Analizar y formular recomendaciones para la formación de los precios de los energéticos (diésel, gasolina, GLP, jet, gas natural, energía eléctrica, biocombustibles y carbón) y sus implicaciones fiscales, sociales, ambientales, energéticos y supranacionales aplicable al caso colombiano para la transición hacia un sistema energético moderno, seguro, confiable, asequible, y limpio.

Informe 3 Recomendaciones finales

I

Directora: Astrid Martínez Ortiz

Investigadores:
José Arcos
Juan Benavides
Henry Garay
Ricardo Lloreda
Astrid Martínez O.
Juan Mauricio Ramírez
David Riaño
Eduardo Uribe
Julio César Vera
Economistas Asistentes
Omar Martínez
Adrian Zuur

Bogotá, 29 de noviembre de 2019

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 7
II. RECOMENDACIONES 12
1. ASPECTOS AMBIENTALES 12
2 ASPECTOS REGULATORIOS 24
III. ANÁLISIS SECTORIAL 31
1. PETRÓLEO 31
RESUMEN 31
INTRODUCCIÓN 32
1.1 LA CONTRIBUCIÓN MACROECONÓMICA 33
1.2 EMPLEO 35
1.3 ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS 36
1.4 EL PETRÓLEO EN LAS REGIONES PRODUCTORAS 36
1.5 EL PETRÓLEO EN EL MUNDO 37
1.6 CONCLUSIONES 38
2. CARBÓN 40
RESUMEN 40
2.1 SITUACIÓN INTERNACIONAL 40
2.2 TRANSFORMACIONES EN USO DEL CARBÓN 43
2.3 SITUACIÓN NACIONAL 45
2.3 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL COLOMBIANO 47
2.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR DEL CARBÓN EN EL PAÍS 48
2.5 PERSPECTIVA ENERGÉTICA 49
2.6 CONCLUSIONES 50
3. SECTOR ELÉCTRICO 52
RESUMEN E INTRODUCCIÓN 52
3.1. PROPUESTAS DE MEJORA DE FORMACIÓN DE PRECIOS 52
3.2. PROPUESTAS DE FOCALIZACIÓN DE SUBSIDIOS 53
4. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, JET A1 Y BIOCOMBUSTIBLES 54
4.1 INTRODUCCIÓN 54
4.2 FORMACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS BIOCOMBUSTIBLES 54

4.3 SUBSIDIOS, COMPENSACIONES Y BENEFICIOS ADICIONALES DE LA POLÍTICA RESPECTIVA ACTUALES EN LOS PRECIOS DE LA GASOLINA, EL DIÉSEL (ACPM) Y LOS BIOCOMBUSTIBLES 73

4.4 RECOMENDACIONES APLICABLES PARA AVANZAR EN LA DESCARBONIZACIÓN DE NUESTRA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL SECTOR TRANSPORTE 76

5. GLP 88

RESUMEN 88

5.1 INTRODUCCION 88

5.2 FORMACIÓN ACTUAL DEL PRECIO DEL GLP 89

5.3 CARGOS IMPOSITIVOS, SUBSIDIOS Y COMPENSACIONES VIGENTES PARA EL GLP 89

5.4 ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE ENERGÉTICOS 93

5.5 RECOMENDACIONES DE AJUSTE EN LA POLÍTICA ACTUAL DE PRECIOS DEL GLP PARA CUMPLIR CON LOS COMPROMISOS DEL ACUERDO DE PARIS Y LOS ODS 96

6 GAS NATURAL 99

6.1 FORMACIÓN ACTUAL DE PRECIOS 99

6.2 SUBSIDIOS VIGENTES 102

6.3 RECOMENDACIONES PARA CONTRIBUIR AL CUMPLIMIENTO DEL ACUERDO DE PARÍS Y LOS ODS 105

IV. ESTIMACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS DE LA PROPUESTA INTEGRAL DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS 109

1. METODOLOGÍA 110

2 ESTRUCTURA Y CALIBRACIÓN 111

2.1DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO 111

2.2 CIERRE 113

3 RESULTADOS DEL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL (MEGF) 116

4 ALCANCE Y LIMITACIONES DEL MEGF 121

5 RESULTADOS CON EL MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL 122

6 IMPACTO DISTRIBUTIVO DE LAS RECOMENDACIONES POR MEDIO DE MICROSIMULACIONES 124

V. BIBLIOGRAFÍA 128

ÍNDICE DE TABLAS

ASPECTOS AMBIENTALES
TABLA 1 EMISIONES DE GEI……..12
TABLA 2. REDUCCIÓN CONDICIONADA EMISIONES GEI……..12
TABLA 3. METAS REDUCCIÓN EMISIONES DE GEI……13
TABLA 4 EMISIONES POR ACTIVIDADES (2014)……...14
TABLA 5. EMISIONES POR SECTORES (2014:……14
TABLA 6 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI A 2022……16
TABLA 7. ABSORCIONES POR ACTIVIDADES (2014)…….....18
PETRÓLEO
TABLA 1 PRINCIPALES INDICADORES……33
TABLA 2 APORTE DE LAS EMPRESAS PETROLERAS A ECONOMÍA COLOMBIANA BILLONES $.....34
TABLA 3 RECAUDO REGALÍAS HIDROCARBUROS 2004-2018……34
CARBÓN
TABLA 1 REGALÍAS CARBÓN BILLONES DE PESOS……...45
COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, JET A1 Y BIOCOMBUSTIBLES
TABLA 1**.** COMPONENTES DEL PRECIO DE REFERENCIA POR GALÓN DE LA GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA EN BOGOTÁ…….....63
TABLA 2**.** COMPONENTES DEL PRECIO DE REFERENCIA POR GALÓN DEL DIÉSEL (B-6) EN BOGOTÁ……..65
TABLA 3**.** ANÁLISIS EFECTO SOBRE EL PRECIO DE LA GASOLINA CORRIENTE POR EFECTO DEL AUMENTO DE MEZCLA DEL ALCOHOL CARBURANTE DEL 10 AL 12%.....77
TABLA 4**.** ANÁLISIS EFECTO SOBRE EL PRECIO DEL DIÉSEL POR EFECTO DEL AUMENTO DE MEZCLA DEL ALCOHOL CARBURANTE DEL 10 AL 20% EN EL PERÍODO 2020–2023…….....78
GLP
TABLA 1: SUBSIDIO AL CONSUMO DE GLP POR CILINDROS……91
TABLA 2: SUBSIDIO AL CONSUMO DE GLP POR REDES……..91
TABLA 3: SUBSIDIOS OTORGADOS PARA EL DESARROLLO DE REDES DE GLP……92
TABLA 4: SUBSIDIOS TARIFA DE COMPENSACIÓN TRANSPORTE GLP YUMBO–PASTO……93
TABLA 5: PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS SUMINISTRO DE GLP AÑO 2019……96
SIMULACIONES
TABLA 1. SIMULACIONES DE PROPUESTAS CON EL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL DE FEDESARROLLO……109
TABLA 2. ELASTICIDADES DEL MEGF……112
TABLA 3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL PIB Y LAS VARIABLES DE DEMANDA……117
TABLA 4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE LAS REMUNERACIONES DE LOS FACTORES Y LOS RECAUDOS……...118
TABLA 5. VARIACIONES DE PRECIOS EN SIMULACIÓN DE AUMENTO DEL IVA……..118
TABLA 6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL PIB SECTORIAL…….....119
TABLA 7. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE LOS PRECIOS SECTORIALES……120
TABLA 8. VARIACIONES PORCENTUALES DE COMPONENTES DE CANASTA ENERGÉTICA NACIONAL ANTE UNIFICACIÓN DE IVA VS. ELASTICIDAD DE SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA……121
TABLA 9. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL IPC Y EL IPP - MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL…….....123
TABLA 10. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE PRECIOS AL PRODUCTOR SECTORIALES - MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL……124

TABLA 11. ESTIMACIONES DE POBLACIÓN VULNERABLE A PRECIOS DE ENERGÉTICOS……127

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ASPECTOS AMBIENTALES

ILUSTRACIÓN 1 META DE REDUCCIÓN DE EMISIONES……13

CARBÓN

MAPA 1 RESERVAS DE CARBÓN POR DEPARTAMENTO……..46

GLP

FIGURA 1 COBERTURA DE GAS COMBUSTIBLE POR DEPARTAMENTOS ……94

SIMULACIONES

ILUSTRACIÓN 1. ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA DEL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL DE FEDESARROLLO ADAPTADO PARA EL ANÁLISIS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA…….....114
FIGURA 1. EFECTO DE UNIFICACIÓN DEL IVA VS. ELASTICIDAD DE SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA……...121
FIGURA *2.* METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE MICROSIMULACIONES ARITMÉTICAS……..125
FIGURA *3*. IMPACTOS DISTRIBUTIVOS DE RECOMENDACIONES SIMULADAS……127

ÍNDICE DE GRÁFICAS

ASPECTOS AMBIENTALES

GRÁFICA 1. EMISIONES POR SECTORES (2014)……15
GRÁFICA 2. EMISIONES POR ACTIVIDADES (2014)……17
GRÁFICA 3. ABSORCIONES POR ACTIVIDADES (2014)……18

PETRÓLEO

GRÁFICA 1**.** PARTICIPACIÓN DE LA POBLACIÓN OCUPADA EN LA ACTIVIDAD EXTRACTIVA SOBRE LA POBLACIÓN TOTAL OCUPADA EN COLOMBIA, 2010-2019……..36

CARBÓN

GRÁFICA 1 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL ESCENARIO DE REFERENCIA. HISTÓRICO Y PROYECCIONES. 1990-2035 MILES DE MILLONES DE BTU……...43
GRÁFICA 2 OFERTA ENERGÍA PRIMARIA NACIONAL……47

SECTOR ELÉCTRICO

GRÁFICO 1. DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS ELÉCTRICOS POR DECIL DE INGRESO……53

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, JET A1 Y BIOCOMBUSTIBLES

GRÁFICA 1**.** COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD EXPORTACIÓN (PPE) DE LA GASOLINA CORRIENTE (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)……..57
GRÁFICA 2. COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD IMPORTACIÓN (PPI) DE LA GASOLINA CORRIENTE (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)……58
GRÁFICA 3**.** COMPARACIÓN ENTRE EL INGRESO AL PRODUCTOR (IP) Y EL PRECIO PONDERADO EXPORTACIÓN - IMPORTACIÓN (PPP) DEL DIÉSEL (SEPTIEMBRE 1 DE 2012 – OCTUBRE 17 DE 2019)……60
GRÁFICA 4. COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD IMPORTACIÓN (PPI) DEL DIÉSEL (ACPM) (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)……61
GRÁFICA 5**.** EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL ALCOHOL CARBURANTE……66

