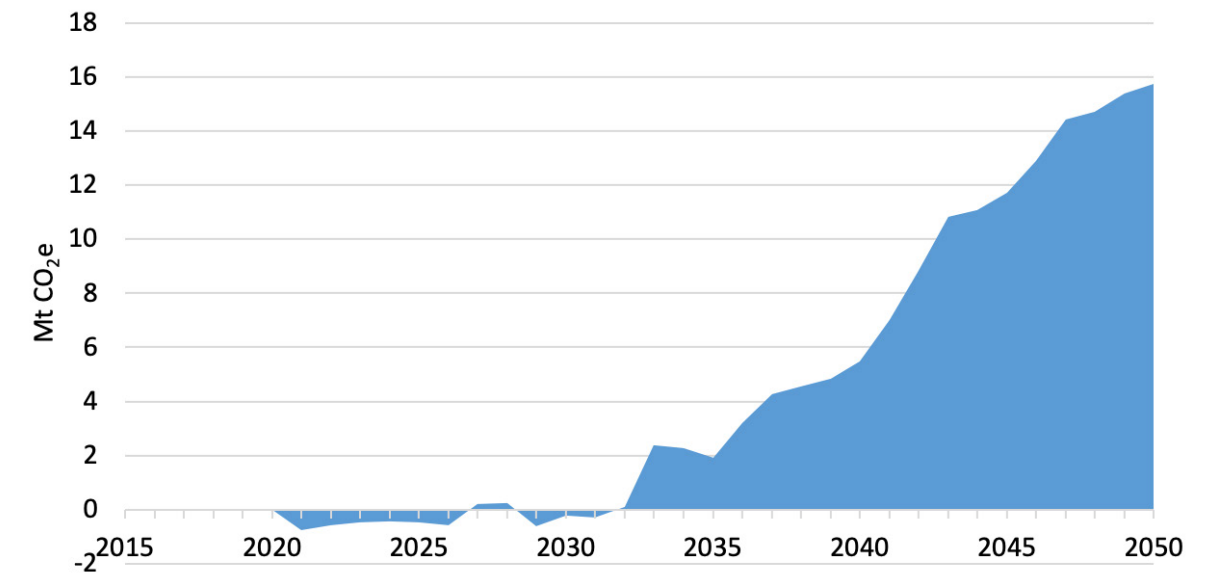


Figura 48. - Potencial de mitigación del escenario GD+BECCS con respecto al escenario IE

La Tabla 21 muestra el potencial de reducción de emisiones y la costo-efectividad acumulada para los escenarios. La mayor mitigación se alcanza en la variante del escenario GD, GD+BECCS, sin embargo, la tecnología de generación con biomasa asociada a un sistema de captura de carbono aún está en estudio y desarrollo, por lo tanto no se pueden evaluar sus costos de implementación.

Tabla 21. - Potencial de reducción de emisiones acumulado por generación eléctrica

Escenario	Potencial acumulado mitigación 2050 (MtCO ₂ e)	Costo-eficiencia acumulada 2050 (US\$/tCO ₂ e)	Potencial acumulado mitigación 2070 (MtCO ₂ e)	Costo-eficiencia acumulada 2070 (US\$/tCO ₂ e)
NDC-E	120,1	- \$ 2,26	287,4	-\$ 1,01
IE	161,2	\$ 33,2	496	\$ 9,09
GD	177,4	\$ 467,4	698,6	\$ 55,09
GD+-BECCS	192			

Vale la pena notar que en el largo plazo se presenta más sentido y valor en las medidas implementadas, lo cual justifica las inversiones que se realicen previamente en el corto y mediano plazo (2050).



5.1.4. Sector eléctrico en el Plan Energético Nacional

En la Figura 49 la demanda de electricidad por penetración de vehículos eléctricos calculada para los escenarios NDC-E y IE (ver Figura 39), se compara con la demanda de electricidad en los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN. Los escenarios en el PEN se modelan de acuerdo con la Ley de movilidad eléctrica (Ley 1864 de 2019) y la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, y son compatibles con el escenario IE propuesto en este documento.

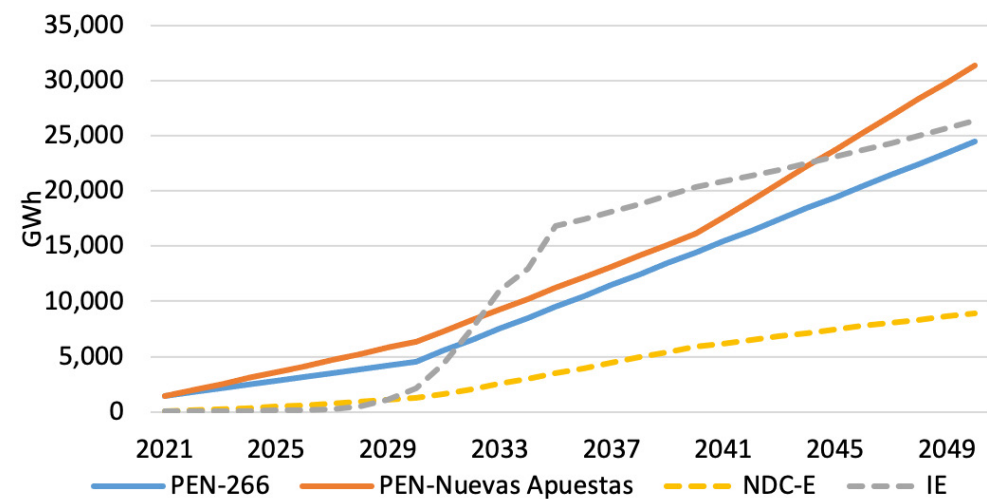


Figura 49. - Demanda de energía eléctrica por la penetración de vehículos eléctricos en los escenarios NDC-E y IE vs los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN

En la Figura 50 se muestra la demanda de electricidad para los escenarios propuestos en este estudio, y se comparan con la demanda de electricidad en los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN. El escenario 266 en el PEN es compatible con el escenario IE, aunque el nivel de demanda a lo largo del horizonte es superior en el escenario IE. La demanda del escenario GD superó el nivel de demanda de los dos escenarios del PEN.

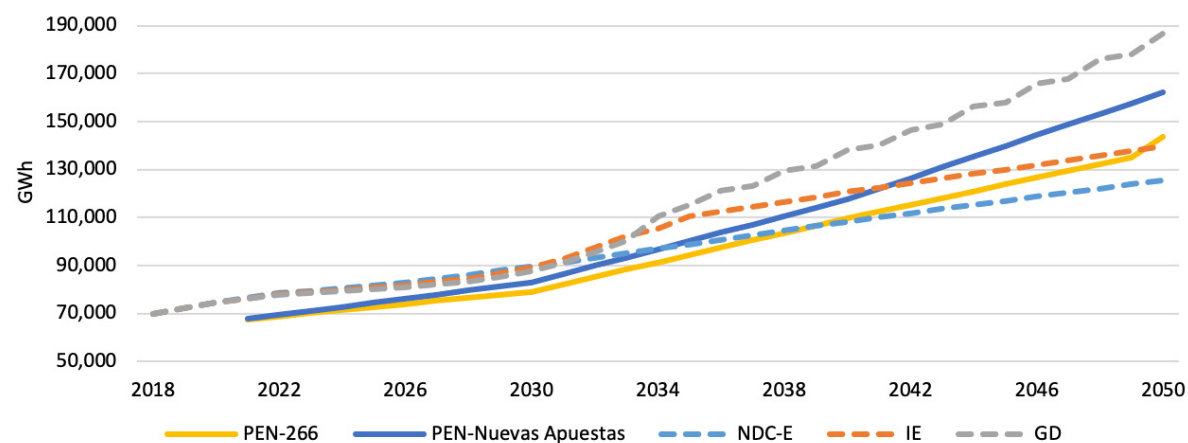


Figura 50. - Trayectorias de demanda de energía eléctrica para los tres escenarios de mitigación vs los escenarios del PEN



5.2. Medidas de mitigación sector transporte

La trayectoria teórica de emisiones de los escenarios de mitigación aplicados al sector transporte se presentan en la Figura 51. Se incluye: i) escenario BAU de la NDC; ii) escenario NDC al 2050; iii) escenario IE, que busca la estabilización de las emisiones en 2030 respecto al nivel del 2015; y iv) dos escenarios GD, ambos con la meta de descarbonización del sector en 2070; la diferencia entre los dos es el año en que las emisiones cambian la dirección de la trayectoria, uno en 2020 y el otro en 2030.

En la Figura 51 se observa que el escenario GD iniciando en 2030 exigiría un cambio de trayectoria abrupto respecto al escenario NDC, por el grado de esfuerzo requerido para cambiar la trayectoria a partir del año 2030. Para una trayectoria más gradual se requeriría iniciar la descarbonización entre 2020 y 2030. Debido a la alta inercia del sector transporte en las emisiones de carbono (Oshiro, Kainuma, & Masui, 2017)- (Dhar & Shukla, 2015), cambiar las trayectorias de las emisiones del sector transporte por lo general requiere mayores esfuerzos respecto a otros sectores y mientras más tarde se realicen las intervenciones, la inercia que se debe superar es mayor (Espinosa, Cadena, & Behrentz, 2019).

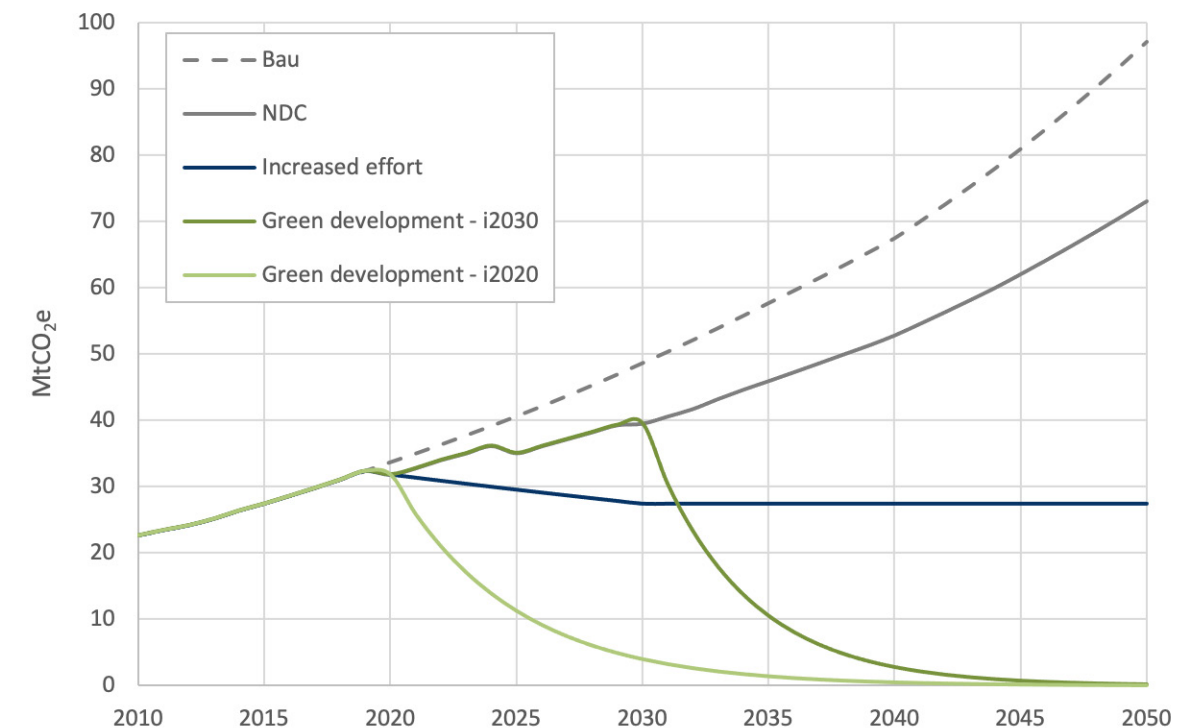


Figura 51. - Trayectorias de emisiones en los tres escenarios de mitigación para el sector transporte

El escenario IE en 2030 representa una desviación del 44% respecto al BAU en el mismo año, y por lo tanto, un esfuerzo mayor al de duplicar la meta NDC. Con el escenario de mayor ambición, GD iniciando en 2020, se reduce el 75% de las emisiones acumuladas entre 2010-2050 respecto a las emisiones del escenario NDC (ver Tabla 22).



Tabla 22. - Potencial de mitigación acumulado y niveles anuales de emisión en los escenarios teóricos para transporte

Escenario	Descripción	MtCO ₂ e/año		MtCO ₂ e acumuladas		
		2030	2050	2010-2030	2031-2050	2010-2050
NDC-E	Es el nivel de las emisiones con la implementación de la NDC.	39,5	73,1	666	1.100	1.767
IE	Respecto a la trayectoria de la NDC se busca estabilizar en el nivel de 2015, desde el año 2030.	27,4	27,4	597	549	1.146
GD - i2030	Trayectoria para descarbonizar el sector transporte en 2070, iniciando en 2030.	39,5	0,2	666	130	796
GD - i2020	Trayectoria para descarbonizar el sector transporte en 2070, iniciando en 2020.	4,0	0,1	424	17	441

5.2.1. Medidas de mitigación de emisiones

Para el sector transporte se analizaron diferentes medidas de mitigación considerando: i) actualización de costos de medidas de la NDC sobre transporte eléctrico; ii) medidas evaluadas para la NDC en diferentes grados de aplicación; iii) opciones adicionales a las de la NDC sobre el uso de electricidad e hidrógeno.

Posteriormente se evaluó el potencial de mitigación de emisiones GEI de diferentes portafolios conformados mediante la combinación de las medidas de la Tabla 23, y se compararon con el potencial de mitigación requerido para dar cumplimiento a los escenarios teóricos de la Tabla 22. Finalmente, se estimó la brecha entre la mitigación que se logra con los portafolios de medidas y las trayectorias teóricas de emisiones en los escenarios IE y GD.



Tabla 23. - Portafolio de medidas para el sector transporte

Medidas	Potencial acumulado 2050 (CO ₂ e 10 ⁶)	Costo eficiencia (US\$/tCO ₂ e) ¹²
Transporte eléctrico		
Taxis: 100% de los vehículos son eléctricos desde 2035	45	-40
Transporte público: 100% de los buses son eléctricos desde 2035	Buses	123
	Microbuses	42
	Articulados	18
Transporte carga: 100% de los utilitarios son eléctricos desde 2035	6	94
Privados: 100% de los vehículos son eléctricos desde 2035	215	139
Transporte a hidrógeno		
Transporte carga: los camiones interurbanos de mayor tamaño son a hidrógeno desde 2035 (6% de la flota total de carga)	59	146
Medidas complementarias de la NDC¹³		
Mejores estándares de rendimiento y conducción verde en privados	2,26	2,23
Mejores estándares de rendimiento en transporte público (ciudades grandes)	2,02	-44
Mejores estándares de rendimiento en transporte público (ciudades intermedias)	11,6	-49
Taxis híbridos	11	-38
Mejores estándares de rendimiento y conducción verde en taxis	0,39	-29
Sistemas públicos de bicicletas	17	-24
Cobros por congestión	3,4	<1
Chatarrización, renovación y aumento de GNL y GNC en camiones urbanos	Chatarrización	18
	Renovación	18
	GNL	22
	GNC	13
Sustitución de carga carretera por modos férreo y fluvial	Multimodal carretero-férreo	5
	Multimodal carretero-fluvial	13
Mejores estándares de rendimiento para buses interurbanos	19	-41

Nota: esta tabla considera medidas de la NDC con la misma costo-efectividad que se presentó en el estudio original [1]. Las medidas sobre transporte eléctrico se evaluaron para este estudio considerando parámetros actualizados de las tecnologías y medidas de penetración más exigentes que las de la NDC. La medida sobre hidrógeno es nueva.

En la siguiente tabla se presentan las medidas que conforman cada uno de los escenarios, y la proporción de penetración que se considera de cada medida según el escenario de mitigación. Las trayectorias de emisiones resultantes se presentan en la Figura 52.

Dentro de las medidas analizadas como base para la NDC (estudio previo) se consideraron vehículos híbridos en los segmentos de transporte privado y en taxis, para las cuales se obtuvo una relación de costo-eficiencia de 148 US\$/tCO₂e y -38 US\$/tCO₂e, respectivamente. En el caso de los privados, debido a su alto costo esa tecnología no entró en el portafolio final de la NDC, pero los taxis sí (ver Tabla 24). Esta tecnología no hace parte de los escenarios IE y GD porque se requiere el máximo potencial de abatimiento posible para lograr trayectorias decrecientes de emisiones en las siguientes décadas, lo cual sólo se puede lograr con reducción de la demanda y/o una sustitución total de la flota por transporte cero emisiones (en las tecnologías evaluadas en este estudio corresponde a transporte eléctrico).

¹² En la costo-eficiencia que se presenta en esta tabla no se incluye el costo de los co-beneficios. Se presenta un análisis de la costo-eficiencia con y sin co-beneficios en la Sección 4.2.2.

¹³ Estas medidas hacen parte de la NDC y para este estudio no se modificó el análisis de costo-eficiencia. Únicamente se modificaron y actualizaron las relacionadas con transporte eléctrico y a hidrógeno.



Tabla 24. - Portafolio de medidas de cada escenario en transporte

Segmento	Medida	Escenario de mitigación			
		NDC	NDC- E	IE	GD
Privados	Mejores estándares de rendimiento + conducción verde	1,0	1,0	1,0	0,0
Privados	Vehículos híbridos	0,0	0,0	0,0	0,0
Privados	Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,0	0,3	1,0	1,0
Taxis	Mejores estándares de rendimiento + Conducción verde	1,0	1,0	1,0	1,0
Taxis	Sustitución con vehículos híbridos	1,0	1,0	0,0	0,0
Taxis	Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,25	0,5	1,0	1,0
Público	Mejores estándares de rendimiento (grandes ciudades)	1,0	1,0	1,0	1,0
Público	Mejores estándares de rendimiento + Conducción verde (excluye grandes ciudades)	1,0	1,0	1,0	1,0
Público	Bus convencional - Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,12	1,0	1,0	1,0
Público	Bus articulado - Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,0	1,0	1,0	1,0
Público	Microbuses - Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,0	0,3	1,0	1,0
Público y privado	Sistemas públicos de bicicletas (ciudades principales)	1,0	1,0	1,0	1,0
Público y privado	Cobros por congestión	1,0	1,0	10	20
Carga	Chatarrización	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Renovación	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Utilitarios - Vehículos eléctricos (100% de la flota)	0,0	0,3	1,0	1,0
Carga	Aumento de la participación GNL	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Aumento de la participación GNC	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Sustitución de transporte carretero por férreo	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Sustitución de transporte carretero por fluvial	1,0	1,0	1,0	1,0
Carga	Camiones grandes interurbanos - Vehículos hidrógeno (100% de la flota)	0,0	0,0	0,0	1,0
Interurbano	Mejores estándares de rendimiento	1,0	1,0	1,0	1,0

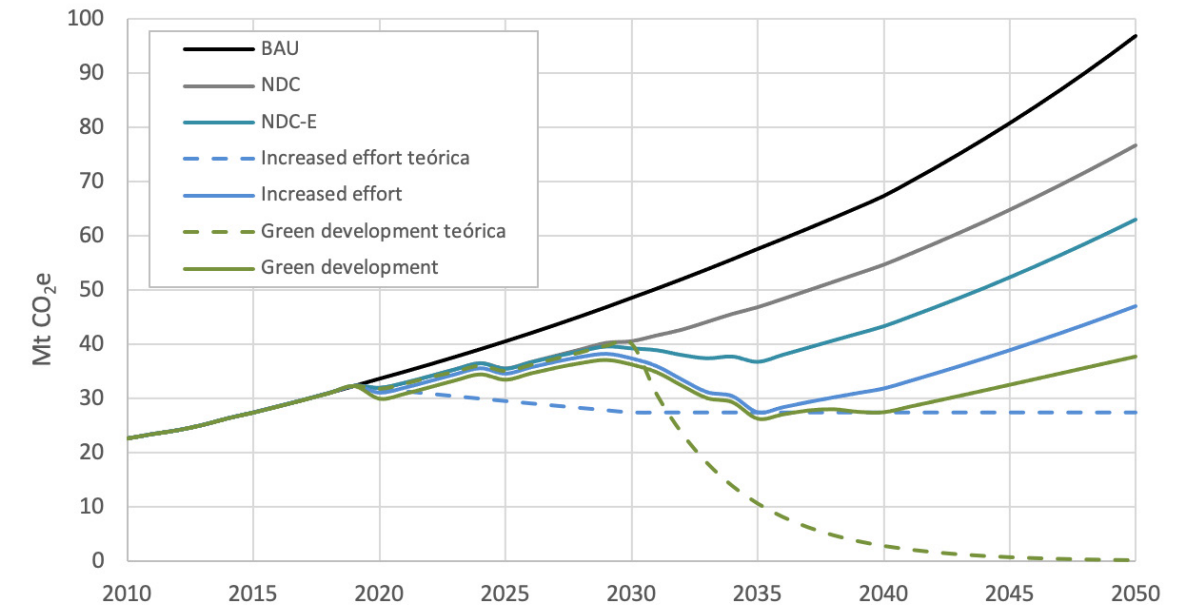


Figura 52. - Escenarios de emisiones para transporte

5.2.1.1. Escenario NDC extendido

Este portafolio está conformado por las medidas de la NDC y adicionalmente considera mayor ambición en la electrificación del transporte siguiendo los lineamientos de la Ley Nacional de Transporte Eléctrico (Ley 1864 de 2019).

Con este escenario se logra una reducción del 25% de las emisiones acumuladas entre 2020 y 2050, y una desviación de 19% y 35% respecto a las emisiones anuales en 2030 y 2050, respectivamente. Bajo el NDC-E el 45% de la mitigación está asociada al uso de flota eléctrica: 30% de la flota privada es eléctrica (equivale a 8 millones de vehículos en 2050), 50% de la flota de taxis (230.000 vehículos en 2050), 100% de los buses de transporte público y 30% de los microbuses (190.000 buses y microbuses en 2050) y 30% de la flota utilitaria (160.000 vehículos en 2050). Los porcentajes de penetración de flota eléctrica se logran desde el año 2035 y se mantienen al 2050.

El aumento en la ambición de la mitigación entre el escenario NDC y el NDC-E significa pasar de un costo de abatimiento de la tonelada menor o igual a 13 US\$/tCO₂e en el escenario NDC a uno de 139 US\$/tCO₂e en el NDC-E.

5.2.1.2. Escenario IE en el sector transporte

El portafolio de medidas para el escenario IE está conformado por las medidas del escenario NDC-E, y medidas en transporte eléctrico de mayor ambición. En este caso se modeló la electrificación máxima posible en las categorías del transporte en las que técnicamente es posible, según la literatura internacional sobre las tendencias respecto a la entrada de las tecnologías:

- Electrificar el 100% de la flota de vehículos privados desde 2035 y mantenerla al 2050. Esta meta significa 26,4 millones de vehículos eléctricos en 2050.
- Electrificar el 100% del transporte público individual, colectivo y masivo desde 2035 y mantener estas metas de participación hasta el 2050. Esta meta equivaldría a 464.000 taxis eléctricos en 2050, y 270.000 buses y microbuses eléctricos.
- Electrificar el 100% de los vehículos utilitarios desde 2035 y mantener esta participación al 2035. Esta meta representa alrededor de 527.000 vehículos en 2050.

En la Figura 52 se presenta la trayectoria teórica del escenario y la trayectoria resultante con el portafolio de medidas seleccionadas. La diferencia entre estas dos trayectorias es de 222 MtCO₂e acumuladas al 2050. Se observa que con este portafolio desde el año 2035 en adelante las emisiones totales del sector continúan con una tendencia creciente.



Las medidas de transporte eléctrico analizadas en transporte público, incluyendo transporte individual (taxis), colectivo y masivo, son del tipo gana-gana. Esto se debe a la reducción que se ha presentado en los costos de la tecnología para estos segmentos en los últimos años y a la reducción que se proyecta para los años siguientes. Desde 2010 los costos de las baterías se han reducido en más del 40% y la autonomía de la flota se ha incrementado; al 2030 se proyecta una reducción del 90% respecto al valor de las baterías en 2010 (Safoutin & McDonald J, 2018)- (BloombergNEF, 2019). A pesar de la reducción en los costos de la tecnología, la flota eléctrica en el nivel requerido para este escenario en transporte privado¹⁴ y vehículos utilitarios, tiene altos costos de inversión; el valor equivalente por tonelada reducida es 139 US\$/tCO₂e y 94 US\$/tCO₂e, respectivamente.

Las medidas que se modelaron en el escenario IE para el transporte de pasajeros urbano constituyen el máximo esfuerzo posible con las tecnologías identificadas hasta este momento. Esto lo que muestra es que en el caso del sector transporte, sólo con el cambio tecnológico no es posible estabilizar las emisiones y se requieren intervenciones de gestión de la demanda del transporte y cambio modal.

Para mejorar la eficiencia del segmento de pasajeros urbano y reducir aún más las emisiones, existen algunas opciones adicionales por explorar, relacionadas con cambio modal: i) la implementación de transporte eléctrico masivo (v.g., trenes, metros) en las ciudades en que la demanda lo permita; y ii) gestión de la demanda del transporte: reducción de la longitud de los viajes, mediante cambios en la configuración de las ciudades en uso del suelo y en patrones de comportamiento, y seguir aumentando la participación de los modos no motorizados de transporte.

En los segmentos restantes como son el de pasajeros interurbano, los de carga (urbano e interurbano) y los no carreteros (fluvial, aéreo y marítimo), aún con la implementación de las medidas de la NDC, estos siguen dependiendo del consumo de combustibles fósiles. De acuerdo con proyecciones internacionales, el uso de la electricidad en estos segmentos es menos probable, por restricciones en las tecnologías. Para estos, el hidrógeno, el metano a partir de residuos, y los biocombustibles de última generación se posicionan como alternativas de mayor viabilidad en las próximas décadas (European comissions, 2019), (Staffell, y otros, 2019), (Manoharan, y otros, 2019), (European Union, 2019).

Los análisis previos para la NDC mostraban que la mejora de la eficiencia del transporte de carga carretero mediante transporte férreo y fluvial representan el mayor potencial de mitigación para el transporte de carga interurbano (Espinosa, Cadena, & Behrentz, 2019), (Betancur, y otros, 2015).

La brecha de emisiones entre el escenario teórico IE y el portafolio presentado en esta sección es de 222 MtCO₂e entre 2010 y 2050 (ver Tabla 25).

Tabla 25. - Brecha de emisiones entre escenario teórico IE y portafolio de mitigación

Escenario	Emisiones 2010-2050 (tCO ₂ e 10 ⁶)	
	Acumuladas	Brecha
IE	1.146	222
IE teórico	1.367	

5.2.1.2.1. Demanda de electricidad en el escenario IE

Las medidas de transporte eléctrico consideradas en este portafolio son más ambiciosas que las propuestas en la Ley de Movilidad Eléctrica, según la cual se proyectan alrededor de 600.000 vehículos de diferentes segmentos en 2030. El escenario que se presenta en esta sección implica electrificar cerca de:

- 14,8 millones de vehículos al 2035. De los cuales 94,2% son vehículos livianos de pasajeros, 2,3% son taxis, 1,6% buses y microbuses de transporte público y 1,9% vehículos utilitarios.

¹⁴ Los análisis de flota eléctrica en el segmento de transporte privado consideran vehículos livianos de pasajeros. No se considera la sustitución de motocicletas a gasolina por motocicletas eléctricas, porque esto no es una medida que genere de manera integral reducción de las externalidades asociadas a este tipo de vehículos (v.g., accidentalidad). Las medidas que proponen mejoras en los servicios de transporte público, aumento de la participación modal del transporte público y promoción de modos no motorizados, incluidas en la NDC buscan reducir la participación modal de las motocicletas.



- 27,6 millones de vehículos al 2050. De los cuales 95,4% son vehículos livianos de pasajeros, 1,7% son taxis, 1,0% buses y microbuses de transporte público y 1,9% vehículos utilitarios.

La electrificación de la flota es adicional al esfuerzo requerido por mantener la participación modal del transporte público y modos no motorizados.

Bajo este escenario se tendrían 27,6 millones de vehículos eléctricos en el año 2050 y una demanda de electricidad de 26.300 GWh/año (ver Figura 53).

El escenario de máxima mitigación exige una penetración de flota eléctrica más agresiva que la planteada por la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME), según el cual la venta anual de vehículos eléctricos oscila entre 200 mil y 250 mil vehículos en el año 2050¹⁵. En el escenario IE se supone que para el año 2035 el 100% de la flota de vehículos livianos y buses y flota utilitaria es eléctrica, por lo que se requeriría entre 600 mil y un millón de vehículos eléctricos ingresando al parque cada año en el periodo 2040-2050.

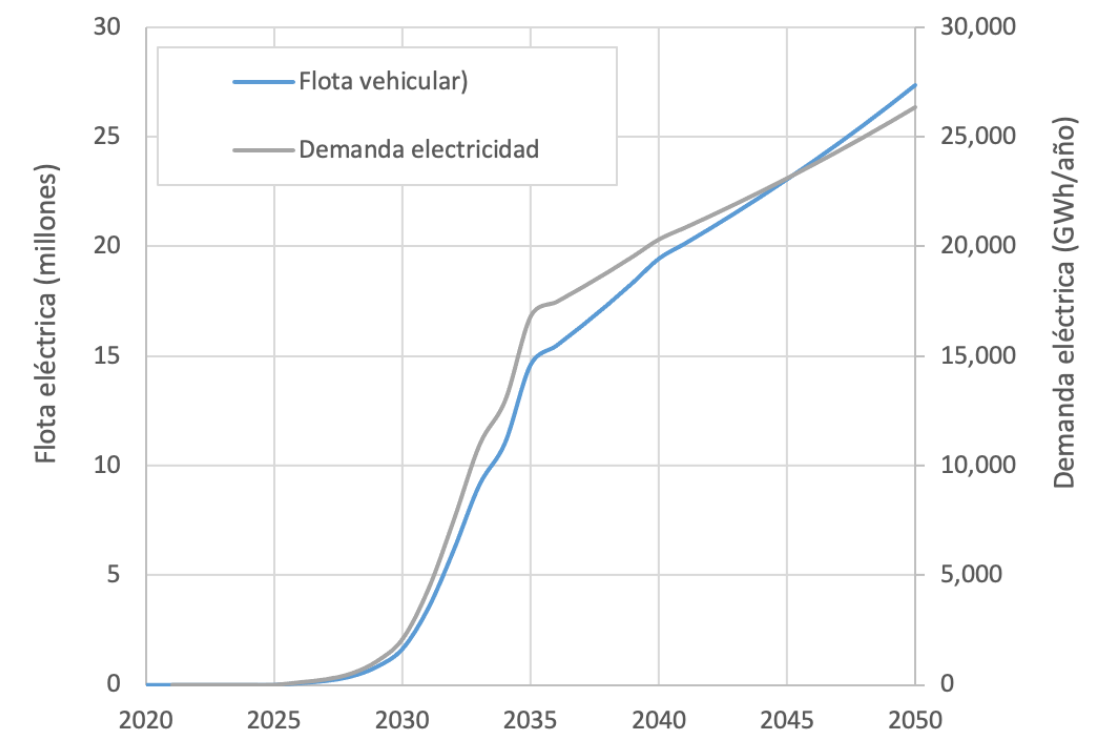


Figura 53. - Flota y demanda de electricidad en el escenario IE

5.2.1.3. Escenario GD en el sector transporte

Para el Escenario GD se adicionó a las medidas del escenario IE una medida sobre el uso de hidrógeno en el segmento de transporte de carga interurbano, que consiste en la sustitución del 100% de los camiones de carga interurbanos de mayor tamaño. Esta medida implica incorporar 17.450 camiones a hidrógeno en 2035 y 57.500 en 2050.

En este escenario se logra la estabilización de las emisiones por debajo del nivel de las emisiones del año 2010, pero la trayectoria de emisiones sólo empieza a decrecer hacia el año 2050. El uso de hidrógeno reduce las emisiones del transporte de carga interurbano, pero para un escenario de descarbonización del transporte, se requerirán intervenciones con mayor impacto que las consideradas en la NDC en el transporte de carga urbana. Una proporción adicional de las emisiones que quedan por reducir son las generadas por los segmentos de transporte aéreo, fluvial y marítimo, que no se trataron en este estudio.

¹⁵ Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica, Gobierno de Colombia 2019. Ver gráfica página 19. Versión preliminar disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Demanda-y-Eficiencia-Energetica.aspx>



La brecha de emisiones entre el escenario teórico GD y el portafolio que incluye el uso de hidrógeno es de 829 MtCO₂e entre 2010 y 2050 (ver Tabla 26). El costo de abatimiento en este escenario alcanza 146 US\$/ton CO₂e.

Tabla 26. - Brecha de emisiones entre escenario teórico GD y portafolio de mitigación

Escenario	Emisiones 2010-2050 (tCO ₂ e 10 ⁶)	
	Acumuladas	Brecha
GD*	1.269	829
GD teórico	441	

5.2.1.3.1. Demanda de hidrógeno en el escenario GD

La sustitución de los camiones interurbanos de mayor tamaño (6% de la flota total de carga) implica un consumo equivalente de 6,4 millones de kgH₂ en 2035 y de 422 millones kg en 2050.

Para sustituir toda la flota de camiones interurbanos, sin contemplar medidas de gestión de la demanda, se estima una demanda cercana a 1.600 millones kgH₂ en 2050.

5.2.1.3.2. Jet-fuel renovable

Adicionalmente, se propone la sustitución de *jet fuel-kerosene* (fósil) para la aviación por su equivalente renovable obtenido de la biomasa. Para ello, las tecnologías que lo hacen posible se suponen disponibles a partir de 2030, así:

- Hidro-procesamiento de aceites y grasas (uso de aceite de palma e hidrógeno). Disponible a partir de 2030
- Proceso Fischer-Tropsch (ruta de gasificación de la biomasa lignocelulosa). Disponible a partir de 2040
- Pirólisis catalítica (ruta pirolisis de la biomasa lignocelulosa). Disponible a partir de 2035

5.2.2. Co-beneficios de las medidas de transporte

El principal co-beneficio de la electrificación del transporte, en especial en las zonas urbanas del país, es la mejora de la calidad del aire. Las medidas evaluadas en los escenarios IE y GD representan un beneficio en reducción de 84.000 toneladas de material particulado fino (PM2.5) entre 2020 y 2050. Esto equivale a beneficios por costos evitados en salud del orden de US\$ 2.700 millones durante el periodo de análisis.

En la Tabla 27 se presenta el costo por tonelada reducida de CO₂e de las medidas en transporte eléctrico e hidrógeno considerando los co-beneficios en calidad del aire.

Tabla 27. - Co-beneficios de las medidas del sector transporte

Medidas	Costo-eficiencia (US\$/tCO ₂ e)	
	Sin co-beneficios	Con co-beneficios
Transporte eléctrico		
Taxis: 100% de los vehículos se electrifican en 2035	-40	-44
Transporte público: 100% de los buses son eléctricos desde 2035	Buses	-35
	Microbuses	-76
	Articulados	-30
Transporte carga: 100% de los utilitarios son eléctricos desde 2035	94	88
Transporte a hidrógeno		
Transporte carga: los camiones interurbanos de mayor tamaño son a hidrógeno desde 2035	146	144



Además de los co-beneficios mencionados, la introducción de flota eléctrica es un elemento fundamental en la implementación de microrredes. El modelo bidireccional *Vehicle-to-Grid* (V2G) permite servicios como arbitraje, respuesta a la demanda de energía y regulación de frecuencia, entre otros (García-Villalobos & Eguia, 2015), (Un-Noor, Padmanaban, Mihet-Popa, Mollah, & Hossain, 2017), (Taefi, Stütz, & Fink, 2017).

5.3. Medidas de mitigación sector edificaciones

De acuerdo con estudios publicados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) y la Agencia Internacional de Energía (IEA), el sector edificador representa aproximadamente un 32% del consumo final de energía mundial y contribuye a la generación de aproximadamente un 19% de las emisiones GEI relativas a la energía a nivel internacional. En los próximos años se espera que esta contribución aumente continuamente y se vea fuertemente influenciada por factores relativos a crecimiento poblacional, desarrollo económico, y cambios en estilos de vida¹⁶.

Para el caso colombiano, se requiere un análisis sobre las emisiones por las etapas que se realizan en el sector de las edificaciones. Cómo se puede observar en la Figura 54, las emisiones en este sector se dan principalmente en tres etapas, que difieren dentro de la vida útil de una estructura. En primer lugar, se tiene el proceso de producción de materiales, seguido de la fase diseño/construcción, y por último la etapa de operación. En cada una de estas etapas se genera una cantidad diferente (pero importante) de emisiones. Las etapas de operación y producción de materiales para la construcción son las que presentan mayor potencial de mitigación, dado que son las que más emisiones generan.



Figura 54. - Etapas del ciclo de vida constructivo y emisiones

El análisis presentado a continuación tiene en cuenta las distintas fases del desarrollo de la infraestructura edificadora, con especial énfasis en los dos segmentos más significativos del sector: vivienda (todos los estratos) y comercial (centros comerciales, oficinas, hospitales, y hoteles).

Escenario NDC-E: Se desarrolla dentro de un contexto mejorado en relación con el BAU. Se considera que el desarrollo de edificaciones seguirá aumentando de acuerdo con el desarrollo económico del país. Por tanto, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La gran mayoría de edificaciones que se construirán utilizarán cemento como material constitutivo dentro de su estructura física. Esto lleva a evaluar medidas de mitigación relacionadas con aumentar la eficiencia de los procesos productivos del cemento como material constructivo. En particular, en el hecho de producir más eficientemente el clínker (principal material constitutivo del cemento).
- Las edificaciones de vivienda a desarrollar en las próximas décadas seguirán los lineamientos establecidos por la resolución 549 de 2015 del Ministerio de Vivienda y el CONPES (3919 de 2018) de edificaciones, las cuales están encaminadas a establecer lineamientos para el desarrollo de la construcción sostenible (ahorro de agua y energía eléctrica) en Colombia.
- Las tendencias relacionadas con el diseño y la construcción de edificaciones no van a sufrir cambios significativos durante las próximas décadas, lo que significa que no se tendrán en cuenta innovaciones en los tipos de vivienda ni procesos constructivos, a los ya disponibles en el mercado actual. Sin embargo, se espera implementación de medidas pasivas (e.g., implementación de prácticas relacionadas con el diseño bioclimáticos como la modificación de la relación ventana/muro, el uso de vidrio de baja emisividad, materiales en fachada con mejor aislamiento térmico, entre otros).
- Respecto a la fase de operación de las edificaciones, es importante destacar que es la etapa más larga del ciclo de vida, ya que comprende toda la vida útil de la estructura (aproximadamente 50 años). Esto incide en que esta sea la fase con mayor potencial de mitigación, dado que, por su duración, es la que más emisiones produce. Así pues, dentro de este escenario

¹⁶ <https://cecu.es/publicaciones/guia%20enforce.pdf>
<https://www.leti.london/cedg>



se consideran medidas en edificaciones de vivienda relacionadas con sustitución de equipos de iluminación, refrigeración, cocción y HVAC (*heating, ventilation and air conditioning*) con mayor eficiencia.

Escenario IE: Este escenario comprende mejoras en varios de los aspectos mencionados en el NDC-E, principalmente, extendiendo dichas medidas a las edificaciones de tipo comercial. Por tanto, se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- La producción de cemento no basta con ser más eficiente, se requiere la sustitución de energéticos en la producción de este, exactamente la sustitución de carbón por biomasa en los hornos de producción de clínker.
- Las edificaciones de tipo comercial a desarrollar en las próximas décadas seguirán los lineamientos establecidos por el CONPES (3919 de 2018) de edificaciones. Esto implica la adopción de medidas de diseño arquitectónico pasivas (i.e., relacionadas con diseño bioclimático).
- Por otra parte, para las nuevas edificaciones del sector comercial debe haber no sólo diseños arquitectónicos que logren disminuir el consumo energético, sino que también todas las edificaciones deben tener mejores materiales de construcción en sus componentes constitutivos. Lo anterior debe estar apoyado por el CONPES 3919, el cual debe ser impuesto con autoridad.
- En edificaciones de tipo vivienda se considera la sustitución de energético en el calentamiento de agua, más precisamente, el uso de energía solar con esta finalidad.
- Se deben empezar a implementar códigos de construcción sostenible en las principales capitales colombianas. Un ejemplo de estos códigos lo constituye el programa *Building Energy Accelerator* (BEA) para Bogotá, en el cual se estipulan los pasos para mejorar la eficiencia energética respecto a iluminación, aislamiento térmico, y equipos eficientes (i.e., bombas de calor, sistemas de ventilación automatizados, movimiento de personas, etc.) en edificaciones residenciales y comerciales.