GRÁFICA 6. EMISIONES DE CO_2 EN KILOGRAMOS POR VEHÍCULO KILÓMETRO DEL ALCOHOL CARBURANTE DE CAÑA DE AZÚCAR VS EL DE MAÍZ……68
GRÁFICA 7**.** EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL BIODIESEL……70
GRÁFICA 8. PROYECCIÓN FLOTA VEHICULAR EN EL PAÍS……79
GRÁFICA 9. DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE CO_2 POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES……80
GRÁFICA 10. DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE MATERIAL PARTICULADO POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES……..81
GRÁFICA 11. EMPLEO GENERADO Y NUEVAS HECTÁREAS A CULTIVAR POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE ALCOHOL CARBURANTE CON LAS GASOLINAS AL 12%.....81
GRÁFICA 12. EMPLEO GENERADO Y NUEVAS HECTÁREAS A CULTIVAR POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIODIESEL CON EL DIÉSEL AL 20%.....82
GRÁFICA 13. RENDIMIENTOS DE LA GASOLINA Y SUS MEZCLAS CON EL ALCOHOL CARBURANTE VIS-À-VIS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE MATERIAL PARTICULADO (MP) (KG MP/VEHÍCULO)……..83
GRÁFICA 14. RENDIMIENTOS DEL DIÉSEL Y SUS MEZCLAS CON EL BIODIESEL VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE MATERIAL PARTICULADO (MP) (KG MP/VEHÍCULO)……..84
GRÁFICA 15. RENDIMIENTOS DE LA GASOLINA Y SUS MEZCLAS CON EL ALCOHOL CARBURANTE VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE CO_2 (TON CO_2/VEHÍCULO AÑO) WELL TO WHEEL……85
GRÁFICA 16. RENDIMIENTOS DEL DIÉSEL Y SUS MEZCLAS CON EL BIODIESEL VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE CO2 (TON CO_2/VEHÍCULO AÑO). WELL TO WHEEL……86

GAS NATURAL

GRÁFICA 1 – SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES EN GAS NATURAL EN EL PERÍODO 1997 – 2018 ($COP DIC. 2018)……103
GRÁFICA 2 – DIFERENCIA ENTRE CONTRIBUCIONES Y SUBSIDIOS APLICADOS EN EL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL ENTRE 1997 Y 2018 ($COP DIC. 2018)……103
GRÁFICA 3 – EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE USUARIOS RESIDENCIALES Y NO RESIDENCIALES ENTRE 1999 Y 2018……104
GRÁFICA 4 – EVOLUCIÓN DE KILÓMETROS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DISCRIMINADOS CON Y SIN RECURSOS PÚBLICOS……104

I. INTRODUCCIÓN

En este informe se resumen los informes previos del estudio de FEDESARROLLO para la UPME cuyo objeto es la formulación de una política integral de precios de los energéticos orientada al compromiso de los compromisos ambientales del país y un análisis de los efectos de su adopción desde las perspectivas económicas, fiscales y de acceso a estos energéticos por parte de las empresas y los hogares.

El primer informe se refirió al análisis de la formación de precios de los energéticos, incluyendo impuestos y subsidios, así como de lo que se requiere para corregir los elementos de la política actual de precios que se han alejado de un diseño con estricto apego a principios de eficiencia y costo de oportunidad, en el marco de unas estructuras de mercado. La regulación de precios que se introdujo en los años noventa en Colombia reconoce las imperfecciones de los mercados y la necesidad de la intervención del Estado con los propósitos de garantizar la cobertura de los servicios públicos, el suministro de los energéticos y el acceso a los mismos por parte de la población.

Los sistemas que utilizan las señales de precios para inducir la reducción de las emisiones de CO2 a la atmósfera son los más eficientes. Para avanzar en el diseño de los instrumentos adecuados para cumplir con los compromisos del Acuerdo de Paris y de los ODS en cuanto a las emisiones prevenientes de la combustión de los energéticos y en cuanto al desarrollo sostenible local, en este estudio, de acuerdo con lo solicitado por la UPME, se hizo un examen de la formación de precios de los combustibles líquidos de uso automotor, el Jet-A1, los biocombustibles, el GLP y el gas natural, así como de los balances de oferta demanda de carbón y petróleo, cuyos precios se determinan en el mercado internacional. Se examinaron también los impuestos, las exenciones, los subsidios y las compensaciones y sus justificaciones económica y social, y su financiamiento.

El segundo informe contiene las recomendaciones que integran la formulación de una política integral de precios de los energéticos que permita el cumplimiento de los compromisos del país en el Acuerdo marco de Naciones Unidas sobre el cambio climático celebrado en Paris en 2015 y los ODS adoptados ese mismo año. El compromiso de Colombia en el acuerdo es de reducir voluntariamente en un 20% sus emisiones proyectadas, en 2030, lo que corresponde a una reducción efectiva de 67,5 Mt de CO_2eq. Esto equivale al 0,16% de las emisiones de GEI globales de 2014.

Los objetivos de desarrollo sostenible ODS fueron formulados en el seno de las Naciones Unidas para avanzar en el propósito de avanzar en la agenda acordada en el año 2000

para adoptar sendas de desarrollo que garanticen no solo mejores desempeños ambientales sino la obtención del bienestar social de las naciones.

De los 17 ODS, cuatro están relacionados con el sector energético.

El ODS 3, salud y bienestar se refiere al derecho a un ambiente sano. La meta nacional es reducir la tasa de mortalidad materna; debería complementarse con una meta de reducción de morbilidad por afecciones respiratorias, la cual estar relacionada con un mejor desempeño del sector energético.

El ODS 7 Energía asequible y no contaminante tiene un indicador nacional: **cobertura de energía eléctrica** (% de viviendas): pasar del 96.9% en 2015 a 100% en 2030. Pero no compromete el desempeño ambiental de la fuente energética.

El ODS 11 Ciudades y comunidades sostenibles. Tiene un indicador nacional: hogares urbanos con **déficit cuantitativo de vivienda** (%): pasar de 6,7% en 2015 a 2,7% en 2030. Este objetivo es muy relevante. Los centros urbanos reúnen al 75% de la población colombiana; sin embargo, la meta no está con la calidad de aire o la sostenibilidad ambiental.

El ODS 13 Acción por el clima tiene un indicador nacional: **reducción de emisiones totales de gases efecto invernadero** (20% a 2030). Aunque Colombia contribuye poco a las emisiones GEI, debería avanzar en el logro de la meta de 30%, comprometida para el evento de que reciba asistencia técnica y apoyo internacional, así como en la reducción de la deforestación y de las otras contribuciones del sector agrícola y ganadero. El sector gubernamental de minas y energía fue el primero en formular un plan sectorial de reducciones. No se conoce el plan respectivo del sector agropecuario y forestal. En el marco de los ODS Fedesarrollo recomienda complementar los compromisos para reducir las emisiones globales con acciones concretas para reducir la contaminación que afecta la calidad del aire e impacta la salud de la población en el nivel local.

Con base en los análisis previos, se formularon los elementos de una política integral de precios de los energéticos que internalice las externalidades causadas por la contaminación del aire y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Elementos de una política integral de precios de los energéticos que conduzca a la reducción de las emisiones de GEI

1. El país es consciente de la necesidad de actuar frente a la amenaza del calentamiento global y en esa medida suscribió el Acuerdo de Paris y formuló sus compromisos. Más del 60% de las emisiones globales son originadas en la

combustión de los productos fósiles. Las emisiones globales son aportadas por los países en diferentes proporciones y están positivamente correlacionadas con el ingreso per cápita. El aporte de Colombia a esas emisiones se explica en más del 60% por el sector agropecuario, de las cuales un 14% proviene de la deforestación y el resto de la ganadería y la agricultura. El transporte aporta alrededor del 14% de las emisiones colombianas. El parque generador de electricidad consume combustibles limpios en mayor medida, pero el suministro es vulnerable al cambio climático. En este trabajo, se examinan las emisiones de la generación eléctrica y del transporte y, en menor medida, las de la industria.

2. La formación de precios de los energéticos en Colombia avanzó desde la adopción de las reformas estructurales emprendidas en los años noventa en el marco de la Constitución Política de 1991, contenidas en particular en las leyes 142 de 1994, de servicios públicos y la ley eléctrica número 143 de ese mismo año. Con esas reformas, en primer lugar, se promovió la inversión pública y privada, en el sector de servicios públicos, con regulaciones que dieran las señales adecuadas en cuanto a remuneración y estabilidad de las reglas; en segundo lugar, se buscó ampliar la cobertura de los servicios en todo el territorio nacional y, en tercer lugar, se incluyó el criterio de acceso y capacidad de pago en el diseño de los precios, previendo un sistema de contribuciones y subsidios cruzados.
3. Los instrumentos fiscales tales como los impuestos y las exenciones se usaron en los últimos 25 años con el doble propósito de recaudar recursos, en vista de las bajas elasticidades precio de la demanda de los combustibles, y con el propósito de atender aspectos particulares de la dinámica de sectores específicos tales como el transporte de carga en el modo carretero, la masificación del consumo del gas natural y la oferta de biocombustibles para estimular el sector agrícola. Apenas en 2016, se crea el impuesto al carbono con objetivo específicamente ambiental.
4. El diseño de una política de precios con objetivos ambientales, esto es con el propósito de desincentivar el consumo de los combustibles más contaminantes o, lo que es equivalente, con la intención de estimular la sustitución por energéticos más limpios, es una tarea en construcción en todo el mundo. Este diseño debe tener en cuenta varios aspectos entre los cuales se destaca la velocidad del ajuste. En todos los casos se requiere un período de transición, con unas metas graduales de reducción de emisiones. Encarecer el consumo de algunos combustibles, en primer lugar, puede no contar con el apoyo político de los consumidores; en segundo lugar, las capacidades instaladas de la producción de esos energéticos quedarán subutilizadas o desmanteladas y los

inversionistas y los empleados serán afectados; se requerirán políticas de compensación o diversificación, lo cual requiere recursos fiscales y aportes de capital a sectores emergentes. En tercer lugar, los ingresos fiscales se verán disminuidos con la reducción de ese consumo y de esa actividad con lo cual los gobiernos verán limitadas sus posibilidades de financiar la transición. Debido a que los mecanismos que establecen señales en el mercado como el impuesto al carbono y los mercados de emisiones pueden no estar disponibles de inmediato, otros tales como premios y castigos o regulaciones taxativas tendrán que ser utilizados, en vista de la urgencia de las decisiones, aunque pueden introducir nuevas distorsiones (Fondo Monetario Internacional, 2019).

5. La adopción de las medidas para contener y reducir las emisiones es urgente, en particular por parte de los mayores emisores, los países de mayor desarrollo industrial y mayores ingresos per cápita. Y son urgentes no sólo para su propio beneficio sino para no agravar la situación de los demás países. Las naciones más desarrolladas cuentan además con mayores recursos para la inversión en investigación y desarrollo, el cual se requiere para no solo hacer viable la sustitución en todos los sectores de los combustibles fósiles sino también para aumentar la eficiencia en el consumo de energéticos de los hogares y de las industrias, en particular de aquellos sectores que hacen un uso intensivo de la energía, y cuya producción no se puede reducir o eliminar sin afectar gravemente el crecimiento del conjunto de la actividad económica. Esos países pueden ofrecer recursos financieros ya asistencia técnica para apoyar a los menos desarrollados en el logro de las metas sin descarrilar el crecimiento ni perturbar su estabilidad política.
6. Colombia está comprometida con la meta de reducir en 2030 el 20% de las emisiones, o en un 30% si cuenta con ayuda tecnológica y financiera internacional. Al ser un país con una abundancia relativa de recursos naturales, cuya explotación está destinada a la exportación, en el caso de los minerales (incluidos los hidrocarburos), y a abastecer la demanda interna de combustibles y alimentos, el reto es la planeación de la transición energética. La idea de una transición implica la de la gradualidad de las políticas. Muy pocos países pueden decidir desmantelar de un momento para otro la producción de combustibles fósiles y mucho menos la de las industrias altamente intensivas en energía como cemento y acero, para mencionar solo algunas, ni sustituir súbitamente los combustibles fósiles por las energías renovables no convencionales. Los países en desarrollo tienen aún más restricciones para precipitar estos ajustes de la matriz energética y en el caso de productores de hidrocarburos y minerales, como Colombia, no es posible diversificar la estructura de las exportaciones de manera súbita porque expondría la economía a serios

desequilibrios externos, al igual que ocurre con la imposibilidad de reemplazar la contribución de los sectores extractivos a las finanzas de la nación y de las entidades sub-nacionales, con los cuales se financia el gasto social y se podría financiar en parte la transición energética.

7. Las recomendaciones entregadas en los informes previos se dividen en dos: las que recomiendan corregir distorsiones de la formación de precios de los energéticos para nivelar el punto de partida y las recomendaciones acerca de los instrumentos económicos que se podrían usar para inducir la reducción de las emisiones GEI, en el nivel mundial, y mejorar la calidad del aire, en el nivel local.
8. El impacto agregado y sectorial de algunas de las recomendaciones se ha estimado con la utilización de los modelos de equilibrio general computable de FEDESARROLLO y el modelo dual. No todas las recomendaciones se pueden modelar debido a algunas restricciones técnicas. Los ejercicios de los dos modelos se complementan con unas micro-simulaciones de efectos de las medidas de precios de combustibles sobre los hogares. Los resultados constituyen una guía para la toma de las decisiones de política pública porque permiten estimar su impacto en el crecimiento, en los costos y la productividad y en los hogares, así como en las finanzas públicas y en el balance externo.

II. RECOMENDACIONES

1. ASPECTOS AMBIENTALES

Las emisiones globales de GEI en 2014 llegaron a las 41.000 Mt de CO_2eq (millones de toneladas de CO_2 equivalente) por año, a las cuales Colombia contribuyó con 233,7 Mt de CO_2eq, es decir el 0,57%.

TABLA1 EMISIONES DE GEI

Emisiones de GEI	Mt de CO_2eq	%
Mundo	41.000	100%
Colombia	233,7	0,57%

En el marco del Acuerdo de Paris, el compromiso de Colombia a 2030 de reducir voluntariamente en un 20% sus emisiones proyectadas, corresponde a una reducción efectiva de 67,5 Mt de CO_2eq. Esto equivale al 0,16% de las emisiones de GEI globales de 2014.

La reducción condicionada a cooperación internacional propuesta por Colombia es de 30% de sus emisiones proyectadas a 2030, que corresponde a 101,25 Mt de CO_2eq. Esto equivale al 0,25% de las emisiones de GEI globales de 2014.

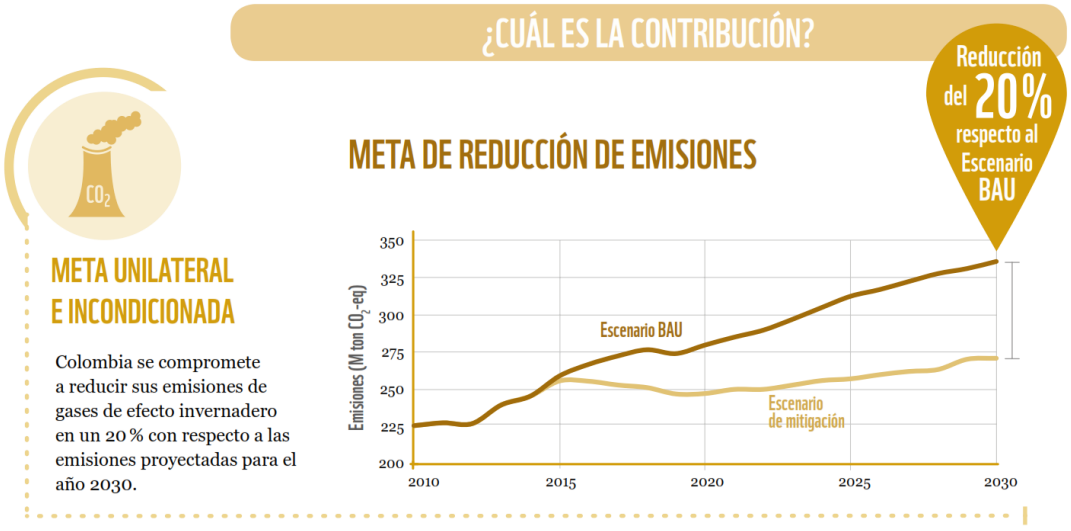
TABLA 2. REDUCCIÓN CONDICIONADA EMISIONES GEI

Emisiones de GEI	Mt de CO_2eq	%
Colombia (2030) sin Reducción	337,5	100%
Colombia (2030) con Reducción Voluntaria	270,0	80%
Reducción Voluntaria Efectiva (2030)	**67,5**	**20%**
Colombia (2030) con Reducción Condicionada	236,25	70%
Reducción Condicionada Efectiva (2030)	**101,25**	**30%**

Fuente: Arbeláez, C, G . Vallejo, M. L. Higgings y E. M. Escobar (2016).

En la siguiente imagen se observa la tendencia esperada de las emisiones de GEI de Colombia en un escenario BAU (*business as usual)*, es decir, sin intervenir para reducir. En este escenario Colombia en 2030, alcanzaría un nivel de emisiones de 337,5 Mt de CO_2eq. Con la reducción voluntaria, esta cifra se reduciría a solo 270,0 Mt de CO_2eq. Con la reducción condicionada, las emisiones de Colombia en 2030 serían tan solo de 236,25 Mt de CO_2eq.

ILUSTRACIÓN 1 META DE REDUCCIÓN DE EMISIONES



Fuente: Imagen tomada de: García et al, 2016.

Para alcanzar la meta de cumplimiento a 2030, se impone una meta al 2022, es decir, al final del actual cuatrienio, de una reducción aproximada del 13,04% de las emisiones de GEI. Esto corresponde a 37,5 Mt de CO_2eq.

TABLA 3. METAS REDUCCIÓN EMISIONES DE GEI

Emisiones de GEI	Mt de CO_2eq	%
Colombia (2022) sin Reducción	287,5	100,00%
Colombia (2022) con Reducción Voluntaria	250,0	86,96%

Esta reducción es a nivel país, con lo cual es discrecional de cada país decidir la combinación de sectores en los que las reducciones contribuyen a cumplir la meta.

El inventario de GEI reportado por Colombia a la CMNUCC es la línea base desde la cual se puede realizar el análisis de alternativas.

INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI EN COLOMBIA (2014)

Las siguientes son las cifras oficiales del Segundo Reporte Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).

TABLA 4 EMISIONES POR ACTIVIDADES (2014)

EMISIONES POR ACTIVIDADES (2014)	Mt de CO_2eq		Participación	
Deforestación	59,11	79,22	25%	33%
Bosque natural permanente	16,50		7%	
Plantaciones Forestales	3,61		2%	
Fermentación entérica	20,62	52,01	9%	22%
Manejo del estiércol	15,27		6%	
Gestión de tierras agrícolas	9,36		4%	
Otras del sector agropecuario	6,76		3%	
Quema de combustibles en centrales térmicas	11,97	32,32	5%	14%
Quema de combustibles en refinerías y en extracción y procesamiento de gas y petróleo	7,17		3%	
Otras del sector minas y energía	13,18		6%	
Uso de combustibles en transporte terrestre	26,41	28,94	11%	12%
Otras del sector transporte	2,53		1%	
Quema de combustibls en industrias	14,28	27,64	6%	12%
Procesos químicos en diferentes industrias manufactureras	8,17		3%	
Otras industria manufacturera	5,19		2%	
Residuos sólidos dispuestos en rellenos regionales	5,01	9,82	2%	4%
Otras saneamiento	4,81		2%	
Quema de comnbustibles en residencias, comercio e instituciones	5,81	7,01	2%	3%
Otras residencial y comercial	1,20		1%	
TOTALES	**236,96**	**236,96**	**100%**	**100%**

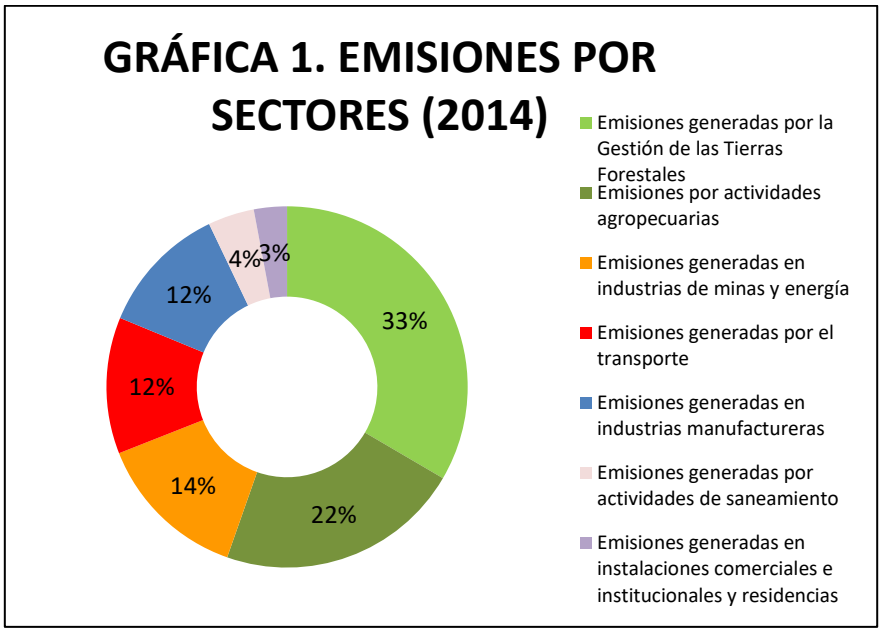
Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA. 2018.