Escenario GD: Comprende mejoras significativas en la forma como se desarrolla el sector edificador y cómo reduce las emisiones de gases efecto invernadero asociadas a las etapas de su ciclo de vida. Para este escenario se tienen las siguientes consideraciones:

- En el caso de las emisiones generadas por la producción de materiales para la construcción, se debe capturar dichas emisiones, para lo cual se debe presentar dos cosas: CCS a partir de algas y CCS a partir de almacenamiento geológico.
- En la fase de operación de las edificaciones de tipo comercial, se consideran medidas relacionadas con sustitución de equipos, con el fin de aumentar la eficiencia energética en iluminación y HVAC. Estas medidas van de la mano con los lineamientos establecidos en el programa BEA, que inicialmente se ha establecido para Bogotá, pero se está expandiendo a otras capitales como Cali y Montería.
- En las edificaciones de vivienda que conforman el stock actual, se consideran medidas de renovación (*retrofitting*) relacionadas con mejoras en infraestructura y arquitectura de las unidades habitacionales. Esta medida se aplica a Bogotá, Medellín, Barranquilla, y otras doce capitales colombianas: Cali, Pereira, Manizales, Popayán, Pasto, Cúcuta, Cartagena, Bucaramanga, Armenia, Villavicencio, Ibagué, y Pereira.
- Se requiere que las viviendas logren satisfacer su propia demanda energética con fuentes no convencionales. Para esto, se hace indispensable que todas las edificaciones tengan su propia fuente de energía. En este sentido, se plantea que se deben instalar paneles fotovoltaicos (PV) y paneles fotovoltaicos térmicos (PVT). Del mismo modo, se requiere que los nuevos megaproyectos de vivienda que se realizarán tengan distritos térmicos, los cuales pueden aumentar la eficiencia energética de múltiples unidades habitacionales a escala urbana. Se asume que esta medida se implementa solamente en el presente escenario debido a la incertidumbre asociada con su implementación masiva en el segmento residencial nuevo y existente.



5.3.1. Lineamientos para el sector edificador

Se realizó un análisis detallado dentro de la literatura y expertos con el fin de encontrar las medidas necesarias de poder soportar dichos escenarios. Del análisis se encontraron los siguientes tipos de medidas:

- Eficiencia energética: Son medidas que ya están identificadas y en su mayoría se encuentran en proceso de implementación. Sin embargo, se han logrado muy poco éxito.
- Introducción de nuevas tecnologías: Estas medidas son poco convencionales, e cuales implican mayores costos, lo que constituye su principal limitación, además de la falta de disponibilidad actual de los desarrollos tecnológicos.
- Sustitución de combustibles: Son medidas que implican la utilización de otros combustibles para procesos convencionales que se presentan dentro del sector. Aplica principalmente a procesos que impliquen energéticos y sea factible su sustitución.

Con el fin de poder evaluar las medidas de mitigación y establecer paquetes para que fueran evaluados dentro de un mismo escenario, los principales factores y supuestos que se utilizaron para el análisis fueron los siguientes:

- Principales supuestos:
 - » Vida útil de una edificación superior a 50 años.
 - » Factor de emisión de electricidad (0,21kgCO₂e/kWh (Bonilla Madriñan, Herrera Flórez, & Puertas González, 2017)) y gas natural (55.591 kg/TJ) constante a lo largo del tiempo.
 - » Las unidades residenciales y comerciales tenderán a usar igual o más electricidad a la utilizada actualmente, la cual es en promedio 30 kWh/m²/año (cálculos propios a partir de UPME 2012-2016 (Unidad de Planeación Minero Energética. UPME, 2012-2016)) en el sector residencial y 90 kWh/m²/año en el sector comercial (Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Física (Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Física, 2007)).
 - » Costo de electricidad y gas natural en línea con lo establecido en otros sectores (generación eléctrica, transporte, e industria).

- Principales factores analizados para cada medida:
- Tiempo de ejecución
- Costo esperado
- Facilidad de implementación
- Disponibilidad de la tecnología
- Ahorros en costos de operación

Teniendo en cuenta los factores y supuestos analizados, a continuación, se presenta el paquete de medidas que incluye cada escenario.

Tabla 28. - Medidas de mitigación escenario NDC-E

	Medida de mitigación evaluada	Tipo
1	Cambio de producción por vía húmeda a vía seca en la producción de cemento	Eficiencia energética
2	Sustitución de bombillos incandescentes en edificaciones de viviendas	Eficiencia energética
3	Sustitución de sistemas de HVAC de baja eficiencia en viviendas	Eficiencia energética
4	Sustitución de estufas de gas natural de baja eficiencia en viviendas	Eficiencia energética
5	Ejecución de código de construcción que considere mejoras en diseño y arquitectura en viviendas nuevas	Cambios de hábitos de consumo



Tabla 29. - Medidas de mitigación escenario IE

Medida de mitigación evaluada		Tipo
6	Sustitución de carbón por biomasa en hornos de producción de clínker	Sustitución de combustibles
7	Uso de energía solar para el calentamiento de agua en viviendas	Sustitución de combustibles
8	Sustitución de sistemas de iluminación en edificaciones comerciales	Eficiencia energética
9	Mejores materiales de construcción para construcción de fachadas y muros interiores en edificaciones de tipo comercial	Cambios de hábitos de consumo
10	Ejecución de código de construcción que considere mejoras en diseño y arquitectura en edificaciones de tipo comercial nuevas	Cambios de hábitos de consumo
11	Mejoras en la infraestructura de edificaciones existentes. Edificaciones de tipo comercial	Introducción de nuevas tecnologías

Tabla 30. - Medidas de mitigación escenario GD

Medida de mitigación evaluada		Tipo
12	Captura de CO ₂ en el proceso de producción del cemento mediante el uso de algas	Introducción de nuevas tecnologías
13	Captura de CO ₂ en el proceso de producción del cemento mediante el almacenamiento geológico	Introducción de nuevas tecnologías
14	Renovación (<i>retrofitting</i>) en viviendas existentes extendida a 12 ciudades capitales	Eficiencia energética
15	Sustitución de HVAC en edificaciones de tipo comercial	Eficiencia energética
16	Renovación (<i>retrofitting</i>) en viviendas existentes en Bogotá, Medellín, y Barranquilla	Eficiencia energética
17	Ejecución de código de construcción que considere mejoras en diseño y arquitectura en viviendas nuevas extendida a 12 ciudades capitales	Introducción de nuevas tecnologías
18	Instalación de tecnologías fotovoltaicas de PV y PVT en edificaciones de vivienda y comerciales	Introducción de nuevas tecnologías

5.3.2. Potencial de mitigación

Teniendo en cuenta los escenarios y medidas propuestas se pudo observar en términos de emisiones de CO₂e que cada uno de los escenarios propuestos profundiza incrementalmente la descarbonización del sector edificador.



En el escenario NDC-E, las medidas que más aportan a la descarbonización son aquellas relativas a mejoras en procesos de producción por vía seca del cemento (medida 1) y a la sustitución de estufas ineficientes (sustitución de estufas actuales de baja eficiencia (40%) por equipos con eficiencia promedio del 65% para 2018 e incrementando periódicamente hasta 100%) (medida 4). La primera implica una reconversión tecnológica del 30% de la capacidad instalada de plantas cementeras a nivel nacional. La segunda consiste en sustituir estufas con eficiencias menores al 40% por dispositivos con rendimientos superiores a 65% en todo el país a 2050. Ambas medidas empiezan a implementarse gradualmente hasta 2030. Después de ese año los procesos de descarbonización se profundizan, aumentando sucesivamente a más del doble el potencial de mitigación acumulado para los años 2040 y 2050.

Respecto a las otras medidas en el escenario NDC-E, es importante resaltar que corresponden a acciones de implementación enfocadas en la etapa de diseño-construcción y operación de edificaciones de vivienda. La medida 5 en particular se enfoca en implementación de mejoras en infraestructura de la envolvente. Las medidas 2 y 3 se centran en mejorar eficiencias en dispositivos de iluminación y ventilación. Este grupo de medidas contribuye aproximadamente por partes iguales a la descarbonización y se aplican de forma relativamente uniforme a lo largo de las próximas tres décadas.

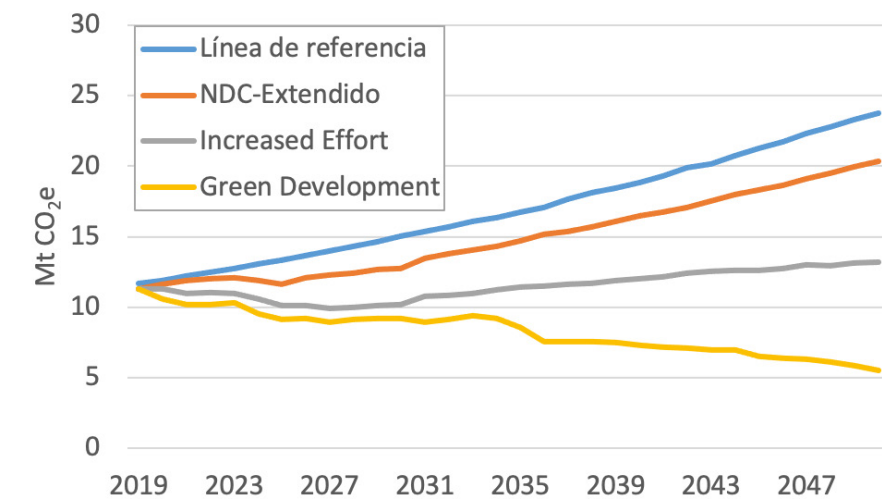


Figura 55. - Trayectoria de emisiones para escenarios de mitigación del sector edificador

En cuanto al escenario IE, las medidas más importantes respecto al potencial de mitigación generado son aquellas relacionadas con las mejoras en la producción del clínker (medida 6) y la utilización de equipos de iluminación eficiente en el sector comercial (medida 8). La medida 6 implica sustituir hasta el 15% del carbón utilizado en las plantas cementeras por biomasa desde 2018 a 2040 (esto implicaría un potencial de abatimiento de aproximadamente 57 MtCO₂e). La medida 8, por otra parte, implica la utilización de luminarias LED en oficinas, centros comerciales, hoteles, y hospitales nuevos y existentes; se asume que el 100% de las edificaciones instalan mejores sistemas de iluminación a partir de 2030.

Respecto a las otras cuatro medidas dentro del escenario IE, es importante anotar que dos de ellas (medidas 6 y 10) generan ahorros potenciales de aproximadamente 7 MtCO₂e. Estas medidas comprenden el precalentamiento de agua con energía solar y la implementación de medidas de arquitectura pasiva en edificaciones del sector comercial. Las otras dos medidas en este escenario tienen ahorros de emisiones marginales.

Por último, en el escenario GD, existen cuatro medidas que reportan ahorros superiores a 10 MtCO₂e. Dos de ellas (medidas 12 y 13) hacen referencia a mecanismos de captura de carbono en la producción de cemento mediante el uso de algas y de almacenamiento geológico. La medida 13 se concentra en las dos plantas cementeras de mayor producción a nivel nacional y genera los mayores ahorros potenciales en este escenario. Por otra parte, las medidas 14 y 16 se enfocan en renovación (*retrofitting*) de viviendas existentes en las principales ciudades colombianas y la implementación de mejoras arquitectónicas en edificaciones comerciales. Para implementar estas dos medidas se asume que el 100% de los edificios (viviendas o comerciales) las incorporan en sus procesos de desarrollo a partir de 2030.



Tabla 31. - Costo-eficiencia y potencial de reducción

Medidas de Mitigación	Costo-eficiencia US\$/tCO ₂ e	Potencial de reducción (MtCO ₂ e)					
		2018-2025	2026-2030	Total 2030	2031-2040	2041-2050	Total 2050
Escenario NDC-E							
1	\$4,73	0,39	2,24	2,63	6,84	12,05	21,52
2	(\$197,49)	0,54	0,79	1,33	1,97	2,55	5,85
3	(\$108,15)	0,06	0,29	0,35	1,39	2,65	4,38
4	(\$26,78)	1,75	4,28	6,03	11,45	13,37	30,85
5	(\$383,33)	1,92	2,12	4,04	0,83	0,83	5,70
Total NDC-E		4,66	9,72	14,37	22,48	31,45	68,30
Escenario IE							
6	(\$0,84)	2,16	5,98	8,14	18,00	31,70	57,84
7	(\$0,99)	0,16	0,46	0,62	1,97	4,03	6,62
8	(\$57,02)	1,61	2,19	3,80	6,32	9,25	19,37
9	(\$45,57)	0,39	0,52	0,91	1,49	2,16	4,56
10	(\$29,00)	0,64	0,88	1,51	2,58	3,84	7,94
11	(\$43,93)	1,27	1,71	2,98	4,90	7,12	15,01
Total IE		6,22	11,74	17,96	35,26	58,10	111,33
Escenario GD							
12	(\$2,78)	0,39	2,24	2,63	6,84	12,05	21,52
13	\$51,79	0,00	0,00	0,00	12,54	33,14	45,68
14	\$49,99	3,78	2,70	6,48	5,40	5,40	17,29
15	\$44,33	0,05	0,06	0,11	0,19	0,27	0,57
16	\$58,83	0,64	0,45	1,09	0,91	0,91	2,91
17	(\$2,18)	1,12	0,84	1,96	1,80	1,98	5,74
18	\$21,98	0,35	0,47	0,82	2,66	5,57	9,05
Total GD		6,31	6,78	13,09	30,33	59,33	102,75
Total Escenarios		17,19	28,24	45,43	88,07	148,88	282,38



5.3.3. Costo-eficiencia de las medidas

Las medidas con mejor costo-eficiencia son aquellas encaminadas a implementar mejoras en la arquitectura de edificaciones nuevas en los segmentos de vivienda y edificaciones comerciales (medidas 5, 10, y 11). De la misma forma, las medidas relacionadas con la operación de unidades de vivienda (ahorros en consumos relativos a iluminación y ventilación) reportan una muy buena relación ente los costos asociados y el ahorro en emisiones generado (2 y 3). Dado que tres de estas cinco medidas corresponden al escenario NDC-E, es claro que existe una muy buena oportunidad para lograr ahorros moderados en el periodo de estudio objeto de análisis. En promedio, cada medida reporta un abatimiento acumulado de aproximadamente 5 MtCO₂e en 2050.

Las medidas con los indicadores de costo-eficiencia más bajos corresponden a aquellas estrategias de mitigación enfocadas en la mejora de sistemas de ventilación en el sector comercial, y en la renovación (*retrofitting*) de viviendas en las 15 zonas urbanas capitales de Colombia (15, 16, y 14). Esto sugiere que implementar acciones de abatimiento una vez la edificación haya entrado en operación genera costos muy altos en relación con la reducción de emisiones generada. La oportunidad para reducir emisiones, por tanto, se vuelve excesivamente costosa una vez la edificación haya empezado su fase operación.

Las medidas relativas a materiales constructivos generan potenciales de abatimiento significativos. Cuatro de las cinco medidas que generan mayores ahorros corresponden a acciones relacionadas con el cemento (1, 6, 12, y 13). Sus indicadores de costo-eficiencia reflejan una muy buena oportunidad para reducir emisiones en el sector edificador. Esto debido a que tres de esas cuatro medidas ofrecen resultados favorables en términos de la relación costo-abatimiento. Lo anterior también confirma que el cemento es uno de los principales factores generadores de emisiones en la industria de la construcción. En consecuencia, mejores procesos productivos asociados con la fabricación de dicho material, o su eventual reemplazo con materiales alternativos, favorecen ampliamente la mitigación de GEI.

5.3.4. Discusión de co-beneficios

Las acciones relacionadas con mejoras en los procesos de producción de materiales (1, 6, y 7) tienen asociada una reducción importante en el uso de carbón vinculado a dichos procesos productivos. Un menor uso de carbón genera un ahorro de emisiones de material particulado, óxidos de azufre y otros gases contaminantes diferentes al CO₂. De la misma forma, una menor utilización de carbón en dichos procesos productivos disminuye las necesidades de extracción de dicho mineral, generando externalidades positivas vinculadas al menor uso de prácticas mineras tradicionales.

Las medidas relacionadas con menores consumos en electrodomésticos (2, 3, 8 y 15) permiten reducir pérdidas asociadas con la distribución y transmisión de energía eléctrica hacia las edificaciones del sector comercial y vivienda. De esta forma, una mayor eficiencia de los electrodomésticos contribuye a generar menores consumos durante la fase de operación de los edificios, y en consecuencia, una mejor gestión de la energía en esta etapa del ciclo de vida de las construcciones.

Las medidas 12 y 13 dependen de un desarrollo avanzado y a gran escala de tecnologías relacionadas con procesos de captura de carbono. Actualmente, la captura de CO₂ es un procedimiento que no se ha aplicado a gran escala en el sector comercial, presenta altos costos de inversión, y altos niveles de incertidumbre en su desarrollo y operación. Estas medidas contribuirían al desarrollo tecnológico de las practicas asociadas con la captura de carbono y se abrirían oportunidades para replicar este tipo de procesos en otras industrias y sectores.

En lo relativo a las medidas asociadas con el consumo de gas natural (4 y 7), los mayores co-beneficios se generarían en dos segmentos principales. Al reducir el consumo de gas natural, se disminuirían las emisiones fugitivas de CO₂ relacionadas con la producción y transporte de este combustible. Adicionalmente, el uso de calentadores de mayor eficiencia energética generaría reducciones en pérdidas vinculadas a la distribución y transmisión de energía eléctrica.

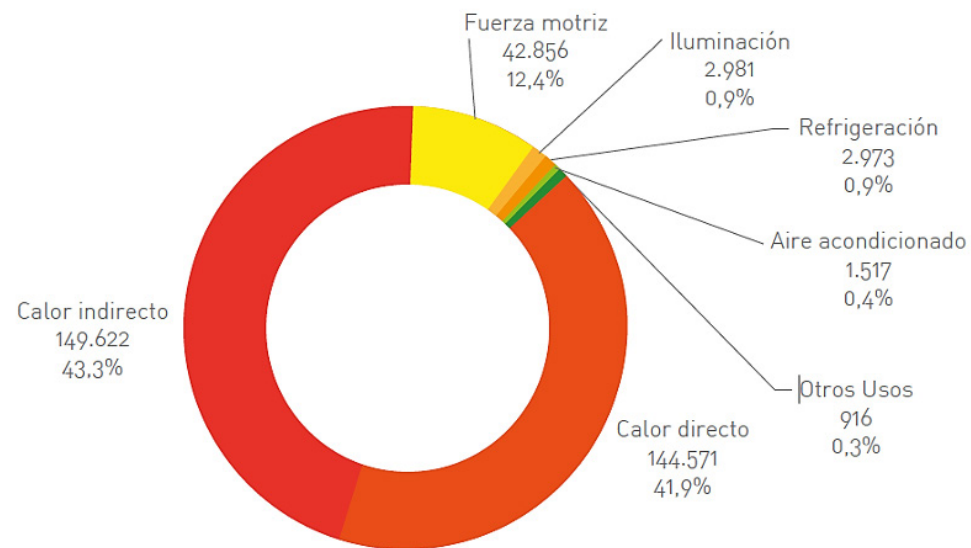
Las medidas enfocadas con un mejor diseño y construcción de edificaciones nuevas (5, 9, 10, 14, 17 y 18) y existentes (11, 16 y 18) permiten co-beneficios en varias dimensiones. En cuanto a la dimensión social, se generaría un mayor confort de los usuarios de las edificaciones a lo largo de su vida útil. Esto debido a que el ambiente interior de los edificios y unidades habitacionales mejoraría a la par de las reducciones en el consumo energético. En materia económica, se empezaría a generar procesos de transformación tecnológica en la industria de la construcción. Lo anterior, dada la necesidad de implementar procesos y productos que, aunque ya están desarrollados plenamente en el mercado mundial, no se han incorporado en la industria nacional. De la misma forma, un ahorro en consumo energéticos implicaría menores subsidios a la población de estratos bajos, lo que redundaría en



ahorros del gasto público. En línea con lo anterior, dado que estas medidas de mitigación necesitarían de la generación códigos y estándares de construcción, su aplicación contribuiría a un mayor fortalecimiento institucional del sector público y a lograr mejoras sustanciales en cuanto a una mayor industrialización y eficiencia del sector constructivo.

5.4. Medidas de mitigación del sector industrial

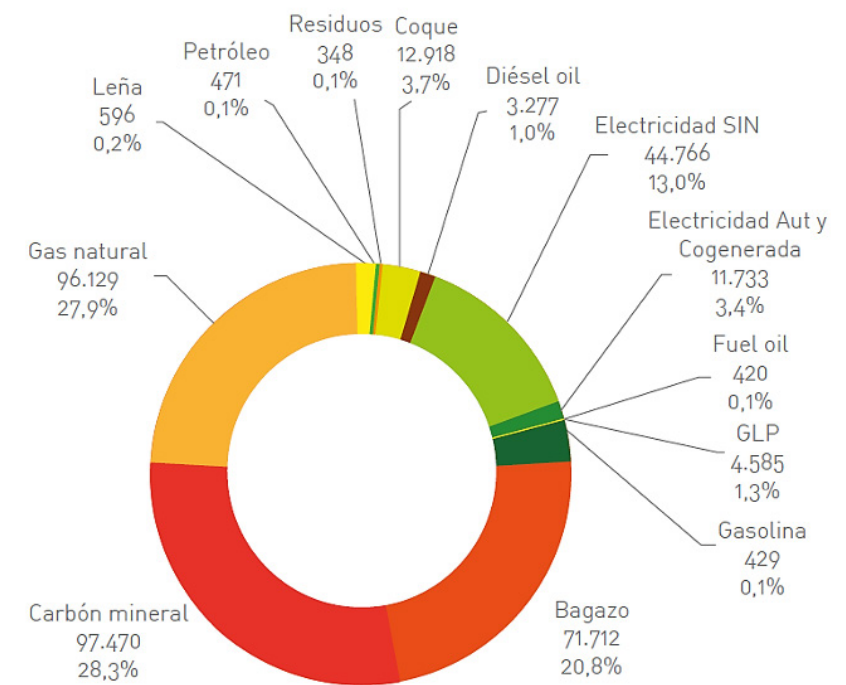
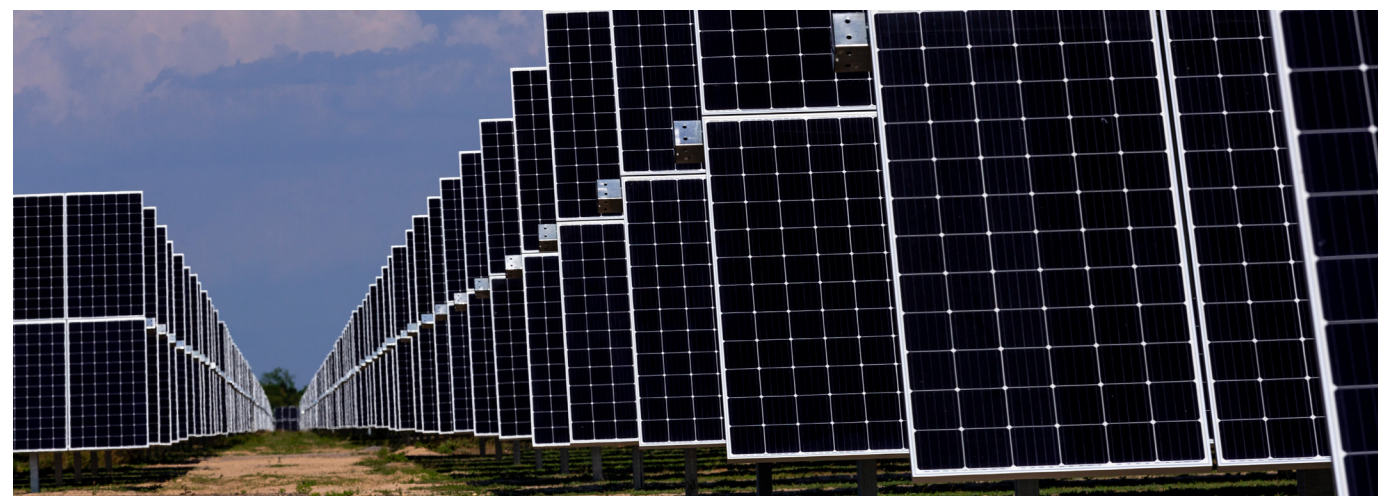
Después del transporte, el sector industrial colombiano es el segundo mayor consumidor de energía final. Los usos térmicos asociados a la producción de calor directo e indirecto constituyen más del 85% del total de su energía consumida, y la energía eléctrica el 15% restante.



Fuente: (UPME, 2017)

Figura 56. - Usos de energía en el sector industrial en el 2014

El calor consumido en la industria proviene principalmente de combustibles fósiles (e.g. carbón mineral, gas natural), seguido de biomasas (e.g. bagazo) (Incombustión-UPME, 2014). Tal dependencia en los primeros implica que el camino hacia la descarbonización debe ser un esfuerzo conjunto de medidas de eficiencia energética, sustitución de combustibles, e introducción de nuevas tecnologías, entre otros.



Fuente: UPME (2017)

Figura 57. - Consumo de energéticos en el sector industrial en el 2014

Escenario NDC-E: Este escenario considera en su mayoría medidas relacionadas con la eficiencia energética. Para ello, se utilizaron las metas que para tal fin ha propuesto el Ministerio de Minas y Energía por medio del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) las cuales han sido incluidas también en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático (PIGCC-ME) del sector minero energético. La resolución 41286 de 2016 por la cual se adopta el PROURE, definió la meta de ahorro para el sector industria de 1,71% entre el 2017 al 2022.

Considerando que la mayoría de los usos en el sector industrial es en generación de calor, las medidas de mitigación se han enfocado de igual manera en estos usos, con especial énfasis en los combustibles que son más usados para generar calor, particularmente combustibles sólidos (bagazo, carbón y coque) y gas natural.

Para cada una de las medidas de mitigación, se ha asumido una meta de mejora en la eficiencia que es alcanzada en su totalidad en un lapso fijo, siguiendo el patrón de una curva de difusión estándar.

La Tabla 32 contiene los supuestos utilizados para evaluar las mejoras en eficiencia para cada una de las medidas propuestas en el sector industria correspondientes al uso de combustibles sólidos.



Tabla 32. - Portafolio de medidas de mitigación para el uso de combustibles sólidos en el sector industria en el escenario NDC-E

Combustibles sólidos	Potencial aplicación (A)	Potencial mejora en eficiencia (B)	% Uso de Combustibles sólidos en calor directo e indirecto (C)	Acumuladomejora en eficiencia (AxBxC)	Año inicio	Año fin
Calor directo						
Buenas prácticas de operación y mantenimiento de hornos	40%	10%	39%	1,5%	2017	2030
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico	40%	7%	39%	1,1%	2017	2030
Mejoras en combustión de combustibles sólidos	60%	8%	39%	1,9%	2017	2030
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión	40%	10%	39%	1,5%	2017	2040
Cambios de procesos productivos para industrias manufactureras con sistemas de calentamiento directo	18%	35%	39%	2,4%	2017	2050
Calor indirecto						
Buenas prácticas de operación, simultaneidad de procesos, optimización de purga y mantenimiento de calderas	60%	7%	61%	2,6%	2017	2030
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico	60%	18%	61%	6,6%	2017	2030
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión	40%	8%	61%	2,0%	2017	2040
Mejoras en combustión de combustibles sólidos	50%	8%	61%	2,5%	2017	2030
Sustitución de calderas convencionales a calderas de lecho fluidizado	30%	23%	61%	6,9%	2017	2050

Para estimar la mejora en eficiencia correspondiente a cada una de las medidas de mitigación, se adoptaron tres supuestos: potencial de aplicación, potencial de mejora en eficiencia, y el porcentaje de uso de los combustibles sólidos. Para los potenciales de aplicación y de mejora en la eficiencia, se adoptaron los supuestos de la UPME para la elaboración del PROURE que incluyen medidas en calor directo e indirecto para combustibles sólidos y gas natural. El porcentaje de uso de combustibles sólidos se adoptó con base la participación en el uso de los combustibles sólidos en calor indirecto (61%) y en calor directo (39%) (UPME, 2017).

Para el uso del gas natural, la Tabla 33 contiene las medidas de eficiencia utilizadas y sus respectivos supuestos. El porcentaje de uso de gas natural está basado en el porcentaje de calor directo (64%) y calor indirecto (36%) que en promedio es usado en la industria con gas natural (UPME, 2017).

Tabla 33. - Portafolio de medidas de mitigación para el uso de gas natural en el sector industria en el escenario NDC-E

Gas natural	Potencial aplicación (A)	Potencial mejora en eficiencia (B)	% Uso de gas natural en calor directo e indirecto (C)	Acumuladomejora en eficiencia (AxBxC)	Año inicio	Año fin
Calor directo						
Buenas prácticas de operación y mantenimiento de hornos	40%	10%	64%	2,6%	2017	2030
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico	40%	7%	64%	1,8%	2017	2030
Mejoras en combustión de gas natural	60%	6%	64%	2,3%	2017	2030



Gas natural	Potencial aplicación (A)	Potencial mejora en eficiencia (B)	% Uso de gas natural en calor directo e indirecto (C)	Acumuladomejora en eficiencia (AxBxC)	Año inicio	Año fin
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión	40%	9%	64%	2,3%	2017	2040
Cambios de procesos productivos para industrias manufactureras con sistemas de calentamiento directo	18%	35%	64%	4,0%	2017	2050
Calor indirecto						
Buenas prácticas en operación, simultaneidad de procesos, optimización de purga y mantenimiento de calderas	60%	7%	36%	1,5%	2017	2030
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico	60%	8%	36%	1,7%	2017	2030
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión	40%	8%	36%	1,1%	2017	2040
Mejoras en combustión de gas natural	30%	6%	36%	0,6%	2017	2030
Sustitución de reconversión de calderas pirotubulares a súper calderas	30%	18%	36%	19%	2017	2050
Sustitución de calentamiento indirecto a quemadores directos	25%	33%	36%	3%	2017	2040

Escenario IE: Para el IE fueron consideradas medidas de mitigación relacionadas a la sustitución de combustibles sólidos de origen fósil (carbón mineral) por gas natural o bagazo.

Para ello, se priorizaron este tipo de medidas de mitigación únicamente a aquellos sectores industriales en los que el consumo de estos combustibles sólidos es considerable. Particularmente para los sectores: minerales no metálicos, alimentos, productos textiles, y papel y cartón (Figura 58).

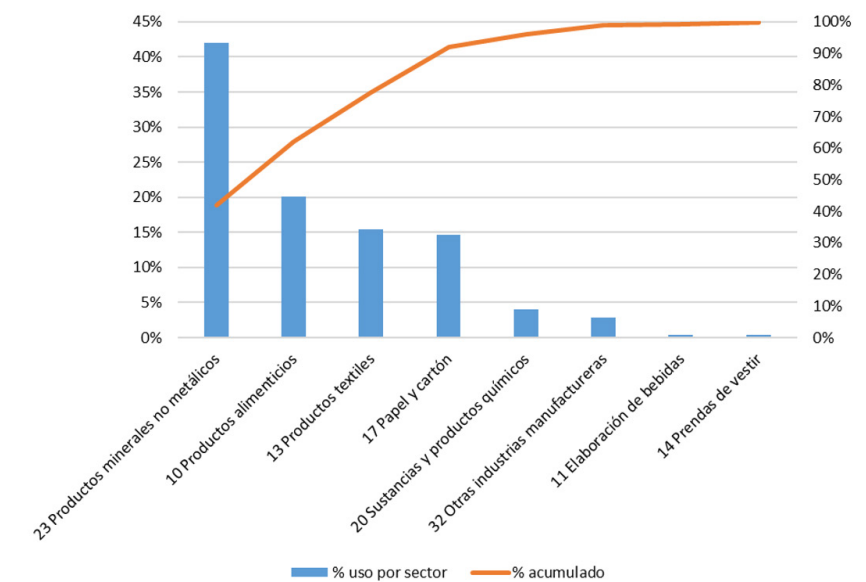


Figura 58. - Mayores consumidores de carbón mineral en la industria. Fuente: (UPME, 2018)

Para estimar el porcentaje de sustitución de carbón por biomasa o gas natural para cada uno de los sectores industriales descritos, se estimaron cuatro supuestos que se muestran en la Tabla 34.



Tabla 34. - Portafolio de medidas de mitigación para la sustitución de carbón por biomasa y gas natural en el sector industrial para el escenario IE

Gas natural	Potencial aplicación (A)	Uso Carbón por cada industria (B)	Uso carbón en calor directo / indirecto (C)	Sustitución o mezcla (D)	Sustitución acumulada AxBxCxD	Año inicio	Año fin
Calor directo							
Alimentos (CIU 10) Sustitución carbón a gas	20%	20,03%	9%	100%	0,4%	2020	2030
Alimentos (CIU 10) Combustión combinada con biomasa	80%	20,03%	9%	20%	0,3%	2020	2040
Minerales no metálicos (CIU 23) Combustión combinada con biomasa	80%	42,04%	92%	20%	6,2%	2020	2040
Calor Indirecto							
Alimentos (CIU 10) Sustitución carbón a gas	30%	20,03%	91%	100%	5,5%	2020	2030
Textiles (CIU 13) Sustitución carbón a gas	30%	15,49%	94%	100%	4,4%	2020	2030
Papel y Cartón (CIU 17) Sustitución carbón a gas	30%	14,62%	100%	100%	4,4%	2020	2030
Alimentos (CIU 10) Sustitución carbón a biomasa	35%	20,03%	91%	100%	6,4%	2020	2040
Textiles (CIU 13) Sustitución carbón a biomasa	35%	15,49%	94%	100%	5,1%	2020	2040
Papel y Cartón (CIU 17) Sustitución carbón a biomasa	35%	14,62%	100%	100%	5,1%	2020	2040
Alimentos (CIU 10) Combustión combinada con biomasa	35%	20,03%	91%	20%	1,3%	2020	2040
Textiles (CIU 13) Combustión combinada con biomasa	35%	15,49%	94%	20%	1,0%	2020	2040
Papel y Cartón (CIU 17) Combustión combinada con biomasa	35%	14,62%	100%	20%	1,0%	2020	2040

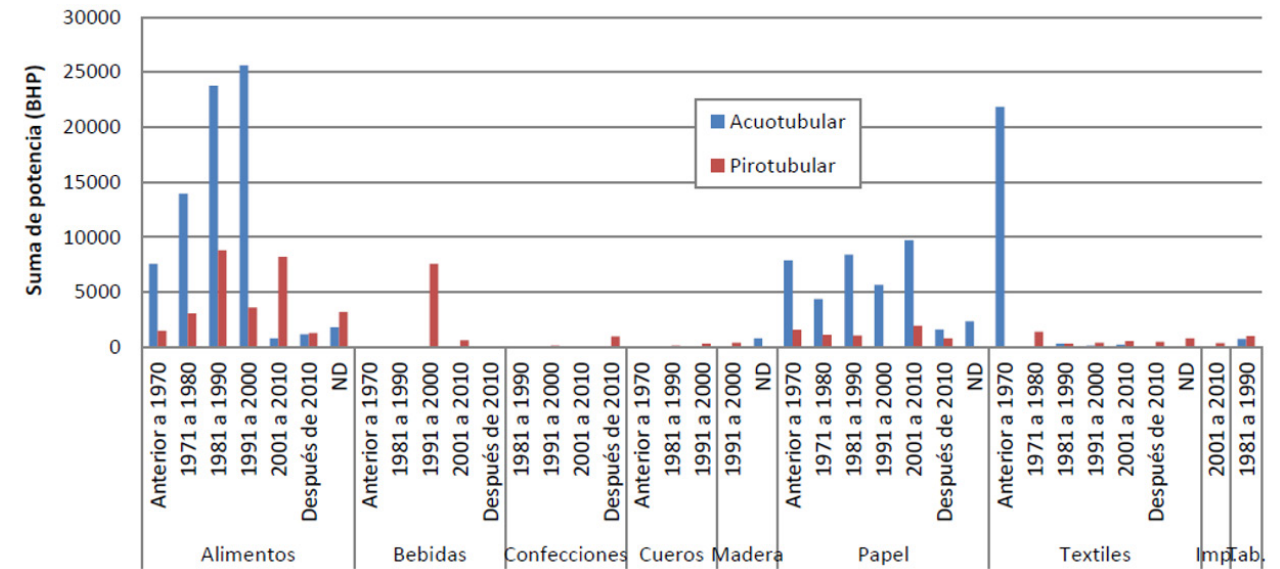
Para el calentamiento directo se priorizaron las medidas para los sectores de productos alimenticios y minerales no metálicos al ser los que más consumen carbón para tal uso. Para el primero, se utilizan combustibles sólidos para operaciones de cocción y secado en la elaboración de productos alimenticios, y para el segundo, el uso del carbón es extenso en los hornos para los procesos de producción de vidrio, arcilla, cerámica, cemento, yeso, cal, etc. (CORPOEMA-UPME, 2014).

Para el calor indirecto se incluyeron medidas de sustitución a gas natural y biomasa, y combustión combinada de carbón con biomasa para los sectores de alimentos, textiles, y papel, por ser éstos los sectores que más consumen carbón para usos en generación de calor indirecto, principalmente vapor. Para estimar la biomasa y gas natural adicional requerida para compensar las mermas en eficiencia en la combustión de estos combustibles, se asumió la eficiencia del carbón, gas natural y biomasa como 85%, 75% y 70% respectivamente (IEA, 2010).

Para los casos de combustión combinada se asume una mezcla de 20% de biomasa entendiendo que mezclas superiores son factibles (IEA-IRENA, 2013). La distribución del uso de la energía térmica en calor directo e indirecto se basa en los resultados de la caracterización energética de la industria que la UPME realizó en 2014 con Incombustión-UPME (Incombustión-UPME, 2014) y Corpoema-UPME (CORPOEMA-UPME, 2014).

Los potenciales de aplicación se asumen ambiciosos bajo el supuesto que mecanismos de fijación de precios al carbono son aplicados (bien sea a través de un impuesto o un mercado de derechos de emisión), motivando así a las industrias mencionadas a sustituir total o parcialmente los usos del combustible para generación de calor directo e indirecto, generando de igual manera un incentivo en la oferta a suplir tecnología y combustibles de origen biológico obtenidos de manera renovable y carbono-neutrales.

Tal ambición es complementada en particular para la generación de vapor, debido a que la distribución de la edad de las calderas acuatubulares para los sectores industriales en mención, muestra un parque en obsolescencia siendo ésta una oportunidad para un recambio tecnológico. Ver Figura 59.



Fuente: (Incombustión-UPME, 2014)

Figura 59. - Distribución de antigüedad de calderas según tipo, sector, y capacidad instalada.

Escenario GD: El GD cuenta con un inventario de hidrógeno producto de la oferta adicional de energía eléctrica. Por tanto, para este escenario se consideran medidas pertinentes a la sustitución de gas natural por hidrógeno.

Para tal fin, se estimó la sustitución de gas natural por hidrógeno tanto para calor directo como para calor indirecto con base en tres supuestos que son mostrados en la Tabla 35.

Tabla 35. - Portafolio de medidas de mitigación para la sustitución de gas natural por hidrógeno en el sector industrial para el escenario GD

	Potencial aplicación (A)	Potencial sustitución (B)	Uso gas natural en calor directo / indirecto (C)	Sustitución acumulada AxBxC	Año inicio	Año fin
Calor directo						
Sustitución calor directo gas natural por hidrógeno	40%	80%	64,3%	20,6%	2034	2060
Calor indirecto						
Sustitución calor indirecto gas natural por hidrógeno	60%	80%	35,7%	17,1%	2034	2060

El hidrógeno tiene el potencial de sustituir el uso de gas natural para usos térmicos, como mecanismo para llevar a la industria hacia la carbono-neutralidad, con la ventaja que su combustión solo produce agua, y al ser un gas, la transición implica menos cambios en la infraestructura existente de transporte, distribución, y en particular en las máquinas térmicas en sí.

Por tanto, se asume un potencial de sustitución ambicioso de 80% en la medida que los costos de producción de hidrógeno por hidrólisis seguirán decayendo al igual que el costo de la energía necesaria para su producción debido a la mayor penetración de renovables, y por el contrario los costos de usar gas natural aumentarán en la medida que el país pierde autosuficiencia e inevitablemente se vea advocated a importar y/o a causa de mecanismo de fijación de precios al carbono.



El porcentaje de uso de gas natural está basado en el porcentaje de calor directo (64,39%) y calor indirecto (38,59%) que en promedio es usado en la industria (UPME, 2017), y los potenciales de aplicación se asumen similares a los que se asumieron para la aplicación de buenas prácticas en operación para la elaboración del PROURE.