El último año del inventario de emisiones de GEI para Colombia (2014), indica que se emitieron 236,96 Mt de CO_2eq. La participación de los diferentes sectores en estas emisiones fue la siguiente:

TABLA 5. EMISIONES POR SECTORES (2014)

Emisiones generadas por la Gestión de las Tierras Forestales	33%
Emisiones por actividades agropecuarias	22%
Emisiones generadas en industrias de minas y energía	14%
Emisiones generadas por el transporte	12%
Emisiones generadas en industrias manufactureras	12%
Emisiones generadas por actividades de saneamiento	4%
Emisiones generadas en instalaciones comerciales e institucionales y residencias	3%

Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA. 2018.



Elaboración propia.

Se advierte que la gestión de las tierras forestales y las actividades agropecuarias representan el 55% de las emisiones de GEI. En tanto sectores como el de Minas y Energía representan el 14%, y el de transporte el 12%.

La siguiente gráfica ilustra la importancia que tiene la deforestación en las emisiones de GEI de Colombia, la cual genera 59,11 Mt de CO_2eq. Esto significa que una reducción de las emisiones provocadas por la deforestación en un 63,44%, equivaldría a la totalidad de la meta país a 2022, es decir 37,5 Mt de CO_2eq.

Si se toma la meta intermedia de una reducción del 13,04% en las emisiones de todos los sectores para 2022, independientemente de su contribución al PIB y a la generación de empleo, se tiene que la deforestación solamente se tendría que reducir en 9,35 Mt de CO_2eq correspondiente a una reducción de emisiones del 15,82%; el sector ganadero reduciría 5,68 Mt de CO_2eq, el transporte 4,18 Mt de CO_2eq y la industria, 4,37 Mt de CO_2eq.

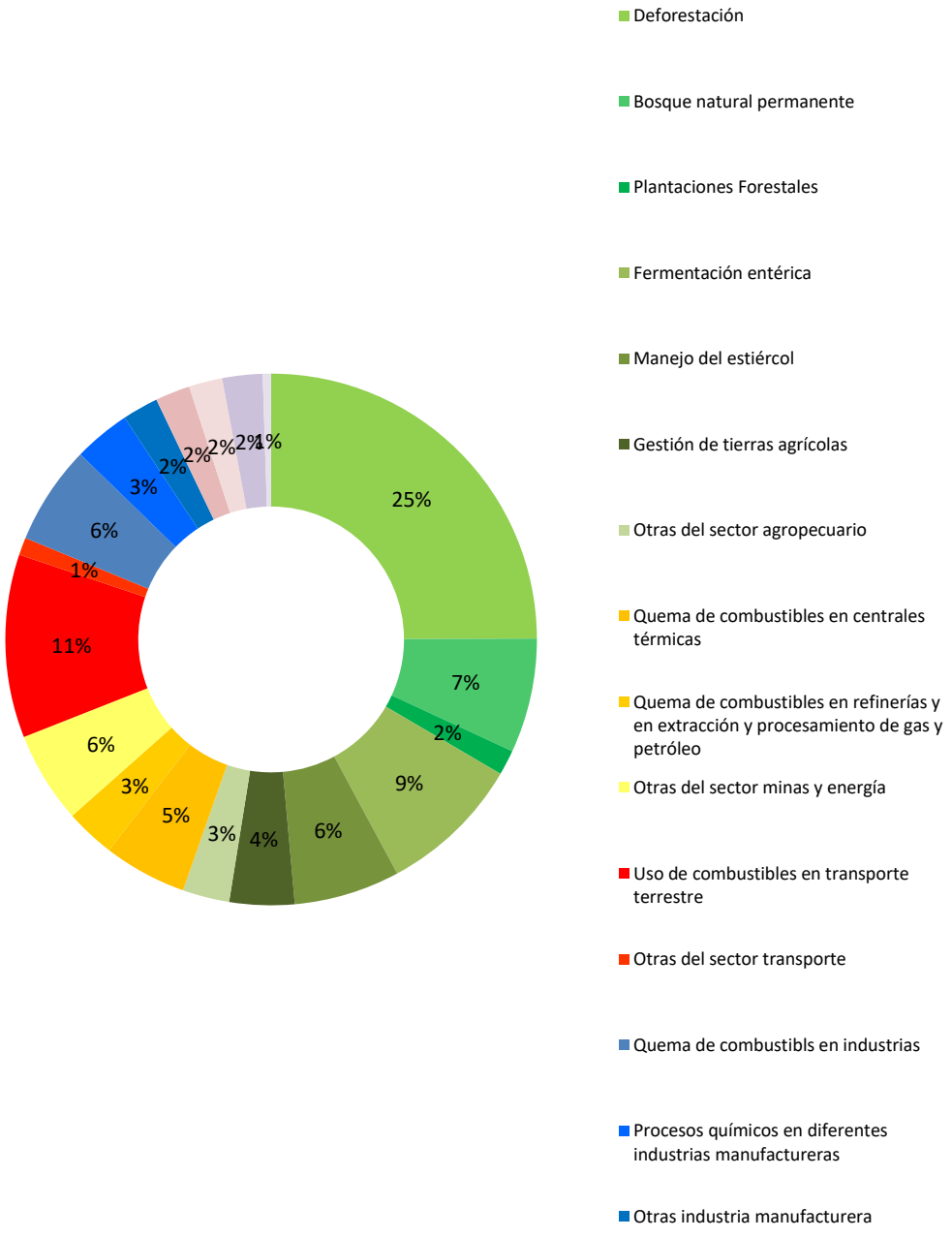
TABLA 6 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI A 2022

REDUCCIÓN DEL 13,04% DE LAS EMISIONES PROYECTADAS DE GEI A 2022	2014	2022 GEI proyectado (21,33%)	2022 con Reducción (-13,04%)	Reducción neta Mt de CO_2eq
Deforestación	59,11	71,72	62,37	- 9,35
Bosque natural permanente	16,50	20,02	17,41	- 2,61
Plantaciones Forestales	3,61	4,38	3,81	- 0,57
Fermentación entérica	20,62	25,02	21,76	- 3,26
Manejo del estiércol	15,27	18,53	16,11	- 2,42
Gestión de tierras agrícolas	9,36	11,36	9,88	- 1,48
Otras del sector agropecuario	6,76	8,20	7,13	- 1,07
Quema de combustibles en centrales térmicas	11,97	14,52	12,63	- 1,89
Quema de combustibles en refinerías y en extracción y procesamiento de gas y petróleo	7,17	8,70	7,56	- 1,13
Otras del sector minas y energía	13,18	15,99	13,91	- 2,09
Uso de combustibles en transporte terrestre	26,41	32,04	27,86	- 4,18
Otras del sector transporte	2,53	3,07	2,67	- 0,40
Quema de combustibls en industrias	14,28	17,33	15,07	- 2,26
Procesos químicos en diferentes industrias manufactureras	8,17	9,91	8,62	- 1,29
Otras industria manufacturera	5,19	6,30	5,48	- 0,82
Residuos sólidos dispuestos en rellenos regionales	5,01	6,08	5,29	- 0,79
Otras saneamiento	4,81	5,84	5,07	- 0,76
Quema de comnbustibles en residencias, comercio e instituciones	5,81	7,05	6,13	- 0,92
Otras residencial y comercial	1,20	1,46	1,27	- 0,19
TOTALES	**236,96**	**287,50**	**250,01**	**-37,49**

Sometiendo estas cifras a un análisis de alternativas, es evidente que la afectación de todos los sectores con metas porcentuales iguales no es lo más acertado desde el punto de vista ambiental y económico, puesto que la deforestación, además de no contribuir al PIB, tiene repercusiones ambientales negativas adicionales a las emisiones de GEI, como la pérdida de biodiversidad, la alteración del ciclo hídrico a nivel regional y local y la pérdida de hábitat para comunidades étnicas.

Finalmente, es importante señalar la importancia estratégica que tiene la capacidad de **absorción** de GEI de Colombia frente al cumplimiento de los compromisos de reducción neta de estas emisiones.

GRÁFICA 2. EMISIONES POR ACTIVIDADES (2014)



Teniendo en consideración que los compromisos internacionales adquiridos por Colombia están medidos en términos de emisiones netas de GEI, resulta necesario evaluar las posibilidades de absorción con que se cuenta.

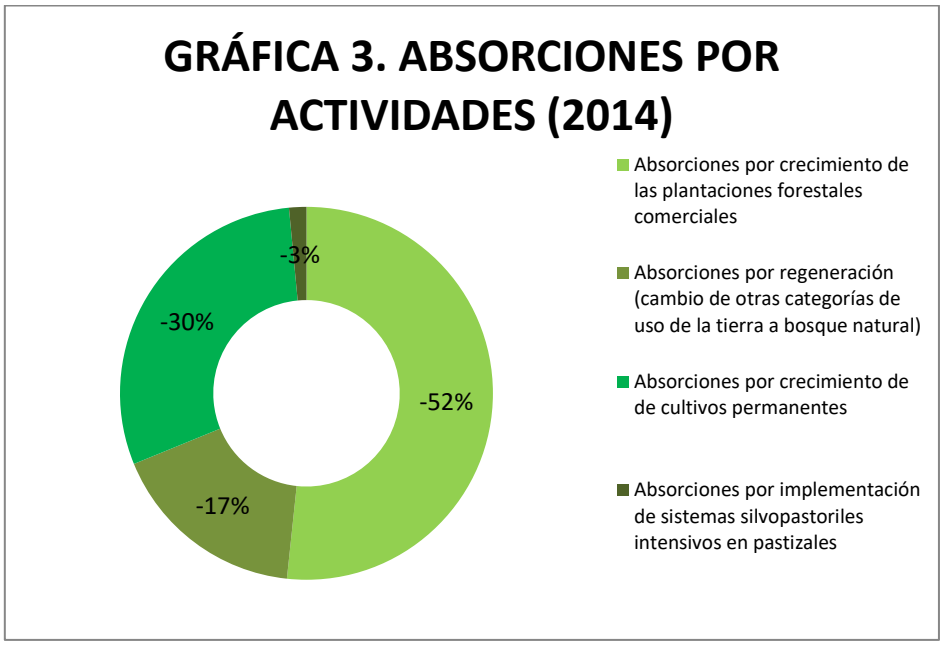
Las siguientes cifras corresponden a las 22,64 Mt de CO_2eq que fueron absorbidas por los sectores forestal y agropecuario en 2014:

TABLA 7. ABSORCIONES POR ACTIVIDADES (2014)

ABSORCIONES POR ACTIVIDADES (2014)	Mt de CO_2eq	
Absorciones por crecimiento de las plantaciones forestales comerciales	-11,7	52%
Absorciones por regeneración (cambio de otras categorías de uso de la tierra a bosque natural)	-3,88	17%
TOTAL ABSORCIONES GESTIÓN DE TIERRAS FORESTALES	**-15,58**	**69%**
Absorciones por crecimiento de de cultivos permanentes	-6,72	30%
Absorciones por implementación de sistemas silvopastoriles intensivos en pastizales	-0,34	2%
TOTAL ABSORCIONES POR ACTIVIDADES AGROPECUARIAS	**-7,06**	**31%**
ABSORCIONES TOTALES	**-22,64**	**100%**

Fuente: IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA. 2018.