5.4.1. Potencial de mitigación

Como resultado de las medidas de mitigación propuestas para el escenario NDC-E, la Figura 60 muestra su potencial de mitigación al 2050. La generación de calor indirecto con combustibles sólidos muestra el mayor potencial de mitigación al ser éste el uso final con mayor consumo y el carbón tener el mayor factor de emisión.

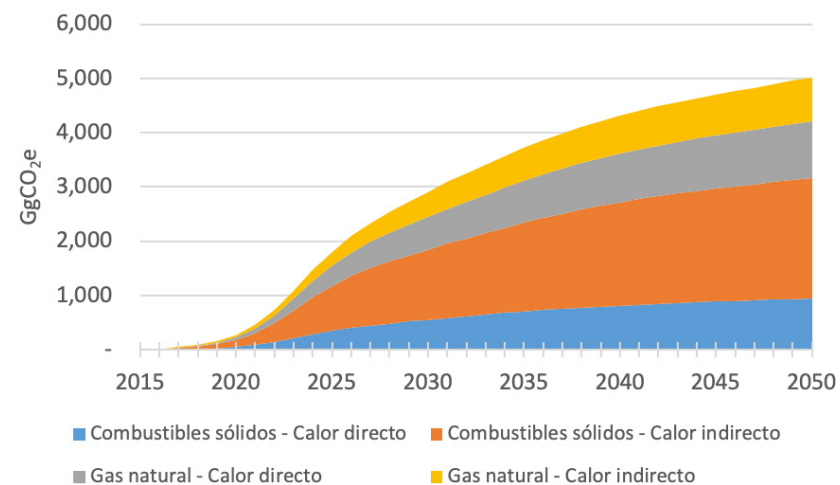


Figura 60. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario NDC-E

Las ganancias en reducción de emisiones consideradas en este escenario son resultado en gran medida de una disminución en la intensidad energética del sector industrial, debido al incremento en la eficiencia energética (Figura 61).

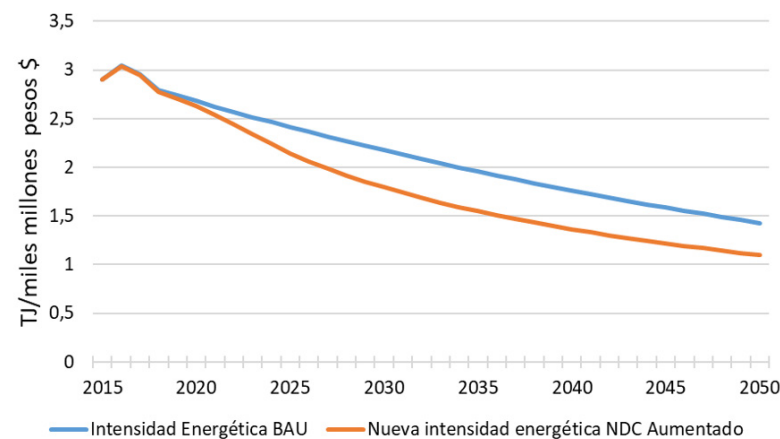


Figura 61. - Intensidad energética escenario NDC aumentado vs. BAU

Fuente: cálculos propios con series encadenadas de volumen de PIB industrial con año de referencia 2015 (DANE, 2019).

La Figura 62 muestra el potencial de mitigación para el escenario IE relacionadas a las medidas de sustitución de carbón por gas natural y biomasa para usos de calor directo e indirecto. El resultado muestra el gran potencial que tiene la biomasa como mecanismo para reducir las emisiones comparado con el uso del gas natural.

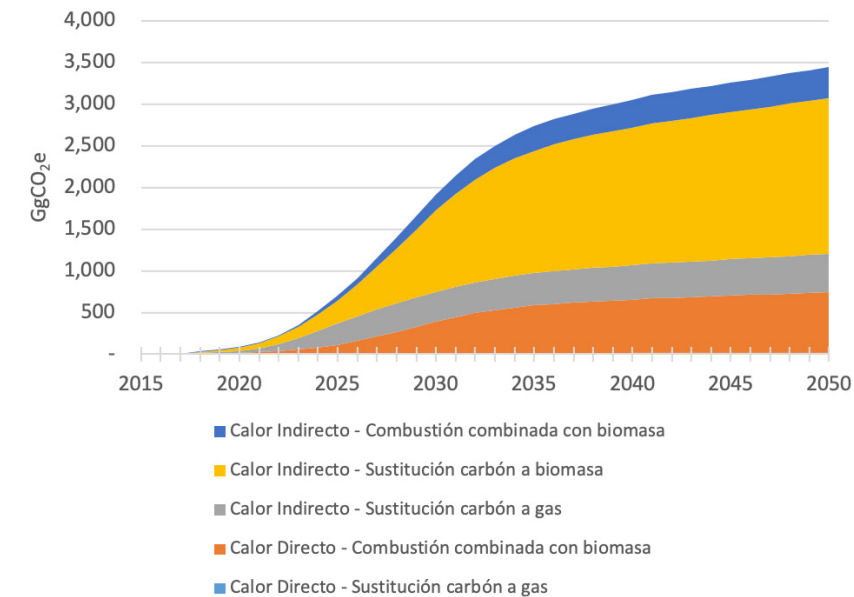
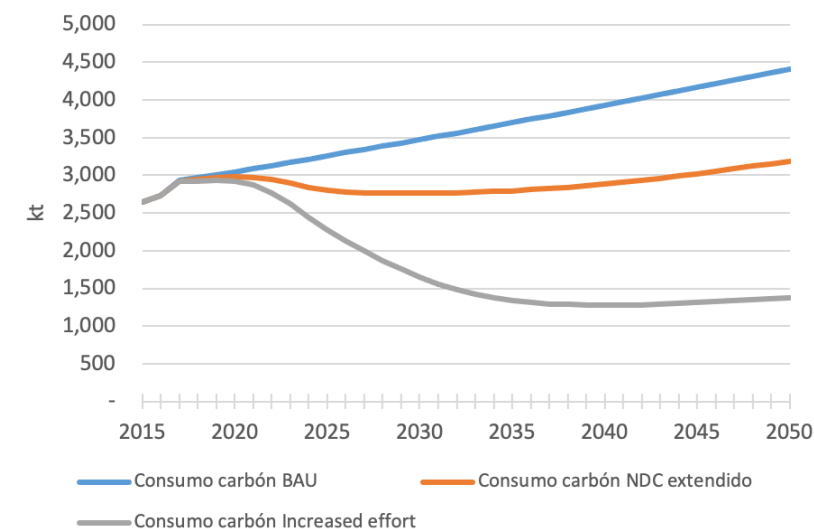


Figura 62. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario IE

Como resultado, la demanda anual de carbón para el sector industrial se ve drásticamente reducida primero por las medidas de eficiencias en el uso de los combustibles sólidos del escenario NDC-E y segundo, debido a la sustitución por biomasa y gas natural en usos en calor directo en la industria. La disminución en la demanda de carbón en la industria en la década de los 2030s bajo el escenario IE es aproximadamente la mitad del consumo reportado en el Balance Nacional para el 2018. Ver Figura 63.



Fuente: cálculos propios con información Balance Nacional (UPME, 2018)

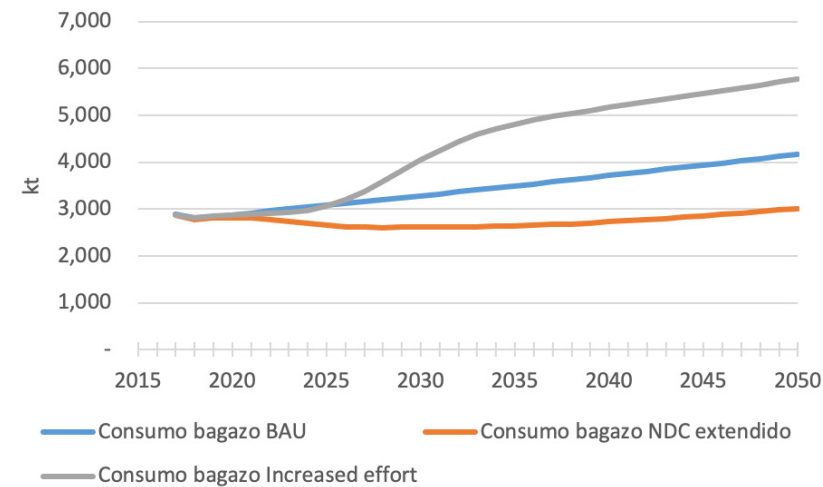
Figura 63. - Proyección demanda de carbón mineral en la industria al 2050 en kilo toneladas bajo los escenarios BAU, NDC-E e IE

Tal reducción en la demanda de carbón es compensada con el aumento en el consumo de biomasa (bagazo) y gas natural (Figura 66). Se observa que las reducciones en los consumos de estos dos energéticos debido a las medidas de eficiencias del escenario NDC-E son contrarrestadas por el aumento en su consumo del escenario IE.



Asumiendo que toda la biomasa para sustituir el carbón proviene del bagazo, la Figura 64 muestra como la demanda de bagazo inicialmente disminuye con respecto al escenario BAU como parte de los esfuerzos en eficiencia energética que fueron incluidos en el NDC-E, sin embargo, en el IE la demanda de bagazo aumenta para la década del 2030 en 50% con respecto a la demanda actual de bagazo al 2018.

Los incrementos observados en la demanda de bagazo a causa de la sustitución del carbón son intensificados primero por el menor poder calorífico de la biomasa y segundo por la menor eficiencia de combustión de la biomasa comparada con el carbón, haciendo necesario consumir mayor masa del energético sustituto.



Fuente: cálculos propios con información Balance Nacional (UPME, 2018)

Figura 64. - Proyección demanda de biomasa (bagazo) en la industria al 2050 en kilo toneladas bajo los escenarios BAU, NDC-E e IE

El uso de la biomasa tiene ventajas no sólo por su carácter renovable y carbono neutral, sino también por los co-beneficios que tal actividad puede traer en los sectores agroindustriales y/o forestales para proveer de energía al sector industrial. Para efectos de este estudio se asume que el bagazo tiene emisiones de gases efecto invernadero neutras porque el dióxido de carbono producido durante la combustión del bagazo es compensado por el dióxido de carbono absorbido por la fotosíntesis de la caña de azúcar en el campo (O'hara & Mundree, 2016).

La introducción del hidrógeno como combustible sustituto del gas natural en la industria para usos tanto en calor directo como indirecto, como parte del escenario GD, muestra un potencial importante (Figura 65) para la reducción de emisiones a partir del año 2034 acorde con los supuestos del escenario en la Tabla 35.

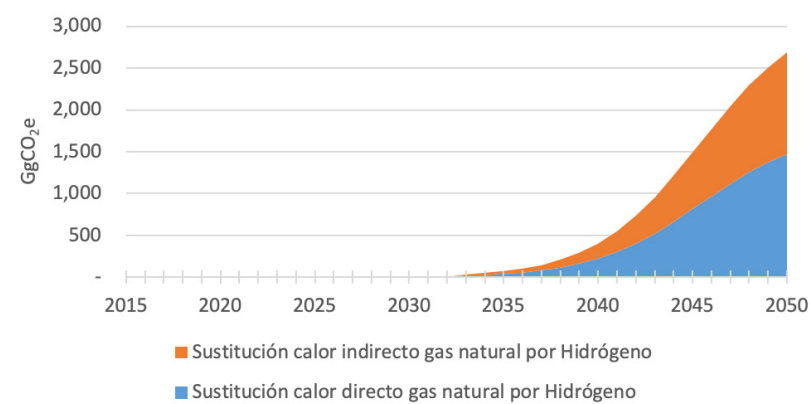
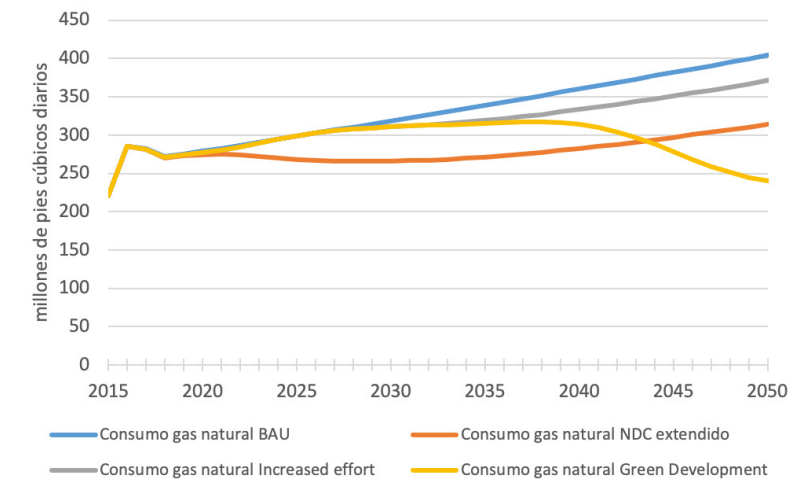


Figura 65. - Potencial de mitigación para las medidas propuestas como parte del escenario GD



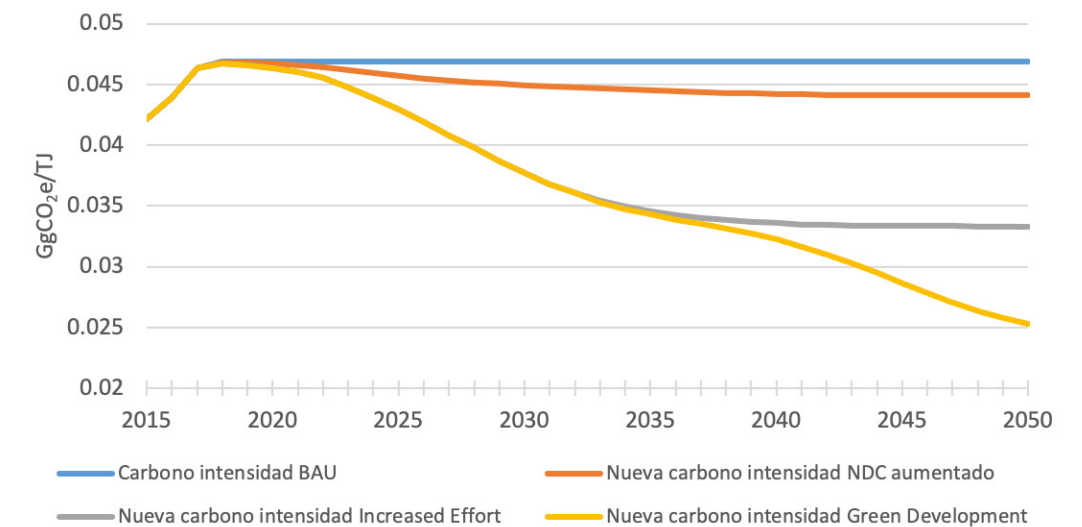
A causa de la introducción del hidrógeno como sustituto del gas natural para usos en la generación de calor directo e indirecto, la demanda de este último empieza a disminuir drásticamente en el año 2034 alcanzando una demanda similar a la actual al final del horizonte de tiempo. En el escenario NDC-E se observa una reducción importante en el consumo de gas como resultado de aumentos en la eficiencia en el uso de este combustible, no obstante, el IE muestra que el consumo de gas vuelve a aumentar ya que éste es usado como combustible sustituto del carbón.

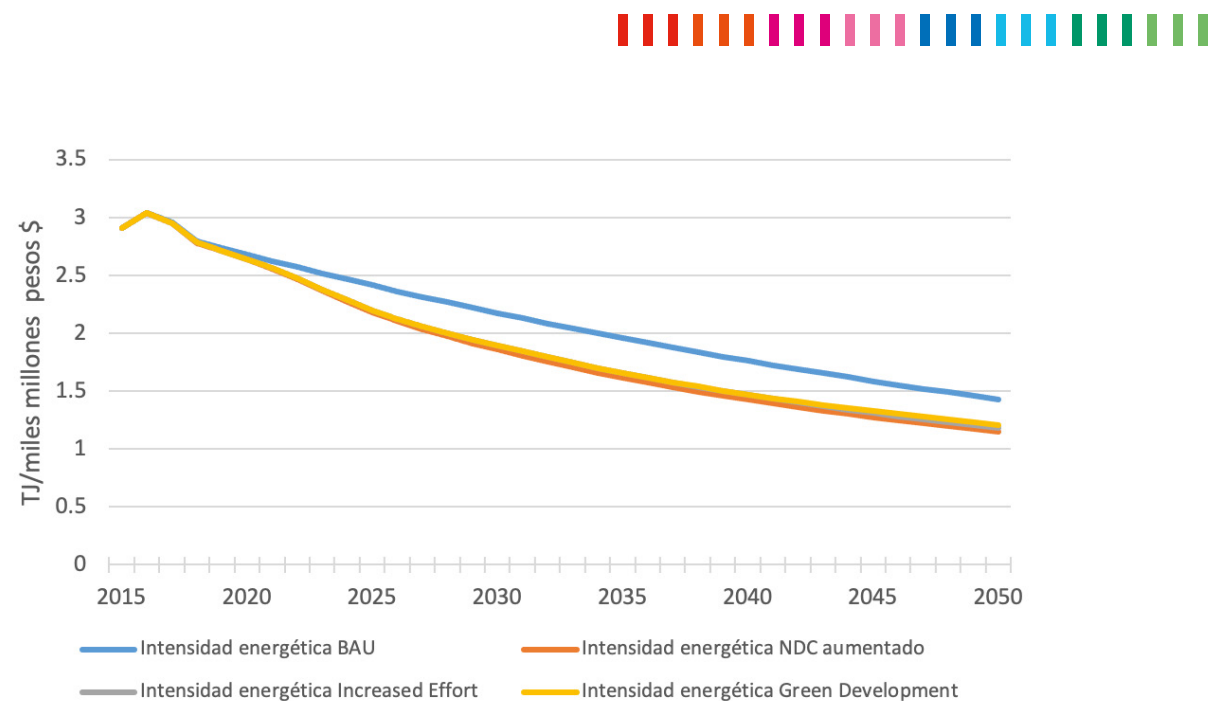


Fuente: cálculos propios con información Balance Nacional (UPME, 2018)

Figura 66. - Proyección demanda de gas natural en la industria al 2050 en millones de pies cúbicos diarios bajo los escenarios propuestos

La reducción de emisiones en los escenarios GD e IE son causados por una reducción en la carbono-intensidad del sector, mientras que para el escenario NDC-E la reducción en emisiones se debe principalmente a una reducción en la intensidad energética a causa de los aumentos en eficiencia. Ver Figura 67.

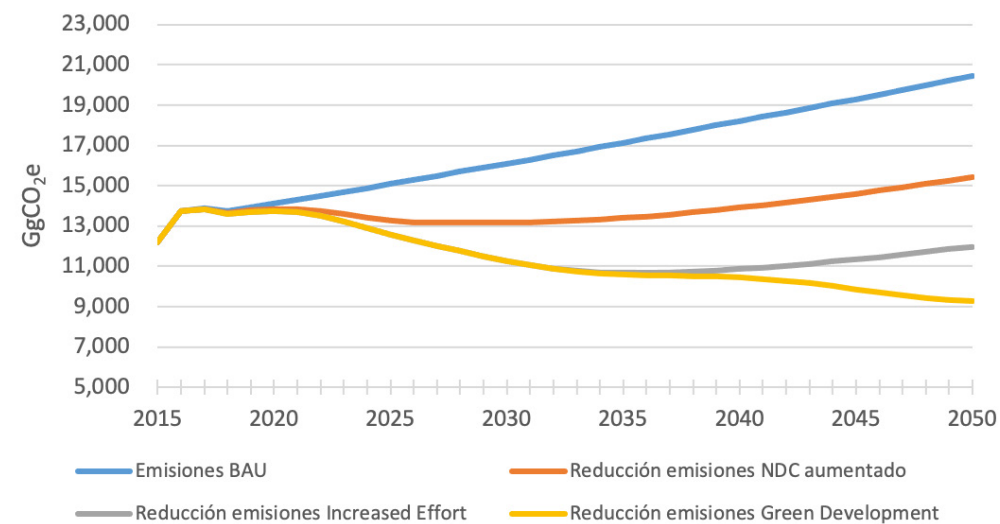




Fuente: cálculos propios con información Balance Nacional (UPME, 2018) y series encadenadas de volumen de PIB industrial con año de referencia 2015 (DANE, 2019)

Figura 67. - Carbono intensidad (arriba) e intensidad energética (abajo) del sector industrial bajo los escenarios propuestos

Comparando el potencial de reducción de emisiones, el escenario GD al final del horizonte de tiempo tiene un nivel de emisiones inferior a 10.000 GgCO₂e y la reducción relativa al escenario BAU es cercana al 55%.



Fuente: cálculos propios con información Balance Nacional (UPME, 2018)

Figura 68. - Escenarios emisiones de CO₂ equivalente para el sector industrial para los escenarios planteados

Como resultado de los esfuerzos en la reducción de emisiones para el sector industrial como parte del escenario GD, el consumo de los energéticos para usos en calor directo e indirecto evolucionan de manera distinta a lo largo del horizonte de tiempo propuesto.



La Figura 69 muestra en unidades energéticas [TJ] el consumo de carbón, bagazo, gas natural e hidrógeno. Para el caso del carbón, su consumo disminuye a medida que el de bagazo aumenta en proporciones comparables, mientras que el consumo de gas natural aumenta levemente como parte de los esfuerzos de sustitución, pero luego disminuye una vez el hidrógeno es introducido en la canasta energética del sector industrial.

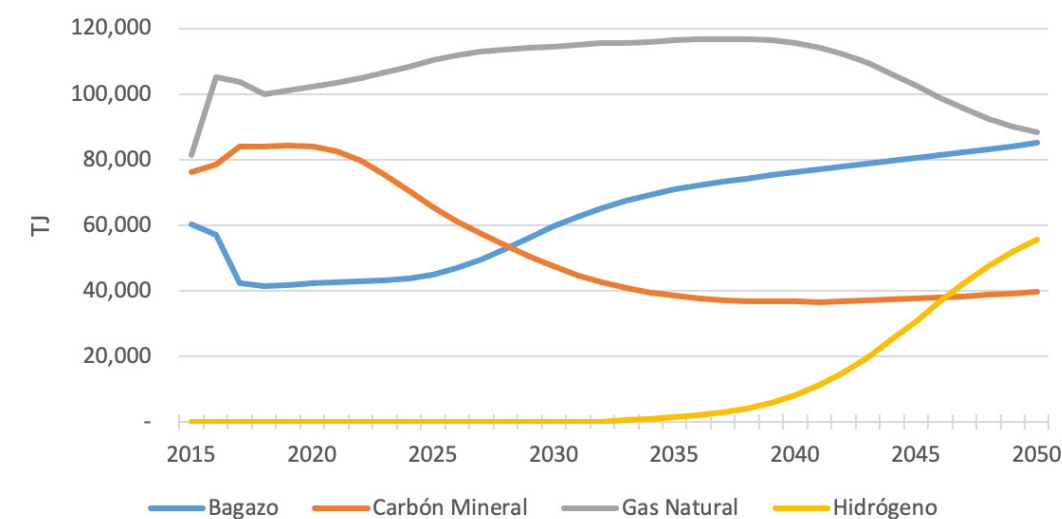


Figura 69. - Consumo de principales energéticos para usos en calor directo e indirecto en la industria para el escenario GD

Así, el hidrógeno se proyecta como un energético relevante en la canasta del sector industrial en las próximas décadas como mecanismo para alcanzar la carbono-neutralidad de este sector de manera acelerada, aprovechando también la capacidad de generación eléctrica instalada adicional para la transformación a hidrógeno (*power-to-gas*) vía hidrólisis.

5.4.2. Costo eficiencia de las medidas

La costo-eficiencia de las medidas de mitigación incluidas en el escenario NDC-E son todas negativas como resultado de los importantes ahorros en el uso tanto de combustibles sólidos como de gas natural que vienen de las medidas de eficiencia propuestas en las Tabla 32 y Tabla 33.

El valor de estos costos varía dependiendo del potencial de mejora en eficiencia de las medidas propuestas, el horizonte de tiempo de implementación, y del precio estimado de los energéticos, en este caso del carbón y del gas natural.

La Tabla 36 muestra en forma agrupada, la costo-eficiencia estimada para las medidas de mitigación propuestas para los usos en calor directo e indirecto con combustibles sólidos.

Tabla 36. - Costo-eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para usos en calor directo e indirecto con combustibles sólidos, como parte del escenario NDC-E

Medidas mitigación	Costo eficiencia [US\$/tCO ₂ e]
Buenas prácticas de operación y mantenimiento de hornos / calderas	-\$ 10,4
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico	-\$ 10,4
Mejoras en combustión de combustibles sólidos	-\$ 10,4
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión	-\$ 8,4
Cambios de procesos productivos para industrias manufactureras con sistemas de calentamiento directo	-\$ 7,1

De igual manera, la Tabla 37 muestra en forma agrupada para las medidas de mitigación propuestas usando gas natural, la respectiva costo eficiencia estimada.



Tabla 37. - Costo-eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para usos en calor directo e indirecto con gas natural, como parte del escenario NDC-E

Medidas mitigación	Costo eficiencia [US\$/tCO ₂ e]
Buenas prácticas de operación y mantenimiento de hornos / calderas	-\$ 22,4
Reposición y mantenimiento de aislamiento térmico.	-\$ 22,4
Mejoras en combustión de gas natural	-\$ 22,4
Aprovechamiento de calor residual de procesos de combustión.	-\$ 17,9
Cambios de procesos productivos para industrias manufactureras con sistemas de calentamiento directo	-\$ 14,9

Tanto para las medidas de mitigación de combustibles sólidos como de gas natural, se observa que aquellas medidas que requieren relativamente menos esfuerzo como las buenas prácticas en la operación y mantenimiento tienen un mayor co-beneficio comparadas con aquellas que requieren un mayor horizonte de tiempo para su implementación.

Cabe resaltar también la diferencia en la costo-eficiencia de las medidas para combustibles sólidos con respecto a las de gas natural, la cual se explica en los precios relativos de los combustibles siendo el precio del gas natural más alto que el del carbón, por lo tanto, el beneficio de disminuir su consumo es mayor.

Este resultado pone en evidencia la importancia que tienen las políticas de eficiencia energética en la industria como política para reducir sus emisiones de forma importante, incluyendo los beneficios económicos producto del ahorro en combustible, incluso siguiendo las metas ya propuestas por el Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía en el PROURE.

Para el escenario IE, cuyas medidas de mitigación se relacionan con la sustitución parcial o total del uso del carbón en sectores de la industria, tal como se relaciona en la Tabla 34, el coste de estas medidas es mostrada en la Tabla 38 mostrada a continuación.

Tabla 38. - Costo eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para el escenario IE

Medidas mitigación	Costo eficiencia [US\$/ton CO ₂ e]
Sustitución carbón a gas	\$ 13,7
Sustitución carbón a biomasa	\$ 7,5
Combustión combinada carbón con biomasa	\$ 3,8

Los resultados muestran que la sustitución de carbón a gas es más costosa que la sustitución a biomasa por tonelada de CO₂ equivalente debido al mayor potencial de mitigación que tiene la biomasa al ser esta carbono-neutral, comparado con el gas natural cuyo factor de emisión es solamente 37% menor que el del carbón en unidades de energía, a pesar que los costos de capital y operación para la sustitución de equipos a gas natural son menores que para los dedicados a biomasa.

Esto pone a la biomasa como un mecanismo importante de mitigación en la industria, incluso por encima del gas natural, sin contar con los co-beneficios que la producción de biomasa con fines energéticos pueda traer en los sectores agrícola y forestal bien sea de residuos agroindustriales o de plantaciones dedicadas para tal fin.

Tal importancia se pone en evidencia nuevamente con la combustión combinada (*co-firing*) usando biomasa, teniendo en cuenta que los costos de capital son mucho menores ya que estos solo involucran la reconversión (*retrofitting*) de las máquinas térmicas actuales para que puedan quemar el carbón y la biomasa conjuntamente, y no el recambio de los equipos. (IEA-IRENA, 2013).

Finalmente, para las medidas de mitigación del escenario GD las cuales se condensan en la introducción del hidrógeno como combustible sustituto del gas natural, la Tabla 39 muestra el resultado de la costo-eficiencia de esta medida.

Tabla 39. - Costo eficiencia de las medidas de mitigación propuestas para el escenario GD

Medidas mitigación	Costo eficiencia [US\$/tCO ₂ e]
Sustitución gas natural por hidrógeno	\$ 101,5



El resultado de esta medida de mitigación muestra el potencial que el hidrógeno (ERP, 2016) tiene como sustituto de los combustibles fósiles y en particular del gas natural para aplicaciones de calor de proceso en la industria (CCC, 2018) tal como se muestra en la Figura 69, sin embargo la costo-eficiencia de esta medida indica que su implementación al día de hoy requiere de una señal en los precios del carbono por encima de los 100 US\$/tCO₂e.

De la costo-eficiencia obtenida para la sustitución de hidrógeno por gas natural (Tabla 39), se encontró que aproximadamente sólo el 8% de este valor está asociado al costo de capital y el 92% restante al costo de operación el cual depende del costo del energético que para efectos de este estudio se asumió como hidrógeno verde¹⁷ y su precio de 8 US\$/kgH₂ (NREL, 2002).

Es por tanto necesario ahondar en la investigación & desarrollo en toda la cadena de valor del hidrógeno (BEIS, Jacobs, Element Energy, 2018), desde la producción, transporte, distribución, y uso (DECC, Kiwa, E4tech, 2016), de tal manera que los costos del hidrógeno verde y azul puedan disminuir aceleradamente e incrementar su difusión en la industria y otros sectores.

5.4.3. Validación de supuestos

Con base en el documento para consulta que la UPME ha publicado del Plan Energético Nacional PEN 2020-2050 (UPME, 2020), se contrastaron los supuestos de eficiencia energética para el sector industrial utilizadas en el escenario NDC-E de este informe, respecto de los supuestos utilizados en los escenarios del PEN (266 y Nuevas Apuestas).

Los incrementos en eficiencia acumulados que hacen parte de los supuestos mostrados en la Tabla 32 y la Tabla 33 son el resultado de multiplicar los potenciales de mejora en eficiencia asumida para cada una de las medidas propuestas, junto a sus respectivos potenciales de aplicación y las fracciones que son usadas en calor directo e indirecto de cada combustible.

En cambio, el enfoque que la UPME ha utilizado para estimar las mejoras en eficiencia de la Industria en el PEN, es el resultado de asumir una eficiencia promedio para el año base (2015) tanto para calor directo e indirecto, y a partir de éstas unas mejoras en eficiencia relativas a la asumida en el año base.

Tabla 40. - Potencial aprovechamiento de eficiencia energética en el sector industrial para los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del Plan Energético Nacional 2020-2050

Supuestos	Eficiencias	Cifras					
		266			Nuevas Apuestas		
		2015	2030	2050	2015	2030	2050
Potenciales de eficiencias energética por uso	Calor indirecto (calderas)	76%	78%	80%	76%	80%	85%
	Calor directo (Hornos)	55%	63%	73%	55%	66%	80%
	Fuerza motriz	82%	87%	94%	82%	89%	97%
	Otros	50%	59%	70%	50%	63%	80%

Fuente: (UPME, 2020)

Con el fin de hacer comparables los supuestos de mejora en eficiencia de ambas fuentes, se estiman las mejoras en eficiencia promedio al 2030 y al 2050 relativas al 2015 con base en los supuestos de la Tabla 32 y la Tabla 33, y los potenciales de la Tabla 40. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 41. - Comparación de supuestos de mejoras en eficiencia energética para la generación de calor directo en la industria para el escenario NDC-extendido de este informe vs. Los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN

¹⁷ Hidrógeno Verde: derivado de fuentes neutras en carbono (e.g. a partir de hidrólisis utilizando fuentes de energía renovables). Hidrógeno Azul: derivado de fuentes no renovables y/o fósiles bajas en carbono (e.g. generado a partir del reformado de gas natural incluyendo el secuestro y/o uso del CO₂ sobrante). Hidrógeno Gris: derivado de fuentes fósiles (e.g. generado a partir del reformado de gas natural u otros gases industriales)



Calor directo			
Escenario	Fuente	2030	2050
NDC-E	Combustibles sólidos	6,3%	8,4%
NDC-E	Gas natural	9,5%	13,0%
266		14,5%	32,7%
Nuevas Apuestas		20,0%	45,5%

Fuente: cálculos propios con base en (UPME, 2020)

Tabla 42. - Comparación de supuestos de mejoras en eficiencia energética para la generación de calor indirecto en la industria para el escenario NDC-extendido de este informe vs. Los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del PEN

Calor Indirecto			
Escenario	Fuente	2030	2050
NDC-E	Combustibles sólidos	15,0%	20,5%
NDC-E	Gas natural	7,2%	9,9%
266		2,6%	5,3%
Nuevas Apuestas		5,3%	11,8%

Fuente: cálculos propios con base en (UPME, 2020)

Tanto para para la generación de calor directo como indirecto se encuentran diferencias entre los supuestos del PEN y los de este informe, que se explican por la consideración de eficiencia inicial al 2015 que éstos asumen. Al considerar el calor directo con una eficiencia inicial de sólo 55%, existe mayor rango de maniobra lo que explica la mayor ambición de sus supuestos, y en cambio para el calor indirecto la eficiencia inicial de 76% deja un menor rango de maniobra, lo que explica su modesta ambición.

En contraste, este informe adoptó un enfoque de mejoras en eficiencia relativos siguiendo las indicaciones que la UPME elaboró en el PROURE. Ver (UPME, 2017) y (CORPOEMA-UPME, 2014).

Respecto a la sustitución de energéticos, el PEN adoptó los supuestos que son mostrados en la Tabla 43 para los escenarios 266 y Nuevas Apuestas.

Tabla 43. - Proyección potencial de sustitución de energéticos del sector industrial para los escenarios 266 y Nuevas Apuestas del Plan Energético Nacional 2020-2050

Supuestos		Cifras					
		266			Nuevas Apuestas		
		2015	2030	2050	2015	2030	2050
Transición a energéticos de bajas emisiones	Gas natural	30%	31%	36%	30%	32%	39%
	Bagazo	22%	22%	20%	22%	22%	20%
	Carbón mineral	21%	19%	19%	21%	18%	15%
	Electricidad	20%	21%	24%	20%	21%	25%
	Otros	7%	7%	2%	7%	7%	2%

Fuente: (UPME, 2020)



Basado en los supuestos de este informe para implementar medidas de eficiencia energética mostrados en la Tabla 32 y la Tabla 33, y los supuestos de sustitución de energéticos de los escenarios IE y GD mostrados en la Tabla 34 y la Tabla 35, a continuación se muestra la evolución en el horizonte de tiempo de la composición de los energéticos usados en la industria para los tres escenarios señalados.

Tabla 44. - Composición de la canasta energética del sector industrial para los escenarios NDC-E, IE y GD

	NDC E			Increased Effort			Green Development		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Gas Natural	28,1%	31,6%	31,3%	28,1%	36,2%	36,0%	28,1%	36,2%	22,8%
Bagazo	20,8%	18,1%	17,5%	20,8%	24,4%	27,8%	20,8%	24,4%	27,3%
Carbón Mineral	26,3%	25,6%	24,8%	26,3%	15,0%	10,5%	26,3%	15,0%	10,3%
Electricidad	19,3%	21,0%	22,4%	19,3%	20,6%	21,8%	19,3%	20,6%	21,4%
Hidrógeno	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	14,4%
Otros	5,5%	3,8%	4,1%	5,5%	3,8%	3,9%	5,5%	3,8%	3,9%

Fuente: Cálculos propios

Conclusiones

La mitigación de gases efecto invernadero en el sector industrial, es el resultado de la combinación de medidas de mitigación relacionadas a la eficiencia energética, la sustitución del mix de energéticos y los cambios tecnológicos.

En términos de eficiencia energética, estudios de la UPME para la caracterización del consumo de energía en la industria (ver (Incombustión-UPME, 2014) y (CORPOEMA-UPME, 2014)) evidenciaron el potencial de incrementar la eficiencia energética en Colombia implementando buenas prácticas en la operación y mantenimiento, monitoreo y control, control de procesos, y actualización tecnológica de equipos y procesos en todos los sectores industriales, potencial que se procuró capturar en las medidas de mitigación del numeral 4.4.1.

Tales medidas evidenciaron también una costo-efectividad negativa por tonelada de CO₂ equivalente, razón por la cual su implementación sería más factible. Sin embargo, a pesar de que estas medidas tienen un impacto económico positivo resultado del ahorro en combustible, existen barreras de información, financieras, institucionales y técnicas que detienen a las empresas a la hora de implementarlas (CORPOEMA-UPME, 2014).

Para el caso de sustitución de energéticos, se priorizó para los usos de calor directo e indirecto la sustitución de carbón por gas natural o biomasa (bagazo), y la combustión combinada de carbón con biomasa, para los sectores que representan más del 90% del consumo de carbón. Una vez los mecanismos de fijación de precios al carbono se extiendan también al uso del carbón, la demanda tendrá incentivos a la sustitución y la oferta a suplir tales tecnologías y/o combustibles menos carbono-intensivos.

Los resultados muestran que la costo-eficiencia de estas medidas se mantiene en niveles inferiores a 15 US\$/tCO₂e, mostrando así el significativo potencial que tiene la biomasa junto al gas natural como mecanismo para reducir las emisiones de gases efecto invernadero en el sector industrial, además de los co-beneficios que podría tener la producción de biomasa con fines energéticos en los sectores agrícola y forestal.

Aprovechando la capacidad de generación eléctrica adicional en el escenario GD, se introduce como cambio tecnológico la generación de hidrógeno azul (vía hidrólisis) desde la siguiente década, al ser un mecanismo para acelerar la carbono-neutralidad del sector industrial, ya que su combustión solo produce agua. Para ello, se asumió que el hidrógeno sustituye el gas natural en los usos de calor directo e indirecto, teniendo en cuenta que tal transición implicaría menos cambios sustanciales en la cadena de distribución del gas natural.

La introducción de hidrógeno en la industria para aplicaciones de calor muestra que aún existen retos tecnológicos que permitan aumentar su difusión y disminuir su costo-eficiencia, la cual se estima al nivel de 100 US\$/tCO₂e. Es por tanto necesario profundizar en iniciativas de investigación y desarrollo en toda la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta su uso para tal fin.



Se resalta el rol del bagazo (o cualquier otra biomasa) como elemento transformador de la matriz energética en el sector industria sustituyendo carbón, a pesar que en el escenario NDC-E su participación es reducida debido a una merma en su consumo desde el 2015 al 2018 (ver Figura 69).

Es también de resaltar la evolución del gas natural como energético "puente," el cual es coadyuvante de los esfuerzos de mitigación en la industria, sustituyendo carbón en el mediano plazo, pero eventualmente su consumo disminuye también en el largo plazo (en el escenario GD) a medida que los esfuerzos de descarbonización son más agresivos.

Así, el uso del hidrógeno (verde o azul) junto al bagazo (o cualquier otra biomasa) son los combustibles que pueden desentrañar el lock-in de los combustibles fósiles en la industria para la generación de calor y dar paso a los escenarios de emisiones cero netas, junto a la profundización de la eficiencia energética y otras tecnologías tales como CCUS, nuevos combustibles o distritos térmicos (ver numerales 4.6).

5.5. Resumen de medidas

El conjunto de medidas propuestas incluye la evaluación de tecnologías conocidas y disponibles comercialmente, y otras que aún están en desarrollo, las cuales pueden llegar o no a tiempo para que los países logren sus objetivos de descarbonización. Con la información disponible actualmente, se pueden evaluar las posibilidades de implementación de dichas tecnologías, sus impactos y sus costos. De ahí, analizar su costo efectividad, y permitir que los tomadores de decisiones y de políticas analicen las oportunidades y la conveniencia que tienen algunas medidas en relación con los objetivos de descarbonización de largo plazo, las condiciones económicas y su posición de vulnerabilidad ante al cambio climático. A continuación se resumen las medidas de mitigación propuestas en este estudio y su costo-efectividad.

De la Figura 70 a la Figura 73, se muestra el potencial de mitigación en los escenarios propuestos para cada sector analizado, y con respecto a la línea base de su sector. Las figuras ilustran el nivel de ambición y alcance de las medidas propuestas.