La participación por actividades en la absorción de GEI se ilustra en la siguiente gráfica, en la que se evidencia la capacidad que tienen las plantaciones forestales comerciales, que representaron en 2014 el 52% de las absorciones. El potencial es muy significativo, si se considera que para ese año las plantaciones forestales en Colombia cubrían un área inferior a 500.000 hectáreas y que, según la UPRA, las áreas con vocación forestal en Colombia suman más de 16 millones de hectáreas.



Elaboración propia.

El costo de evitar la emisión de una tonelada de CO_2 no es el mismo para todos los sectores de la economía. Más aún, al interior de cada sector existen varias acciones y

opciones tecnológicas de reducción de esas emisiones; y sus correspondientes cotos de reducción son distintos. Entonces, si el objetivo es lograr las metas nacionales de reducción de emisiones a los menores costos posibles, lo eficiente sería no asignar a todos los sectores las mismas metas de reducción, sino buscar en el corto plazo metas más ambiciosas en los sectores que pueden lograr las mayores reducciones a los menores costos, y dejar para más adelante los objetivos más costosos.

La Universidad de los Andes estimó en 2014 los costos de abatimiento de las emisiones de Gases con Efecto de Invernadero de distintos sectores de la economía, y de distintas acciones u opciones tecnológicas[1]. Ese estudio evidenció que existen grandes diferencias entre los sectores en cuanto a sus costos de mitigación, y que al interior de cada sector existen distintas acciones y opciones tecnológicas de mitigación, con costos diferentes. Más aun, es muy frecuente que esas acciones y opciones tecnológicas de reducción no solo no generen costos positivos, sino que generen costos negativos (beneficios). De hecho, ese estudio encontró que el potencial de mitigación de los distintos sectores de la economía varía entre 10% y 50% de las emisiones acumuladas en el período 2010-2040; y que el 50% de ese potencial corresponde a acciones con costos negativos.

Entonces, más que concentrarse en el corto plazo en los sectores que hacen los mayores aportes a las emisiones, lo eficiente sería priorizar las acciones y procesos industriales que conducirían a las mayores reducciones de emisiones, a los menores costos.

A continuación, se presentan, de manera resumida, los resultados del estudio de la Universidad de los Andes antes mencionado. Con base en esa información se propone una estrategia para la priorización eficiente de las intervenciones estatales dirigidas a incentivar la reducción de las emisiones de Gases con Efecto de Invernadero. Estos análisis se deben complementar con otros indicadores para establecer las prioridades de la política pública tales como la contribución de cada sector al PIB y el impacto y costo de una mezcla de instrumentos en un horizonte de implementación gradual.

En el año 2010 las emisiones del ***sector agropecuario***, incluyendo deforestación, fueron de cerca de 62 millones de toneladas de CO2-eq. Este sector aporta cerca del 52% de las emisiones de Gases con Efecto Invernadero en Colombia (IDEAM, 2009). La deforestación corresponde al 14% de las emisiones nacionales; y el resto de las actividades del sector agropecuario aportan el 38% (fermentación entérica 48%, la gestión de suelos agrícolas 47%, el cultivo de arroz 2%, manejo del estiércol 1.7% y la quema de sabanas y residuos agrícolas 0.2%)[2]. El mayor aporte lo hace la ganadería pues las emisiones asociadas con estiércol aportan más del 85% del total de las

[1] Universidad de los Andes. 2014. Productos Analíticos para Apoyar la Toma de Decisiones sobre Acciones de Mitigación a Nivel Sectorial: Curvas de Abatimiento para Colombia.

[2] Fermentación entérica 48% de las emisiones, la gestión de suelos agrícolas 47%, el cultivo de arroz 2%, manejo del estiércol 1,7% y la quema de sabanas y residuos agrícolas 0,2%. El mayor aporte lo hace la ganadería pues las emisiones asociadas con estiércol aportan más del 85% del total de las emisiones de la sub-categoría de suelos agrícolas. Así las cosas, el aporte de la ganadería cercano al 90% de las emisiones totales del sector agropecuario.

emisiones de la sub-categoría de suelos agrícolas. Así las cosas, el aporte de la ganadería es cercano al 90% de las emisiones totales del sector agropecuario. Lo anterior evidencia el enorme potencial que tiene el mejoramiento tecnológico del sector agropecuario, y principalmente la ganadería, para la reducción de emisiones.

El análisis de costos de abatimiento adelantado por la Universidad de los Andes encontró que todas las opciones tecnológicas analizadas para la ganadería y para el sector agrícola en general, generarían ahorros netos; y que la aplicación de estas medidas tendría un potencial de reducción de 344 millones de toneladas de CO_2-eq en el período 2010-2040. Esto corresponde al 12% de las emisiones totales del escenario de referencia (2010). Evidentemente, la contribución del sector agropecuario, en particular la ganadería, a las emisiones de GEI, el potencial de reducción y los beneficios económicos que generaría la adaptación de mejores prácticas y tecnologías, demuestran la importancia de este sector para el cumplimiento de las metas nacionales y para el mejoramiento de los niveles de bienestar social.

El ***sector residuos***, por su parte, aportó el 5,7% de las emisiones nacionales en el año 2004 (IDEAM, 2009). Su potencial de mitigación en el período 2010-2040 es de 290 millones de toneladas de CO2-eq. La mayor parte de las medidas de reducción de esas emisiones (el 85%), aunque implican costos positivos de abatimiento, esos costos son menores a 10 USD/t CO2-eq. Como en el sector agropecuario, en el caso del sector de residuos, la contribución corresponde principalmente a las emisiones de metano que genera la descomposición anaeróbica de la materia orgánica en rellenos sanitarios y sistemas de tratamiento de aguas residuales. En el sector de residuos existe la oportunidad del aprovechamiento para fines energéticos de ese metano. Sin embargo, de acuerdo con el estudio de la Universidad de los Andes antes citado, esas opciones tendrían costos netos positivos por lo que su aceleramiento requeriría de intervenciones estatales nuevas (subsidios, etc.).

El cuanto al sector de generación de ***energía eléctrica*** se tiene que la hidro-energía tiene una alta participación y que el sector residencial es su mayor consumidor. El factor de emisión del país se ve muy afectado por eventos climáticos extremos. Se prevé que las emisiones de CO_2 del sector aumentarán desde 11 millones de toneladas en el 2010 hasta 39 millones de toneladas en 2040. Las estrategias de mitigación valoran la complementariedad entre las fuentes hídricas y las no convencionales de energía. Entre los escenarios evaluados por IDEAM, el más optimista podría evitar la emisión de 63 millones de toneladas de CO2-eq entre 2010 y 2040, y tendría un costo incremental de 1.600 millones de dólares.

En un escenario inercial, las emisiones asociadas a la generación eléctrica con diésel en las zonas no interconectadas (ZNI) crecerían desde 270.000 toneladas anuales de CO_2 en el año 2010 hasta 360.000 en el 2040. Los sistemas híbridos (diésel-renovables) para generación en ZNI podrían sustituir entre el 50% y el 70% del diésel, y evitar la emisión de hasta 2,2 millones de toneladas de CO2-eq durante el período 2010-2040, y asegurar ahorros de hasta 10 millones de dólares, en ese período.

En sector de petróleo y gas, el energético de mayor uso es el gas natural que representa el 80% de la energía que se consume en el proceso de refinación. En el transporte los principales energéticos son el crudo y el gas natural. Las emisiones asociadas al ***petróleo y al gas*** fueron de 9 millones de toneladas de CO_2-eq en el año 2010, y crecerían hasta 12 millones en el escenario inercial para el año 2040. Por su parte, las asociadas a la oferta de carbón crecerían entre el 2010 y el 2040 a una tasa anual del 2,7% desde 5 millones de toneladas de CO_2-eq. Las opciones tecnológicas disponibles en estos sectores evitarían la emisión de cerca de 140 millones de toneladas de CO_2-eq; la mitad de esas opciones generarían ingresos adicionales por la recuperación de energéticos, la reducción en consumo de energía y por incrementos en las tasas de producción. Esas medidas podrían reducir, entre 2010 y 2040, en 16% de las emisiones del sector; y su costo sería cercano a 1.500 millones de USD.

Cinco sub-sectores industriales demandan más del 80% de la energía que demanda la manufactura[3]. Sin embargo, cerca del 60% de la energía que consume el sector industrial corresponde a energías relativamente limpias (eléctrica y a gas). En el escenario tendencial, las emisiones aumentarían entre 2010 y 2040 desde 20 hasta 73 millones de toneladas de CO_2-eq. El potencial de mitigación de las medidas disponibles en estos sub-sectores es de 330 millones de toneladas de CO_2-eq lo que representa el 26% de las emisiones totales entre 2010 y 2040; y su costo total sería de 330 millones de USD. La mayor parte de esas medidas disponibles se relacionan con el aumento la eficiencia energética de las calderas y en la sustitución de combustibles fósiles por biomasa en los procesos industriales. En todos los casos, el costo de implementación de estas medidas sería negativo. Por lo anterior, esos cambios podrían darse sin necesidad de intervenciones estatales (precios) que generen incentivos adicionales.

Los cerca de 12 millones de hogares que constituyen el sector ***residencial*** consumen el 40% de la energía eléctrica que se genera en el país, el 22% del gas natural, y el 80% de GLP y la leña; y aportan el 5% de las emisiones de GEI. En 2010, la emisión por consumo doméstico de energía fue de 12 millones de toneladas de CO_2-eq, y se prevé que en 2040 podría llegar a 25 millones de toneladas. El crecimiento de la clase media es deseable; el aumento del consumo per cápita de energía de un país como Colombia en el sector de hogares es bienvenido, es la expresión de la elevación del bienestar y es inevitable. Lo que se requiere es la elevación de la eficiencia en el consumo energético. Las opciones dirigidas a mejorar la eficiencia de gasodomésticos son costo efectivas; y su costo neto de implementación es negativo.

El sector ***transporte*** es el de mayor consumo de energía en el país; y es, después del sector agropecuario, el que hace la mayor contribución a la emisión de Gases con Efecto Invernadero. Es responsable del 12% de las emisiones nacionales (IDEAM, 2009); y, de acuerdo con el estudio antes citado de la Universidad de los Andes, el subsector carretero

[3] Cemento genera entre el 34% y el 43% de las emisiones, alimentos y bebidas cerca del 15%, químicos el 14%, procesos productivos el 13%, papel el 10%; y hierro y acero el 9%.

representa el 90% de la demanda de energía del sector. El transporte de carga (urbano e interurbano) es actualmente el de mayores aportes a las emisiones (43%), seguido por el transporte público (21%).

Bajo el escenario inercial, las emisiones de CO_2 crecen, entre 2010 y 2040, al 3,7% anual, a partir de 24 millones de toneladas de CO_2. El potencial de las opciones con que cuenta el sector para evitar emisiones es de 290 millones de toneladas de CO_2-eq entre 2010 y 2040; y en su conjunto las reducciones tienen un costo negativo de 2.900 millones de USD.

Las opciones de mitigación evaluadas por la Universidad de los Andes incluyen y destacan la potencial contribución de este sector mediante el uso tecnologías y combustibles de mayor carbono eficiencia; principalmente en los vehículos de transporte de carga (urbano e interurbano), y en el transporte público de pasajeros. De manera específica ese estudio prioriza la utilización de vehículos eléctricos en la flota de transporte público masivo (ciudades principales) y en el transporte público individual (taxis), la utilización de taxis híbridos, y de GNL y GNC, en la flota de carga. Teniendo presente la significativa contribución del sector del transporte a las emisiones de GEI y que el volumen de esas emisiones depende de los combustibles que se utilicen, se requiere generar los incentivos económicos necesarios para acelerar el ritmo al cual los combustibles y energéticos más limpios sustituyan a los combustibles fósiles, principalmente al diésel que se utiliza en el transporte de carga y pasajeros.

Los distintos sectores de la economía son heterogéneos en cuanto a su aporte a las emisiones de GEI, y en cuanto a los costos y los beneficios de las distintas opciones con que ellos cuentan para reducir esas emisiones. Se pone de presente la necesidad de priorizar esas opciones con miras a aumentar la eficiencia económica de las estrategias nacionales de mitigación. La definición de una meta igual para todos los sectores probablemente no sería eficiente en la medida en que en algunos sectores sería necesario invertir recursos significativos para alcanzar reducciones modestas en tanto que en otros podría ocurrir lo contrario. Adicionalmente, en vista de que la contribución de los distintos sectores de la economía a las emisiones de GEI varía ampliamente, lo eficiente sería concentrar las intervenciones del gobierno, en materia de precios de los energéticos, en los sectores y opciones tecnológicas de mayor impacto potencial. Esto sin abandonar el propósito de continuar controlando las emisiones de todos los sectores y estimular el incremento de la eficiencia energética. En este sentido, parece prioritario el caso de los energéticos y combustibles del sector transporte, en particular el de carga (urbano e interurbano) y el masivo de pasajeros.

Una de las maneras de buscar eficiencia económica en las estrategias nacionales de reducción de la emisión de GEI es, como se ha dicho antes, incentivado las reducciones en aquellas opciones y alternativas tecnológicas que resulten ser más costo-efectivas. Los mercados de carbono, regulados, voluntarios, nacionales, regionales y globales, se han venido estructurando precisamente con ese objetivo. Esos mercados permiten a los distintos emisores transar entre ellos las “emisiones evitadas” que se acreditan mediante

la emisión de “bonos de carbono” o “Certificados de Reducción de Emisiones”. Bajo este sistema, los recursos se dirigen hacia las opciones y tecnologías de mayor costo-efectivo. Entonces, si bien el gobierno nacional podría asignar metas de reducción a los distintos sectores o a los distintos procesos industriales, entre ellos se podrían transar esas reducciones cuando el mercado esté desarrollado y maduro.

Adicionalmente, teniendo presente que en Colombia se ha creado un impuesto al carbono, ese impuesto bien podría ser pagado, a menores costos, mediante la presentación de los “bonos de carbono” adquiridos en el mercado nacional de carbono, cuando ese mercado esté estructurado.

La recomendación es buscar estas soluciones costo- eficientes, sin desconocer la economía política de las decisiones en el sector agropecuario y en el ámbito de evitar la deforestación que se encuentran con limitaciones en la capacidad del estado para ejercer un control efectivo de la deforestación, de las prácticas extensivas de la ganadería y de la minería ilegal en el país. De otro lado, todos los sectores deben contribuir a la reducción de las emisiones GEI y la sociedad debe cambiar sus prácticas y su cultura de producción y consumo para contribuir a reducir los efectos del calentamiento global.

Desde la perspectiva de la política para alcanzar los ODS, se requiere diferenciar los contaminantes que causan el cambio climático global como los que causan las emisiones GEI (CO_2, CH4 y CFC) y los de interés local. Los contaminantes atmosféricos de interés local son aquellos que por su naturaleza patogénica afectan la salud de las personas expuestas a ellos. Entre estos están las partículas (PM_{10} y PM_5)[4], el Monóxido de Carbono, el Ozono (O_3), los Óxidos de Nitrógeno (NO_X), y el Dióxido de Azufre (SO_2) entre otros.

El consumo de combustibles fósiles está en el origen tanto de problemas de contaminación atmosférica de interés global, como de interés local. Es por eso que varias de las medidas de control de las emisiones de CO_2 (de interés global), evitan también las emisiones contaminantes de interés local como las partículas, el Monóxido de Carbono (CO) y el Dióxido de Azufre (SO_2). Este es el caso de medidas tales como la sustitución de combustibles (ejemplo: diésel/gasolina por gas), el mejoramiento de la eficiencia en el uso de combustibles fósiles, la utilización de biocombustibles o de fuentes alternas de energía, y el mejoramiento de la eficiencia de los sistemas y medios de transporte.

Los contaminantes de interés local generan enfermedades, limitan la productividad de las personas y sus actividades, incrementan los costos de los servicios de salud y causan muertes. En el año 2015, la contaminación del aire causó 8.000 muertes en Colombia[5]. El costo social generado por los contaminantes de interés local en Colombia se estima en 12,3 billones de pesos, equivalentes al 1,5% del PIB del año 2015[6]. Esos son los

[4] Partículas con diámetros menores a 10 y a 5 micras, respectivamente.
[5] https://www.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/2018.aspx
[6] DNP, 2018. Valoración económica de la Degradación Ambiental en Colombia

costos que se evitaría la sociedad colombiana si, en aras de resolver problemas ambientales globales, resolviera también los problemas de contaminación del aire en las ciudades7.

El problema de los contaminantes atmosféricos localmente relevantes se concentra principalmente en las ciudades, y está asociado principalmente al consumo de combustibles fósiles para el transporte. En Bogotá los vehículos aportan el 78% de las emisiones[8], y el Medellín aportan el 81% de las emisiones de partículas[9]. Otras fuentes significativas de emisión son las plantas industriales e instalaciones artesanales (por ejemplo, ladrilleras) que consumen combustibles fósiles; principalmente carbón y diésel.

Ahora bien, debe tenerse presente que no todas estas medidas de política serían igualmente costo-eficientes en cuanto a la reducción de emisiones. Algunas de ellas podrían generar, en el corto plazo, beneficios ambientales –globales y locales- tan sólo marginales; en tanto que sus costos sociales podrían llegar a ser injustificablemente altos. Este podría ser el caso, por ejemplo, de subsidios dirigidos a la sustitución o de la entrada masiva, en el corto plazo, de vehículos eléctricos. Por lo anterior, la senda de precios que se adopte para los distintos combustibles debe favorecer una transición gradual que permita la entrada de las distintas opciones y tecnologías en el momento oportuno**:** cuando su entrada genere los mayores beneficios sociales y ambientales a los menores costos posibles.

2 ASPECTOS REGULATORIOS

2.1. **Origen y convergencia**. En los dos documentos previamente allegados donde se aborda el tema de precios y la sustitución, se mencionan elementos regulatorios relevantes para elaborar un programa ordenado de sustitución. En primer lugar, es menester considerar que la regulación que debe operar para el mercado energético es una convergencia entre el derecho y la economía. La regulación, para este caso se define como una actividad ejercida por los Estados –muchas veces a través de autoridades administrativas– para controlar el desarrollo de actividades sociales por medio de normas jurídicas[10]. Así, la regulación condiciona la conducta de los agentes económicos y fija criterios de eficiencia y transparencia en el mercado. Esta convergencia y el condicionamiento debe estar definido en normas escritas.

2.2. **Reglamentaria y dinámica**. Los programas de sustitución suponen el constante monitoreo de sus resultados y la adecuación según esta información. El régimen colombiano supone que la regulación debe ser escrita y sujeta de

[7] Estos problemas normalmente no se resuelven. Se administran, tratando de mantener las concentraciones de los gases nocivos para la salud en niveles socialmente tolerables.
[8] Secretaría Distrital de Ambiente de Bogotá. 2014. Inventario de Emisiones.
[9] Área Metropolitana del Valle de Aburrá. 2015 Inventario de Emisiones.
[10] Baldwin, Robert et.al. Understanding Regulation: Theory, Strategy, And Practice. Oxford University Press (2012). Pgs. 2 – 3.

controles, pero este principio no es limitante para construir disposiciones regulatorias dinámicas. El soporte de la regulación es escrito, en los documentos anteriores se indicaron las normas de orden constitucional y legal que generan la función regulatoria y dentro de estas últimas se mencionó que la costumbre mercantil tiene un soporte normativo que permite adoptar reglas vinculantes en el mercado de acuerdo con las prácticas comerciales operantes en un mercado[11]. Estas posibilidades son útiles para desarrollar programas diversos de sustitución. Por ejemplo: en zonas rurales donde el objetivo es sustituir la leña por otro energético tal vez el direccionamiento de conducta no aplica a través de normas escritas que son difíciles de hacer cumplir sino a través de esquemas transaccionales de acuerdos a los usos y costumbres del lugar. También la regulación debe ser dinámica en considerar variables que al momento de realizar una transición energética no existen pero que si luego aparecen se pueden integrar sin romper el esquema. En el documento de precios se mencionó el caso de los datos personales y la posibilidad de construir un mercado secundario de datos[12]. Un objetivo de la regulación es revelar los costos de transacción de un bien o servicio y en ese propósito se busca imprimir criterios de eficiencia como reducir la entrega física de facturas, monitorear el comportamiento de consumo de los consumidores y facilitar los beneficios de la figura de la Respuesta de la Demanda, la cual se definió en el documento de sustitución. Así, los programas de transición deben buscar adecuarse a las características del consumidor (conceptos básicos en zonas rurales donde puede operar la costumbre mercantil o conceptos más elaborados cuando el usuario dispone de información en tiempo real).