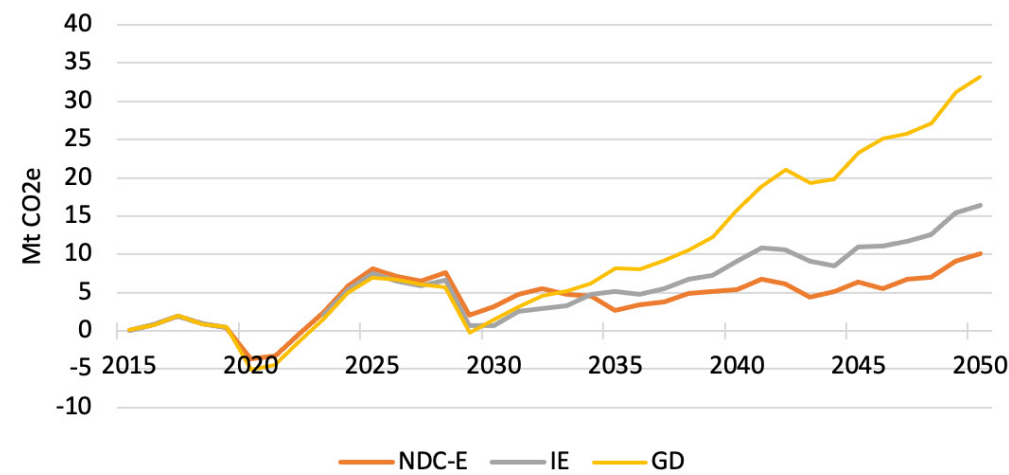


Figura 70. - Potencial de mitigación en el sector de generación eléctrica

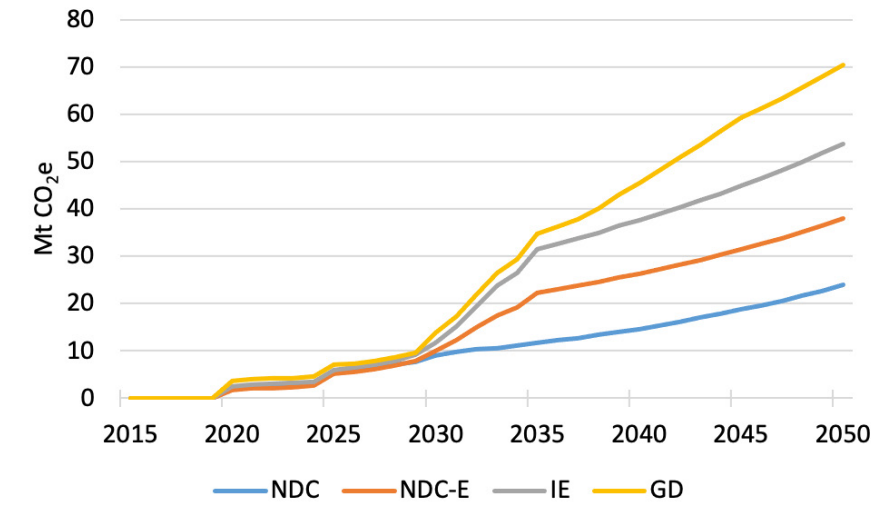


Figura 71. - Potencial de mitigación en el sector de transporte

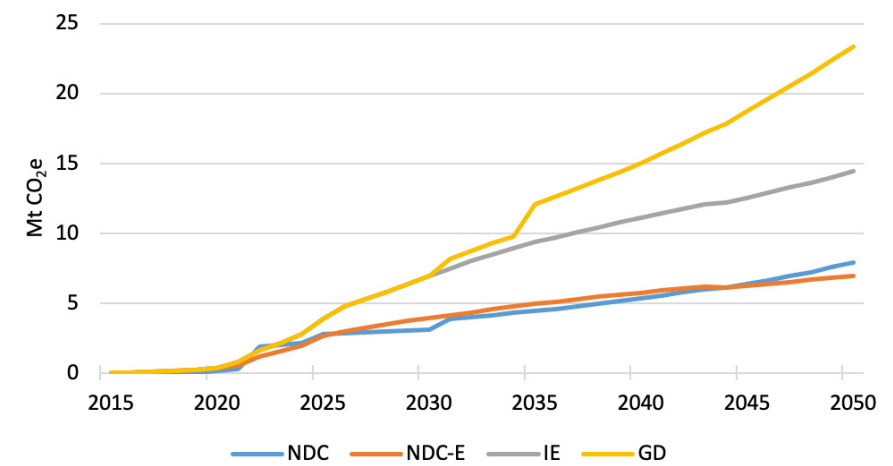


Figura 72. - Potencial de mitigación en el sector de industria

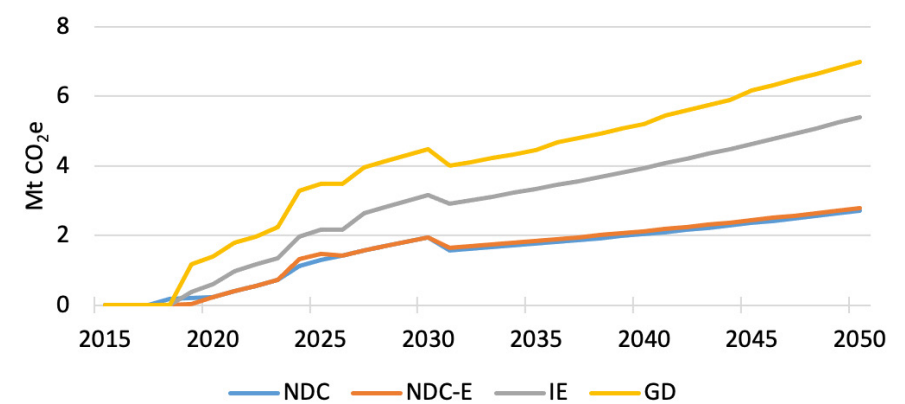


Figura 73. - Potencial de mitigación en el sector edificador



Tabla 45. - Costo-efectividad de las medidas propuestas en los escenarios NDC-E, IE y GD

Sector	Escenario	Medida	Costo -efectividad 2050 (US\$/tCO ₂ e)	
Generación eléctrica	NDC-E	Escenario de expansión NDC-E	-\$ 2,26	
	IE	Escenario de expansión IE	\$ 33,2	
	GD	Escenario de expansión GD	\$ 467,4	
Transporte	NDC; NDC-E; IE	Privados - Estándares de rendimiento y conducción verde	\$ 2,23	
	NDC-E; IE; GD	Privados - Electrificación de la flota	\$ 139	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Taxis - Estándares de rendimiento y conducción verde	-\$ 29	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Taxis - Electrificación de la flota	-\$ 40	
	NDC; NDC-E	Taxis - Flota híbrida	-\$ 38	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Estándares de rendimiento (ciudades grandes)	-\$ 44	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Estándares de rendimiento y conducción verde (ciudades intermedias)	-\$ 49	
	NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota articulados BRT	-\$ 30	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota buses convencionales	-\$ 35	
	NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota microbuses	-\$ 76	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Sistemas públicos de bicicletas	-\$ 24	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Cobros por congestión	< \$ 1	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Chatarrización	-\$ 59	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Renovación	-\$ 10	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - GNL	-\$ 23	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - GNC	\$ 9	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Multimodal carretero-férreo	\$ 13	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Multimodal carretero-fluvial	-\$ 23	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Electrificación utilitarios	\$ 94	
	GD	Transporte carga - Camiones grandes interurbanos vehículos a hidrógeno	\$ 146	
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público interurbano - Estándares de rendimiento	-\$ 41	
	Edificaciones	NDC-E	Producción por vía húmeda a vía seca en cemento	-\$ 2,96
		NDC-E	Sustitución bombillos incandescentes en viviendas	-\$ 355,55
		NDC-E	Sustitución sistemas de HVAC de baja eficiencia	-\$ 247,38
		NDC-E	Sustitución estufas gas natural de baja eficiencia	-\$ 52,90
		NDC-E	Código de construcción en viviendas nuevas	-\$ 379,44
	Edificaciones	IE	Biomasa en lugar de carbón en hornos de clínker	-\$ 1,67
IE		Energía solar para el calentamiento de agua	\$ 5,75	
IE		Sistemas de iluminación en edificios comerciales	-\$ 89,47	
IE		Fachadas y muros interiores en edificios tipo comercial	-\$ 63,21	
IE		Código de construcción en edificaciones tipo comercial nuevas	-\$ 30,12	
IE		Infraestructura de edificaciones tipo comercial existentes	-\$ 60,17	
GD		Captura CO ₂ en producción de cemento con algas	-\$ 6,55	
GD		Captura CO ₂ cemento con almacenamiento geológico	\$ 122,11	
GD		Retrofitting viviendas existentes- 12 ciudades capitales	\$ 317,45	
GD		Sustitución de HVAC en edif. tipo comercial	\$ 130,17	
GD		Retrofitting viviendas existentes: Bogotá, Medellín, Barranquilla	\$ 311,40	
GD		Código de construcción extendido - 12 capitales	\$ 0,25	
GD		PV y PVT en edificaciones de vivienda y comerciales	\$ 65,12	



Sector	Escenario	Medida	Costo -efectividad 2050 (US\$/tCO ₂ e)
Industria	NDC-E	Operación y mantenimiento de hornos / calderas	-\$ 12,1
	NDC-E	Aislamiento térmico	-\$ 12,1
	NDC-E	Combustión de combustibles sólidos	-\$ 12,1
	NDC-E	Calor residual de procesos de combustión	-\$ 10,1
	NDC-E	Sistemas de calentamiento directo	-\$ 8,6
	NDC-E	Gas natural - hornos / calderas	-\$ 26,2
	NDC-E	Gas natural - aislamiento térmico	-\$ 26,2
	NDC-E	Combustión de gas natural	-\$ 26,2
	NDC-E	Gas natural - calor residual	-\$ 21,4
	NDC-E	Gas natural sistemas de calentamiento directo	-\$ 18,1
	IE	Sustitución carbón a gas	\$ 14,7
	IE	Sustitución carbón a biomasa	\$ 8,5
	IE	Combustión combinada carbón con biomasa	\$ 4,5
	GD	Sustitución gas natural por hidrógeno	\$ 133,2

5.6. Otras medidas de mitigación

En las secciones anteriores se presentaron las diferentes medidas de mitigación que, a nivel sectorial, podrían implementarse en el país. Además, se construyeron tres escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero posibles en el futuro colombiano. De ese análisis se puede observar que, a pesar del alto nivel de esfuerzo y de la ambición plasmada en la construcción de los escenarios, el objetivo de contar con un sector energético totalmente descarbonizado requiere el uso de tecnologías nuevas que permitan compensar aquellas emisiones que no pueden ser evitadas. En esta sección presentaremos dos alternativas: la captura y secuestro de carbono (y la captura, secuestro y uso de carbono) y el uso de biomasa con fines energéticos acoplado a sistemas de captura y secuestro de carbono. Este último grupo de tecnologías, aún en desarrollo, tiene el potencial de lograr absorciones netas al tiempo que reemplaza combustibles fósiles. Lo anterior implica que, a partir de la utilización de este tipo de tecnologías, se puede satisfacer parte de las necesidades energéticas del país sin emisiones e incluso con absorciones netas de gases de efecto invernadero.





5.6.1. Tecnologías de almacenamiento y captura de carbono (CCS)

Parte de las emisiones de carbono generadas por fuentes fijas puede ser capturada y almacenada de manera permanente en formaciones geológicas o destinadas para un uso comercial. La utilización de carbono capturado presenta el inconveniente de que no representa un secuestro permanente, en la mayoría de los casos. El uso más frecuente que se da al carbono capturado es en la recuperación mejorada de hidrocarburos. En estos casos, se inyecta dióxido de carbono como parte del proceso de extracción de petróleo en pozos maduros. Actualmente, se están llevando a cabo investigaciones para lograr la producción de materiales de construcción a partir de carbono de manera que este permanezca capturado por periodos de tiempo prolongados.

En general, los procesos de captura y secuestro de carbono (CCS) y de captura, secuestro y uso (CCUS) de carbono tienen tres etapas: la captura, el transporte y la disposición final o secuestro. La primera de estas tres etapas es la más costosa ya que hay que garantizar que el flujo de gases capturados tenga una muy alta concentración de CO_2 . La captura puede darse de cuatro maneras: i) poscombustión: removiendo el CO_2 de los gases de combustión; ii) oxidación: realizando la quema de combustible en oxígeno puro, con lo cual se garantiza que los gases de combustión sean prácticamente CO_2 puro; iii) precombustión: separación del carbono del combustible antes de realizar la combustión y, iv) separación química durante las reacciones de los diferentes procesos productivos.

A manera de ejemplo y utilizando información presentada en (David & Herzog, 2011), se realizó la estimación del costo de desarrollar un proyecto de captura y secuestro de carbono en una planta de generación de gas natural. Se asumió que se construiría la infraestructura para ser acoplada a una planta existente. Los cálculos se hicieron para la instalación de una planta de generación de gas ciclo combinado con CCS. Se hicieron las estimaciones para un equipo CCS acoplado a una planta de NGCC de 300 MW con un factor de planta de 0,75. Se asumió una captura del 90% del CO_2 emitido por la planta de generación y una vida útil de la planta y del equipo de CCS de 30 años iniciando el proyecto en 2030. Se asumieron precios constantes del gas natural y no se están con-



tabilizaron los consumos energéticos del equipo CCS por falta de información detallada. Los resultados presentados corresponden únicamente a los costos incrementales de la instalación del equipo CCS. La inversión total requerida es de US\$ 246 millones y US\$ 91 millones es el valor presente neto de los costos de operación y mantenimiento del equipo. El potencial de mitigación total es de 16 Mt CO_2 con un costo por tonelada mitigada de US\$ 21. Estos valores son un límite inferior, considerando que no se tuvo en cuenta la penalidad energética por la captura y que se asumieron buenas condiciones para el transporte y almacenamiento del carbono y que el proyecto sería implementado dentro de diez años cuando la tecnología esté más madura.

Además de la captura y secuestro de carbono en fuentes de generación eléctrica, existe otro portafolio de potenciales fuentes de carbono que pueden ser consideradas para implementar tal medida. A continuación se muestra un listado no exhaustivo de potenciales fuentes de carbono a considerar en Colombia.

5.6.1.1. Captura en la producción de petróleo y gas

Las emisiones típicas de carbono de una planta de petróleo y gas provienen del venteo y quema de gases combustibles que son subproducto de la actividad, y de la autogeneración con los combustibles allí producidos.

No obstante, en (Rochedo, y otros, 2016) sugieren que el gas natural asociado a la producción *off-shore* y *on-shore* requiere generalmente de un proceso de endulzamiento para satisfacer los requerimientos de calidad y pureza del gas natural, en el cual se remueve entre otros gases, el dióxido de carbono. Por tanto, existe ya un potencial de carbono a capturar y secuestrar, que hace parte de un proceso ya existente para la purificación del gas natural.

5.6.1.2. Captura en las refinerías

Generalmente las calderas y hornos al interior de una refinería están dispersas y producen una concentración moderada de carbono imposibilitando así la viabilidad económica de capturar éste. No obstante, existen ciertos procesos al interior de una refinería donde la concentración de CO_2 es considerable, lo que permitiría la viabilidad de implementar un proceso de su captura y secuestro.

Uno de estos procesos se encuentra en la generación de hidrógeno. Usando como caso de referencia una planta de reformado con una PSA para la obtención de hidrógeno, Lindsay et al (2009) proponen modificaciones a esta planta de proceso que permitirían capturar hasta el 90% del carbono anteriormente liberado a la atmósfera.

Otro potencial proceso para la captura de carbono es el craqueo catalítico en lecho fluido, mediante el cual la oxidación del coque depositado en el fondo del catalizador produce un gas con una concentración alta de CO_2 que puede ser eventualmente capturado por medio de una unidad separadora de aire (Rochedo, y otros, 2016).

5.6.1.3. Captura en facilidades industriales

La literatura es amplia en identificar potenciales de captura y secuestro de carbono en los diferentes sectores industriales, siendo los más relevantes por la concentración de carbono que producen el sector cementero, siderúrgico y la producción de amoníaco.

Para el primero, la opción más viable para la captura de carbono es en la post-combustión a través de un proceso de absorción química mediante aminas. La ventaja de este proceso es que se puede implementar en plantas existentes por medio de una re-conversión (*retrofitting*) de las plantas de cemento ya in situ, para lo cual sería necesario contemplar los requerimientos adicionales en el suministro tanto de vapor como de electricidad necesarios para el funcionamiento de este proceso.

Para el caso de la industria siderúrgica, la captura de carbono debe realizarse en el alto horno bien sea en la post-combustión nuevamente con un proceso de absorción química o por medio de una oxidación (IEA, 2013). Capturas adicionales pueden provenir de las plantas de cogeneración ya asociadas a la producción de hierro y acero.

Finalmente, la producción de amoníaco tiene un potencial de carbono a capturar enfocado en el subproceso de producción de hidrógeno. Para este caso los procesos ya mencionados para la captura de CO_2 en la producción de hidrógeno son replicados.

5.6.2. Energía a partir de biomasa y CCS

La producción de energía a partir de biomasa y su acople con almacenamiento geológico del carbono pueden permitir la compensación de las emisiones de gases de efecto invernadero que son difícilmente mitigables o que lo son a costos muy altos (Edenhofer, et al., 2012). Tres de las principales fuentes potenciales de biomasa que están o pueden ser desarrolladas en Colombia son: caña de azúcar, palma de aceite y lignocelulosa. La caña de azúcar se ha utilizado para la producción de etanol y como combustible sólido. La palma de aceite se utiliza para la producción de biodiesel que es mezclado con diésel fósil para su uso en los motores



de combustión interna. En estas dos primeras rutas de biomasa puede haber un potencial conflicto entre la destinación de las plantas para la producción de energía o de productos alimenticios. Finalmente, la ruta lignocelulosa incluye todos los materiales como maderas, residuos de poda, o desechos de la industria de palma y de azúcar.

5.6.2.1. Caña de azúcar – Producción de etanol

La producción de etanol a partir de caña de azúcar es prácticamente carbono-neutra. En otras palabras, las emisiones de carbono generadas durante el proceso de producción de etanol y su combustión compensa las absorciones de la planta de caña durante su crecimiento.

Los azúcares obtenidos de la caña se fermentan para producir el etanol. Aproximadamente dos tercios del carbono contenido en los azúcares termina embebido en el etanol producido y el tercio restante del carbono se libera y puede ser capturado (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2012). En este proceso se generan flujos de CO₂ altamente concentrado a una tasa de 1 tonelada de CO₂ por cada tonelada de etanol producido (Rochedo, et al., 2016). La existencia de estos flujos de CO₂ simplifica el proceso de captura de carbono y reduce el proceso de CCS a la deshidratación de los gases, su comprensión, transporte y secuestro o uso. El costo de capturar y almacenar el carbono en este proceso dependerá principalmente de las distancias entre los centros de producción de etanol y las formaciones geológicas donde se hará el secuestro. En el caso colombiano, la producción de etanol en el oriente del país tiene alto potencial, dada su cercanía a pozos de gas natural y petróleo que podrían ser utilizados para el secuestro geológico. Por otro lado, la producción de etanol en la región del Valle del Cauca puede presentar mayores costos de transporte, aunque su cercanía a centros industriales facilitaría el potencial uso del carbono capturado en otras actividades como la gasificación de bebidas, producción de materiales de construcción, uso en refrigeración, entre otros. La penalización energética por la captura del carbono durante el proceso de fermentación es baja, alrededor del 3,5% (IEA, 2011). Los costos de captura y almacenamiento del carbono en la producción de etanol son menores a 20 US\$/tCO₂e (IEA, 2011).

Los residuos de la caña de azúcar (bagazo, residuos de poda), pueden utilizarse directamente como combustible sólido para la producción de calor o de electricidad o se pueden disponer como materia prima de lignocelulosa para los procesos que se mencionan más adelante.

5.6.2.2. La ruta de la lignocelulosa

La biomasa lignocelulosa es materia vegetal seca: madera, astillas, residuos de poda o agrícolas, bagazo. Es la materia prima más abundante del planeta para la producción de biocombustibles y no riñe con la producción de alimentos. Los procesos de transformación de la lignocelulosa permiten aprovechar los residuos agrícolas, con el correspondiente beneficio en aumento de productividad de la tierra, pero también posibilita el desarrollo de plantaciones energéticas dedicadas. La biomasa lignocelulosa puede utilizarse directamente como combustible sólido. Este es el caso, por ejemplo, del bagazo de caña utilizado para la cogeneración en los ingenios azucareros. Además, estos materiales pueden tratarse de diferentes maneras para aumentar su densidad energética y producir diferentes tipos de combustibles. La primera alternativa es la peletización. Mediante la aplicación de presión se logra la producción de pellets de biomasa para su utilización como combustible sólido de manera autónoma o mezclado con otro combustible (carbón, por ejemplo). La peletización se realiza para aumentar la densidad energética y para facilitar el transporte, manipulación y quema del combustible.

El segundo proceso es la torrefacción. Este proceso es una forma de pirólisis que en el que calienta la lignocelulosa para mejorar sus características energéticas o facilitar el proceso de gasificación. La peletización y la torrefacción pueden aplicarse al mismo producto siendo posible obtener pellets torrefactados. La utilización de la biomasa como combustible sólido es prácticamente neutra desde el punto de vista de emisiones ya que el carbono liberado durante la combustión fue previamente absorbido por la planta durante su proceso de desarrollo. El proceso de combustión de la biomasa podría estar acoplado a un sistema de captura de carbono. Esto permite obtener energía y, al mismo tiempo, tener absorciones netas de gases de efecto invernadero.

En un tercer proceso, la biomasa seca y triturada puede gasificarse utilizando vapor u oxígeno. Este proceso de gasificación produce gas de síntesis que puede utilizarse para producir (con tecnologías comercialmente disponibles): i) Hidrógeno, ii) sustituto de gas natural, iii) Diésel, gasolina y kerosene y, iv) metanol, gasolina y plásticos (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2012).

El hidrógeno producido puede ser utilizado como energético o como materia prima para la producción de urea y amonio disminuyendo así la demanda del gas natural consumido normalmente en estos procesos. La producción de diésel, gasolina y *jet fuel* se puede dar mediante procesos de síntesis (Fisher-Tropsch) y de refinado. En un proceso de Fisher-Tropsch, 50% del carbono



contenido se libera en un flujo casi puro que puede ser capturado directamente (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2012).

Adicionalmente, la biomasa lignocelulosa después de ser tratada puede ser utilizada para producir etanol en un proceso que permite la captura del carbono liberado durante la fermentación. En este proceso, el 25% del carbono contenido en la biomasa termina alojado en el etanol producido, 13% puede ser secuestrado y el restante 62% es emitido al ser quemado para la producción de calor y electricidad. Este último proceso también podría tener acoplado un sistema de CCS (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2012).



6. BRECHA DE EMISIONES





El escenario GD-1,5 implica la utilización de medidas de mitigación con una rigurosidad que va más allá del máximo esfuerzo evaluado para la NDC 2015 colombiana. Este esfuerzo genera una brecha de emisiones entre el potencial evaluado y la mitigación requerida. A continuación, se abordan algunos aspectos relevantes para la discusión sobre dicha brecha.

6.1. Acciones requeridas

Como se observa en la Figura 24, el escenario GD-1,5 es compatible con una trayectoria de descarbonización a 2060. El esfuerzo requerido implica alcanzar una reducción de emisiones del 89% respecto al BAU. Además, como lo muestra la Figura 35, la combinación de las medidas de mitigación del escenario GD para generación eléctrica, procesos industriales, y otras demandas de energía, representaría una reducción de 143 MtCO₂e en 2050 respecto al BAU. De esta cantidad, las nuevas medidas de mitigación que se proponen en el Capítulo 4, para generación eléctrica, industriales, transporte y vivienda, significarían una reducción de 97 MtCO₂e en 2050.

Sin embargo, en un escenario GD-1,5, la combinación de las medidas de mitigación en el GD para generación eléctrica, procesos industriales, y otras demandas de energía, requerirían una reducción de 165 MtCO₂e en 2050 respecto al BAU. Como lo muestra la Figura 74, las medidas propuestas en el escenario GD resultan en una brecha de 23 MtCO₂e en los sectores estudiados.

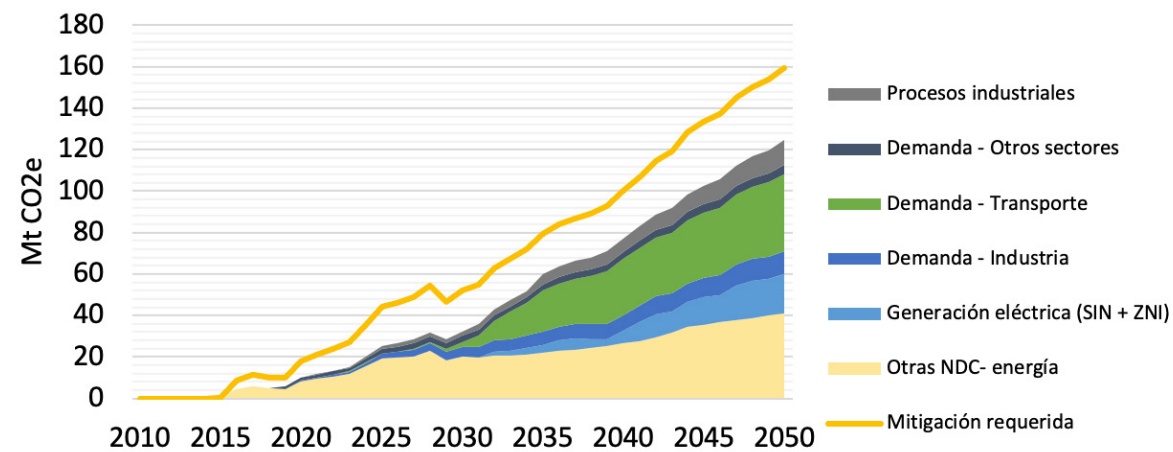


Figura 74. - Brecha entre la mitigación requerida en el sector energía y la obtenida con las medidas propuestas del escenario GD más otras NDC al máximo esfuerzo

Por otro lado, cuando se analizan todos los sectores, como se observa en la Figura 75, las medidas propuestas en el escenario GD resultan en una brecha de 89 MtCO₂e que se podría llenar aumentando el esfuerzo de las medidas ya propuestas en la NDC 2015. Nuevamente, con respecto al escenario GD, el esfuerzo de algunas de las medidas propuestas debería incrementarse en 2,5 veces para superar la brecha.

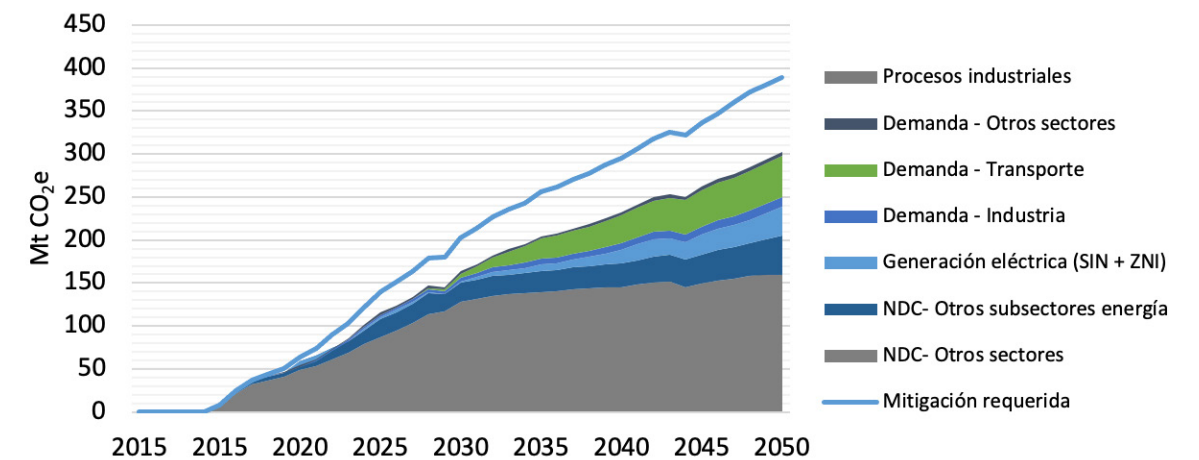


Figura 75. - Brecha entre la mitigación requerida y la obtenida con las medidas propuestas del escenario GD más otras NDC al máximo esfuerzo

Aumentar la ambición de las medidas de mitigación para alcanzar dicho esfuerzo plantea desafíos en cuanto a los principios de equidad, con los cuales la NDC fue formulada. Algunos de ellos son:

- La NDC se desarrolló teniendo en cuenta la realidad en 2015 de Colombia, las responsabilidades históricas del país en términos de emisiones, y los retos en términos de crecimiento económico. En este sentido, Colombia planteó una meta de reducción que deja que sus emisiones de GEI sigan creciendo en el tiempo, aunque a una tasa menor¹⁸, reflejando así la necesidad del país de continuar su proceso de desarrollo. Afortunadamente, las medidas identificadas en 2015 ahora tienen un costo más bajo y nuevas tecnologías están entrando en una fase de comercialización.

Además, basándose en los resultados de la evaluación de las medidas de mitigación propuestas, y usando como referencia del costo social del carbono de 94,71 tCO₂ que resulta del metaanálisis realizado para América Latina por la CEPAL (CEPAL, 2019), se puede concluir que los costos de mitigación de la mayoría de las medidas propuestas son inferiores a los costos de los daños causados por la emisión marginal de carbono en Colombia, aún en los escenarios altamente restringidos en carbono. Como lo muestra la Figura 76, los costos de inversión del escenario GD son cinco veces mayores que los requeridos por el escenario IE.

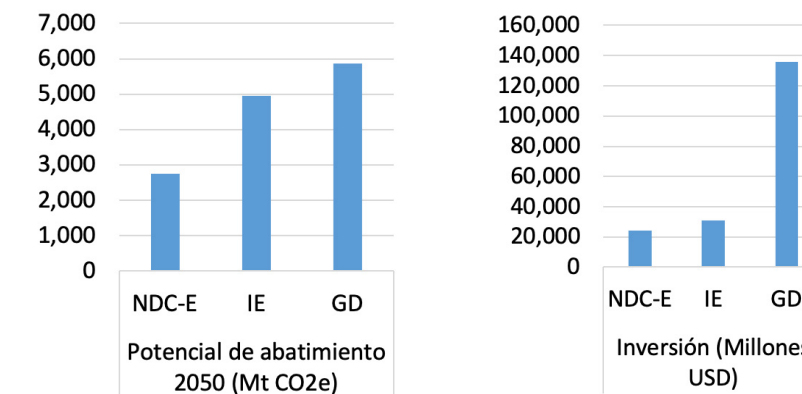


Figura 76. - Potencial de abatimiento y costos de inversión de los escenarios

¹⁸ La tasa de crecimiento anual promedio para el periodo 2010 – 2030 es del 2% en el escenario de referencia, y del 1% para la NDC (Cadena, A., Bocarejo, J.P., Rodríguez, M., Rosales, R., Argüello, R., Delgado, R., Flórez, E., Espinosa, M., Lombo, C., López, H., Londoño, M., Palma, M., Portilla, I., Rodríguez, J., 2016).



Por lo tanto, tanto para el escenario IE como para el escenario GD, es imprescindible trabajar en el diseño e implementación de medidas sectoriales de mitigación que maximicen la carbono-eficiencia de las actividades económicas del país, de tal forma que contribuyan al desarrollo. Además, una vez se incrementa la ambición en la reducción de emisiones, también aumenta la necesidad de la cooperación internacional tanto financiera, como en transferencia tecnológica. En el escenario GD, además se plantea retos de innovación tecnológica y de la apertura a nuevas tecnologías que permitan la reducción de emisiones.

Por otro lado, lejos de ser un tema solamente de costos, estos escenarios tienen el potencial de generar beneficios económicos, sociales y ambientales que soporten el crecimiento económico y que promuevan la competitividad, el uso eficiente de los recursos, la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías (Ministerio de Ambiente, 2015).

- Con el aumento de la demanda y la penetración de fuente renovables no convencionales, hay un incremento en los requerimientos de flexibilidad que garanticen la seguridad del sistema. En las condiciones actuales del sistema eléctrico, con 30% de capacidad térmica aportando la firmeza requerida al sistema, XM analizó que pasaría si todos los proyectos de renovables no convencionales, 5,9 GW, con permiso de conexión se instalaran y no encontró requerimientos adicionales de reserva para garantizar la seguridad del suministro. El impacto más allá de esta cifra no se ha estudiado aún. El escenario GD cuenta con una capacidad de 15 GW en renovables no convencionales y 14 GW adicionales dedicados a la generación de hidrógeno. Además, la capacidad térmica se reduce a un 5% del total instalado. Esto plantea la necesidad de evaluar estos escenarios extremos, de cuya operación el país cuenta con poca experiencia. Por lo tanto, será necesario un intercambio con una región donde ya haya una capacidad instalada de fuentes renovables no convencionales importante (por ejemplo Europa, Texas, South Australia, etc.)
- El sector FOLU, como lo muestra la Figura 77, en el escenario GD requiere que su tasa de emisiones netas no sólo se vuelva cero, sino que además el sector se convierta en un sumidero de carbono. Por lo tanto, este escenario requiere concentrar una parte importante de los esfuerzos en enfrentar una de las mayores problemáticas actuales de Colombia en la lucha contra el cambio climático, la deforestación y el uso del suelo.

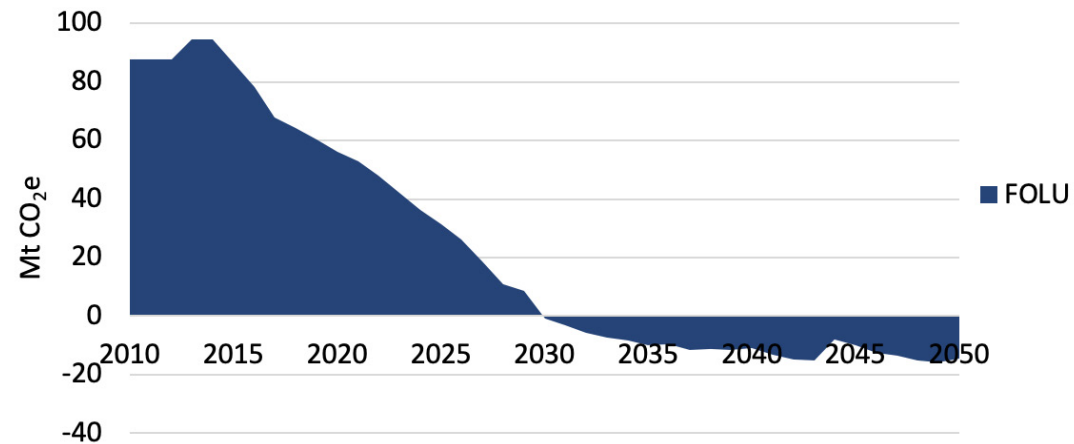


Figura 77. - Mitigación de emisiones en el sector FOLU del escenario GD

- El hidrógeno se ha identificado como un factor clave en los esfuerzos de descarbonización, sin embargo, esta tecnología es un ejemplo de la necesidad que tiene Colombia en cuanto a cooperación internacional y transferencia tecnológica más investigación propia para llevar a cabo la implementación de los escenarios IE y GD.

6.2. Escenarios externos de mitigación

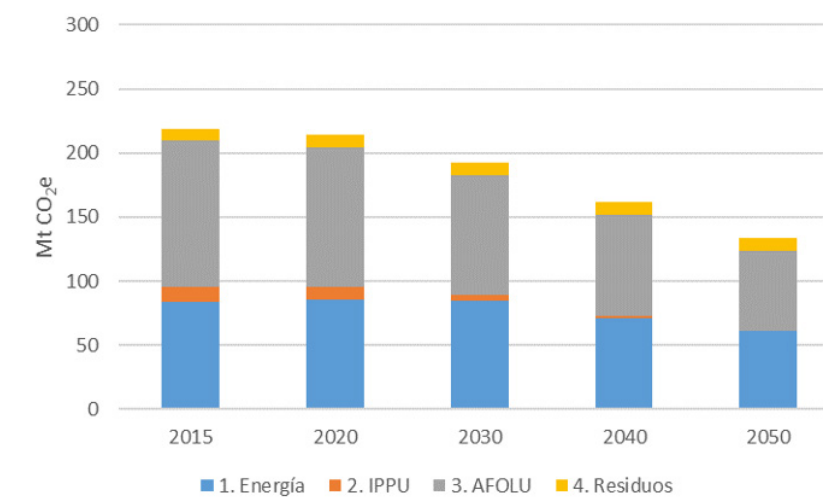
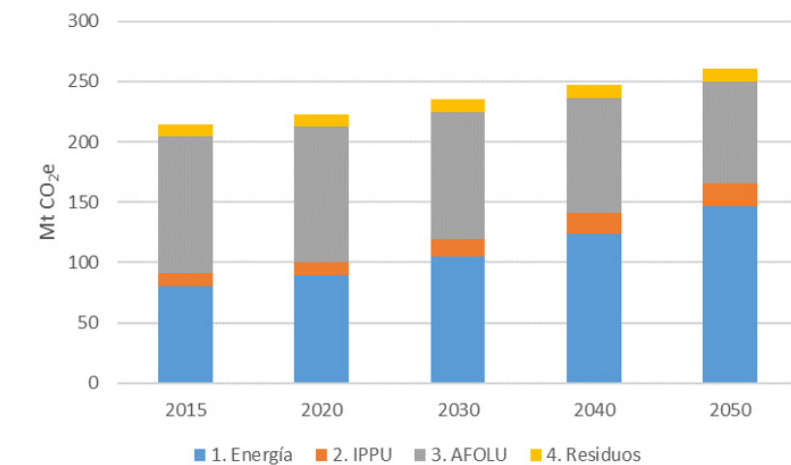
La identificación de portafolios sectoriales de mitigación, tales como los que se requieren para el escenario GD-1,5, necesita una caracterización completa de los costos y tiempos de implementación en sectores diferentes a los estudiados en este trabajo. En



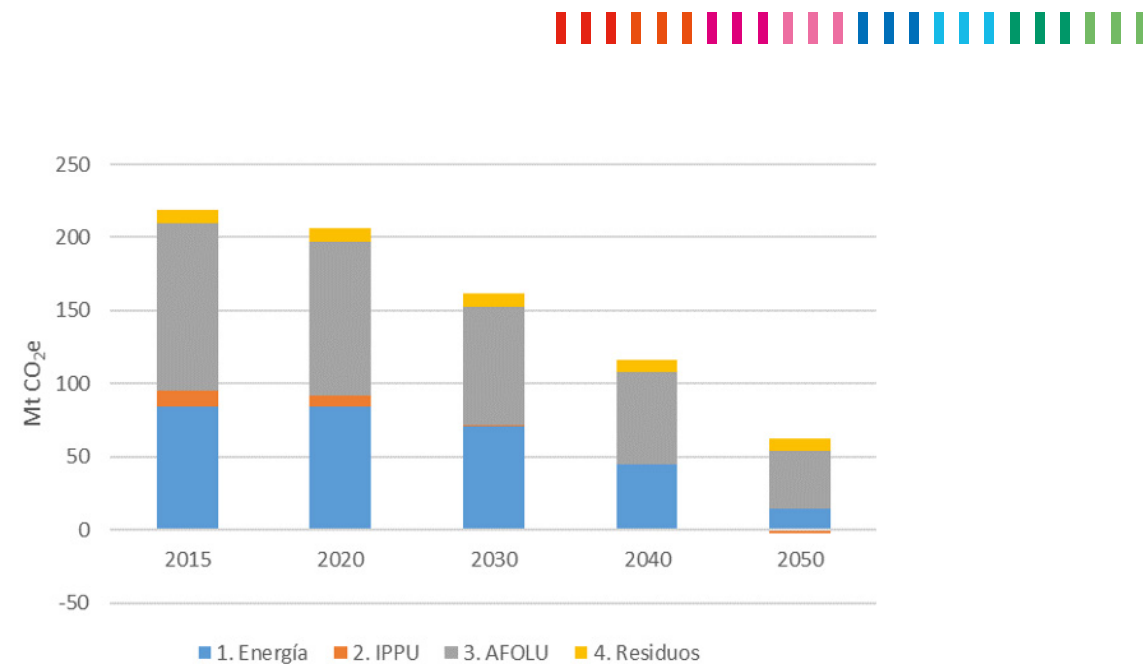
esta sección se muestran como ejemplo de las implicaciones de dicha tarea, algunos resultados de un estudio que, a lo largo de dos años, ha explorado diferentes alternativas de descarbonización profunda para la economía colombiana¹⁹.

Dicho estudio tiene como objetivo la identificación de alternativas de descarbonización de la economía, mediante la asignación de un presupuesto mundial de emisiones y la fracción correspondiente para Colombia. El modelo que se utilizó es *Global Change Assessment Model* (GCAM), un modelo integrado global que ha sido usado en la mayoría de los reportes de IPCC en los últimos 20 años. Este modelo representa la interacción de cinco sistemas (socioeconómico, energía, tierra, agua y clima) a escala global. El mundo está dividido en 32 regiones socioeconómicas, de las cuales Colombia es una de ellas. A su vez, la región Colombia está dividida en cuatro cuencas hidrográficas y regiones agrícolas. Por la naturaleza del modelo GCAM, se pueden identificar líneas de acción gruesas compatibles con trayectorias de descarbonización a escala global, perdiendo detalle de los flujos de inversión y las trayectorias de implementación de las medidas específicas. En este sentido, los resultados obtenidos del modelo GCAM pueden ser utilizados para enmarcar y comparar los resultados del análisis específico a nivel sectorial que se está llevando a cabo en el presente estudio.

En el proyecto DDP-LAC se evaluaron tres escenarios de emisión para el mundo y para Colombia. En el primero de ellos se representó la trayectoria de emisiones de las NDC mundiales vigentes actualmente. En el segundo escenario se limitó el presupuesto de carbono global para hacerlo compatible con el objetivo de mantener el incremento en la temperatura media del planeta hasta 2°C. En el tercer escenario se restringió el presupuesto de emisiones de manera que el incremento de la temperatura media global se mantenga por debajo de 2°C. Los diferentes escenarios de emisión obtenidos para Colombia se presentan en la Figura 78.



19 "Deep Decarbonization Pathways Project – Colombia". Universidad de los Andes, Universidad del Rosario, Universidad de Maryland, BID, IDDRI. 2019.



Fuente: Consorcio IDB y DDP-LAC (Delgado, Wild, Arguello, Clarke, & Romero, 2020).

Figura 78. - Emisiones colombianas obtenidas utilizando el modelo GCAM en el escenario NDC (arriba), compatible con 2°C (centro) y compatible con un calentamiento global inferior a 2°C (abajo)

Todos los escenarios evaluados consideraron un crecimiento económico y demográfico sostenido en el que el ingreso *per cápita* se multiplica por 2,8 en el periodo 2015-2050 y un aumento en la población del 16% en el mismo periodo. Estos crecimientos jalonan el aumento en la demanda y consumo de servicios energéticos, alimentos, productos industriales y agua. Los escenarios obtenidos satisfacen las necesidades derivadas de los escenarios de crecimiento al tiempo que reducen considerablemente los niveles de emisión en un contexto global. Las reducciones en las emisiones se logran mediante i) mejoras en la intensidad energética de los procesos; ii) mejoras en la carbono-intensidad de los procesos y, en menor medida iii) disminuciones de la demanda. Estas disminuciones en la demanda son relativamente pequeñas y no podrían asociarse necesariamente a una pérdida de bienestar. En particular, las mejoras en la intensidad energética final son sostenidas y mantienen una trayectoria similar a los valores históricos del periodo 1080-2015. La intensidad energética en 2050 llega a ser entre 32% y 40% inferior a los niveles de 2015, según el escenario. El principal medio por el cual se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero es la drástica disminución de la carbono-intensidad que se da como resultado de la sustitución de combustibles. En 2050 la carbono-intensidad de la energía final calculada es inferior al nivel de 2015 entre un 16% y un 91% de acuerdo con el escenario.

De esta manera, las reducciones de emisiones provienen principalmente de la migración hacia combustibles menos carbono intensivos: i) producción de electricidad baja en carbono, mediante la instalación de plantas de generación renovable y térmicas a gas con captura y secuestro de carbono; ii) utilización de transporte público para satisfacer necesidades de movilidad y amplia electrificación; iii) electrificación de los otros sectores de consumo final con el correspondiente incremento en la generación de electricidad iv) producción de hidrógeno y captura y almacenamiento de carbono en las refinerías y v) uso de biomasa con fines energéticos. Un resultado que llama la atención es la necesidad de contar con tecnologías de captura y secuestro de carbono para lograr los escenarios de mayor mitigación. Incluso, los resultados muestran que se requieren emisiones negativas tanto en la refinación y producción de hidrógeno, como en la generación de electricidad. Estas emisiones negativas se logran mediante el uso de biomasa acoplada con sistemas de captura y secuestro de carbono. Los escenarios de requerimientos de tierra adicional para la producción de biocombustibles se chequearon de manera que fueran consistentes con las trayectorias de deforestación y reforestación subyacentes en cada escenario.

Estos resultados permiten tener un panorama general de factibilidad técnica de la descarbonización profunda en Colombia. Sin embargo, los análisis sectoriales de potenciales de mitigación, requerimientos de inversión, identificación de instrumentos, entre otros, implican el uso de técnicas y herramientas de modelaje con mayor detalle tecnológico, temporal y espacial. Como se mencionó anteriormente, los resultados generados utilizando el modelo GCAM sirven para guiar la construcción de escenarios sectoriales de descarbonización. Vale la pena destacar que la presión por la reducción de las emisiones recae sobre todos los sec-



tores, dejando muy poco espacio para la transferencia de excedentes de mitigación entre diferentes sectores. En el extremo, una economía sin emisiones necesita que todos sus sectores estén totalmente descarbonizados. En este análisis, no hubo posibilidad de lograr compensaciones entre el sector forestal y el energético, porque el forestal ya estaba en sí mismo con una alta carga de mitigación.

6.3. Costo social del carbono

El cambio climático es una externalidad negativa causada por la emisión, sin costo económico, de gases de efecto invernadero a la atmósfera (Stern, 2006). Para poder definir medidas de política que permitan atender eficientemente el desafío del cambio climático, es necesario tener una estimación de los costos y beneficios económicos de la implementación de dichas medidas. De esta manera, se hace necesario tener una estimación de los impactos negativos en términos económicos de la externalidad negativa del cambio climático (CEPAL, 2019). El costo social del carbono (CSC) es el costo total del daño ocasionado a la sociedad desde ahora y por un horizonte de tiempo indefinido como consecuencia de la emisión de una unidad adicional de dióxido de carbono (Stern, 2006). En otras palabras, el CSC es una estimación monetaria de los daños causados por un incremento en las emisiones de carbono en un año dado. Estos costos incluyen, pero no están limitados, entre otros a: cambios en la productividad agrícola, impactos en la salud humana, daños a la propiedad por aumento en la ocurrencia de desastres y cambios en los servicios ecosistémicos como resultado del cambio climático (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010). Como los daños causados por la emisión de gases de efecto invernadero aumentan con la concentración de dichos gases, es de esperar que el costo social del carbono aumente en el tiempo.

La cuantificación monetaria de los impactos del cambio climático está condicionada por un conjunto de restricciones, incertidumbres, especulación, falta de información, entre otros. Dentro de las dificultades más importantes están aquellas relacionadas con los niveles futuros de emisión, los efectos de las emisiones pasadas y futuras sobre el clima, los impactos del cambio climático en los sistemas físicos y biológicos y la equivalencia de esos impactos en unidades monetarias. Por todo lo anterior, todos los esfuerzos por cuantificar el costo social del carbono deben ser percibidos como provisionales y en permanente revisión (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010).

Las estimaciones del CSC son muy diversas y dependen en gran medida del método y los supuestos utilizados para su cálculo. En general, se utilizan modelos de análisis integrados que modelan de manera simultánea los sistemas económicos, climáticos y sociales. Pindyck, quien ha criticado el uso de los modelos de análisis integrado para la estimación del CSC, propone la realización de encuestas a expertos sobre la probabilidad de producciones económicas diferentes como resultado del cambio climático y las reducciones de emisión requeridas para evitar un impacto extremo en la producción (Pindyck, 2019). De igual manera, en otro estudio 365 economistas respondieron una encuesta que fue utilizada para estimar el CSC percibido por los expertos (Howard, & Sylvan, 2015). En estos dos ejemplos de estimación a partir de opinión de expertos, los niveles de CSC percibidos son mayores a los calculados utilizando los resultados de los modelos de análisis integrado.





Finalmente, y como habría de esperarse, el CSC depende de la región en donde está siendo evaluado, ya que al ser diferentes las ubicaciones geográficas y los sistemas productivos, también son diferentes impactos del cambio climático y sus costos asociados (Ricke, Drouet, Caldeira, & Tavoni, 2018).

Como ya se mencionó, existen diferentes estimaciones para el CSC. (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010) presenta las estimaciones realizadas para soportar la elaboración de políticas públicas en Estados Unidos (Tabla 46). Estas estimaciones se hicieron utilizando los resultados de tres modelos de análisis integrados (DICE, PAGE and FUND) y diferentes tasas de descuento. Los costos reportados corresponden a los niveles promedio obtenidos en todos los escenarios calculados con los diferentes modelos utilizados. También se calculó el costo social del carbono con una tasa de descuento del 3% para el percentil 95, que pretende incluir el impacto de la ocurrencia de daños mayores a los esperados, como resultado del aumento en la temperatura del planeta. En ese caso, el CSC alcanza el nivel de 136 US\$/tCO₂e en 2050.

Tabla 46. - Costo social del carbono 2010-2050 en Estados Unidos. Dólares de 2007 por tonelada de CO₂.

Tasa de descuento	5%	3%	2,5%
2010	4,7	21,4	35,1
2015	5,7	23,8	38,4
2020	6,8	26,3	41,7
2025	8,2	29,6	45,9
2030	9,7	32,8	50
2035	11,2	36	54,2
2040	12,7	39,2	58,4
2045	14,2	42,1	61,7
2050	15,7	44,9	65

Fuente: Elaboración propia con información de (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010).

Por otro lado, las estimaciones a partir del consenso de expertos muestran que los niveles del CSC deberían ser mayores a los generados mediante el uso de modelos integrados (Howard, & Sylvan, 2015). De igual manera, Pindyck encontró que las estimaciones realizadas a partir de las opiniones de los expertos llevan a valoraciones del CSC entre 80 y 100 US\$/tCO₂e (Pindyck, 2019).

(Ricke, Drouet, Caldeira, & Tavoni, 2018) presentan estimaciones a nivel nacional del CSC para diferentes países en el mundo. El nivel medio del CSC calculado en ese estudio es de 417 US\$/tCO₂e. Finalmente, en (CEPAL, 2019) se realiza un meta-análisis de los valores portados en la literatura para el CSC e identifica que este valor es altamente sensible a la tasa de descuento utilizada llegando incluso a niveles de 100 US\$/tCO₂e, si se usa una tasa de descuento cero (dólares de 2007). El valor medio de los CSC explorados en ese estudio es 25,83 US\$/tCO₂e, aunque los autores dejan claro que ese es un valor “conservador, ya que es más probable generen más noticias negativas que positivas en el futuro atendiendo a los procesos de retroalimentación climático y a la identificación de procesos socioeconómicos que aún no han sido plenamente analizados.” Se propone utilizar este valor como la referencia para el cálculo de las pérdidas derivadas del cambio climático en Colombia.

De los diferentes estudios explorados se puede concluir que, si bien no hay un valor que pueda considerarse como el más apropiado para cuantificar el costo de los daños ocasionados por la emisión de una unidad de GEI en Colombia, la banda de referencia de valores para el costo social del carbono es mucho mayor al costo explícito del carbono que actualmente se adopta en Colombia, así como en otros países de la región y del mundo. En otras palabras, las políticas actuales subvaloran los costos de emitir GEI, así como subvaloran los beneficios en disminuir tales emisiones.

En este estudio pretendemos estimar tanto los costos como los beneficios de la adopción de medidas de mitigación de gases de efecto invernadero en Colombia. En los capítulos anteriores se estudiaron las diferentes medidas de mitigación y los costos y ahorros derivados de su implementación. A continuación, proponemos una estimación de los daños que la sociedad colombiana evitaría al reducir sus emisiones de GEI en cada uno de los portafolios estudiados.

Esta estimación tiene dos etapas. En la primera de ellas se construye un conjunto de trayectorias del costo social del carbono



que sirvan como referencia para Colombia. Estas trayectorias son la aproximación al costo evitado al reducir en una tonelada las emisiones de GEI en el tiempo. En la segunda etapa, se calcula el monto anual de los costos evitados como el producto entre el costo social del carbono en un periodo dado y la mitigación alcanzada en cada portafolio en el mismo periodo. Estos costos anuales se traen a valor presente, descontándolos a la misma tasa a la que se descontaron las inversiones requeridas en la valoración de las medidas de mitigación.

En la Figura 79 se presentan las cinco trayectorias de costo social del carbono consideradas en este análisis. La primera trayectoria, denominada Colombia ICF, se construyó tomando como referencia el nivel del impuesto al carbono de los combustibles fósiles vigente actualmente. Esta trayectoria inicia en un valor de 5 US\$/tCO₂e, ese valor se toma como punto de partida para todos los escenarios considerados. Este impuesto debe actualizarse anualmente con un crecimiento real que lo lleve a 10 US\$/tCO₂e. Definimos que ese nivel se alcanza en 2030 y que la tasa anual de crecimiento se mantiene constante hasta el 2050. En el segundo escenario, denominado CEPAL, se llega en 2050 al valor medio del costo social del carbono reportado en (CEPAL, 2019) que es de 25,83 US\$/tCO₂e con un crecimiento lineal entre periodos. Los restantes tres escenarios corresponden a las trayectorias calculadas para los Estados Unidos con tres diferentes tasas de descuento, como se muestra en la Tabla 46 (para los años posteriores a 2020). Es importante aclarar que la tasa utilizada para descontar los flujos financieros en el presente estudio es del 10%. Los niveles con diferentes tasas de descuento reportados en (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010) se usan únicamente como referencia, de valores más altos del costo social del carbono.

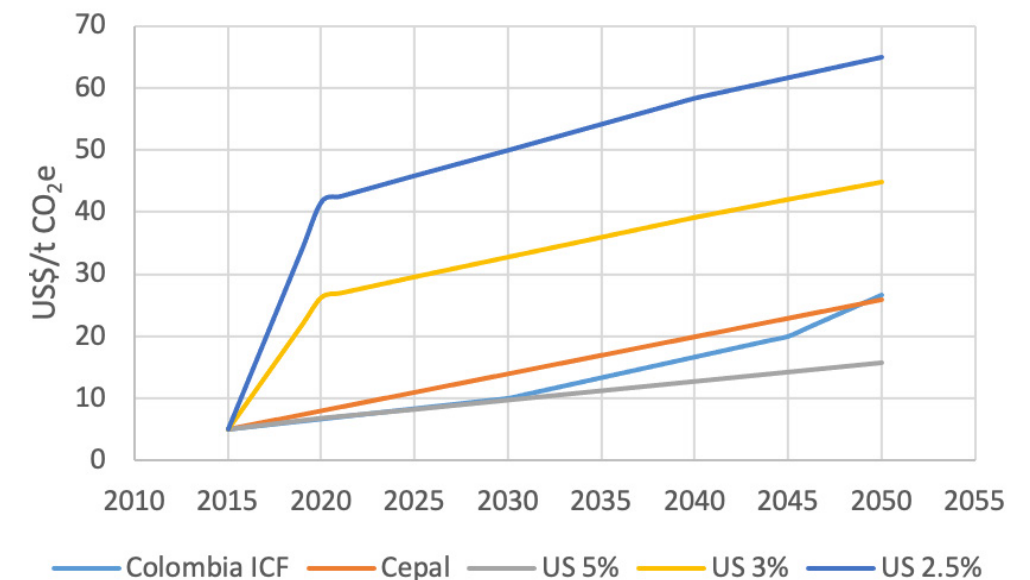


Figura 79. - Escenarios de costo social de carbono estimados a partir del impuesto vigente a los combustibles fósiles en Colombia, el valor medio reportado en el estudio realizado por CEPAL (CEPAL, 2019) y los niveles reportados para Estados Unidos para diferentes tasas de descuento (Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010).

Tenemos entonces diferentes tasas para descontar el costo de los daños causados por la emisión de GEI en el tiempo y pretendemos usar esos valores para estimar el recaudo logrado al cobrar un impuesto fijado a los niveles en los que se tasó el daño. En la Figura 80 se presenta el valor presente neto de los flujos equivalentes al cobro (o al daño evitado) en cada escenario de mitigación. Para cada uno de ellos, se tomó la trayectoria de costo social de carbono explicada anteriormente y se multiplicó por el potencial de mitigación anual correspondiente. Se puede observar que el impuesto a los combustibles fósiles vigente en Colombia resulta comparable con el valor medio reportado del costo social del carbono reportado en (CEPAL, 2019) y con la trayectoria reportada para Estados Unidos descontando los daños al 5%. A modo de referencia, (Hernández, Piraquive, & Matamoros) estima una tasa social de descuento del 3,1% para la valoración de proyectos ambientales en Colombia. Los costos de inversión de los diferentes portafolios son US\$ 24.397, US\$ 30.846 y US\$ 135.754 millones para los escenarios NDC-E, IE y GD respectivamente. Los costos evitados al reducir la emisión de gases de efecto invernadero, más allá de la incertidumbre asociada a la estimación y descuento de esos daños, podrían ser utilizados para apalancar las inversiones requeridas en cada uno de los portafolios.

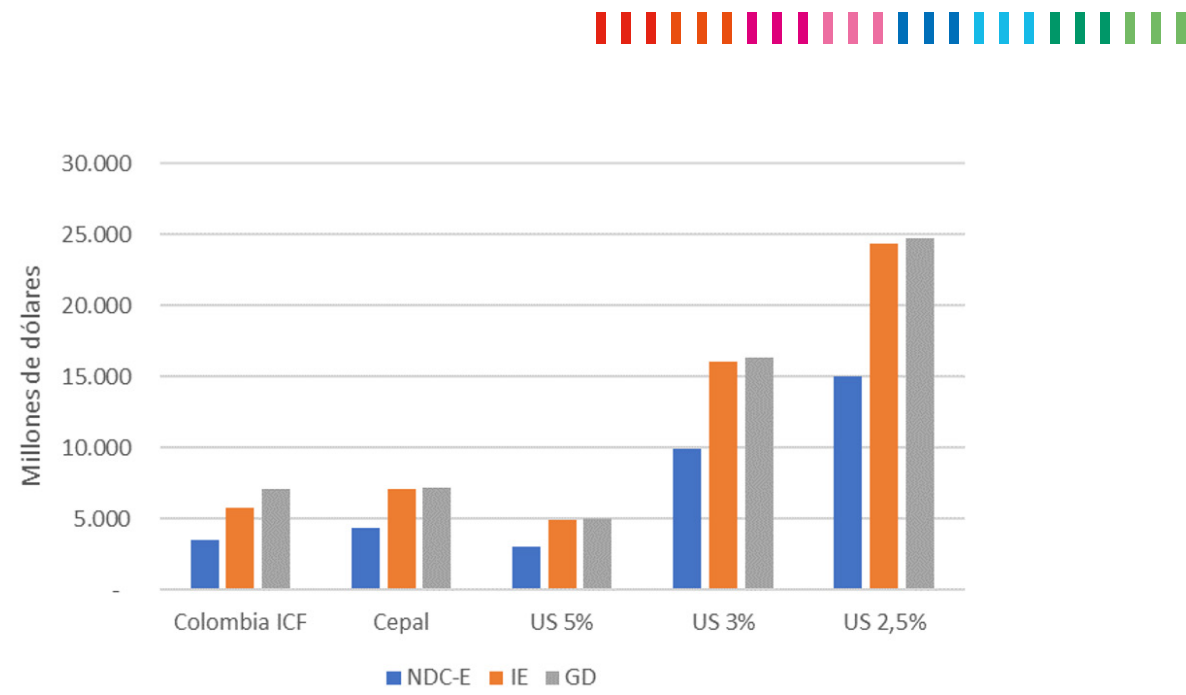


Figura 80. - Valor presente neto de los costos evitados al reducir la emisión de gases de efecto invernadero en los diferentes portafolios considerando las trayectorias del costo social del carbono de la Figura 79



7. INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y ECONÓMICOS





El país cuenta con una Ley de Cambio Climático (2018), la cual establece las directrices para la gestión del cambio climático en las decisiones de los diferentes agentes públicos y privados del orden nacional, regional y local para adelantar acciones de adaptación y de mitigación de GEI, con el fin de reducir la vulnerabilidad de la población y de los ecosistemas del país frente a los efectos del cambio climático.

En la Ley se establecen como instrumentos de gestión, además de los de competencia sectorial de cada ministerio y territorial de los entes departamentales y municipales, los de planificación, los de sistemas de información, y los económicos y financieros. En los instrumentos de planificación se señalan: (i) la Política Nacional de Cambio Climático, (ii) los planes integrales de gestión del cambio climático sectoriales y los territoriales, (iii) los planes de desarrollo de las entidades territoriales y los planes de ordenamiento territorial, (iv) las contribuciones determinadas a nivel nacional y (v) las comunicaciones nacionales, los inventarios nacionales de GEI, los reportes bienales de actualización (BUR). En los sistemas de información se define el Registro Nacional de Reducciones de GEI (RENARE) y el monitoreo de bosques y carbono. Como instrumentos económicos, la Ley define los cupos transables de emisiones, crea el Programa Nacional de estos cupos y asigna la regulación de emisiones, reducciones y remociones y el régimen sancionatorio al MADS. Los recursos resultantes de subastar los cupos transables de emisiones irán al Fondo Nacional Ambiental (FONAM) para apoyar proyectos de mitigación y adaptación. Finalmente, establece que de los recursos de regalías que reciba Colciencias, el 1% se destinará a proyectos con estos mismos propósitos.

La Política de Cambio Climático fue expedida en 2017 sobre la base de diferentes estrategias y planes²⁰ que consideran escenarios a 2030 y 2050. El objetivo de esta política, muy coincidente con la finalidad de la Ley, es: “*Incorporar la gestión del cambio climático en las decisiones públicas y privadas para avanzar en una senda de desarrollo resiliente al clima y baja en carbono, que reduzca los riesgos del cambio climático y permita aprovechar las oportunidades que este genera*”.

En la política se proponen una serie de estrategias sectoriales y territoriales. En las primeras, se hacen explícitas aquellas con riesgos e impactos potenciales altos: (i) desarrollo minero-energético bajo en carbono y resiliente al clima²¹ y (ii) de-

20 Se señalan: la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC), el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, la Estrategia Nacional para la Reducción de las Emisiones debidas a la Deforestación y la Degradación forestal (ENREDD+), el Plan Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres (PNGRD), la Estrategia de Protección Financiera frente a Desastres (EPPD) y la Estrategia Colombiana de Financiamiento Climático.

21 Las líneas de acción que orientan esta primera estrategia son: (i) integrar en las políticas y regulaciones, referentes a la expansión

desarrollo de infraestructura estratégica resiliente al clima y baja en carbono²². Las estrategias territoriales propuestas son: (iii) desarrollo urbano resiliente al clima y bajo en carbono, (iv) desarrollo rural resiliente al clima y bajo en carbono, y (v) manejo y conservación de ecosistemas y sus servicios ecosistémicos para el desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima.

La implementación de estas líneas sectoriales y territoriales está soportada en cuatro estrategias instrumentales: (vi) información y ciencia y tecnología; (vii) educación, formación y sensibilización a públicos, (viii) planificación de la gestión del cambio climático y (ix) financiación e instrumentos económicos.

Igualmente, se señala en la Política que para su implementación se requiere un marco institucional y de gobernanza que facilite la articulación de las diferentes agentes y entidades públicas y privados y la coordinación de acciones sectoriales y territoriales. Varias de estas consideraciones están contenidas en el Decreto 298 del 2016, que crea el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) con la finalidad de lograr la coordinación interinstitucional entre el nivel central y territorial para promover las políticas, estrategias, planes, programas, proyectos y acciones de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero y adaptación en materia de cambio climático. El SISCLIMA cuenta con nueve nodos regionales, una Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC), que a su vez cuenta con un Consejo Asesor creado por la Ley, y dos comités técnicos: de gestión financiera y de asuntos internacionales.

Vale la pena mencionar la Política de Crecimiento Verde, consignada en el documento CONPES 3934 de 2018, que busca impulsar el crecimiento económico del país con un aumento de la productividad y competitividad, asegurando el uso sostenible del capital natural y la inclusión social de manera compatible con el clima. Esta política se construye con base en los análisis y resultados de la Misión de Crecimiento Verde que plantea estrategias para los diferentes sectores de la economía. En particular, vale la pena mencionar las estrategias de

de la oferta energética y eléctrica, los objetivos de adaptación ante los eventos climáticos y las medidas de desarrollo bajo en carbono, (ii) evaluar la utilización de biocombustibles que aseguren una baja huella de carbono a lo largo de su ciclo de vida con limitados impactos a los recursos hídricos, la seguridad alimentaria y la biodiversidad, (iii) promover mecanismos eficientes, incluidos instrumentos económicos, para la gestión de la demanda baja en carbono en los diferentes sectores, (iv) incentivar la diversificación de la canasta energética, reconociendo los beneficios sobre la mitigación de GEI y los co-beneficios en la calidad del aire, resiliencia climática, acceso y seguridad energética, (v) fomentar el aprovechamiento de fuentes de energía renovables complementarias a las no renovables con el fin de asegurar el suministro confiable de energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) y (vi) promover la adecuada gestión de las emisiones fugitivas.

22 Las líneas de acción de la segunda estrategia hacen referencia al desarrollo de infraestructura de redes de transporte a nivel nacional y regional.



promover condiciones para lograr una mayor penetración de energías renovables y favorecer la adopción de tecnologías para la gestión eficiente de la energía y la movilidad sostenible. Esta última, con fomento al ingreso de vehículos eléctricos, el ascenso tecnológico en la flota oficial del país y la incorporación de tecnologías con cero o bajas emisiones a los SITM y SETP.

A continuación se resumen los instrumentos financieros y económicos de carácter general, sectorial y territorial que podrían ser empleados para implementar las medidas identificadas con el fin de avanzar en la reducción de emisiones de GEI en el país. Muchos de estos instrumentos existen en el país y la expectativa es que se puedan poner en marcha y aprovechar para lograr mejoras en eficiencia y productividad, sin tener que recurrir a nuevas leyes, decretos y normas.

7.1. Financiación

Como lo establece la Ley, la financiación de la gestión del cambio climático debe combinar fuentes de origen internacional (cooperación, banca multilateral, ayuda oficial al desarrollo, mercados internacionales de carbono), recursos públicos (nacionales y territoriales) y recursos privados (hogares, empresas y sector financiero) para desarrollar las acciones de adaptación y mitigación previstas en la política de cambio climático, incluyendo la financiación relacionada con la investigación, transferencia tecnológica, sensibilización y construcción de capacidades.



El Comité de Gestión Financiera del SISCLIMA tiene como tarea principal el establecimiento de mecanismos e instrumentos para promover el acceso a las fuentes internacionales y orientar dichas fuentes a las prioridades identificadas en los planes integrales de gestión del cambio climático, tanto sectoriales como territoriales. Igualmente debe invitar a la banca multilateral a crear líneas de crédito para el financiamiento de las acciones de adaptación y mitigación.

Con relación a los recursos públicos, la financiación de las medidas de adaptación recae sobre el gasto presupuestal tanto de los ministerios sectoriales como de las entidades territoriales y autoridades ambientales regionales en primera instancia y sobre el Fondo de Adaptación en segunda instancia. Y las de mitigación sobre los presupuestos de los ministerios, territorios y el FONAM.

El financiamiento para equipos de energía, agua y construcción a nivel nacional puede hacerse a través de las líneas de crédito que ofrece FINDETER con recursos de un préstamo del BID. FINDETER puede hacer préstamos a los constructores como banco de redescuento, de tal manera que son los bancos comerciales los que analizan y corren el riesgo de potencial deudor. La tasa de interés debería ser la de mercado; si se quiere que esta sea subsidiada, tendrán que obtenerse recursos presupuestales, lo cual se vislumbra bastante difícil para los próximos años.

El financiamiento para la instalación de sistemas de energías renovables y de acciones de eficiencia energética cuenta con un Fondo especial denominado Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), creado en la Ley 1715 de 2014. En el artículo 10 se establece que los recursos que nutran el Fondo podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional, que el Fondo será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, en el mismo artículo se estipula que “*los recursos del fondo podrán financiar parcial o totalmente, entre otros programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética, igualmente se podrán financiar estudios y auditorías energéticas, adecuaciones locativas, disposición final de equipos sustituidos y costos de administración e interventoría de los programas y/o proyectos*”.

Los recursos recaudados por el FENOGE se definen en el artículo 190 de la Ley 1753 de 2015 prorrogado por Ley 1955 de 2019, en la cual se estableció que, a partir del 1º de enero de 2016 “*los recursos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC correspondientes a un peso con noventa centavos (\$1,90) por kilovatio hora des-*



pachado en la Bolsa de Energía Mayorista, cuarenta centavos (\$0,40) serán destinados para financiar el FENOGÉ, los cuales podrán seguir siendo recaudados con posterioridad a la pérdida de vigencia de la citada disposición, por así establecerlo el artículo 368 de la Ley 1819 de 2016”.

Igualmente, para la instalación de equipos de suministro de energía eléctrica o térmica en vivienda, y otros equipamientos eficientes, principalmente en Vivienda de Interés Social o Prioritario (VIS o VIP), hay que considerar dos aspectos: primero, que la unidad construida no tiene capacidad para soportar el peso de panel solar o equipo de calentamiento de agua solar y dos, que los montos máximos que ambos programas tienen hoy en día deban incrementarse. Lo anterior para poder cubrir los costos adicionales de una vivienda adaptada y de los nuevos equipamientos.

La UPME ha resaltado la urgencia de sustituir electrodomésticos que consumen electricidad excesiva, en particular los equipos de refrigeración en los hogares y establecimientos industriales, comerciales, clínicas y otros que los requieren (UPME, 2017). El incentivo implícito para comprar modelos modernos que consuman menos debería ser los menores pagos en las facturas. Pero los costos de la sustitución constituyen una fuerte barrera.

Podrían aprovecharse los créditos que BANCOLDEX ofrece para programas de eficiencia energética, dirigidos a empresas o a sus socios. Para esto, BANCOLDEX podría dirigir su promoción a los comerciantes de estos equipos y a las empresas comercializadoras eléctricas, siempre y cuando se financien neveras eficientes.

Finalmente, como lo señala la Ley de Cambio Climático, se destinará 1% del Fondo Ciencia, Tecnología e Innovación del Sistema General de Regalías a la financiación de proyectos de mitigación y adaptación al cambio climático. Esto tendría que llevarse a la Ley que tendrá que expedirse este año, para desarrollar la reforma constitucional. Es bueno anotar que el texto conciliado de la Reforma Constitucional destina un 10% a ciencia, tecnología e innovación, de eso, dos puntos como mínimo a asuntos relacionados o con incidencia sobre el ambiente y el desarrollo sostenible.

7.2. Instrumentos económicos – tributos

7.2.1. Impuesto al carbono

Desde el 2017 se cobra un Impuesto al Carbono sobre el consumo de gasolina, kerosene, *jet fuel*, ACPM y *fuel oil*, el de gas natural, solo si es usado en la industria de refinación de hidrocarburos y la petroquímica, y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) para usuarios industriales. Quedan por tanto excluidos el carbón y el gas natural o GLP para consumo no industrial,

es decir, entre otros, el gas natural vehicular (que tampoco es contribuyente del impuesto nacional y la sobretasa a los combustibles líquidos).

Están igualmente exonerados del impuesto las empresas que demuestren que, en desarrollo de sus actividades, remueven un volumen de emisiones de CO₂ que compensan al usar uno de los combustibles sujeto al impuesto. En términos de las normas, son carbono-neutras.

El valor a pagar es de \$15.000 de 2017 (en 2019 son \$16.422) por tonelada de CO₂ generada por la combustión de los combustibles gravados. De acuerdo con el nivel de emisiones, cada combustible gravado paga los siguientes valores:

Tabla 47. - Impuesto al Carbono Valores por tipo de combustible

Combustible	Unidad	\$ por unidad
Gas natural	Metro cúbico	29
GLP	Galón	95
Gasolina	Galón	135
Kerosene <i>jet fuel</i>	Galón	148
ACPM	Galón	152
<i>Fuel oil</i>	Galón	177

Fuente: MinAmbiente, ABC del Impuesto al Carbono, Bogotá, 2018

Estos valores se ajustan con el incremento del Índice de precios al consumidor del año anterior más un punto adicional cada año, hasta que sea equivalente a una unidad de valor tributario UVT, que en 2019 es \$34.270.



A la tasa de cambio euro/peso colombiano (nov 28/19) el valor por tonelada de CO₂ es de 4,25 euros y llegaría hasta 8,88 euros. La OECD recomienda que la tarifa del impuesto debería ser de 30 euros para 2020 y 60 euros para 2030.

El recaudo, según cifras aproximadas, asciende a unos \$450.000 millones anuales y se destina en un 70% a programas relacionados con el posconflicto y el 25% a proyectos ambientales (erosión costera, ecosistemas estratégicos y al cuidado de fuentes hídricas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas).

Existe un amplio margen para ampliar este tributo. En primer lugar, extenderlo al carbón porque no tiene sentido excluirlo del resto de los combustibles fósiles y a los gases combustibles para otros usos si a su combustible sustituto se le aplica. De hecho, durante la discusión del actual PND se presentaron propuestas para hacerlo gravable, pero hasta el momento no se ha definido como proceder. Hay un proyecto de Ley desde el Ministerio de Hacienda, aún en discusión, que retoma este asunto.

En segundo lugar, elevar la tarifa igualándola de inmediato a los \$34.270 de la UVT y luego adoptar una senda de incrementos no dependientes de la tasa de inflación anual sino para llegar al menos a los 20 o 25 euros en el año 2030.

Una tercera propuesta es quitarle la destinación específica. De mucho tiempo atrás los expertos en finanzas públicas han cuestionado la enorme rigidez que se impone al apropiado manejo presupuestal la gran cantidad de impuestos con destinación específica.

7.2.2. Cupos transables de emisiones – mapa de ruta

Este es un instrumento que ha sido utilizado con cierto éxito en Estados Unidos y en Europa, porque estimula a los grandes emisores de gases contaminantes que obtienen de las Autoridades Ambientales, cupos máximos de emisión que, si introducen innovaciones en sus procesos productivos, tienen excedentes en sus cupos y podrán venderlos en una Bolsa de Valores.

De esta manera, emisores que, por el contrario, necesitan aumentar sus cupos, podrán pagar un precio de mercado para hacerlo.

En la Ley 1931/18 sobre el Cambio Climático se creó el Programa de Cupos Transables y se definieron sus condiciones en particular al disponer que no son revocables.

En 2018 el Ministerio de Ambiente recibió un estudio de consultoría para crear en el país un Sistema de Comercio de Emisiones (SCE). En la actualidad se adelanta una consultoría para definir en mayor detalle el mapa de ruta del mecanismo de comercio de cupos transables de emisiones. El MADS en pre-

sentación de octubre de 2019 indicó que entre junio de 2019 y junio de 2020 se definirá la puesta en marcha de este programa.

Basado en el prototipo para el diseño de SCE en el país (Colombia), la consultoría avanza en las consideraciones y recomendaciones clave para la futura toma de decisiones sobre su alcance. Este alcance se refiere al conjunto de fuentes de emisiones y tipos de emisiones de GEI que serían cubiertos por el sistema, y sobre los agentes que estarán sujetos a la obligación de proporcionar los derechos de emisión correspondientes a sus emisiones. El MADS será quien finalmente defina el alcance de un posible SCE, dependiendo en parte de la reducción de emisiones que pretenda lograr. Establecer un SCE con un alcance amplio tiene beneficios, como una gran cobertura de emisiones reguladas, incentivar la rentabilidad, y aumentar la liquidez y la participación del mercado. Sin embargo, los beneficios deben sopesarse con los costos administrativos del sistema y la capacidad de monitorear y hacer cumplir los compromisos, así como las consideraciones políticas. Los factores clave que influyen en la definición del alcance incluyen:

- Nivel de ambición de reducción de emisiones a nivel nacional
- Volúmenes de emisiones entre sectores y tipos de GEI
- Distribución del tamaño y número de empresas en cada uno de los sectores
- Capacidad para monitorear y estimar volúmenes de emisiones y reducciones de las entidades reguladas en el sistema
- Tecnologías de mitigación y potenciales de mitigación
- Eficiencia económica y compensaciones entre otros objetivos ambientales y sociales

El desarrollo del SCE se llevará a cabo por fases, y para cada una de ellas se deben seleccionar los sectores y gases apropiados que son elegibles para maximizar la cobertura. Esto implicará una evaluación de puntos de regulación factibles para cada tipo de fuente, evaluando el potencial de mitigación y los posibles efectos distorsionadores de la regulación para la definición de umbrales de participación. Esto con base en los factores de emisiones disponibles y los niveles de incertidumbre para cada tipo de fuente, las recomendaciones del sistema MRV. Una primera fase podría recomendar considerar los siguientes sectores, que representan entre aproximadamente el 45% y hasta el 68% de las emisiones nacionales brutas, según el inventario 2014:



- Emisiones del sector energético
- Emisiones fugitivas
- Emisiones de procesos industriales
- Emisiones del sector de residuos
- Emisiones del sector forestal (incluidas las compensaciones)

En las fases posteriores, el SCE podría enfocarse en expandir la cobertura sectorial a subsectores que no son factibles de incluir en el corto plazo, pero que tienen un gran potencial de mitigación a largo plazo. Esto requerirá evaluación de tecnologías de monitoreo más sofisticadas, y de la introducción de incentivos específicos para reducir las fuentes de emisiones difíciles de monitorear, tales como las emisiones fugitivas y las emisiones agrícolas.

Finalmente, vale la pena mencionar que la reglamentación del artículo 6 del Acuerdo de París sobre mercados de carbono generó bastante polémica en la pasada COP 25 en Madrid – Chile.

7.3. Instrumentos para el suministro eléctrico – renovables y sistemas descentralizados

La Ley 1715 de 2014 da los lineamientos para la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional y de los programas de gestión eficiente de la demanda. En esta sección se discuten los avances y requerimientos para la introducción de proyectos de generación eléctrica con energías renovables no convencionales y otras fuentes, en el mercado mayorista, y de las opciones para la difusión de sistemas descentralizados eficientes.

La Misión de Transformación Energética, actualmente en desarrollo por parte del Gobierno, busca elaborar propuestas para la modernización del marco institucional y regulatorio con el fin de que facilite la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía. “En particular quiere resolver preguntas tales como: (i) ¿Cómo asegurar que la regulación permita la innovación o introducción de nuevas tecnologías con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad? Y (ii) ¿Cuál debe ser el marco institucional y regulatorio que asegure que el mercado propenda por beneficiar al usuario y generar precios eficientes para la demanda?”²³.

El Ministerio de Minas y Energía o la CREG además de fijar pautas generales y también permitir que los agentes experimenten modelos de negocio, mediante la implementación de

cajas de arena un mecanismo regulatorio recomendado tanto por la Misión de transformación Energética como por la Misión Internacional de Sabios.

7.3.1. Subastas de energías renovables

Colombia ha iniciado con éxito el avance para incorporar a la matriz energética las energías renovables no convencionales. En la primera subasta se adjudicaron ocho proyectos con una capacidad efectiva total de 1.298 MW de capacidad instalada, cinco de ellos eólicos y tres solares. Al cierre del proceso, quedaron con asignación siete empresas generadoras y 22 comercializadoras. El total de energía asignada fue de 10.186 MWh-día.

La Subasta de Contratos de Energía de Largo Plazo contó, en total, con la participación de 20 generadores y 23 comercializadores calificados, es decir, aquellos que cumplieron con todos los requisitos de precalificación establecidos. Las obligaciones inician a más tardar el 1 de enero de 2022, y será necesario asegurar la ampliación del Sistema Nacional de Transmisión que las interconecten. Esto permite a los diferentes agentes del mercado generar aprendizajes.

Además, el costo de generación de estos proyectos será por debajo del costo de generación actual. Por esta razón, en Colombia se puede acelerar el desarrollo de estas fuentes para reducir el costo de la descarbonización y facilitar el acceso a la energía eléctrica.

Finalmente, es importante recordar que el desarrollo de fuentes renovables en el futuro se extenderá a las redes de distribuciones, requiriendo el desarrollo de *smart grids*, *smart meters* y participación activa de la demanda.



23 Información tomada de las presentaciones realizadas por el equipo de la Misión.



7.3.2. Otros recursos para la generación eléctrica

Existen otros recursos o portadores energéticos y tecnologías que pueden ser utilizados para la generación de electricidad: la biomasa y los residuos, la geotermia, el hidrógeno y los combustibles nucleares. En términos generales, la generación eléctrica a partir de estos energéticos podría permitirse con base en el principio de adaptabilidad de la Ley 143/94 que señala:

Artículo 6°. Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

[...]

“El principio de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico”.