2.3. **Generadora de eficiencia**. Previamente se ha indicado que la eficiencia es un concepto de orden constitucional que no se puede excluir. Un instrumento para generar eficiencia es implementar esquemas competitivos donde los programas de sustitución se valoren a través de la demanda mediante decisiones de consumo. Ahora bien, también es importante recalcar que la competencia, como se indicó previamente, no es ni el único esquema ni opera en todos los casos. Puede ocurrir que la transición obedezca a razones de seguridad energética, preservación de recursos escasos, incentivos para promover el consumo de un energético abundante etc., y, en estos casos, la competencia no opera, pero sí debe hacerlo la eficiencia.

2.4. **Vigilante de la relativa libertad de la demanda**. Los programas de sustitución no pueden excluir los derechos de la demanda, en especial aquellos que se

[11] Código de Comercio, artículo 3 “la costumbre mercantil tendrá la misma autoridad que la ley comercial, siempre que no la contraríe manifiesta o tácitamente y que los hechos constitutivos de la misma sean públicos, uniformes y reiterados en el lugar donde hayan de cumplirse las prestaciones o surgido las relaciones que deban regularse por ella. En defecto de costumbre local se tendrá en cuenta la general del país, siempre que reúna los requisitos exigidos en el inciso anterior.”

[12] Kristin Lauter, Investigadora principal de criptología e intimidad en Microsoft: “cedemos los datos sin recibir nada a cambio”. Elpais.es, Edición Nacional del 10 de agosto de 2019.

relacionan con los costos que debe asumir por consumir un determinado energético. La regulación, en parte, se creó para implementar controles o para generar libertades cuando las necesidades lo indiquen preservando el criterio de legalidad.

2.5. **Respuesta de la demanda**. La regulación es el instrumento para que los derechos de la demanda sean efectivos en los procesos de transición. De conformidad con la definición de Respuesta de la Demanda dispuesta en la ley 1715 de 2014, para hacer efectivo el consumo eficiente se requiere que la regulación revele costos con una rapidez que le permita a la demanda ejercer sus derechos en momentos de consumo punta.

2.6. **Análisis de impacto**. Se debe considerar a la demanda y los impactos que se pueden generar, por lo cual una práctica proveniente de las recomendaciones de la OECD como el Análisis de Impacto Normativo – AIN, es necesaria antes de implementar cualquier decisión regulatoria. Una de las decisiones de política debe ser informar al consumidor final con el detalle de los beneficios y costos que conlleva la implementación regulatoria. El AIN puede ayudar en ese sentido.

2.7. **Adecuación de conducta**. Promover esquemas en los que se desarrollan precios eficientes e incentivar comportamientos competitivos en el mercado, es una función otorgada por la Ley 142 de 1994 a las Comisiones de Regulación, por lo cual es necesario considerar el excedente del consumidor en una evaluación *ex-ante* para definir las características que debe tener el desarrollo de las reglas económicas que regirán la política de diversificación energética.

2.8. **Competitividad y monopolios**. Al analizar la política pública se debe considerar las externalidades negativas que se pueden generar a partir de esa política. Se debe diferenciar entre la regulación que se especificaría para una actividad en competencia y la regulación que se daría para los monopolios simples o monopolios naturales. Así, se identifican los actores que deben soportar las externalidades o si estas deben ser asumidas por la demanda en general.

2.9. **Integralidad del objetivo ambiental**. La regulación debe estar armonizada en el enfoque de la transición energética. El marco normativo no se debe focalizar únicamente en el cumplimiento de metas ambientales, este debe contener perspectivas de crecimiento económico sostenible, es decir, la regulación define el esquema de remuneración y precios para las diferentes alternativas energéticas y las intervenciones adicionales deben abordar las fallas en el mercado.

2.10. **Incentivos**. La regulación debe contener un esquema de incentivos que esté acorde con la dinamización de la demanda frente a cada uno de los energéticos

objetivos, tomando como trayectoria, por ejemplo, la estructura que viabilizó el plan de expansión de gas natural en los años noventa.

RECOMENDACIONES GENERALES REGULATORIAS

1. Considerar a la demanda como el principal actor en los programas de transición energética. Cualquier plan que se implemente debe considerar el tipo de demanda que opera en el mercado que se pretende sustituir y sus características particulares.

2. Los programas de transición deben identificar el objetivo que se pretende lograr. Así, si: i) tiene un propósito de protección, si se busca la preservación de un bien escaso, por ejemplo, cuando se incentiva un energético que sustituye el consumo de leña para proteger los bosques; ii) tiene un fin de diversificación, si la intención es incentivar el consumo de un energético que existe en abundancia pero que no hay una costumbre de consumo en la demanda, por ejemplo, cuando los CONPES de los años ochenta incentivaron el consumo del gas natural para sustituir líquidos; iii) presenta un objetivo de seguridad en el abastecimiento si el fin es desincentivar el consumo de un energético que se transa en el mercado por razones de posible desabastecimiento, normas técnicas que lo hacen inviable o en general razones comprobables que hacen necesario que se migre a otro energético; iv) de implementación de una directriz de consumo, cuando se concluye que es beneficioso pasar el consumo hacia un energético que produce mayores beneficios dentro de la política pública, por ejemplo, la generación renovable y v) si se busca preservar la estabilidad macroeconómica y los recursos que aportan las exportaciones al balance externo y los impuestos y dividendos a las finanzas públicas y contribuir con ello a la financiación de la transición.

3. En el desarrollo del principio de legalidad se debe observar el texto constitucional, pero precisando que la norma regula la sustitución como un derecho ambiental y es relevante integrar otros aspectos de orden económico, competencia y seguridad energética.

4. Al momento de estructurar los planes de sustitución a través de normas vinculantes se debe valorar que al implementar una política pública de sustitución se genera una posición de dominio del Estado frente a la demanda y, en ese sentido, se debe evitar el abuso de esa posición de dominio. Una forma de abuso es condicionar a la demanda para tomar decisiones de consumo erróneas.

5. Expedir normas que incentiven la producción de energía que permitan a la demanda hacer sustitución parcial y paulatina. No necesariamente la sustitución debe ser total y aplicable en un solo momento. La ley 1715 de 2014 es un ejemplo positivo que incentiva la inversión, considera la demanda y genera un esquema ordenado de sustitución. Previo a la implementación de programas de transición es necesario identificar las características del mercado. Así, en un

mercado con competencia energética debe calibrarse que los programas no la alteren y, con ello, no se genere un posible abuso de posición de dominio. Es importante ponderar que, si esto se genera, la consecuencia posible es que una decisión judicial anule los programas de transición.

6. Los programas de sustitución deben considerar criterios como lo significatividad en el mercado. Esto opera para mercados donde hay energéticos en competencia. Si los programas de sustitución no alteran la competencia ni modifican sustancialmente los intereses de los inversionistas y de la demanda, no deberían considerar en su totalidad las reglas dispuestas en el derecho de la competencia.

7. Los programas de sustitución deben integrar nuevas formas de valor que genera la demanda, como los datos personales que son un instrumento para medir y calificar el tipo de demanda.

8. Los documentos CONPES y el Plan Nacional de Desarrollo se constituye en un instrumento relevante en la definición de política pública de sustitución. Como se indicó en documentos anteriores, el articulado constitucional limita los temas de sustitución a asuntos ambientales, lo cual puede resultar restrictivo. Una forma de ampliar el concepto es a través del Plan Nacional de Desarrollo.

9. La sustitución por un combustible limpio es costosa. Para realizar un programa de sustitución hay que revisar la restricción presupuestal no solo del gobierno, sino de los consumidores. Se debe considerar cada uno de los segmentos de demanda de energéticos operantes en el mercado, para definir el plan de sustitución energética que mejor se ajusta a sus características particulares.

10. En la perspectiva que se le dé a la transición energética, se debe considerar el componente ambiental dentro del objetivo de lograr un crecimiento económico sostenible. Los compromisos ambientales proyectan la meta, pero las decisiones de desarrollo económico sostenible trazan el camino.

11. Una política de subsidios focalizados es una herramienta que permite incentivar el consumo y se pueden reducir las externalidades negativas propias de una determinada actividad. En particular, la escasez de recursos y problemas medioambientales son los factores que dictaminan el direccionamiento del consumo de energéticos.

12. A través de subsidios e impuestos, el gobierno puede establecer el mecanismo de asimilación de una externalidad y así mismo trasladarla a la demanda.

3. POR SECTOR

ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Es necesario propender por un desmonte ordenado y progresivo de subsidios para el sector residencial y focalizar esta política de apoyo en torno del SISBEN.

2. Se debe promover el consumo de energía eléctrica de manera desagregada para el país, es decir, la evaluación individual de las zonas rurales y aisladas deben procurar mantener un margen aproximado de demanda cercano al objetivo nacional. De esta forma se pueden lograr avances importantes en el desarrollo humano y bienestar.

3. La creación o promoción del operador independiente del sistema (ISO), puede dinamizar a la demanda para participar en el mercado de energía como vendedores.

4. En el proceso de electrificación es posible que se consuma una mayor cantidad de gas natural. El gas natural es el combustible fósil más versátil y menos contaminante para mejorar la firmeza contractual, por lo cual, las políticas deben considerar la promoción de inversión para mejorar el abastecimiento.

5. El objetivo de una política de subsidios para la electricidad debería enfocarse en los hogares más vulnerables energéticamente reduciendo así el costo fiscal de los subsidios.

6. La promoción de políticas orientadas en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías es necesaria.

GAS NATURAL

1. La identificación del sector industrial que consume carbón como potencial foco de sustitución con gas natural determina a esta demanda como el principal foco de trabajo.