7.3.2.1. Biomasa

La biomasa agrícola está definida en la Ley 1715/14 como fuente no convencional de energía de carácter renovable (FNCER) y podrá contar con los beneficios e incentivos establecidos allí. De la misma manera lo están los residuos sólidos no reutilizables no reciclables. En esta Ley se asignan competencias para reglamentación mediante decretos presidenciales y resoluciones de la CREG para utilizar la biomasa incluyendo los residuos sólidos.

7.3.2.2. Geotermia

La geotermia está igualmente definida y considerada explícitamente en la Ley 1715/14. El país ha venido avanzando en el análisis de las barreras para su utilización y en la definición del marco regulatorio. En una reunión celebrada en 2018²⁴, se propusieron seis estrategias (que se reúnen en cinco) para superar barreras referentes a su desarrollo en el país: (i) establecer un grupo de acción para el trabajo continuo y coordinado y apoyar la socialización, (ii) cuantificar su potencial exploratorio y energético, (iii) capacitar al recurso humano, (iv) avanzar en las definiciones regulatorias sobre la cesión y manejo del recurso y (v) identificar el campo de acción de la política pública.

Jurídicamente se requieren dos concesiones. Una para uso del agua que incluya autorización para su reinyección, otorgada por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)²⁵; y otra para explotar como un servicio público el recurso geotérmico, otorgada por el MME.

Esta segunda concesión sigue las reglas mencionadas en la Ley 80/93, artículo 32, recogido como parte de la Ley 1508/12, artículo 2°: “Contrato de Concesión. Son contratos de concesión los que celebran las entidades estatales con el objeto de otorgar a una persona llamada concesionario la prestación, operación, explotación, organización o gestión, total o parcial, de un servicio público, o la construcción, explotación o conservación total o parcial, de una obra o bien destinados al servicio o uso público, así como todas aquellas actividades necesarias para la adecuada prestación o funcionamiento de la obra o servicio por cuenta y riesgo del concesionario y bajo la vigilancia y control de la entidad concedente, a cambio de una remuneración que puede consistir en derechos, tarifas, tasas, valorización, o en la participación que se le otorgue en la explotación del bien, o en una suma periódica, única o porcentual y, en general, en cualquier otra modalidad de contraprestación que las partes acuerden.”

El Código de Recursos Naturales²⁶ exigía que el contrato de concesión para uso de agua y para “producción de energía” fuera uno solo y otorgado por elINDERENA; por Decreto con

24 <https://www2.sgc.gov.co/Noticias/Paginas/Tercera-Reuni%C3%B3n-Nacional-de-Geotermia-2018.aspx>.

25 Decreto 1076/16 Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible: Artículo 2.2.3.2.7.1. “Disposiciones comunes. Toda persona natural o jurídica, pública o privada, requiere concesión para obtener el derecho al aprovechamiento de las aguas para los siguientes fines:”

“h) Inyección para generación geotérmica” Artículo 2.2.3.3.4.6. “De la reinyección de residuos líquidos. Solo se permite la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero.”

26 Decreto con fuerza de Ley 2811 de 1974.

fuerza de ley 3573 de 2011 asignó esas competencias a la ANLA. Pero como se mostró, el Decreto 1076/15 dejó para la ANLA solamente la concesión de aguas para este tipo de generación eléctrica.

7.3.2.3. Generación con energía nuclear

La energía nuclear es una de las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE, como expresamente lo señala la Ley 1715/14²⁷. Las normas ambientales exigen Licencia Ambiental otorgada exclusivamente por la ANLA²⁸.

Estos proyectos pueden ser parte de los contratos a largo plazo porque es una de las FNCE y la norma que los regula²⁹, adiciona las reglas del Capítulo 8 del Título III del Decreto 1073/15³⁰ y ese capítulo se refiere a las FNCE.

No sobra resaltar que la Corte Constitucional declaró exequible la Ley 728 de 2001, “por medio de la cual se aprueba la ‘Convención Sobre la Protección Física de Materiales Nucleares’, firmada en Viena y Nueva York el 3 de marzo de 1980”.

La Sentencia hace expresa referencia a la posibilidad de que en Colombia se desarrolle la generación eléctrica: “Cabe destacar que las técnicas nucleares presentan grandes ventajas en muy variados campos. Si bien las aplicaciones se concentran en mayor medida en actividades que se relacionan con la generación de electricidad por medio de reactores nucleares, su ámbito de aplicación es mucho más amplio, abarcando campos como la nutrición y salud”.

7.3.2.4. Hidrógeno

Con relación al hidrógeno, según la misma Ley, la UPME puede considerarlo una Fuente de Energía No Convencional. Si es producida con recurso renovables sería un portador renovable.

²⁷ Ley 1715/14

“ARTÍCULO 5o. DEFINICIONES. Para efectos de interpretar y aplicar la presente ley, se entiende por:”

“.....”

“16. Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER.”

28 Decreto 1076/15: “Artículo 2.2.2.3.2.2. Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgará o negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:”

“.....”

“4. En el sector eléctrico:”

“.....”

“5. Los proyectos para la generación de energía nuclear.”

29 Decreto 570/18.

30 “ARTÍCULO 1. Adiciónese una sección al Capítulo 8 del Título III del Decreto Único Reglamentaria del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, así:”



De otro lado vale la pena anotar en esta sección que la CREG podrá regular el hidrógeno en estado gaseoso, como un tipo de gas combustible, según la definición de la Ley 142/94:

“14.28. SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS COMBUSTIBLE. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.”

Los reglamentos técnicos del caso, entre ellos los requerimientos mínimos de seguridad para usar el hidrógeno en aplicaciones residenciales, industriales y comerciales, al igual que su uso en transporte, deberán ser establecidos por el MME, a solicitud de la CREG, consultando previamente a la Organización Mundial de Comercio (OMC), la cual expedirá los que correspondan. Los Ministerios de Salud y de Ambiente, si es necesario, expedirán los suyos también consultando previamente a la OMC.

7.3.3. Combustibles resultantes de la generación eléctrica

Además del hidrógeno que puede ser producido a partir de electricidad, el recurso renovable eólico y solar con el que cuenta el país, principalmente en el norte, puede ser empleado para la producción de gas natural (tecnologías *power-to-gas*). Este mecanismo está siendo impulsado para la transición a energías limpias principalmente en los sectores transporte e industria y la relación de reservas y producción del país es alrededor de diez años.

Las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 reiteraron la importancia del almacenamiento estratégico. Se señalaba que, “El MinEnergía, o la entidad que este designe, estudiará la necesidad de contar con infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos y de gas combustible para determinar, entre otras condiciones, su ubicación y su capacidad. Considerando lo anterior, la CREG expedirá un marco normativo que impulse la participación de agentes en la prestación de los nuevos servicios de almacenamiento de inventarios”.

La CREG en su Informe de gestión CREG 2018 – 2019, dice: “La CREG expedirá un marco normativo que impulse la participación de agentes en la prestación de los nuevos servicios de almacenamiento de inventarios”.

De acuerdo al Decreto 1073/15, Único del Sector Administrativo de Minas y Energía se establece: “Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. El MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público”.

El MME puede entonces adelantar un proceso contractual a través de concesiones con ese propósito.

7.3.4. Generación distribuida, microrredes y redes inteligentes

La combinación de plantas generadoras de pequeña escala que al mismo tiempo sean distribuidoras de la energía que generan, (generación distribuida), el almacenamiento de energía eléctrica, la respuesta de la demanda y los vehículos eléctricos, facilitarán la participación de los usuarios en la gestión misma de prestar los servicios. De allí que se haya acuñado el vocablo “prosumidores”, combinando las palabras productor y consumidor, porque podrán instalar plantas generadoras y vender excedentes a la red y, en el futuro, dentro de un circuito conformado por muchos otros usuarios y empresas que sean generadores-distribuidores a lo mejor desconectados del sistema de distribución local y del sistema interconectado.



La puesta en marcha de esquemas de prestación como estos, dependerá de nuevas empresas con visión de negocio y de que las prestadoras actuales, una vez identificados los requerimientos, estimulen la llegada de estos nuevos agentes para su instalación y operación. Los alcaldes también pueden ser promotores de esta modalidad, en las ciudades intermedias y grandes (las de más de 400 mil habitantes, por ejemplo) y en las áreas metropolitanas o asociaciones de municipios en conurbaciones urbanas. Con aprobación de los respectivos concejos o juntas metropolitanas, pueden decretarse exenciones hasta por diez años a los impuestos predial y de industria y comercio para los emprendedores de este tipo de esquemas.

Las condiciones para la instalación y operación deberán ser establecidas por la CREG, lo cual es aún más necesario, si el distribuidor se convierte en el operador de la red de distribución y en una plataforma de servicios, y estas actividades están adecuadamente remuneradas. La Comisión ha venido avanzando en la definición de las condiciones de conexión de estos agentes y tecnologías.

La generación distribuida y las microrredes pueden utilizarse igualmente para expandir la cobertura del servicio eléctrico o mejorar su calidad en las zonas rurales. Como parte de los Acuerdos de Paz con las FARC, estos territorios en buena parte son áreas prioritarias para la extensión de distintos programas gubernamentales con los denominados Planes de Desarrollo con Enfoque Territorial, (PDTs) en 170 municipios, que incluyen a las 90 y 20 zonas no municipalizadas que hacen parte de las ZNI.

Si se llega a la decisión de separar la propiedad y la operación de activos físicos de generación y almacenamiento de las compañías de distribución (propietarias y operadoras de las instalaciones de redes de distribución), en el caso de la electrificación rural, “si la distribuidora incumbente tuviese que ejercer su responsabilidad como suministrador por defecto y tuviese que realizar actividades de suministro eléctrico con microrredes o utilizando sistemas individuales aislados, en ambos casos se trataría de actividades sometidas a regulación y con remuneración establecida por la autoridad reguladora (remuneración que se espera recuperar a partir de las tarifas y del subsidio que corresponda). Por lo tanto, no existe riesgo para la actividad regulada de distribución que se derive de situaciones o precios de mercado. Hay que considerar también el caso de que “la red llegue” al emplazamiento de una microrred, y que la generación de la microrred sea transferida a la compañía distribuidora; en ese caso, para evitar situaciones que justificasen algún tipo de unbundling, bastaría con establecer que la producción de las plantas de generación o de almacenamiento provenientes de microrredes e incorporadas a la red principal de distribución se debería remunerar a un precio regulado prefijado de ante-

mano. De esta forma se minimizan, e incluso se evitan, situaciones que podrían resultar en serios conflictos de interés”³¹.

En resumen, legal y regulatoriamente es viable poner en marcha estos desarrollos y se está en el camino de hacerlo. De acuerdo con el principio de adaptabilidad de la Ley 143/94, más los lineamientos de la Ley 1715/14 y la flexibilización que la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 introdujo para considerar nuevos servicios y sus operadores, la CREG podrá regular sin requerir otras disposiciones adicionales.

7.3.5. Distritos Térmicos (DT)

Los Distritos Térmicos son una alternativa interesante para avanzar en trayectorias de descarbonización, los cuales podrían tener un manejo más abierto. Un DT es un servicio ofrecido a uno o varios clientes, que consiste en el suministro de agua fría/helada, caliente o en forma de vapor, para mantener temperaturas frescas o con calefacción. Para estos propósitos, el DT cuenta con una planta de generación eléctrica a base de una o varias energías renovables no convencionales o con una turbina de gas combustible. Nada impide, sin embargo, que el DT prefiera tomar la electricidad de la red pública. La electricidad generada se utiliza únicamente para calentar o enfriar el agua y distribuirla por tuberías a los distintos clientes.

Así las cosas, no es parte del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aunque puede tener efectos sobre el mismo, al alejar usuarios que consumen electricidad para hacer funcionar equipos de aire acondicionado en climas cálidos o calentadores de ambiente en climas fríos. La CREG no debería regular los DT. No obstante, ya que el DT puede atraer clientes para el calentamiento o enfriamiento de agua que dejarían de consumir parcialmente electricidad para estos usos, podría considerarse como una competencia desleal y llevar a la CREG a someter a uno o varios DT a regulación y vigilancia de la SSPD, según lo establece la Ley 142 de 1994, artículo 73.2. En relación con la distribución del agua para calentar o enfriar el ambiente en los hogares o establecimientos comerciales, tampoco están sujetos las normas legales ni a la Regulación de la CRA, porque no transportan agua potable.

7.3.6. Gestión de la demanda

La Ley 1715/14 promueve, al igual que las FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable), la gestión de la demanda, entendida como respuesta de la demanda y eficiencia energética. En este marco, el MME, la CREG y la UPME han venido definiendo opciones de participación de la demanda en el mercado eléctrico y afinando los incentivos para el uso eficiente de la energía.

31 Concepto del profesor Luis Ignacio Pérez Arriaga. Mensaje de correo del 31 de diciembre de 2019 a Ángela Cadena.



De acuerdo con el mapa de ruta que elaboró la UPME, las autoridades sectoriales han venido trabajando para agilizar la conexión de la autogeneración de energía y los intercambios de excedentes, automatizar las redes de distribución, instalar sistemas de medición inteligente, así como facilidades para la movilidad eléctrica, y viabilizar la participación de la demanda. La Misión de Transformación Energética sugiere a la CREG estudiar una nueva fórmula tarifaria que dé las señales a los consumidores para su participación rápida en el mercado eléctrico.

En materia de eficiencia energética, mediante Resolución 41286 de 2016 se adoptó por parte del MME el Plan de Acción Indicativo, PAI, 2017-2022, en el cual se definen acciones estratégicas y sectoriales para alcanzar metas de eficiencia energética a 2022 que lleven a una reducción del consumo final de más de 5%.

Como parte de los instrumentos para el impulso a la eficiencia energética, además de los incentivos del Estatuto Tributario (reglamentados entre otros mediante el Plan de Acción Indicativo 2017 – 2022) y de la Ley 1715 de 2014, se cuenta con el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ) encargado de entregar recursos para la realización de proyectos piloto y actividades de investigación.

7.4. Instrumentos para la movilidad sostenible

El despliegue, la construcción y la operación de modos y tecnologías de transporte sostenible requieren contar con diferentes instrumentos de apoyo, además de la política: regulación de externalidades, financiamiento, normas técnicas y otras, incentivos para nuevas tecnologías, eliminación de subsidios a los combustibles fósiles, marco institucional y regulatorio, educación y encadenamiento productivo.

Como se va a exponer, los obstáculos son en un alto grado de economía política porque los Gobiernos han tratado a este sector como un proyecto “social”, pasando por alto la eficiencia económica, el impacto (en el transporte de pasajeros y de carga) para millones de usuarios y lo que aquí interesa, la reducción de emisiones contaminantes. Por otra parte, los mecanismos jurídicos para el transporte urbano de pasajeros son del resorte de los alcaldes y concejos, aunque el Gobierno Nacional cuenta con instrumentos suficientes para que se utilicen en el nivel local y metropolitano que no ha usado.

A nivel de política hay un sinnúmero de iniciativas (leyes, decretos, documentos CONPES) que han intentado dar lineamientos e incentivos para mejorar la movilidad de pasajeros y carga en el país, mejorar la calidad del aire y la seguridad vial y reducir la congestión y los gases de efecto invernadero. En el reciente documento CONPES 3991 del 14 de abril de 2020³², Política de Movilidad Urbana y Regional, se resumen todas estas iniciativas. En este documento se da importancia a la promoción de modos no motorizados y a medidas de ordenamiento territorial. Se mencionan además como objetivos para la implementación de esta política: (i) una adecuada gestión de la demanda, (ii) estrategias de seguimiento y fortalecimiento institucional y (iii) fuentes alternativas de financiación.

En esta sección se hace particular énfasis en este último aspecto, sin proponer nueva legislación o normatividad a la que ya existe, muy por el contrario, señalando que la puesta en marcha sería esencial para la sostenibilidad financiera del transporte público y, por ende, lograr una movilidad sostenible. Hay que señalar que el transporte público y los modos no motori-

32 Ver antecedentes del Documento CONPES 3991 del 14 de abril de 2020.



zados son los dos primeros en la jerarquía según la definición de transporte sostenible de Mintransporte. Los instrumentos que se revisan más adelante tienen también utilidad en desincentivar el uso de modos más contaminantes (contaminación local y global).

Es bueno mencionar que este Gobierno lanzó la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y Sostenible, para avanzar en la reducción de las emisiones contaminantes y de GEI, además de mejorar la calidad del aire y la salud de los colombianos. Mediante la Ley 1964 de 2019, promueve el uso de vehículos eléctricos para transporte público y particular, mediante incentivos a la compra y tenencia, tales como: (i) las tarifas aplicables para el impuesto sobre vehículos automotores no podrán superar 1% del valor comercial del vehículo, (ii) descuentos en el valor de la revisión técnico-mecánica y de emisiones de contaminantes, (iii) descuento del 10% en las primas del Seguro Obligatorio de Accidente de Tránsito (SOAT) y (iv) la posibilidad de descuentos en el registro o impuesto vehicular, tarifas diferenciadas de parqueaderos o exenciones tributarias, a nivel territorial.

Con el fin de alcanzar la meta de 600 mil vehículos eléctricos en el 2030, se establece en esta Ley que en un plazo de doce meses, el Gobierno Nacional, los municipios de categoría 1 (con más de 700 mil habitantes y hasta 2 millones de habitantes) y los especiales (exceptuando a Tumaco y Buenaventura) deberán cumplir con una cuota del 30% de vehículos eléctricos que se compren o contraten anualmente. De igual forma, las ciudades que cuenten con sistemas masivos de transporte público deberán implementar políticas para garantizar un porcentaje de las flotas con automotores eléctricos. De hecho, la norma establece que para el 2025 el 10% de los vehículos debe cumplir con esta disposición, y para el 2035, el 100 % de la flota debe ser eléctrica. Antes de finalizar el 2022, deben existir al menos cinco estaciones de carga rápida en los municipios de primera categoría y especiales. En el caso de Bogotá, el número debe llegar mínimo a 20 estaciones de carga.

Finalmente, el Plan de Acción Sectorial de Mitigación del Ministerio de Transporte considera al transporte público eléctrico dentro de las acciones prioritizadas³³.

Entrando en materia, los instrumentos económicos se usan para gestión de la demanda, a través de señales de precios que internalizan las externalidades (Zimmer & Koch, 2017), (Basso, Guevara, Gschwender, & Fuster, 2011). Adicionalmente, lo que se recauda se puede utilizar para diversos fines, entre ellos para financiar sistemas de transporte sostenible. En Colombia, los instrumentos en transporte se han utilizado principalmente como fuente de recursos. Por esto, el diseño de estos no responde a las externalidades que se generan. Dos ejemplos son la sobretasa a los combustibles, que además excluye al GNV y los biocombustibles; y los cobros como los peajes que se establecen por el tipo de flota, y no por el impacto que se genera.

En externalidades ambientales, el transporte es la principal fuente de contaminación atmosférica tanto local como global en los centros urbanos en Colombia (DEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, 2018) y en el diseño de los instrumentos esto se debería considerar de manera coordinada. Para esto es importante también avanzar en investigaciones sobre los impactos de diferentes tipos de energéticos y tecnologías vehiculares. En los impactos locales, pasar de análisis sobre emisiones directas a impactos en calidad del aire (formación secundaria de contaminantes); y en impactos globales ir hacia análisis de ciclo de vida de los energéticos. Bajo un análisis más integral, energéticos como los biocombustibles y el GNV no necesariamente resultan ser de menor impacto respecto a otros fósiles (European Union, 2019), (Howarth & Santoro, 2011), (Hallquist & Jerksj, 2013), (Oprešnik, Seljak, Vihar, Gerbec, & Katrašnik, 2018), (Scovronick, 2020), (Manik & Halog, 2012).

³³ Ver Tabla 5 del documento en: <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/470-plantilla-cambio-climatico-26>



Finalmente, también son necesarios instrumentos para generar cambios en el comportamiento que lleven a depender cada vez menos del uso de la flota privada (reducción de actividad) en el escenario de mitigación nacional, pues, como se mostró anteriormente, no son suficientes las medidas enfocadas en cambios tecnológicos para revertir la tendencia creciente de las emisiones GEI de este segmento.

7.4.1. Financiación de sistemas de transporte urbano

Con relación a la financiación, como se decía en el documento de soporte para la iNDC (Uniandes, 2015), diferentes leyes permiten a los distritos y municipios a crear impuestos, contribuciones y tasas para: (i) financiar la construcción, la conservación y el mantenimiento de la infraestructura vial y (ii) financiar la construcción y operación de sistemas eficientes y ambientalmente sostenibles de transporte público urbano de pasajeros.

Las autoridades locales pueden crear, modular y ajustar tributos (como el predial), dentro de distintos márgenes que les permiten las leyes respectivas. No obstante, las autoridades locales no han sido muy activas empleando estas opciones.

Para estimular acciones proactivas de alcaldes y concejos, se recomienda que la comisión rectora del sistema general de regalías establezca mecanismos para la aprobación de proyectos territoriales de inversión en programas que reduzcan el crecimiento de emisiones de gas de efecto invernadero. Estos programas deberán dirigirse a distritos, municipios y asociaciones entre unos y otros, con la condición de que cofinancien en más de un 50% los proyectos, elevando el recaudo del impuesto predial y mediante el cobro los tributos de su competencia: el cargo por congestión, la tasa por estacionamiento y la contribución de valorización, como se expone enseguida.



Algunos de estos tributos están creados o autorizados hace muchas décadas (predial y valorización); la plusvalía se autorizó en 1997. Otros son de reciente creación (Leyes de los PND 2010-2014 y el actual, 2014-2018: cargo por congestión y contaminación; contribución por estacionamiento y mecanismos para capturar el valor por uso del suelo).

7.4.1.1. Tributos existentes

El Impuesto a los Combustibles Líquidos (nacional y sobretasa territorial) se cobra hace varios años, una parte recaudada por la Nación y otra como sobretasa, que recaudan los Departamentos, Distritos y Municipios. El componente nacional se cobra como sumas en pesos ajustadas anualmente por la inflación del año anterior y la diferencia entre la gasolina motor extra, la corriente y el ACPM con valores descendentes en ese orden. Éstos alcanzan un valor anual aproximado de \$450 mil millones³⁴.

La destinación del recaudo por las Entidades Territoriales es libre. Aunque la ley había dispuesto que tendrían que utilizarse preferencialmente en la malla vial, la Corte Constitucional declaró inexecutable la destinación fijada por ley, considerando que se violó la autonomía territorial, por cuanto los asuntos viales no son de interés nacional a pesar de que sobre la misma materia la misma corte había sostenido lo contrario en pronunciamientos anteriores.

7.4.1.2. Impuestos y contribuciones autorizados y no cobrados localmente

Con las decisiones de la Corte Constitucional desde más o menos el 2010, al enfatizar la autonomía de las entidades territoriales, el Gobierno Nacional y el Congreso han optado por no crear tributos de obligatorio cobro en los departamentos, distritos y municipios. Para estos casos, las leyes los autorizan y son los gobernadores y alcaldes quienes los proponen a las asambleas y concejos.

Algunas, como las contribuciones de valorización y de plusvalía (participación en la ley), hace más tiempo siguieron ese camino, teniendo en cuenta que ambas pueden cobrarse si en cada distrito y municipio pueden aplicarse a planes específicos de obras o a cambios en el uso del suelo resultantes de los POT. El resultado ha sido la renuencia generalizada a cobrarlos. Estos recursos podrían utilizarse provechosamente para la construcción y mantenimiento de la infraestructura de transporte.

- Valorización

Se ha utilizado con éxito en Bogotá, Medellín, Cali, Manizales, Bucaramanga, Barranquilla y en general en casi todas las ciuda-

³⁴ https://caracol.com.co/radio/2018/08/03/economia/1533300676_639615.html



des con más de 300 mil habitantes (Borrero, 2011). No obstante, más recientemente ha sido resistido con fuerza en Bogotá y Medellín, donde se han presentado demandas judiciales que no han prosperado hasta el momento.

La resistencia tiene orígenes diversos: cobros que se consideran excesivos, lo que puede explicarse en que en estas ciudades se reajustaron los avalúos catastrales, que sirven de base al impuesto predial. Por otro lado, en Bogotá fue difícil la delimitación de la zona de influencia de las intervenciones, sobre lo cual lo recomendable es una mejor explicación a los contribuyentes; también la demora en terminar las obras, lo que sí debe corregirse.

Es del caso agregar que las normas vigentes permiten cobrar valorización por beneficio local, que es el tipo de cobro tradicional, de forma que se financien obras en zonas cercanas a los contribuyentes.

La otra forma de cobro por valorización se denomina por beneficio general, introducida en 1993 para Bogotá y en 1994 para todos los distritos y municipios. Autoriza gravar la totalidad de los inmuebles cuando se construyen megaobras cuyos efectos se reflejan en todo el territorio. Por ejemplo: un sistema de transporte masivo, o un complejo vial de gran alcance que descongestiona múltiples barrios, aunque estén muy alejados de las obras.

Pero, aunque Bogotá y Cartagena la pusieron en marcha en los años 90, los alcaldes en esas y otras ciudades prefirieron no tomar el riesgo político y más bien dividieron planes viales para cobrar como de beneficio local.

En 2011, por ley, se extendió el cobro a concesionarios de inmuebles de propiedad estatal (por ejemplo, Odirsa en el Aeropuerto El Dorado). Lo cual es justo, porque si bien el concesionario ni es ni será propietario, sí actúa como tal, puesto que tiene legalmente el derecho a entregar en arriendo locales comerciales durante el plazo de la concesión. Lo mismo ocurre en el caso de carreteras y vías urbanas.

- La plusvalía

Desde 1997 la ley, basada en un artículo constitucional expreso, autoriza a los distritos y municipios a cobrar por el mayor valor de los inmuebles, producido porque el POT, o su equivalente en municipios de menor tamaño, decreta un cambio de uso, por ejemplo, elevando la edificabilidad (más pisos) en una zona urbana o convirtiendo una zona rural en una de expansión urbana. Esta disposición ha sido subutilizada, porque pocas ciudades intermedias y grandes la han adoptado, aunque varios Municipios cercanos a Bogotá y a Medellín lo han hecho, y en donde se ha adoptado, el recaudo ha sido insignificante o se ha dejado de cobrar.

Para el año 2012 se había decretado esta disposición en Bogotá, Barranquilla, Bucaramanga, Cali, Cartagena, Ibagué, Manizales, Medellín, Neiva, Pasto, Pereira y Santa Marta (Econometría Consultores, 2013). Pero más adelante el estudio citado afirma “Persiste un problema de aplicabilidad de los instrumentos, especialmente los de financiamiento, en particular la plusvalía que existe formalmente pero no ha sido aplicada, en algunos casos por desconocimiento y en otros por presiones políticas.”

Por su parte, el DNP³⁵ en 2014 decía “pero estos planes [los POT] no han logrado incluir o aplicar muchos del amplio conjunto de instrumentos de gestión del suelo previstos por la misma Ley. Esta situación ha hecho prevalecer un carácter normativo en las regulaciones urbanísticas y las dificultades de gestión en temas de generación de suelo para hogares de bajos ingresos, instrumentos de financiación como la plusvalía, la ejecución de planes parciales o macroproyectos urbanos, entre otros.”

“Sólo el predial ha representado una fuente sustancial de recursos de inversión municipal. Otros esquemas de cargas y beneficios como la plusvalía, los aportes urbanísticos e incluso los certificados de potencial adicional de construcción son de bajo potencial financiero. Estos sólo permiten recuperar entre el 30% y el 50% del valor del suelo generado (Art. 79 de la ley 388 de 1997), que representa entre el 15% y el 18% del valor inmobiliario. En suma, como máximo recupera el 9% del valor inmobiliario mientras que el impuesto predial recauda el 100%. Esto sumado al alto esfuerzo institucional requerido por los esquemas basados en cargas y beneficios en comparación con los recursos que permite capturar.”

En 2018 los recaudos por plusvalía siguen excesivamente bajos. De acuerdo con los datos del Formulario Único Territorial (FUT), cerca del 80% de la plusvalía cobrada corresponde a Bogotá y los municipios vecinos a la capital: En Bogotá \$51.434 millones, Funza, Gachancipá, Chía, Tocancipá, Cajicá y Mosquera cada uno en promedio unos \$22.000 millones.

Bogotá modificó en 2017³⁶ la manera de cobrar la plusvalía, exonerando las ventas o cesiones voluntarias al Distrito de terrenos valorizados por cambios en el uso del suelo. Está por verse si los cambios generarán mayores beneficios netos para la ciudad. Mientras tanto Medellín, Cali, Cartagena y Bucaramanga no lo han cobrado desde el 2013.

El Banco Mundial, en 2010³⁷, mostró experiencias exitosas con esta contribución en dos ciudades mexicanas.

7.4.1.3. Tributos nuevos

En los PND desde el 2010 se han autorizado impuestos y con-

35 DNP “Misión sistema de ciudades”, Bogotá, 2014.

36 Acuerdo 239/17.

37 BM, “El potencial de la captura de plusvalía”, Washington, 2010.



tribuciones que los alcaldes y concejos pueden adoptar, con la destinación sugerida (no impuesta) a inversiones en la infraestructura de transporte en sus territorios. El PND 2014-2018 prorrogó su vigencia e introdujo modificaciones, y el PND actualmente vigente (2019-2022) prorrogó la vigencia de algunos y autorizó otros. Los impuestos y contribuciones que están vigentes son:

1. Se reiteró la autorización para utilizar los recursos generados en el distrito o municipio, como los impuestos predial y de industria y comercio, a las utilidades de las empresas de su propiedad o el producto de enajenación de acciones en ellas o la venta de activos propios.
2. Contribución por el servicio de parqueadero o de estacionamiento en vía.
3. Infraestructura nueva para minimizar la congestión, que en realidad son peajes autorizados desde 1993 para acceder a vías, túneles, puentes y viaductos que se construyan.
4. Áreas con restricción vehicular, que no se impondrá a vehículos eléctricos.
5. Cobros por congestión o contaminación en las ciudades con más de 300 mil habitantes.
6. Hasta del 60% del recaudo correspondiente a la entidad territorial por concepto de multas de tránsito.
7. Una parte de las tarifas de transporte público complementario para subsidiar otros servicios de transporte.
8. Cobros a particulares que exploten comercialmente bienes fiscales o de uso público destinados al transporte público de pasajeros.
9. Cobro o aportes por edificabilidad adicional.
10. Titularización del recaudo futuro del impuesto predial generado en cada proyecto.

11. Infraestructura nueva para minimizar la congestión.

Y los más recientes son:

1. Cobros por congestión o contaminación (desde 2012).
2. Contribución por el servicio de parqueadero o de estacionamiento en vía.
3. Infraestructura nueva para minimizar la congestión.
4. Áreas con restricción vehicular, que no se impondrá a vehículos eléctricos.

Sobre la restricción vehicular en zonas específicas, vale la pena considerar las ideas del profesor Gilles Duranton, muy conocedor de las ciudades colombianas³⁸, quien propone no zonificar por áreas, sino restringir la circulación por vías arterias, poniendo como ejemplo la Autopista Norte en Bogotá, aunque reconoce dificultades prácticas por hacerlo así³⁹. No se refirió expresamente si este enfoque podría aplicarse igualmente al Cargo por Congestión y Contaminación, pero es recomendable analizar su conveniencia y viabilidad.

Con excepción de la tasa por congestión y contaminación que se adoptó en Cali en 2017, en las demás ciudades no se han puesto en práctica, lo que pone en duda la conveniencia de privar al Congreso de sus facultades para obligar a tomar medidas apropiadas y de interés nacional, invocando la autonomía territorial que la Corte Constitucional resolvió adoptar, contrariando su propia jurisprudencia anterior a más o menos el año 2010.

Lo que han hecho los distritos de Bogotá y Cali, es crear un mecanismo para quedar exonerados del programa de restricción por placa, (“pico y placa” en la jerga popular). Consiste en pagar en Bogotá para entrar a regir en 2020, \$4 millones por año

38 Ha sido asesor de la Misión del Sistema de Ciudades, profesor de la Wharton School, University of Pennsylvania.

39 Duranton, Gilles “The Costs of Cities Lessons for Bogotá”, en Seminario “Focalización, movilidad social y política pública”, organizado por el DANE, Bogotá, noviembre 22, 2019.



o \$2 millones por semestre; en Cali desde 2019, mensualmente \$135.000 o anualmente \$1,6 millones. Debe anotarse que la alcaldesa de Bogotá, Claudia López, ha cuestionado esa figura.

Sistemas de transporte urbano de pasajeros

Con el propósito de introducir la eficiencia en este sector, a partir del 1996 se han creado cuatro sistemas:

1. Sistema Integrado de Transporte Masivo (SITM) para ciudades con más de 600 mil habitantes. Están operando el Metro de Medellín, el de Bogotá comenzará la construcción en 2020 y los de Buses Articulados del tipo Transmilenio en Bogotá y Soacha; Cali, Cartagena, así como en las áreas metropolitanas del Valle de Aburrá (Medellín como municipio núcleo), de Barranquilla, Bucaramanga y Centro Oriente (Pereira como municipio núcleo). En Bogotá, Medellín y Cali, están integrados a uno o más cables aéreos como complemento en zonas de difícil acceso. Medellín tiene tranvía integrado al SITM y Manizales tiene cable. En todos hay buses alimentadores a barrios vecinos a las estaciones.

Son cofinanciados por el Gobierno Nacional en un 70% para la construcción de la infraestructura (vías, terminales, estaciones y centrales de recaudo); el 30% lo aportan las áreas metropolitanas y los distritos y municipios. La prestación del servicio corresponde a operadores por concesión otorgada por empresas oficiales del nivel local, que tienen que ser por acciones, no para que se vincule capital privado, sino para que, si el área metropolitana o los alcaldes incumplen con sus distintos compromisos, pactados con el Gobierno Nacional, las acciones sean entregadas en usufructo al Ministerio de Hacienda. Pese a frecuentes incumplimientos, la figura del usufructo no se ha utilizado.

En Bogotá se vienen haciendo esfuerzos por integrar el SITM con los nuevos buses para conformar un Sistema Integrado de Transporte, SIPT en Bogotá, que tenga recaudo centralizado de forma que los usuarios puedan hacer trasbordos sin pago adicional. Pero la puesta en marcha ha sido muy lenta y se creó un sistema intermedio (SITP provisional), con buses viejos repintados que lleva más de cuatro años en operación.

El Área Metropolitana del Valle de Aburrá ha integrado en mucho mayor medida su SITM con los demás modos de transporte de pasajeros, incluyendo ciclrorutas. El Área Metropolitana de Barranquilla y el Distrito de Cali están comenzando planes similares.

2. Sistemas Estratégicos de Transporte Público (SETP) previstos para ciudades y conurbaciones entre 250 y 600 mil habitantes podrán ser cofinanciados por la Nación, en cuyo caso deberán tener recaudo centralizado y se podrá seleccionar el combustible disponible en la zona, con menores costos económicos y mayores beneficios ambientales. El BID, que está financiando el proyecto, en el documento citado atrás, señala que el programa SETP tiene cuatro ejes que se resumen, sin citarlo textualmente así: (i) Gerencia que asegure una regulación planificada, eficiente del transporte y el tránsito urbano, (ii) Infraestructura apropiada, construyendo y rehabilitando vías, puentes, paraderos, pasos peatonales, ciclrorutas y espacio público, (iii) Sistema de gestión que permita manejo apropiado de flota, despacho, tráfico fluido, atención de emergencias, (iv) Planes de compensación a la población afectada (parece referirse a los propietarios casi siempre los conductores en el transporte colectivo tradicional).



Agrega que dos resultados principales del proyecto serán: (i) "Operativos, con la reducción de tiempos de viaje, costos de operación del sistema y mantenimiento de la flota" y (ii) "Ambientales, con la reducción de emisiones de CO₂ del transporte público y el mejoramiento de la calidad del aire urbano".

En Ibagué, Montería y Neiva se están terminando las inversiones para poner en marcha SETP en esos municipios, cofinanciados por la Nación.

3. Sistemas Integrados de Transporte Regional (SITR). Propuestos para prestar servicios de transporte de pasajeros entre varios municipios, utilizando cuando sea del caso, redes ferroviarias. El primer proyecto es el tren que conectará a Bogotá y Facatativá, REGIOTRAM, que será contratado por la Empresa Férrea Regional S.A.S (EFR), de la que son socios la Gobernación de Cundinamarca y el Fondo de Desarrollo de Proyectos del Departamento. En los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda se están analizando propuestas para un SITR.
4. Aparte de los sistemas descritos, el Gobierno Nacional está estructurando un Plan de Movilidad para los municipios con menos de 250 mil habitantes.

En cuanto a la utilización efectiva de los SITM/SITP y colectivo, el DANE suministra información en la Encuesta de Transporte Urbano de Pasajeros. Los principales datos hasta junio 30 de 2019, muestran comportamientos disímiles en ocho áreas metropolitanas y quince ciudades, pero en todos los casos con tendencia a la baja⁴⁰.

Vale la pena anotar que, por mandato legal, los POT deben incorporar un Plan Estratégico de Movilidad sostenible que otorgue prelación a medios de transporte no motorizados (peatón y bicicleta) y al transporte público con energéticos y tecnologías de bajas o cero emisiones.

40 En el total de las ciudades disminuyó en 1,3% el número de pasajeros en el segundo trimestre de 2019, frente al mismo período de 2018 y en un 0,4% el número de vehículos en servicio. Desde enero de 2014 hasta junio de 2019, en general el número total de pasajeros en los distintos medios de transporte (colectivo tradicional, SITM-SITP) aumenta en algunos trimestres y disminuye en otros, pero en todo caso ha disminuido en un 3,06%. En el segundo trimestre de 2019, la relación número de pasajeros/vehículo utilizado se comporta de manera distinta: el SITM de Bogotá registra el mayor índice (1,5); los buses tienen uno más alto (0,8) que el de las busetas y microbuses (0,6). Para los demás SITM los más altos son los de Cartagena (0,9) y Bucaramanga (0,8); más bajos se presentan en Barranquilla (0,7) en Cali y Pereira (0,6) y Medellín (0,5). Entre junio de 2018 y junio de 2019, el número de busetas y microbuses ha disminuido a tasas mayores a las de los buses, que en algunas conurbaciones han aumentado.

Finalmente, hay que resaltar que es necesario diseñar un esquema de fijación de tarifas que asegure la sostenibilidad financiera de los operadores. También hay que sacar del mercado a los buses y busetas, inclusive cuando su vida útil legal ha expirado; no hacerlo ha disminuido la demanda por los sistemas masivos, obligando a reprogramar los planes de inversión inicialmente propuestos.

7.4.2. Transporte de carga

Si bien podría afirmarse que esta actividad se desarrolla primordialmente en zonas rurales, sus efectos los reciben ante todo agentes urbanos, productores de bienes y los consumidores que están mayoritariamente en las ciudades. Además, la emisión de contaminantes impacta el aire urbano. Este modo de transporte tiene hace varios años problemas graves⁴¹:

1. Es altamente ineficiente, con vehículos obsoletos. "La eficiencia mencionada depende parcialmente de las características de los vehículos que conforman el parque automotor de carga nacional, el cual presenta una de las edades promedio más altas, con un valor de veintiún años, frente a un promedio de quince años para una muestra de países latinoamericanos (Barbero, 2017). Dicha antigüedad en la tecnología utilizada genera externalidades negativas del transporte de carga, tales como la alta siniestralidad vial, la contaminación ambiental, externalidades que impactan negativamente los tiempos y costos de la cadena logística nacional".
2. Opera un elevado número de vehículos, lo que genera sobreoferta, a pesar de lo cual, los costos no responden a la lógica económica.
3. Un alto porcentaje de estos transportadores son personas naturales y pequeñas empresas. "El 83% de las personas naturales registradas poseen un solo vehículo, el 11% dos vehículos y el 6% tres o más. Las personas jurídicas, cerca del 40%, tienen dos o tres vehículos; sin embargo, sigue siendo mayoritario el número de personas jurídicas con un único vehículo (el 61% son propietarios de un solo vehículo, el 16% de dos vehículos y el 23% de tres o más), según los datos del RUNT (2016)".
4. Son emisores poco controlados de contaminantes locales y globales. El DNP señala que "el 50% de los vehículos motorizados no cuenta con revisión técnico-mecánica o tiene documentos adulterados. Por lo tanto, en línea con el estudio, es necesario reglamentar de forma estricta las emisiones contaminantes de

41 Documento CONPES 3963, "Política para la modernización del sector transporte automotor de carga", DNP, Bogotá, junio 28, 2019



los vehículos nuevos y controlar el cumplimiento de estándares durante toda la vida útil del vehículo, con el fin de contar con un sector de transporte de carga más responsable con el medio ambiente.”

El Documento CONPES 3963 de 2019 analiza, entre otros asuntos, lo poco exitosas que fueron las medidas recomendadas en el Documento CONPES 3759 del 20 de agosto de 2013: “Lineamientos de política para la modernización del transporte automotor de carga y declaratoria de importancia estratégica del Programa de reposición y renovación del parque automotor de carga.”

La “chatarización” es por sí misma equivocada, porque si un activo terminó su vida útil, no es razonable que el propietario reciba una compensación económica con recursos públicos, como en este caso, o de los usuarios, como en el transporte de pasajeros.

Además, su puesta en marcha ha presentado frecuentes casos de trampas que la han hecho inocua, aunque más costosa fiscalmente, porque los recursos terminan desembolsándose sin que los vehículos se desintegren. Sin duda hay un problema social, pero este no es el mecanismo adecuado.

Así las cosas, no se considera apropiado que el más reciente Documento CONPES mantenga, no solo ese programa de desintegración, sino que enfoca los problemas a partir de apoyo a los pequeños transportadores.

En cuanto a los costos, en 2013 se suprimió la tabla de fletes, cuya ineficiencia económica fue varias veces criticada y se sustituyó por la elaboración de una metodología de costos eficientes, Sistema de Información de Costos Eficientes (SICE-TAC), que elabora el Ministerio de Transporte y es concertado con los generados de carga y con los transportadores en el Observatorio de Transporte de Carga por Carretera (OTCC), como base de la regulación vigilada adoptada por el Gobierno Nacional.

Esta forma de corporativismo, practicado por años en Colombia, ha probado ser un mal remedio a las fallas del mercado. Lo más apropiado sería que se ponga en funcionamiento la Comisión de Regulación de Infraestructura de Transporte, como se expondrá más adelante.

El Ministerio de Ambiente, mediante la Resolución 1111 de 2013, dio un paso importante para limitar el uso indiscriminado de ACPM, al obligar a que todos los vehículos a diésel en el país tengan que cumplir con la regulación de emisiones Euro 4 y 5.

Por otra parte, se expidió la Ley 1972 de 2019 (julio 28), según la cual todos los vehículos que utilicen diésel quedan obligados a distintos límites de emisión de gases con contenido de azufre parcialmente a partir de diciembre de 2023 y más rigurosos desde diciembre de 2023. A partir de 2023, todos los vehículos

nuevos a diésel tendrán que cumplir con los límites de emisión de contaminantes correspondientes a tecnologías para nivel de emisiones Euro VI, su equivalente o superiores.

Desde 2035, todos los vehículos en circulación que usen diésel cumplirán la misma regla. Es de gran relevancia la obligación de instalar un Sistema de Autodiagnóstico a Bordo en los vehículos a diésel, cuyas especificaciones diseñarán los Ministerios de Ambiente y el de Minas y Energía, Desarrollo Sostenible y de Transporte, en un plazo no superior a dos años.

7.4.3. Nuevos combustibles y tecnologías para la movilidad

7.4.3.1. Vehículos eléctricos

Una innovación tecnológica muy relevante es la de vehículos de todo tipo impulsados por energía eléctrica. Hoy en día existen en el mercado vehículos con la misma autonomía que vehículos de combustión interna, principalmente en los segmentos de flota liviana de pasajeros y utilitarios. Para vehículos pesados de servicio interurbano aún se identifican limitaciones en la flota eléctrica, y otras tecnologías como la flota a hidrógeno y los biocombustibles se posicionan como mejores alternativas en estos segmentos de transporte (European commissions, 2019), (Staffell, y otros, 2019), (Manoharan, y otros, 2019), (European Union, 2019).

Aunque los precios de las baterías se han reducido en un 90% respecto a su valor en 2010 (Safoutin & McDonald J, 2018)- (BloombergNEF, 2019), y en algunos segmentos los costos netos de operar flota eléctrica son menores que los de los homólogos de combustión interna, en todos los casos persiste una barrera por los mayores costos de inversión. Otro factor importante en la promoción del transporte eléctrico es la infraestructura para la recarga, para lo cual se requiere un esfuerzo de múltiples actores y la coordinación del gobierno nacional y los locales.

La accesibilidad tiene origen en los todavía en los altos costos iniciales, aunque se esperan reducciones importantes, como ocurrió ya con las energías solar y eólica, producto del aumento de la demanda y, en consecuencia, de la oferta.

En Colombia en 2019 mediante la Ley 1964 se fijaron diferentes tipos de incentivos para los vehículos eléctricos:

- Incentivos financieros: tope del 1% al impuesto sobre los vehículos; descuento en la revisión técnico-mecánica y descuento del 10% en el Seguro Obligatorio de Accidente de Tránsito (SOAT)
- Exención a las restricciones vehiculares como pico y placa
- Importación de vehículos eléctricos está exenta del pago de arancel (impuesto a las importaciones)



- Metas en parqueaderos preferenciales para flota eléctrica

Adicionalmente, se impusieron metas obligatorias en adquisición de flota eléctrica e infraestructura de recarga:

- Sistemas de Transporte Masivo: comenzando con un 10% en 2025 hasta lograr el 100% en 2035
- Al 2025 cuota mínima del 30% de los vehículos comprados o contratados en el Gobierno
- Al 2021 mínimo cinco estaciones de carga rápida en cada ciudad, y 20 en Bogotá

Diferentes ciudades han planeado la adquisición de flota eléctrica. Transmilenio en Bogotá ha anunciado la adquisición de 379 buses zonales en Usme y Fontibón, que conectarán a las rutas troncales. En Medellín el SITM-SITP está operando 17 buses eléctricos y se espera llegar a 64 en 2020. En Cali el sistema de transporte Masivo Integrado de Occidente (MIO) opera 26 y se espera que entren 136 adicionales en 2020.

Existen entonces incentivos tributarios para incrementar la movilidad eléctrica en el transporte público urbano de pasajeros que, se supone, permitirán alcanzar las metas establecidas. Sin embargo, de manera simultánea se requiere la instalación de infraestructura de carga, para lo cual se podrían explorar los recursos fiscales que se han expuesto anteriormente, y evaluar otros esquemas como contratos de Asociaciones Público-Privada (APP).

El caso de los buses eléctricos en las ciudades que han comenzado a operar SITM servirá como experiencia para determinar los costos de operación, la continuidad del servicio y la reacción de los usuarios. En este mismo sentido, se podría aprovechar la experiencia del piloto de taxis en Bogotá, que lleva siete años en operación y ha probado su buen funcionamiento, para escalar el ejercicio a una mayor flota y a otras ciudades.

Vale la pena anotar que estos sistemas de movilidad han captado en alto porcentaje los incentivos de eficiencia energética del Estatuto Tributario de 2008 (Artículo 272)⁴², reglamentados por la UPME en diciembre de 2012.

7.4.3.2. Vehículos impulsados por hidrógeno

De acuerdo con diversas fuentes de información, productores de vehículos convencionales, especialmente firmas japonesas, están activamente trabajando en carros y buses que funcionan a base de hidrógeno. Para Colombia, es del caso que las autori-

42 Rentas exentas relacionadas con inversiones ambientales: venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince años, siempre que se cumplan con los requisitos establecidos en el Estatuto (generación de MDLs e inversiones ambientales).

dades y los agentes privados sigan el curso de los experimentos para tomar decisiones en el futuro.

Las principales ventajas tienen que ver con que el hidrógeno es el material conocido más abundante en el mundo, su operación no emite GEI ni contaminantes locales y tienen mucha mayor capacidad para almacenar el combustible, permitiendo mayor autonomía que la de los vehículos eléctricos. En su contra se argumenta que, aunque su operación es emisión cero, el proceso de producción de hidrógeno necesita energía que con frecuencia es de combustibles fósiles, cuyas emisiones contaminantes con bien conocidas.

También se considera una desventaja el peligro de explosiones, sobre todo en espacios cerrados como túneles.

7.4.3.3. Biocombustibles

El Estado Colombiano tiene amplias funciones para encausar sus actividades hacia reducciones en la emisión de GEI, como parte de los distintos programas adoptados o que se adopten, para tratar de alcanzar las metas de su Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional, (iNDC por sus siglas en inglés: *intended National Determined Contributions* iNDC), adoptada por Colombia para el Acuerdo de París suscrito en diciembre de 2015.

La institucionalidad vigente ha operado en general satisfactoriamente: el Ministerio de Minas y Energía establece los porcentajes de mezcla; con base en los parámetros y la metodología de referencia determinada por la CREG, el mismo Ministerio fija el precio de ingreso al productor y de venta al público de la gasolina motor corriente, el ACPM y de los biocombustibles. Sin embargo, es necesario discutir y acordar una senda de desmonte de los incentivos.

La institucionalidad vigente permite al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo actuar en defensa de los productores nacionales exportadores frente a prácticas anticompetitivas de sus competidores en otros países. Las ganancias en sostenibilidad dependen de los empresarios privados.

El Ministerio de Ambiente promueve la investigación científica y de tecnologías en relación con los biocombustibles, participa, con el Ministerio de Agricultura, en la zonificación de áreas aptas para su cultivo; colabora con el Ministerio de Minas y Energía en la definición de los porcentajes de mezcla y, en general, promueve iniciativas que reduzcan emisiones de Gases de Efecto Invernadero en sectores como el transporte en colaboración con el ministerio del ramo.

Es necesario avanzar en nuevas generaciones de biocombustibles para Colombia. Los biocombustibles de segunda generación se diferencian de los de primera generación, ante todo porque utilizan residuos agroindustriales y no productos alimenticios, y se cultivan en terrenos no agrícolas. Están en una



fase de investigación para que los procesos productivos sean menos complejos. En Malasia, Holanda, Italia y Estados Unidos se están desarrollando tecnologías que usan materiales como la biomasa lignocelulósica⁴³. Los de tercera generación utilizan microorganismos como bacterias, hongos y algas para producir composiciones similares a los aceites combustibles.⁴⁴

Puede agregarse que, para los programas de mejoramiento de los ingresos de la población campesina, es recomendable promover la producción de etanol con maíz y yuca. La asociatividad con empresarios organizados prevista en la Ley 1776/16 sobre las Zonas de Interés de desarrollo rural, económico y social (Zidres), es un instrumento útil para este tipo de actividades agroindustriales.

La Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) ha publicado información sobre procedimientos y equipos que pueden utilizarse en el país, muchas de ellas de dominio público (sin solicitud de patente).

El marco jurídico para la integración a los mercados internacionales existe, con la participación de Colombia en la Organización Mundial de Comercio (OMC) y con los tratados de libre comercio suscritos con varios países y con la Unión Europea.

7.4.3.4. Vehículos no motorizados y movilidad peatonal

La utilización de bicicletas como medio ordinario (aparte del recreacional y el deportivo) ha tenido un incremento notable en muchos países, incluyendo a Colombia. En las ciudades inter-

medias y grandes se ha estimulado y aunque no en todas, se han construido ciclorutas y se tienen planes para expandirlas. Hay todavía problemas de siniestralidad por accidentes y robos a veces con violencia. Hacen falta notables mejoras en los estándares para lograr una mayor seguridad a los ciclistas.

No tan exitosas son las zonas exclusivas para peatones, con un alto número de accidentes y robos.

7.4.4. Arreglos institucionales

7.4.4.1. Pactos entre el Gobierno Nacional y las autoridades locales

En el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 se autorizó la formalización de varios pactos, dos de ellos relevantes para el transporte:

1. **Pacto por el transporte y la logística para la competitividad y la integración regional**, que tendría componentes para lograr (i) gobernanza e institucionalidad moderna para el transporte y la logística eficientes y seguros, (ii) movilidad urbano-regional sostenible para la equidad, la competitividad y la calidad de vida y (iii) corredores estratégicos intermodales: red de transporte nacional, nodos logísticos y eficiencia modal. Se asignaron recursos en el Plan Plurianual de Inversiones por \$68.900 millones.
2. **Pacto por la descentralización: conectar territorios, gobiernos y poblaciones**, el cual tiene entre otros objetivos: (i) políticas e inversiones para el desarrollo, el ordenamiento y fortalecimiento de la asociatividad y (ii) desarrollo urbano y sistema de ciudades para la sostenibilidad, la productividad y la calidad de vida. Se asignaron recursos en el Plan Plurianual de Inversiones por \$2 billones.



7.4.4.2. Pactos Gobierno Nacional-autoridades locales o con esquemas asociativos

Denominados Pactos funcionales, podrán suscribirse con autoridades locales o asociaciones entre distritos y municipios que tengan relaciones funcionales de acuerdo con la metodología que para el efecto defina el Departamento Nacional de Planeación. Sustituyen al parecer los Contratos Plan que estaban en el PND anterior, que de todas maneras están en la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial. Para la infraestructura y la prestación de servicios de transporte urbano de pasajeros, estos pactos han sido el instrumento para formalizar la cofinanciación nacional para los sistemas de transporte masivo.

Sea cual fuere el nombre que se les dé, son una buena herramienta para comprometer a las autoridades locales a cumplir compromisos que hagan financieramente sostenibles esos sistemas, incluyendo el componente ambiental.

La verdad es que, en la práctica, los Ministerios de Hacienda y de Transporte, y el DNP han sido muy laxos en utilizar esos convenios para exigir que los distritos y municipios cumplan con sus obligaciones, concretamente en dos aspectos cruciales:

- Sacar del mercado a los buses y busetas inclusive cuando su vida útil legal ha expirado, lo que ha disminuido la demanda por los sistemas masivos, obligando a reprogramar los planes de inversión inicialmente propuestos.
- Fijación de tarifas que aseguren la sostenibilidad financiera de los operadores.

7.4.4.3. Comisión de Regulación de Infraestructura de Transporte y Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte

Es recomendable que se ponga en funcionamiento la Comisión de Regulación de Infraestructura de Transporte (CRIT) junto con la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte (UPIT) autorizadas por Ley en 2013 y creadas por Decreto en 2014. Al no autorizarse el cobro de una contribución para el funcionamiento, como en las otras comisiones de regulación, la falta de recursos presupuestales ha impedido que comiencen a funcionar.

Llama la atención que en el PND 2018-2022 se alude a la CRIT únicamente al referirse a los sistemas ferroviarios, al indicar que las zonas allí propuestas “deberán ser aprobadas por el Ministerio de Transporte o la Comisión de Regulación de Infraestructura y Transporte (CRIT)”.

La CRIT tendría funciones para analizar la situación de competencia efectiva entre los prestadores, para prevenir abusos de posición dominante y adoptar metodologías de costos eficientes para la fijación de tarifas que serían de obligatorio para los alcaldes.

Lo que hay hasta hoy es, en la práctica amplia libertad para que los alcaldes las fijen a su antojo, a pesar de que el Ministerio de Transporte viene elaborando estimativos de costos, pero no son de obligatorio cumplimiento.

El objetivo principal de la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte (UPIT) es planear el desarrollo de la infraestructura de transporte de manera integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector transporte. Según el Gobierno Nacional, la UPIT permitirá promover la competitividad, conectividad, movilidad y desarrollo en el territorio nacional de la infraestructura de transporte, al igual que consolidar y divulgar la información requerida para la formulación de políticas públicas en esta materia.

7.5. Disposiciones en vivienda y construcción

7.5.1. Materiales de construcción

Los materiales de construcción juegan un papel clave con respecto las medidas de mitigación relacionadas con la energía embebida de las edificaciones. Para este rubro específico, se recomienda aprovechar la prohibición de producir, vender y utilizar el asbesto en Colombia que comenzará a regir el 1º de enero de 2021. Se creó una comisión interministerial para que adopte una política de sustitución de ese material. El reemplazo del asbesto como material de construcción implica la utilización de fibras vegetales, PVC, polipropileno, acero galvanizado, u hormigón ligero en la fabricación de tejas, tuberías, pavimentos, tabiques, persianas, entre otros.

Nada impide que el Gobierno Nacional amplíe la competencia de la comisión, para que incluya el análisis de materiales de construcción que reduzcan las emisiones de GEI. Esto se puede implementar en línea con la política adoptada en los Documentos CONPES 3918 (Estrategia para la implementación de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) en Colombia) y 3919, de marzo de 2018 (Política nacional de edificaciones sostenibles). Adicionalmente, se puede complementar con la Resolución 549 de 2015 (por la cual se reglamentan los parámetros y lineamientos de construcción sostenible y se adopta la Guía de Construcción Sostenible para el ahorro de agua y energía en edificaciones) y la resolución 463 de 2018 (se establece el procedimiento para acceder a beneficios tributarios estipulados por el Decreto 1625 de 2016 y el Decreto 1073 de 2015 relacionados con la inversión en equipos y elementos nacionales o importados que se destinen a la construcción, instalación, montaje y operación de sistemas de control y monitoreo, necesarios para el cumplimiento de las disposiciones, regulaciones y estándares ambientales vigentes).

43 Soh Kheang, Loh “Biocombustibles de segunda generación de la biomasa de palma de aceite” MPOB (Mesa de Palma de Aceite de Malasia file:///C:/Users/LUIS%20IGNACIO/Downloads/11929-Texto-13395-1-10-20170118.pdf.

44 SIC “Tecnologías para una movilidad en beneficio del medio ambiente BIODIESEL DE SEGUNDA Y TERCERA GENERACIÓN”, Boletín Tecnológico, 03, Bogotá, diciembre 2011.



7.5.2. Eficiencia energética

Para incentivar el buen uso de la energía, además de contar con señales de precio eficientes, equipos con el debido etiquetado y educación; es importante que el Gobierno intervenga cuando el uso de energía pueda ser ineficiente por las asimetrías de información existentes y la racionalidad limitada del consumidor.

Para la instalación de equipos de suministro de energía eléctrica o térmica y otros equipamientos eficientes, FINDETER con recursos de un préstamo del BID ofrece líneas de crédito para los constructores como banco de redescuento. En Vivienda de Interés Social o Prioritario (VIS o VIP), hay que poner en marcha la propuesta de hipotecas verdes, señaladas en el CONPES de Edificaciones Sostenibles.

Como se mencionó en la sección de financiación, la UPME⁴⁵ ha resaltado la urgencia de sustituir electrodomésticos que consumen electricidad excesiva, en particular los equipos de refrigeración (neveras y aires acondicionados) en los hogares y establecimientos industriales, comerciales, clínicas y otros que los requieren.

El incentivo implícito para comprar modelos modernos que consuman menos debería ser los menores pagos en las facturas. Pero los costos de la sustitución constituyen una fuerte barrera. Varias empresas comercializadoras de energía eléctrica venden distintos electrodomésticos, financiado a plazo la compra. Es probable (intuitivamente, sin conocer la evidencia empírica), sin embargo, que no les sea atractivo promover activamente ventas de aparatos que consuman menos electricidad. También, como se señaló, Bancoldex y bancos comerciales ofrecen facilidades para la compra de electrodomésticos eficientes.

45 Documento UPME “Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 – 2022”, 2016

7.5.3. Disposiciones institucionales

7.5.3.1. Conurbaciones

El fenómeno de la conurbación viene dándose en el país con mucha fuerza, en particular a partir de los años 90. Tiene innegables ventajas que, en el caso de la organización de los desarrollos urbanísticos, la infraestructura y los servicios de transporte y su sostenibilidad financiera y ambiental, son importantes. Naturalmente hay desventajas en cuanto a la resistencia de las autoridades locales por la pérdida de autonomía.

Legalmente existen dos mecanismos para formalizarlas: las áreas metropolitanas y las asociaciones entre un distrito y municipios o entre municipios.

1. Áreas metropolitanas: Es crucial que el área metropolitana declare que los servicios de transporte urbano de pasajeros son un “hecho metropolitano”, lo que significa que el área es la autoridad única de transporte. Así ocurre en las de Barranquilla, Bucaramanga, Cúcuta, del Valle de Aburrá y Valledupar. No lo es el Área Metropolitana del Centro Oriente, con Pereira como municipio núcleo. Por otra parte, las áreas metropolitanas están obligadas por la ley a adoptar un Plan Estratégico de Ordenamiento Territorial y uno para la movilidad.
2. Asociación de municipios o entre distritos y municipios: Aunque la ley las autoriza y, desde el 2011, les da el incentivo de que las entidades nacionales pueden delegarles funciones, hay muy pocas y en ninguna de ellas participa una ciudad intermedia o grande, de más de 300 mil habitantes. Si se conforman, podrían acordar entre ellas constituir una Autoridad Única de Transporte y acordar un mecanismo para que haya solo

un POT. Dicho de otra manera, están autorizadas para tener las mismas funciones a las de un área metropolitana, con la ventaja de que su constitución no exige los mismos trámites de éstas. No hay que adelantar consultas populares en cada distrito o municipio que, en los dos intentos posteriores a 1991, no hayan obtenido los votos suficientes (las que tenían como núcleo a Cartagena y a Girardot). En el caso de Bogotá-Soacha, ni siquiera llegaron a obtener la autorización para realizar la consulta popular. Basta con que cada alcalde, previa aprobación del concejo respectivo, elabore unos estatutos que señale los órganos de dirección, los recursos que aportarán y que servicios y funciones se le delegará a la asociación.

Aparte de la reticencia a ceder funciones y recursos, hacen falta incentivos presupuestales nacionales. Para ello se propone: la nueva reforma constitucional al Sistema General de Regalías fue aprobada por el Congreso en diciembre de 2019; solo falta que el Presidente la sancione. Como el texto constitucional no es tan rígido como el que ha estado vigente, en la ley que tendrá que expedirse en el 2020 el Congreso (o el Presidente, si el Congreso no expidiera la ley) podría disponer que a los gobiernos locales que se asocien se les otorguen partidas adicionales; y (ii) en el proyecto que el Ministerio de Hacienda tiene pensado presentar para modificar el Sistema General de Participaciones, (dineros nacionales que tienen que entregarse a las entidades territoriales), se haga lo que se propone para las regalías. Puede que, si no solo se ofrece la delegación de funciones sino partidas presupuestales, alcaldes y concejos se interesen en conformar asociaciones.

3. Regiones Administrativas de Planificación (RAP: Existen la Región Administrativa entre Bogotá y Departamentos limítrofes (RAPE); 4 RAP entre departamentos y 8 más están en proceso de conformarse. Una ley reciente las reforzó y adicionó la posibilidad de que estas regiones se conviertan en entidades territoriales, una vez hayan existido como RAP durante por lo menos cinco años. Constituyen más que todo escenarios de intercambio de ideas, porque los departamentos no son competentes sobre el uso de suelo o sobre transporte de pasajeros o de carga. Los ingresos de libre disposición de los departamentos y por Bogotá, como la sobretasa a los combustibles líquidos o un 80% del impuesto a los vehículos podrán ser manejadas por este tipo de región, por cesión que le hagan Bogotá a la RAPE conformada y por los departamentos que constituyan una RAP.

7.6. Reducción de emisiones de GEI en demanda térmica industrial y comercial

El uso de combustibles de menor contenido de carbono conocidos y nuevos y las acciones de eficiencia energética es fundamental para reducir la intensidad de carbono y energética en estos sectores de uso final.

7.6.1. Nuevos combustibles

Además de la sustitución de carbón por gas natural para usos de calor o vapor, se puede emplear nuevos combustibles como los de biomasa moderna y el hidrógeno. La reglamentación para su utilización no presenta mayores dificultades, como se discutió en la sección de generación de electricidad y de transporte (biocombustibles).

La ventaja del hidrógeno y de la biomasa además de su carbono-neutralidad, es que su combustión puede generar altas temperaturas, lo que significa que pueden usarse como sustituto total o parcial de los combustibles fósiles más usados en la industria (gas natural y carbón respectivamente) en procesos en los que se requiere la generación de calor directo e indirecto a tales temperaturas.

Será necesario incentivar la investigación y desarrollo en el uso del hidrógeno a lo largo de su cadena de valor, contemplando mecanismos, bien sea para la reconversión a hidrógeno de la infraestructura y de las aplicaciones existentes para generación de calor directo e indirecto que utilizan gas natural o GLP, o para la sustitución completa de ésta. La experiencia en las políticas de masificación del gas natural en los años 90 puede servir de base para concebir los mecanismos de política para la conversión a hidrógeno.

7.6.2. Eficiencia energética

En este campo, el país ha avanzado en la realización de auditorías, identificación de nuevas tecnologías y procesos de gestión que aumenten la eficiencia técnica, con el respaldo de las cámaras de comercio. Incluso se trabaja en la implementación de distritos térmicos en parques industriales. La UPME (UPME, 2017) ha trabajado en la caracterización de los procesos energéticos en las industrias y en la creación de programas de incentivos para la reducción de los consumos térmicos con buenos resultados.

7.7. Gas metano en yacimiento de carbón

Por lo menos desde 2004 se ha intentado aprovechar el gas metano asociado al carbón (*Coal bed methane*, CBM) en la Guajira.



El Plan de Acción adoptado por el CONPES 3517⁴⁶ solicitaba al MME coordinar la elaboración de un modelo para la explotación de gas metano en depósitos de carbón, CDM y “Solicitar al Ministerio de Minas y Energía que, en un término no superior a nueve meses, adopte los mecanismos pertinentes para prevenir posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de gas metano en depósitos de carbón, y para obrar como facilitador en la solución de tales conflictos, en caso de que se presenten”.

La empresa Drummond explota carbón en el Departamento del Cesar y la empresa El Cerrejón lo hace en la Guajira. La primera obtuvo autorización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para explorar gas metano en parte del área en que El Cerrejón explota carbón, con autorización de la Agencia Nacional de Minería (ANM). Las empresas han tratado de llegar a un acuerdo, pero hasta el momento esto no ha sido posible, como lo ha explicado la UPME⁴⁷ en 2016.

46 Documento CONPES 3517, lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, DNP, Bogotá, mayo de 2008.

47 CONSORCIO EG CARBÓN – METANO “Estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra-informe integrado - Contrato No 004-2016” UPME Bogotá, diciembre, 2016. http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/EstudiosPublicaciones/Estrategias_para_el_aprovechamiento_del_Gas_Metano.pdf

Una alternativa técnicamente viable para explotar, entre otros hidrocarburos, el gas metano, es la estimulación hidráulica, conocida como *fracking*. El Decreto 3004/13 la autorizó y la Resolución MME 90341/14 adoptó los requerimientos técnicos y los procedimientos para utilizar esa tecnología. Sin embargo, el Consejo de Estado confirmó en septiembre de 2019 la suspensión provisional del Decreto y de la Resolución, que había ordenado en noviembre de 2018.

En diciembre de 2019, el Consejo de Estado ordenó al MME y a la ANH suspender todas las actividades que Drummond está desarrollando para extraer gas metano, porque el Consejo considera que se está utilizando la tecnología de estimulación hidráulica; se está entonces, según el Consejo, violando la normatividad vigente, puesto que las normas jurídicas que autorizan el *fracking* están suspendidas por el mismo Consejo de Estado.

En el texto de la decisión Drummond explicó que no ha estado utilizando *fracking*, pero el auto señala que “no está en el momento procesal para dilucidar si la estimulación hidráulica vertical u horizontal sobre yacimientos no convencionales generan o no riesgos susceptibles de ser efectivamente controlados”.

Esta es una decisión provisional y en algún momento habrá una definitiva, si Drummond logra probar que no está haciendo *fracking*. En resumen, no parece que a corto plazo pueda extraerse el gas metano en los yacimientos de carbón en el Departamento del Cesar.

7.8. Tecnologías de captura, almacenamiento y secuestro de carbono

7.8.1. Almacenamiento en el subsuelo

El secuestro de CO₂ es un instrumento importante para la reducción considerable de gases contaminantes y se viene utilizando en muchos países. Según la EPA:

“La captura y secuestro de dióxido de carbono es un conjunto de tecnologías que reducen considerablemente las emisiones de CO₂ de plantas generadoras a carbón y gas, existentes y nuevas y de grandes plantas industriales”. Es proceso en tres etapas: (i) captura (en esas plantas), (ii) transporte del CO₂ comprimido (usualmente por tuberías) y (iii) inyección y secuestro (también denominado almacenamiento) del CO₂ en formaciones rocosas subterráneas a gran profundidad, frecuentemente a una milla o más de la superficie.

No hay norma legal vigente que permita la inyección y secuestro (almacenamiento definitivo) del CO₂ en formaciones rocosas subterráneas. No puede utilizarse el contrato de concesión



que regulan las leyes sobre contratación estatal, como sí ocurre, por ejemplo, con el almacenamiento estratégico de gas natural como se explicó atrás. No es aplicable, porque no es la explotación de un servicio público por un operador que recibe su remuneración con tarifas u otros mecanismos, porque el carbono almacenado se inmoviliza física y económicamente.

Las leyes 1715/14 sobre energías renovables o la 1931/18 sobre la gestión del cambio climático no son suficientes, a juicio del consultor; esta última, es cierto, indica trazos para hacerlo: Ley 1931/18

ARTÍCULO 3°. DEFINICIONES. Para la adecuada comprensión implementación de la presente Ley se adoptan las siguientes definiciones:

(...)

11. Mitigación de gases de efecto invernadero: *Es la gestión que busca reducir los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a través de la limitación o disminución de las fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero y el aumento o mejora de los sumideros y reservas de gases de efecto invernadero. Para efectos de esta ley, la mitigación del cambio climático incluye las políticas, programas, proyectos, incentivos o desincentivos y actividades relacionadas con la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono y la Estrategia Nacional de REDD+ (ENREDD+).*

12. Medios de implementación: *En términos de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, CMNUCC, los medios de implementación son las herramientas que permitirán la puesta en funcionamiento de acciones de mitigación y adaptación al cambio climático, tales como el financiamiento, la transferencia de tecnología y la construcción de capacidades, entre otros.*

Pero la inyección y secuestro del CO₂ exige que el legislador determine cómo se financiarán estas actividades, por ejemplo, tratándolo como un servicio ambiental financiado mediante algún tipo de tasa; o con el recaudo del Impuesto al Carbono o con impuestos generales. Incluso podría ampliarse explícitamente la definición del contrato de concesión a estas actividades. En cualquier caso, esas y otras alternativas deben estar dispuestas en una ley.

La ley propuesta establecería esas funciones y las autoridades que las ejercerían, así como, determinaría fuentes tributarias para financiarlas, indicando si serían impuestos o tasas y las reglas sobre quiénes las pagarían, sus tarifas y demás condiciones. Igualmente se determinarían las diferentes competencias y los lineamientos al Gobierno Nacional para los requisitos y procedimientos técnicos.

No sobra anotar que el uso de carbono para la producción de gas natural sintético o de hidrógeno producido a partir de carbono y de hidrógeno debería estar reglamentado en sus aspectos técnicos por el MME y en sus aspectos tarifarios, puede señalarse es que en la medida en que es un gas combustible, estaría dentro de las competencias regulatorias de la CREG.



7.8.2. Captura de carbono en plantaciones forestales

Este tipo de secuestro es ampliamente recomendado por las agencias internacionales que se ocupan del cambio climático, entre otras la FAO. Generalmente se recomienda el instrumento de mercado internacional de emisiones de Gases de Efecto Invernadero adoptado originalmente en el Protocolo de Kyoto de 1997 y en esa línea lo acogió el Documento CONPES 3402 de 2003. En España⁴⁸ y México⁴⁹, el régimen jurídico sigue esa misma orientación.

En Colombia las reglas vigentes están en la Ley 2/1959 sobre economía forestal, y en la Ley 99/93 sobre el manejo ambiental hay normas aplicables; se expidió la Ley 1021 en 2006, pero la Corte Constitucional la declaró contraria a la Constitución porque no se habían adelantado consultas previas con las minorías étnicas. La Ley 1955/19 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2020 introdujo varios crímenes ambientales específicamente por deforestación.

En todo caso, en la Ley 1931/18 sobre el cambio climático se creó el Programa de Cupos Transables y se definieron sus condiciones en particular al disponer que no son revocables, como ya se mencionó. Se espera que las reglas sobre el Mercado de Cupos Transables incluirán normas sobre certificaciones, las entidades que las expedirán y la autoridad de vigilancia y control, que será el Ministerio de Ambiente.

Para iniciar una plantación con fines energéticos, esto es, sembrar árboles con el propósito de que sirvan para secuestrar CO₂ o sembrar plantas alimenticias (azúcar, maíz o yuca) que también pueden servir para producir biocombustibles, no se requieren autorizaciones de autoridades nacionales, pero tendrán que tenerse en cuenta las reglas distritales y municipales sobre el uso del suelo que adopten los Planes de Ordenamiento Territorial y sus equivalentes.

Para aprovechar una plantación forestal existente, natural o creada, para secuestro de carbono se exigen autorizaciones: la Ley 99/93 creó el Sistema Nacional Ambiental (SINA), y una de las actividades que lo componen es el aprovechamiento de bosques naturales:

ARTÍCULO 4°. SISTEMA NACIONAL AMBIENTAL, SINA. El Sistema Nacional Ambiental SINA, es el conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en esta Ley. Estará integrado por los siguientes

componentes:

(...)

42) Fijar los cupos globales y determinar las especies para el aprovechamiento de bosques naturales y la obtención de especímenes de flora y fauna silvestres, teniendo en cuenta la oferta y la capacidad de renovación de dichos recursos, con base en los cuales las Corporaciones Autónomas Regionales otorgarán los correspondientes permisos, concesiones y autorizaciones de aprovechamiento;

El artículo 5° de la misma ley atribuye al Ministerio de Ambiente la función de fijar los cupos globales para el aprovechamiento de bosques naturales:

ARTÍCULO 5°. FUNCIONES DEL MINISTERIO. Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente:

(...)

42) “Fijar los cupos globales y determinar las especies para el aprovechamiento de bosques naturales y la obtención de especímenes de flora y fauna silvestres, teniendo en cuenta la oferta y la capacidad de renovación de dichos recursos, con base en los cuales las Corporaciones Autónomas Regionales otorgarán los correspondientes permisos, concesiones y autorizaciones de aprovechamiento;

El aprovechamiento forestal persistente de bosques naturales en terrenos de propiedad privada, también requiere de permisos otorgados por las CAR:

Decreto

Artículo 8°. - Para adelantar aprovechamientos forestales persistentes de bosques naturales ubicados en terrenos de propiedad privada se requiere, por lo menos, que el interesado presente:

a) Solicitud formal;

b) Acreditar la calidad de propietario del predio, acompañando copia de la escritura pública y del certificado de libertad y tradición, este último con fecha de expedición no mayor a dos meses;

c) Plan de manejo forestal.

Artículo 9°. - Los aprovechamientos forestales persistentes de bosques naturales ubicados en terrenos de propiedad privada se adquieren mediante autorización. (Se ha subrayado)

Decreto 1076/1 por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

48 GARCÍA ASENSIO JOSÉ MIGUEL “Régimen jurídico de la captura y el almacenamiento de carbono atmosférico por los montes. propuesta de creación de un instrumento económico de mercado.” <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6519745>

49 Del Castillo, Agustín “La opción del mercado de captura de Carbono”, Guadalajara, México, marzo, 2015



Artículo 2.2.1.1.3.1. Clases de aprovechamiento forestal. Las clases de aprovechamiento forestal son:

(...)

Aprovechamientos forestales persistentes son:

Los que se efectúan con criterios de sostenibilidad y con la obligación de conservar el rendimiento normal del bosque con técnicas silvícolas, que permitan su renovación.

Por rendimiento normal del bosque se entiende su desarrollo o producción sostenible, de manera tal que se garantice la permanencia del bosque.

El uso de aguas superficiales y subterráneas para producir comida, entendido para cultivos agrícolas o pecuarios y las que se utilicen para generación eléctrica hidráulica o térmica, necesitan concesión de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales o de las CAR, dependiendo de la magnitud de la obra y del volumen de agua que va a usarse.

7.9. Conclusiones

Como se puede ver en este capítulo, el país ha ido configurando un marco institucional y las regulatorio para abordar los temas de cambio climático. Se cuenta con una ley y una Política de Cambio Climático en las que se definen estrategias e instrumentos para su gestión con la participación de las carteras sectoriales y los territorios. Igualmente, se ha avanzado en la estructuración de una visión de financiamiento para acciones de mitigación y adaptación. Se cuenta con un Impuesto al Carbono que busca cubrir todos los sectores y ser complementado con un mercado de cupos de emisión como lo prevé la Ley 1931 de 2018.

En este capítulo se buscó identificar las políticas e instrumentos legales con las que cuentan los diferentes sectores y que si se ponen en marcha permitirían la implementación de las medidas evaluadas en este trabajo. Aún en casos como el de un nuevo portador energético como el hidrógeno, existen las vías para que sea incluido en la política y se expidan las reglamentaciones económicas y técnicas que sean necesarias. Se discuten las dificultades para el aprovechamiento del metano en los mantos de carbón que permitiría reducir las emisiones fugitivas. Y, finalmente, si hay necesidad de nuevas regulaciones, se señalan. Es el caso de las tecnologías y procesos de captura y secuestro de carbono.

El espíritu, sin embargo, es evitar la solicitud de nuevos instrumentos y hacer un llamado para emplear los existentes en un trabajo articulado. Como se señaló en la introducción de este documento, el gran reto consiste en consolidar una capacidad técnica y política articulada capaz de poner en marcha las decisiones que se requieren de manera coordinada entre sectores y territorios con una clara identificación de los costos y beneficios de las diferentes medidas a implementar y lograr la participación del sector privado y de la sociedad en general.

8. CONCLUSIONES GENERALES





Es de amplio consenso que los compromisos de reducción de emisiones que los países han hecho hasta la fecha no son suficientes para prevenir los efectos negativos del cambio climático. Hay una brecha entre el nivel de emisiones esperado en el largo plazo y el nivel que se debería alcanzar para lograr la estabilización del clima. Por lo tanto, cada país debe aumentar la ambición de sus compromisos en la materia, si se quiere evitar los efectos catastróficos del cambio climático.

En este estudio, tomando como base las metas de la NDC colombiana, se construyeron escenarios de reducción de emisiones en el sector energético que hagan posible avanzar hacia su descarbonización en el 2070. Igualmente, se revisaron en detalle las propuestas planteadas en el Plan Energético Nacional puesto a consideración de los agentes en enero de este año. En este Plan se modelan acciones para garantizar el logro de la NDC autónoma extendiéndola hasta el 2050 y se hace una propuesta de un escenario de mayor ambición que lleva a una reducción del 48% de las emisiones con relación a la línea base propuesta en este plan en el año 2015.

Para comenzar el trabajo se hizo una revisión de la línea base, utilizando la identidad KAYA con diferentes pronósticos de crecimiento del PIB y comportamientos estocásticos para las intensidades energéticas y de carbono. Se obtuvo un rango de comportamiento de las emisiones entre la tasa de crecimiento de la economía señalada por la misión de crecimiento verde y la propuesta por la UPME. Se empleó el escenario de crecimiento de las emisiones determinado por el crecimiento propuesto por el Ministerio de Hacienda para el Marco Fiscal de mediano plazo. La meta de reducción de emisiones del 20% de la NDC colombiana se sitúa en límite inferior de la envolvente, lo cual ilustra las oportunidades para proponer escenarios de mitigación de mayor ambición. Es importante tener en cuenta que las afectaciones y previsiones de crecimiento económico luego de la pandemia por el Covid-19 exigirán una revisión de esta línea base a futuro. No obstante, se espera que después de 2022-2025 la economía recupere su senda de crecimiento con un desarrollo más incluyente y respetuoso del medio ambiente.

Se seleccionaron, de común acuerdo con Enel Colombia, tres escenarios para identificar y evaluar opciones de mitigación de emisiones: (i) NDC extendido (NDC-E), (ii) *Increased Effort* (IE) y (iii) *Green Development* (GD). El primer escenario llevaría a una reducción de emisiones cercana al 30% con respecto a la línea base en 2050. En el segundo escenario se alcanzaría una reducción superior al 50% con respeto a la línea base en el mismo año. Y en el último escenario la reducción sería de un 67%. Se revisó el escenario requerido por la ciencia y la equidad para un país como Colombia y para trabajar en la dirección del escenario de 2°C se requerirían reducciones de 75% con respecto a la línea base en 2050 y de 95% en el mismo año para el escenario de 1,5°. Con las medidas caracterizadas téc-

nica y económicamente, que consideran opciones de captura y almacenamiento, muy discutidas en la literatura, se alcanzaría una desviación máxima del 88,7% con respecto a la línea base prevista. La carbono-neutralidad depende claramente de los aportes en reforestación y aforestación que haga el país si los otros sectores trabajan también en la dirección de la descarbonización.

El portafolio de medidas de mitigación evaluadas partió de aquellas incluidas en el Estudio de la NDC colombiana por la Universidad de los Andes. Para el primer escenario se actualizaron 67 medidas de mitigación y se consideraron 22 nuevas. Para el segundo escenario fueron actualizadas 86 medidas del estudio mencionado y se evaluaron 32 nuevas. Para el tercer escenario, se tomaron las mismas 86 medidas actualizadas y se consideraron con 45 nuevas. La meta del primer escenario se alcanza con medidas cuyo costo de reducción es inferior a 20 US\$/tCO₂e, con la excepción de dos medidas que se encuentran en el rango entre 20 y 100 US\$/tCO₂e en el sector transporte que se consideran de importancia, como es el caso de la NDC colombiana. En el segundo escenario las medidas incluidas tienen un costo inferior a los 70 US\$/tCO₂e con una medida en el sector transporte que supera este umbral. El logro del escenario Green Development requiere la comercialidad de medidas nuevas para el aprovechamiento de la biomasa, del hidrógeno y de captura de carbono.



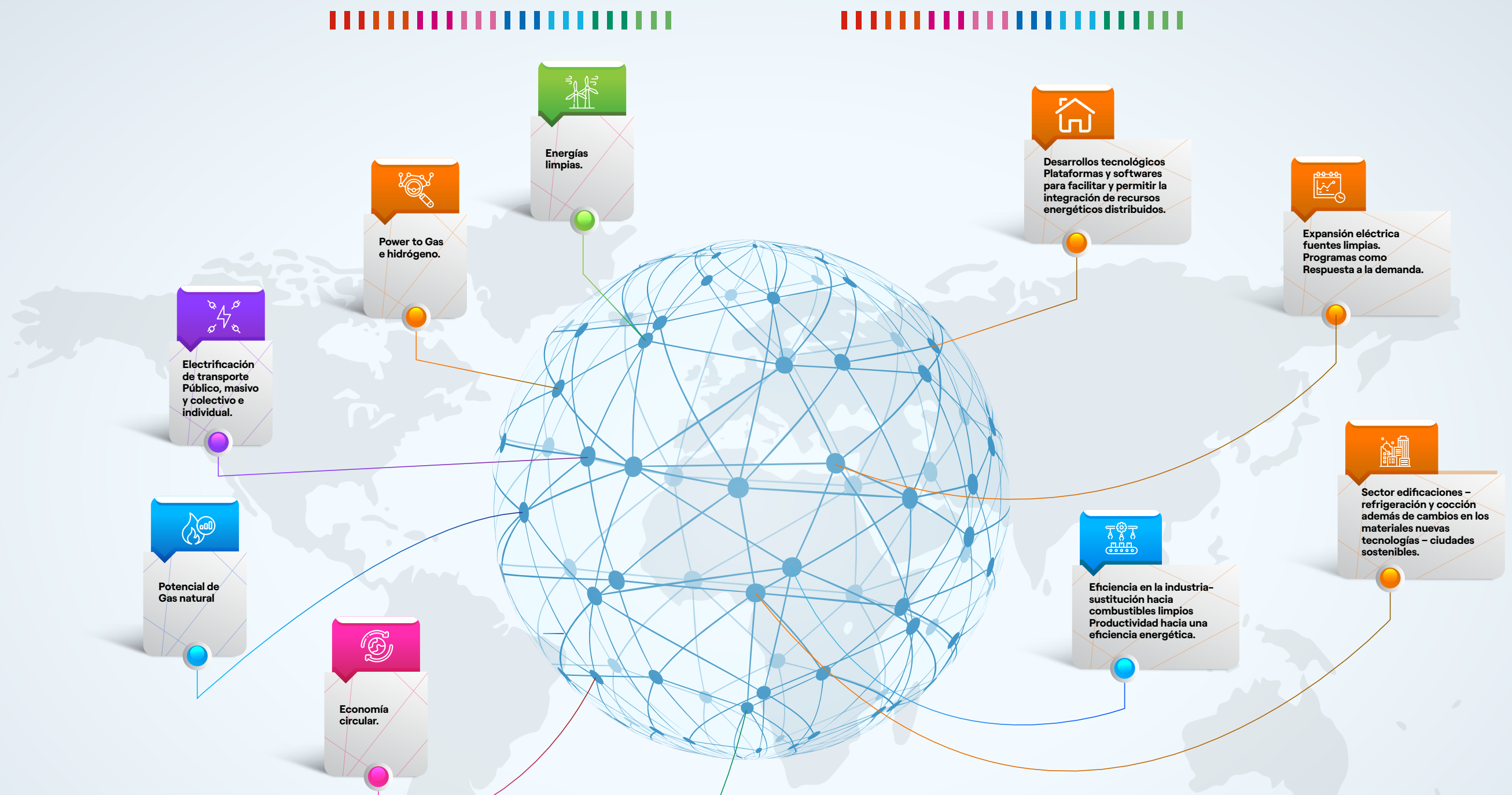
El valor de los portafolios de mitigación es negativo en los escenarios considerados, inclusive sin cuantificar los beneficios económicos y sociales derivados de la descarbonización. Los portafolios incluyen medidas de mitigación que oscilan entre -383 hasta 441 US\$/tCO₂e. Si se cuenta con mecanismos de financiamiento para cubrir las inversiones iniciales, las decisiones de acometer acciones son eficientes desde el punto de vista económico en la mayoría de los casos, y por supuesto ambiental. Sin embargo, no en todos los casos se pudieron valorar los co-beneficios que se pudieran lograr, tal como se hizo para el sector transporte. Por lo tanto, es importante señalar también que medidas de eficiencia energética y de procesos tienen costos escondidos y enfrentan barreras para su puesta en marcha. Estos temas se abordan en el capítulo de instrumentos financieros y económicos.

Finalmente, se evaluaron el marco institucional y regulatorio que le permitirá al país avanzar hacia la descarbonización, con el apoyo de un consultor externo. Coincidimos en que el país cuenta con una legislación y normatividad que permite lograr

metas más ambiciosas de reducción de las emisiones de GEI en los diferentes sectores. Es necesario eso sí, definir prioridades de acción y sostenerlas en el tiempo. También hay que reducir los costos de transacción y facilitar la incorporación de nuevas tecnologías y procesos en el marco de los mercados de energía y las intervenciones del gobierno previstas para reducir externalidades negativas, suministrar energía a las poblaciones y regiones rurales y proveer bienes públicos a la sociedad.

Finalmente, no se puede olvidar que un cambio hacia la sostenibilidad de la economía y la sociedad va a tener implicaciones tanto positivas como negativas para algunas regiones y segmentos de población. Hay actividades económicas tradicionales que estarán en riesgo debido a la transformación económica que se requiere para lograr la sostenibilidad ambiental, y que bajo una óptica de justicia ambiental es imperativo encontrar alternativas laborales y de desarrollo. Sin embargo, es en la misma transformación económica donde deberán encontrarse esas oportunidades para lograr el equilibrio entre el desarrollo sostenible y las necesidades de la población vulnerable.





¿QUÉ SE NECESITA?

- INSTRUMENTOS ECONÓMICOS
- FINANCIACIÓN - INVERSIONES Y AGENTES
- REGULACIÓN
- SISTEMAS AGROPASTORILES Y CADENA DE BIOMASA
- REDUCCIÓN DE DEFORESTACIÓN
- MANTENIMIENTO DE BIODIVERSIDAD

9. REFERENCIAS





BASIC expert group. (2011). *Equitable access to sustainable development: Contribution to the body of scientific knowledge. Beijing, Brasilia, Cape Town and Mumbai.*

Banco Interamericano de Desarrollo. (2020). *Como Llegar a Cero Emisiones Netas: Lecciones de América Latina y el Caribe. Washington D.C.*

Banco Mundial. (s.f.). *Datos de libre acceso. Obtenido de <https://datos.bancomundial.org/>*

Basso, L., Guevara, C., Gschwender, A., & Fuster, M. (2011). Congestion pricing, transit subsidies and dedicated bus lanes: Efficient and practical solutions to congestion. *Transp. Policy.*

BEIS, Jacobs, Element Energy. (2018). *Hydrogen Supply Chain Evidence Based.* London: Department for Business, Energy & Industrial Strategy.

Betancur, L., Cadena, A., Bocarejo, J., Rodríguez, M., Rosales, R., & Delgado, R. (2015). Upstream analytical work to support development of policy options for mid- and long-term mitigation objectives in Colombia.

BloombergNEF. (2019). *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices.*

Bonilla Madriñan, M., Herrera Flórez, H. H., & Puertas González, Y. (2017). Factores de emisión del sistema interconectado nacional Colombia - SIN. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

Borrero, O. (2011). Evaluación de la contribución de valorización en Colombia.

Cadena, A., Bocarejo, J.P., Rodríguez, M., Rosales, R., Argüello, R., Delgado, R., Flórez, E., Espinosa, M., Lombo, C., López, H., Londoño, M., Palma, M., Portilla, I., Rodríguez, J. (2016). Upstream analytical work to support development of policy options for mid- and long-term mitigation objectives in Colombia - Informe producto C. Bogotá. Colombia.

CCC. (2018). *Hydrogen in a low-carbon economy. London: Committee on Climate Change.*

CENIT. (2019). Transporte de Combustibles. Obtenido de <https://fendipetroleo.com/6.%20Transporte%20de%20Combustibles%20CENIT.pdf>

CEPAL. (2019). El costo social del carbono: una visión agregada desde América Latina.

Colombia, D. a. (s.f.). Obtenido de https://cods.uniandes.edu.co/wp-content/uploads/2019/05/2019_4_16-Prototype-ETS-for-Colombiadraft-for-circulation.pdf

CORPOEMA-UPME. (2014). Determinación y Priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores manufactureros código CIU 19 a 31 en Colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final. Bogotá: Corporación para la Energía y el Medio Ambiente - Unidad de Planeación Minero Energética.

DANE. (16 de 11 de 2019). Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Obtenido de Cuentas nacionales anuales - Base 2015: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-anuales>

David, J., & Herzog, H. (2011). *The Cost of Carbon Capture. Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.*

DEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELACIÓN. (2018). CMNUCC. Obtenido de Segundo Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

DECC, Kiwa, E4tech. (2016). *Study on the development of a hydrogen-fired appliance supply chain. London: Department of Energy and Climate Change.*

Delgado, R., & Cadena, A. (2019). *On the Evaluation of Climate Change Mitigation in the Colombian Energy Sector. Tesis Doctoral. Bogotá: Universidad de los Andes.*

Delgado, R., Wild, T., Argüello, R., Clarke, L., & Romero, G. (2020). *Options for Colombia's mid-century deep decarbonization strategy. Energy Strategy Reviews, 32.*

Dhar, S., & Shukla, P. (2015). *Low carbon scenarios for transport in India: Co-benefits analysis.*

Econometría Consultores. (2013). Evaluación del impacto de la ley 388 de 1997 y sus instrumentos sobre el mercado del suelo en



las principales ciudades del país. Bogotá.

Edenhofer, O., Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., . . . von Stechow, C. (2012). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press.*

ERP. (2016). *Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System. London: Energy Research Partnership.*

Espinosa, M., Cadena, A., & Behrentz, E. (2019). *Challenges in greenhouse gas mitigation in developing countries: A case study of the Colombian transport sector. Energy Policy.*

European comissions. (2019). *Hydrogen Europe.*

European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. (2012). *Biomass with CO 2 capture and storage (Bio-CCS): The way forward for Europe.*

European Union. (2019). *European Advanced Biofuels Flightpath.*

FMI. (2019). *Real GDP growth.* Obtenido de https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/COL

García-Villalobos, J., & Eguía, P. (2015). Integración de Generación Distribuida Intermitente y Vehículos Eléctricos Enchufables.

GGGI - DNP. (2017). Macroeconomía y Crecimiento verde. Obtenido de https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/diagnostico/Macroeconom%C3%ADa%20y%20CV_Oct26.compressed.pdf

Hallquist, M., & Jerksj, M. (2013). *Particle and gaseous emissions from individual diesel and CNG buses.*

Hernández, G., Piraquive, G., & Matamoros, M. (s.f.). Una Estimación de la Tasa de Descuento para. Archivos de Economía. DNP(490).

Hoppe, T., & de Vries, G. (2019). *Social innovation and the energy transition. Sustainability.*

Howard,, P., & Sylvan, D. (2015). *Expert Consensus on the Economics of Climate Change. Institute for policy integrity. New York University School of Law.*

Howarth, R., & Santoro, R. (2011). *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations A letter.*

IEA. (2010). *Industrial Combustion Boilers. Paris: International Energy Agency - Energy Technology Systems Analysis Programme.*

IEA. (2011). *Technology roadmap. Carbon capture and storage. Paris.*

IEA. (2013). *Technology Roadmap for Carbon Capture and Storage. Paris: International Energy Agency. Energy Technology Perspectives ETP.*

IEA-IRENA. (2013). *Biomass Co-firing in Coal Power Plants. Paris: International Energy Agency - Energy Technology System Analysis Programme / International Renewable Energy Agency.*

Incombustión-UPME. (2014). Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIU 10 a 18 en Colombia. Medellín-Bogotá: Red de investigación e innovación en combustión de uso industrial-Unidad de Planeación Minero Energética.

IPCC. (2006). CAPÍTULO 4: EMISIONES FUGITIVAS. En IPCC, Directrices IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Obtenido de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf

IPCC. (2006). *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy.* Obtenido de <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

IPCC. (2018). IPCC SR1.5 - Chapter 4: Strengthening and implementing the global response.

Kaya, Y. (1989). *Impact of carbon dioxide emission on GNP growth. Interpretation of proposed scenarios. Presentation to the Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group, IPCC. Paris.*

Manik, Y., & Halog, A. (2012). *A Meta-Analytic Review of Life Cycle Assessment and Flow Analyses Studies of Palm Oil Biodiesel.*

Manoharan, Y., Hosseini, S., Butler, B., Alzhahrani, H., Senior, B., & Ashuri, T. (2019). Hydrogen fuel cell vehicles; *Current status and*



future prospect. *Appl Sci*.

Ministerio de Ambiente. (2015). Contribución prevista y nacionalmente determinada de Colombia. Obtenido de https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/documentos_tecnicos_soporte/Contribuci%C3%B3n_Nacionalmente_Determinada_de_Colombia.pdf

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (s.f.). Marco Fiscal de Mediano Plazo 2018. Bogotá D.C., Colombia.

NREL. (2002). *Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways - Scoping Analysis*. Mountain View, CA: National Renewable Energy Laboratory.

O'hara, I. M., & Mundree, S. G. (2016). *Sugarcane-Based Biofuels and Bioproducts*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Oprešnik, S., Seljak, T., Vihar, R., Gerbec, M., & Katrašnik, T. (2018). *Real-World Fuel Consumption, Fuel Cost and Exhaust*.

Oshiro, K., Kainuma, M., & Masui, T. (2017). *Implications of Japan's 2030 target for long-term low emission pathways*. *Energy Policy*.

Pindyck, R. (2019). *The social cost of carbon revisited*. *Journal of Environmental Economics and Management*, 94, 140-160.

Piraquive, G., Matamoros, M., Céspedes, E., & Rodríguez, J. (2018). Actualización de la tasa de rendimiento del capital en Colombia bajo la metodología de Harberger. ARCHIVOS DE ECONOMÍA. DNP.(487).

Ricke, K., Drouet, L., Caldeira, K., & Tavoni, M. (2018). *Country-level social cost of carbon*. *Nature Climate Change*, 8(10), 895-900.

Rochedo, P., Costa, I., Império, M., Hoffmann, B., Merschmann, P., Oliveira, C., . . . Schaeffer, R. (2016). *Carbon capture potential and costs in Brazil*. *Journal of Cleaner Production*, 131, 280-295.

Safoutin, M., & McDonald J, E. B. (2018). *Predicting the future manufacturing cost of batteries for plug-in vehicles for the U.S*. *Environmental Protection Agency. World Electr Veh J*.

Scovronick, N. (2020). *Air Quality and Health Impacts of Future Ethanol Production and Use in São Paulo State*.

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez, A. A., Balcombe, P., Dodds, P., & Ekins, P. (2019). *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*. *Energy Environ Sci*.

Stern, N. (2006). *The Economics of Climate Change*. *The Stern Review*.

Taefi, T., Stütz, S., & Fink, A. (2017). *Assessing the cost-optimal mileage of medium-duty electric vehicles with a numeric simulation approach*. *Transp Res Part D Transp Environ*.

UN Medio Ambiente. (2019). Emissions Gap Report. Obtenido de <https://www.unenvironment.org/resources/emissions-gap-report-2019>

Unidad de Planeación Minero Energética. UPME. (2012-2016). Boletín Estadístico de Minas y Energía. Bogotá.

Unión Temporal Prospección UPME 2018. (2018). Determinar los escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 25 años, que incluyan recursos convencionales y no convencionales, y se estime las inversiones asociadas a cada escenario, a partir de la actualización de . Obtenido de <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1340>

Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Física. (2007). Caracterización del consumo de energía final en los sectores terciario, grandes establecimientos comerciales, centros comerciales y determinación de consumos para sus respectivos equipos de uso de energía. Final. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.



Un-Noor, F., Padmanaban, S., Mihet-Popa, L., Mollah, M., & Hossain, E. (2017). *A comprehensive study of key electric vehicle (EV) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development*. *Energies*.

UPME. (2016). Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos - FECOC. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/INFORME_FINAL_FECOC_2015.pdf

UPME. (2017). Balance Energético Colombiano (BECO). Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/BalanceEnergético.aspx>

UPME. (2017). Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética-Ministerio de Minas y Energía.

UPME. (2017). PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO CON HORIZONTE A 2025. Bogotá D.C. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/PNDM_Dic2017.pdf

UPME. (2018). Balance de Gas Natural 2017 - 2026. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf

UPME. (2019). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Obtenido de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Jul_2019_V2.pdf

UPME. (2019). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia.

UPME. (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. Documento de consulta. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.

UPTC. (2016). Estimación de factores de emisión por cuenca carbonífera de Colombia. En UPME, Consultoría 004-2016 "Realizar un estudio que defina estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra". Bogotá D.C.

Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government. (2010). Technical Support Document: Social Cost of Carbon for Regulatory Impact. Analysis Under Executive Order 12866.

Zimmer, A., & Koch. (2017). *Fuel consumption dynamics in Europe: Tax reform implications for air pollution and carbon emissions*. *Transp. Res.*

10. ANEXOS





Anexo I. Factores para la estimación de emisiones.

Tabla 48. - Actividades consideradas dentro del sector energía según categorías del INGEI y BECO

Categoría INGEI	Subcategoría INGEI	Equivalencia en BECO
1A1. Industrias de la energía	1A1a. Producción de electricidad y calor como actividad principal	Oferta interna bruta Consumo propio Productos de transformación Coquerías Insumos para transformación
	1A1b. Refinación de petróleo	
	1A1c. Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas	
1A2. Industrias manufactureras y de la construcción	1A2a. Hierro y acero, 1A2b. Metales no ferrosos, 1A2c. Productos químicos, 1A2d. Pulpa, papel e imprenta, 1A2e. Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, 1A2f. Minerales no metálicos, 1A2g. Equipo de transporte, 1A2h. Maquinaria, 1A2j. Madera y productos de la madera, 1A2l. Textiles y cueros, 1A2m. Industria no especificada.	Consumo final industrial Consumo final construcciones
	1A2i. Minería	
	1A2k. Construcción	
	1A3. Transporte	1A3a. Aviación civil, 1A3b. Transporte terrestre, 1A3c. Ferrocarriles, 1A3d. Navegación marítima y fluvial.
1A4. Otros sectores	1A4a. Comercial e institucional, 1A4b. Residencial, 1A4c. Agricultura, silvicultura, pesca, piscifactoría.	Consumo final residencial (urbano y rural) Consumo final comercial y público Consumo final agropecuario Consumo final otros consumos

Fuente: elaboración propia

Tabla 49. - Potenciales de calentamiento global

GEI	Potencial calentamiento global (100 años) ⁵⁰
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310

Fuente: IPCC, 1995

50 Se utilizan los mismos valores que los empleados por IDEAM (2018) en la actualización del Inventario Nacional de Emisiones 1990-2014.



Tabla 50. - Factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O

Energéticos	Equivalencia Fecoc/IPCC*	Factor de emisión (Kg/TJ)			
		CO ₂	N ₂ O	CH ₄	CO ₂ e
Primarios					
Bagazo	Bagazo	112.930	4	30	114.800
Carbón mineral	Carbón genérico	88.136	1,5	1	88.622
Gas natural	Gas natural genérico	55.539	0,1	1	55.591
Leña	Leña	89.525	4	30	91.395
Petróleo	Combustóleo	80.460	0,6	3	80.709
Residuos	Residuos de llanta	77.577	0,1	30	78.238
Secundarios					
Alcohol carburante	Etanol Anhidro	84.758	0,6	3	85.007
Biodiesel	Biodiesel de palma	54.806	0,6	3	55.055
Carbón leña	Lignite*	101.000	1,2	1	101.393
Coque	Coking Coal*	94.600	1,5	1	95.086
Diesel Oil	Diésel B2	74.193	0,6	1	74.400
Fuel oil	Fuel oil #4	78.281	0,6	3	78.530
Gas industrial	Gas Works Gas*	44.400	0,1	1	44.452
Gas licuado	Liquefied Petroleum Gases*	63.100	0,1	1	63.152
Gasolina motor	Gasolina E10	66.778	0,6	3	67.027
	Gasolina motor	69.324	0,6	3,2	69.577
Gas de refinería	Coke gas genérico	40.784	0,3	3	40.940
Kerosene y jet fuel	Kerosene	73.940	0,6	3	74.189
	Jet A1	88.461	0,6	3	88.710

Fuentes: FECOC – UPME. 2016. http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

IPCC. 2006. Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories; Volume 2: Energy.

Anexo II. Modelos y metodología de evaluación

A continuación, una breve descripción de las herramientas empleadas.

MEEAVE: transporte

El Modelo para Evaluación Económica y Evaluación Ambiental (MEEAVE por sus siglas en inglés) es una herramienta diseñada para desarrollar el análisis de medidas de mitigación sobre sustitución de flota vehicular por tecnologías eléctricas. El modelo facilita comparar diferentes escenarios, en términos de emisiones de CO₂e y en costos (de implementación y operación). Las medidas en MEEAVE se pueden representar fácilmente como metas de participación de flota en un año dado, metas en ventas o metas en participación total de la flota. Adicionalmente, permite evaluar los co-beneficios de la electrificación de la flota en reducción de las emisiones de material particulado fino. El modelo fue desarrollado para analizar escenarios locales y nacionales con un horizonte de análisis hasta de 40 años. La formulación del modelo está disponible para su consulta en [3].

MAEP: sector eléctrico.

MAEP (Modelo de Análisis Eléctrico y Planeamiento), es una herramienta de código abierto desarrollada en Python para el planeamiento de operación de sistemas hidrotérmicos en el mediano- y largo-plazo, y considerando la integración de fuentes renovables. El problema de planeamiento es formulado en el marco de la programación estocástica. La arquitectura de MAEP fue diseñada para ser extensible, tal que admita modificaciones al modelo predeterminado de optimización (componentes del sistema eléctrico).



variables de decisión, funciones objetivo y restricciones).

La simulación del sistema eléctrico se llevó a cabo considerando la información técnica y de operación del parque de generación existente, la capacidad instalada definida y la información de los proyectos registrados ante la UPME.

Industria:

Inicialmente se estimó la proyección de la demanda de energía y el PIB industrial al 2050 con base en los escenarios de proyección con los factores KAYA, y con base en los factores de emisión FECOC, se estimó la línea base de emisiones del sector industria.

La evaluación de las medidas de mitigación del sector industria involucró primero la recopilación de medidas de mitigación de eficiencia energética, sustitución de energéticos, y nuevas tecnologías en la literatura existente, el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático PIGCC del Ministerio de Energía, y las medidas incluidas en la NDC vigente. Una vez las medidas fueron acotadas y priorizadas, se estiman los niveles de eficiencia y del mix de energéticos actuales y con base en éstas, se asume una meta potencial de mejora en la eficiencia y/o la sustitución de energéticos que son aplicados a solo una proporción factible del total del consumo, y son alcanzadas al 100% en un lapso fijo de inicio a fin siguiendo el patrón de una curva de difusión estándar.

Los resultados de cada medida de mitigación son escrutados y calibrados, y sus costos estimados. Finalmente, las medidas fueron clasificadas en cada uno de los escenarios según su costo-efectividad y potencial de mitigación, y agregadas para estimar las reducciones totales del sector industria en cada escenario.

Otras medidas de mitigación:

Las medidas que evaluaron la producción de generación eléctrica con biomasa acoplado con captura y secuestro de carbono y la producción de *jet fuel* se evaluaron utilizando una versión del modelo TIMES-Colombia. El dimensionamiento de los requerimientos de generación con biomasa y con *jet fuel* renovable se obtuvo a partir de los resultados generados por el grupo de transporte y de generación eléctrica. A partir de esas demandas de energía y de electricidad firme, se corrió el modelo TIMES-Colombia para evaluar la satisfacción de esas demandas con las tecnologías mencionadas. Se habilitaron las tecnologías y se caracterizaron para ser evaluadas de manera independiente (una tecnología a la vez) modificando la trayectoria de implementación de la tecnología (o el requerimiento de producción de la energía) manteniendo todos los demás procesos inalterados. De esta manera, la diferencia en el costo total del sistema modelado en TIMES entre el escenario con y sin medida equivale al costo adicional por la inversión y operación de las tecnologías que estaban siendo evaluadas. Del mismo modo, las diferencias entre las emisiones en los escenarios reportan el nivel de mitigación alcanzado con la implementación de las respectivas medidas.

Costo-efectividad:

Las evaluaciones de costo-efectividad se utilizan para comparar tecnologías o portafolios de mitigación. En todos los escenarios, y para todas las medidas, esta se evaluó como la razón entre los costos de las medidas y los beneficios obtenidos en emisiones.

El impacto de las medidas de mitigación se evaluó con respecto al escenario de referencia. El análisis de costo efectividad de las opciones seleccionadas se llevó a cabo de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{Costo}_i}{\text{CO}_{2e,i}} = \frac{\text{Costo}_{ER} - \text{Costo}_{Ei}}{\text{Costo}_{2e,ER} - \text{Costo}_{2e,Ei}}$$

En donde Costo_i es el costo incremental entre el escenario de referencia (ER) y el escenario con aplicación de la medida i (Ei); se refiere a la diferencia entre las emisiones dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) del escenario de referencia y el escenario con aplicación de la medida i. De la relación / se obtiene el costo de reducir una tonelada de CO_{2e}.

El costo de cada medida es el valor presente neto del flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. Se consideran costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento, costos de salvamento y los ingresos que genere la medida.

Curvas de costos marginales de mitigación:

La metodología propuesta para la estimación de escenarios de línea base, así como el análisis de las medidas de reducción de emisiones, se enmarcan en el desarrollo de curvas de Costos Marginales de Mitigación (MACC). Las curvas MAC son uno de los instrumentos más utilizados en diseño de políticas para mitigación del cambio climático a nivel global (Kesicki, 2010; Kesicki and Strachan, 2011). El análisis de costo-eficiencia de las acciones de reducción de emisiones GEI provee información sobre el costo financiero de las acciones y su potencial en mitigación. Esta información se considera un punto de partida en el diseño de políticas



de mitigación.

Los estudios de soporte técnico de la Estrategia Colombiana de Desarrollo en Bajo Carbono (ECDBC) así como los análisis para el diseño de la NDC, se desarrollaron bajo la metodología de curvas MAC (Cadena et al., 2016). Entre las ventajas de la metodología está la comparabilidad entre los análisis desarrollados para los diferentes sectores de la economía y la facilidad del uso de la información multisectorial para la evaluación de escenarios nacionales y sectoriales bajo diferentes metas en reducción de GEI.

Sin embargo, debido a que otro tipo de información como son las externalidades, los aspectos de comportamiento de los consumidores y el costo de remover las barreras para la implementación de las acciones no hace parte de la estimación de costo-efectividad de las medidas, los resultados de la MACC pueden sobreestimar los potenciales de mitigación. Por esta razón los resultados de este tipo de herramientas deben ser complementados con otro tipo de estimación como por ejemplo análisis sobre la interacción de medidas de mitigación que afecten múltiples sectores y análisis de co-beneficios.





Anexo III. Supuestos de modelación de la flota eléctrica y a hidrógeno

Tabla 51. - Eficiencia de la flota

Flota	Tipo	Eficiencia
Particulares	Eléctrico (Wh/km)	138
	Gasolina (l/km)	0,056
	Gas convertido (m³/km)	0,077
	Diésel (l/km)	0,039
Taxis	Eléctrico (Wh/km)	150
	Gasolina (l/km)	0,051
	Gas convertido (m³/km)	0,065
Bus convencional	Eléctrico (Wh/km)	926
	Gas dedicado (m³/km)	0,4505
	Diésel (l/km)	0,42
Bus articulado	Eléctrico (Wh/km)	1.143
	Gas convertido (m³/km)	0,813
	Diésel (l/km)	0,758
Minibus	Eléctrico (Wh/km)	420
	Diésel (l/km)	0,19
Utilitarios	Eléctrico (Wh/km)	120
	Gasolina (l/km)	0,05
	Diésel (l/km)	0,049
Camiones H2	H2 (kgH ₂ /km)	0,087
	Diésel (l/km)	0,4211

Fuente: Elaboración propia a partir de [4–10]

Tabla 52. - - Supuestos sobre costos de cargadores

Flota	Costo estación de carga [US\$]	Vehículos por estación	Costo por vehículo [US\$]	Descripción
Particulares	\$ 1.000	1	\$ 1.000	Estación de carga lenta ubicada en las residencias de los propietarios de vehículos eléctricos.
Taxis	\$ 40.000	50	\$ 800	Estaciones de carga rápida ubicadas en puntos estratégicos de las ciudades. Densidad de 1 estación por cada 50 vehículos. Estaciones también disponibles para uso de particulares y utilitarios, dado el caso.
Bus convencional	\$ 10.000	2	\$ 5.000	Estaciones de carga media ubicada en los patios en donde los buses se cargarán en periodos fuera de operación.
Bus articulado	\$ 15.000	2	\$ 7.500	Estaciones de carga media ubicada en los patios en donde los buses se cargarán en periodos fuera de operación.
Minibus	\$ 10.000	2	\$ 5.000	Estaciones de carga media ubicada en los patios en donde los buses se cargarán en periodos fuera de operación.

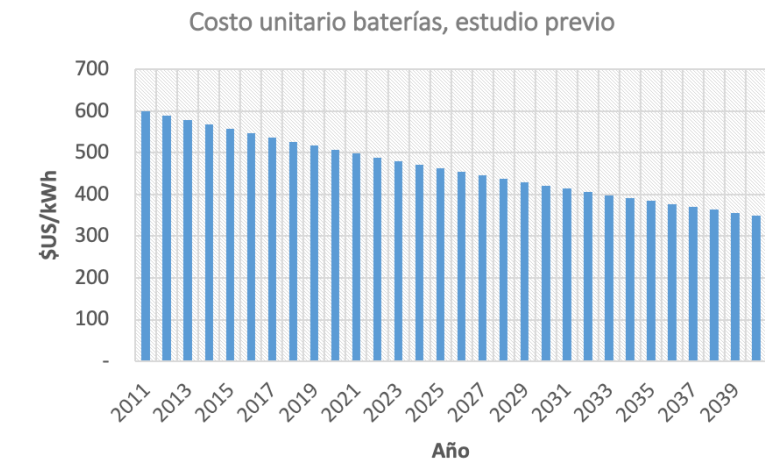


Flota	Costo estación de carga [US\$]	Vehículos por estación	Costo por vehículo [US\$]	Descripción
Camiones H2	\$ 2.000.000	100	\$ 20.000	Estaciones de carga de H2. Su alto costo capital se ve amortiguado por la alta densidad de uso: 1 estación por cada 100 camiones.

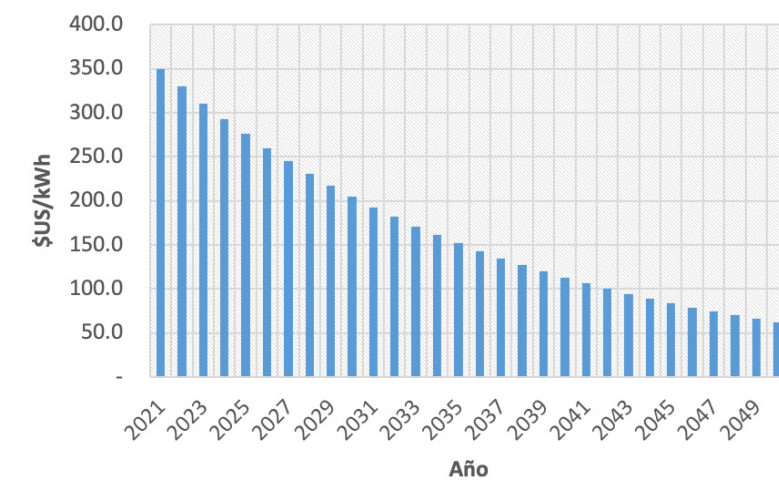
Fuente: Elaboración propia a partir de [4–10]

Supuestos sobre costos de las baterías

Tomando la tecnología de baterías principal para el sector transporte (ion-Litio), su costo por kWh se encuentra cercano a US\$ 350 [11]the U.S. Environmental Protection Agency (EPA). De acuerdo con diversas fuentes, se espera que estos tengan un decrecimiento acelerado. Por ejemplo, en la siguiente figura se presenta el decrecimiento esperado para estos costos que se tenía hace diez años, y el que se tiene actualmente.



Fuente: [3].



Fuente: [12].



Como se puede observar, de estar en casi 600 US\$/kWh en 2010, el costo de las baterías pasará a estabilizarse cerca de los 60 US\$/kWh hacia 2030. Esto significa que la tecnología de vehículos eléctricos será cada vez más competitiva, ya que solo el costo de las baterías compone en gran parte el costo capital del vehículo [13].

Supuestos para modelación de flota eléctrica

Tabla 53. - Vehículos privados, taxis y utilitarios

Parámetros	Unidades	Vehículo liviano	Taxi	Utilitarios
Precio vehículo 2020/2050	Dólares	33.000/20.000	30.000/13.000	25.000/17.000
Costo cargador	Dólares/EV	1.000	800	1.000
Costo baterías 2020/2050	US\$/kWh	350/60	350/60	350/60
Costo mantenimiento anual	Dólares	5% de precio EV	5% de precio EV	5% de precio EV
Vida útil	Años	20	15	15
Capacidad	kWh-kgH2	48 kWh	60 kWh	33 kWh
Autonomía	km	350	400	274

Tabla 54. - Flota de transporte público

Parámetros	Unidades	Bus padrón	Bus articulado
Precio vehículo 2020/2050	Dólares	330.000/270.000	660.000/590.000
Costo cargador	Dólares/EV	5.000	7.000
Costo baterías 2020/2050	US\$/kWh	350/60	350/60
Costo mantenimiento anual	Dólares	8% de precio EV	8% de precio EV
Vida útil	Años	12	15
Capacidad	kWh-kgH2	324 kWh	400 kWh
Autonomía	km	350	350

Tabla 55. - Comparación del costo anual equivalente (US\$) entre vehículos convencionales de combustión interna y vehículos eléctricos y a hidrógeno

Categoría	CAE	
	EV	Convencional
Particulares	5.312	4.223
Taxis	7.922	6.593
Bus padrón	63.936	59.255
Bus articulado	129.467	127.048
Minibus	10.481	13.884
Utilitarios	4.340	3.231
Camiones H2	222.100	72.147

Fuente: Elaboración propia a partir de [4-10]

Supuestos sobre flota a hidrógeno



Esta tecnología emergente y los coches eléctricos son los únicos que producen cero emisiones de GEI. Algunas de sus principales características se listan a continuación.

Tabla 56. - Principales características de vehículos de hidrógeno

Aspecto	Características
Tiempo de recarga	<ul style="list-style-type: none"> El tiempo de recarga a 100% de un FCEV es mucho más rápido que el de un EV. Duración: Alrededor de 5 o 10 minutos para cualquier categoría. [14].
Autonomía	<ul style="list-style-type: none"> Para vehículos livianos, su autonomía es en promedio de 600 km. Para vehículos pesados, esta varía entre 400 y 600 km. [14].
Precio	<ul style="list-style-type: none"> Un FCEV cuesta en promedio un 150% - 300% más que su equivalente convencional, para todas las categorías. [14].
Tamaño	<ul style="list-style-type: none"> A pesar de que el H2 es almacenado a presiones altas (350 o 700 bar), el tamaño de estos tanques de almacenamiento sigue siendo muy grande como para implementar esta tecnología en vehículos livianos. De ahí que sea más usada para vehículos más pesados: desde SUV hasta tractomulas [15].
Capacidad y eficiencia	<p>Tomado de [15]:</p> <ul style="list-style-type: none"> La capacidad promedio para un vehículo liviano es de 6-8 kgH2. Para un vehículo pesado es de 30-40 kgH2. Para vehículos livianos (SUV) la eficiencia es cercana a 1 kgH2/100km. Para pesados es alrededor de 9 kgH2/100km.

Fuente: Elaboración propia a partir de [14] [15]





Anexo IV. Clasificación de las medidas de mitigación

Las acciones de mitigación propuestas en este documento se clasifican, de acuerdo con la literatura, en cuatro categorías: i) eficiencia energética y en el uso de materiales. ii) nuevas tecnologías que impliquen o requieran ajustes significativos. iii) sustitución de combustibles y de materiales y iv) cambios en el comportamiento de los consumidores. La Tabla 57 muestra la clasificación mencionada.

Tabla 57. - Medidas de mitigación evaluadas en los escenarios propuestos

Sector	Escenario	Medida	Tipo
Generación eléctrica	NDC-E	Escenario de expansión NDC-E	2 y 3
	IE	Escenario de expansión IE	2 y 3
	GD	Escenario de expansión GD	2 y 3
Transporte	NDC; NDC-E; IE	Privados - Estándares de rendimiento y conducción verde	1 y 2
	NDC-E; IE; GD	Privados - Electrificación de la flota	3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Taxis - Estándares de rendimiento y conducción verde	1 y 2
	NDC; NDC-E; IE; GD	Taxis - Electrificación de la flota	3
	NDC; NDC-E	Taxis - Flota híbrida	1, 2 y 3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Estándares de rendimiento (ciudades grandes)	1
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Estándares de rendimiento y conducción verde (ciudades intermedias)	1
	NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota articulados BRT	3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota buses convencionales	3
	NDC-E; IE; GD	Público - Electrificación de la flota microbuses	3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Sistemas públicos de bicicletas	4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Cobros por congestión	4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Chatarrización	1 y 4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Renovación	1 y 4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - GNL	3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - GNC	3
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Multimodal carretero-férreo	3 y 4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Multimodal carretero-fluvial	3 y 4
	NDC; NDC-E; IE; GD	Transporte carga - Electrificación utilitarios	3
	GD	Transporte carga - Camiones grandes interurbanos vehículos a hidrógeno	3
NDC; NDC-E; IE; GD	Público interurbano - Estándares de rendimiento	1	



Sector	Escenario	Medida	Tipo
Edificaciones	NDC-E	Producción por vía húmeda a vía seca en cemento	2
	NDC-E	Sustitución bombillos incandescentes en viviendas	2
	NDC-E	Sustitución sistemas de HVAC de baja eficiencia	1 y 2
	NDC-E	Sustitución estufas gas natural de baja eficiencia	1 y 2
	NDC-E	Código de construcción en viviendas nuevas	1
	IE	Biomasa en lugar de carbón en hornos de clínker	3
	IE	Energía solar para el calentamiento de agua	1 y 3
	IE	Sistemas de iluminación en edificaciones comerciales	1 y 3
	IE	Fachadas y muros interiores en edificaciones tipo comercial	1
	IE	Código de construcción en edificaciones tipo comercial nuevas	1
	IE	Infraestructura de edificaciones tipo comercial existentes	1
	GD	Captura CO ₂ en producción de cemento con algas	3
	GD	Captura CO ₂ cemento con almacenamiento geológico	3
	GD	Retrofitting viviendas existentes- 12 ciudades capitales	1
	GD	Sustitución de HVAC en edificaciones tipo comercial	1 y 3
	GD	Retrofitting viviendas existentes: Bogotá. Medellín. Barranquilla	1
GD	Código de construcción extendido - 12 capitales	1	
GD	PV y PVT en edificaciones de vivienda y comerciales	1 y 3	
Industria	NDC-E	Operación y mantenimiento de hornos / calderas	1
	NDC-E	Aislamiento térmico	1
	NDC-E	Combustión de combustibles sólidos	1
	NDC-E	Calor residual de procesos de combustión	1
	NDC-E	Sistemas de calentamiento directo	1
	NDC-E	Gas natural - hornos / calderas	1
	NDC-E	Gas natural - aislamiento térmico	1
	NDC-E	Combustión de gas natural	1
	NDC-E	Gas natural - calor residual	1
	NDC-E	Gas natural sistemas de calentamiento directo	1
	IE	Sustitución carbón a gas	3
	IE	Sustitución carbón a biomasa	3
	IE	Combustión combinada carbón con biomasa	3
	GD	Sustitución gas natural por hidrógeno	2 y 3