2. El potencial de sustitución de diésel y gasolina por gas natural enmarca el ejercicio de incentivos que a nivel gubernamental se debe desarrollar. Un caso de éxito es el transporte masivo implementado en diferentes ciudades colombianas (Cartagena, Medellín, Bogotá, etc.). Sin embargo, no todas las ciudades tienen los volúmenes de esas ciudades y se requiere pensar soluciones intermedias. Por otro lado, la UPME tiene identificado un mayor potencial en el transporte de carga con tecnologías viables, pero aún no implementadas como el GNL, por lo cual el Ministerio de Transporte y el

Ministerio de Minas y Energía deben establecer técnicamente la viabilidad de tal sustitución.

GLP

1. De acuerdo con la oferta vigente de Gas Licuado del Petróleo - GLP en el país, el uso de este combustible para automotores (AUTOGAS) está sujeto a la importación.

2. El GLP en Colombia es un combustible con objetivo rural, por lo cual el gobierno nacional puede considerar la evaluación detallada de un análisis costo – beneficio frente a los combustibles líquidos utilizados para generar en la Zonas No Interconectadas – ZNI. Con base en los resultados se definirían esquemas que viabilicen la incursión del GLP en la generación aislada en los puntos donde se cumpla un uso óptimo del combustible.

3. La sustitución de la leña se puede incrementar ampliando el ejercicio actual de subsidios en la zona rural. Trabajar en la mejora del programa de focalización de subsidios vigente para viabilizar su implementación en otras regiones de la nación habilitarían a la demanda para efectuar su uso.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

1. Los combustibles líquidos operan como un energético en la mayoría de las actividades productivas de la economía. En Colombia los combustibles líquidos (gasolina, ACPM) y las mezclas de los primeros con biocombustibles (alcohol carburante o etanol y biodiesel) se utilizan principalmente en el sector de transporte en vehículos automotores, por lo cual la sustitución se debe enfocar en el gas natural, la energía eléctrica y en menor escala en el GLP.

2. En el sector industrial, las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable deben reemplazar el uso de ACPM y mezclas con biodiesel para la generación de energía eléctrica.

3. En la generación de electricidad, se puede esperar que el carbón y los combustibles líquidos serán sustituidos por el gas natural.

III. ANÁLISIS SECTORIAL

1. PETRÓLEO

RESUMEN

En los últimos quince años, los sectores de minería e hidrocarburos han tenido una dinámica que ha contribuido de manera importante a la evolución de las exportaciones, la inversión extranjera y a los ingresos fiscales, tanto del gobierno central como de las entidades territoriales. Estos sectores demandan insumos de otros sectores y contribuyen a la producción de otros bienes; en el nivel regional, generan actividad y empleo, así como regalías para financiar gasto público. La situación del sector petrolero muestra períodos de auge hasta 2013, desaceleración 2014-2016 y leve recuperación 2017-2018. En el nivel regional, en el período 2004-2012 se da un incremento en el valor de las regalías petroleras causadas pasando de $2,5 billones a $8,5 billones; no obstante, a partir de 2013, se presenta una fuerte caída, lo cual redundó en una reducción en el monto de regalías en 2015, cayendo a $5,3 billones y llegando a 6,5 en 2017.

Los cálculos de Fedesarrollo muestran que un aumento de $1 en la producción petrolera conduce a un incremento en la producción bruta nacional de $1,65. Desde una perspectiva de insumos y producción, el crecimiento de un sector tiene dos efectos principales: el primero, a través de la demanda de insumos necesarios para la operación, los sectores logran impulsar, en mayor o menor medida, otras ramas del sistema productivo de la economía (encadenamientos hacia atrás). El segundo se da cuando el desarrollo productivo de un sector en particular puede beneficiar las actividades que demandan su producción (encadenamientos hacia adelante). Dietzenbacher (1992) calcula encadenamientos directos e indirectos ponderando los encadenamientos de acuerdo con la capacidad que tiene la rama en su estructura de producción para generar impulso al sistema. Aproximadamente el 54% de la demanda de insumos del sector se realiza en productos y servicios ofrecidos por el mismo sector. El resto de la demanda de insumos y servicios se concentra en los servicios de transporte (30%), los servicios de intermediación financiera (9%), los productos de la refinación de petróleo (0,2%) y los trabajos de construcción (0,1%). Una de las particularidades del sector minero y en especial de la extracción de petróleo es que es un sector localizado en unas regiones. Para el cálculo de los encadenamientos regionales, los trabajos de Fedesarrollo sobre petróleo y economías departamentales (Martínez y Delgado, 2017 y Martinez, 2018) hacen uso de la matriz de insumo producto nacional ajustada con los cocientes de localización para obtener las matrices departamentales; de esta manera, la estructura tecnológica sigue siendo la de la economía nacional, pero se ajusta la magnitud con las realidades sectoriales de cada departamento. En 2015, la población ocupada en la actividad extractiva, que incluye explotación de minas y canteras, representó el 0,77%

del total de la población ocupada de Colombia, mostrando un leve incremento frente a 2014 y en 2019 llega a 0,65%.

INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera ha tenido efectos innegables en la economía colombiana en los últimos años y han sido ampliamente ilustradas sus contribuciones a la balanza externa y a las cuentas fiscales de la Nación, así como las pérdidas debidas a la caída del precio internacional desde 2014.

La riqueza de un país está contenida en el capital *natural*, compuesto por tierras para la agricultura, áreas protegidas, bosques, agua, minerales y energía; el capital *intangible*, compuesto por capital humano, capital social y capital institucional; y por el capital *producido*, que incluye maquinaria, equipos e infraestructura. El reto de la política pública es cómo hacer para que esta riqueza crezca y contribuya al bienestar social. En el caso de recursos naturales no renovables como el petróleo, la tarea es garantizar que: la explotación apoye el desarrollo sostenible, que un tipo de capital se transforme en otro, en vista del agotamiento del recurso, que la exploración, la producción y el consumo se haga de manera responsable con el ambiente y la salud, y que los ingresos obtenidos de la explotación se reinviertan.

En los últimos quince años, los sectores de minería e hidrocarburos han tenido una dinámica que ha contribuido de manera importante a la evolución de las exportaciones, la inversión extranjera y a los ingresos fiscales, tanto del gobierno central como de las entidades territoriales. Este comportamiento aumentó la dependencia externa de la economía colombiana exponiéndola a la volatilidad de las cotizaciones internacionales del carbón y del petróleo, en respuesta a las variaciones de la demanda mundial, en mercados en los cuales el país es tomador de precios. Frente al auge de las exportaciones de bienes primarios, la literatura macroeconómica aconseja una serie de medidas para neutralizar o prevenir los efectos en la asignación de los recursos de la llamada enfermedad holandesa[13]. Si estas medidas se adoptan, el crecimiento de la minería y los hidrocarburos contribuye positivamente al bienestar social.

En las últimas décadas las regulaciones de la actividad extractiva han sido cada vez más estrictas con el propósito de mitigar y compensar adecuadamente los impactos en la naturaleza y en las comunidades. Las empresas mineras y petroleras de Colombia y del mundo han adoptado políticas de relacionamiento con el entorno que parten del entendimiento de la necesidad de tener licencias sociales para operar, en el sentido de construir relaciones de largo plazo, responsables y respetuosas con sus interlocutores y grupos de interés.

[13] Estas medidas son el ahorro en la fase de auge y la creación de mecanismos para des-ahorrar en la fase de desaceleración, así como la adopción de políticas de desarrollo productivo para crear o fortalecer las capacidades competitivas en sectores con vocación exportadora, afectados por la apreciación del tipo de cambio que ocurre como consecuencia del boom en economías con alta dependencia externa.

La contribución de los hidrocarburos a la economía colombiana se da en varios niveles: en el macroeconómico, contribuye a la dinámica de las exportaciones y de la inversión extranjera, así como a las finanzas públicas; en el meso económico, a través de sus multiplicadores, demanda insumos de otros sectores y contribuye en la producción de otros bienes y, en el nivel regional, genera actividad y empleo, así como regalías para financiar gasto público.

1.1 LA CONTRIBUCIÓN MACROECONÓMICA[14]

La situación del sector muestra períodos de auge hasta 2013, desaceleración 2014-2016 y leve recuperación 2017-2018, como se observa en la siguiente tabla que resume los principales indicadores.

TABLA 1 PRINCIPALES INDICADORES

	Exportaciones Millones US$	Participación en las exportaciones totales de Colombia (%)	Inversión extranjera directa en el sector de hidrocarburos (%)	Aportes del sector petrolero a los ingresos del GNC %	Contribución del sector al valor agregado de la economía (%)
2000	4.775	36,3	20,5		6,2
2005			11,5	8	3,5
2007	7.302,21	24,1	37,5	10	3,1
2008	12.048,79	32,8	32,8	10	3,4
2010	16.319,86	41,1	47,9	6	4,4
2013	32.031,87	55,2	31,5	20	5,0
2014	28.687,27	52,3	29,3	16	4,7
2015	14.447,20	40,1	21,3	7	4,5
2016	10.787,71	33,2	15,65	0,9	4,0
2017	13.302,93	35,0	2,5	2	3,8
2018	16.831,62	40,2	22,4	4	3,7

/1 Montos por concepto de impuestos, dividendos y otros derechos económicos.

La contribución a las exportaciones se ha recuperado en el último año al llegar a más del 40%, así como la participación en la inversión externa directa de más del 20%, valores similares a los de 2015. La participación en el PIB y en los ingresos del gobierno nacional central han descendido, con lo cual se reduce la dependencia petrolera de la economía.

En el Informe EITI 2017 se señala que el sector en los últimos años ha contribuido así a la economía del país[15]:

[14] Descripción obtenida de otro trabajo de Fedesarrollo (Benavides, Martínez, Villar y Forero, 2017).

[15] Son los pagos realizados por las empresas que aportan información al EITI de la industria extractiva, que alimentan el Presupuesto General de la Nación, el Sistema General de Regalías y los pagos directos a las autoridades territoriales.

TABLA 2 APORTE DE LAS EMPRESAS PETROLERAS A ECONOMÍA COLOMBIANA BILLONES $

2013	2014	2015	2016	2017
33,7	28,3	14,0	9,4	12,8

Por ejemplo, Ecopetrol aportó en el 2018, 8,8 billones de pesos en impuestos nacionales y locales y 6 billones de pesos en regalías.[16]

TABLA 3 RECAUDO REGALÍAS HIDROCARBUROS 2004-2018 /1

AÑO	BILLONES $
2004	2,58
2005	2,89
2006	3,74
2007	3,58
2008	5,44
2009	3,80
2010	5,49
2011	7,46
2012	7,21
2013	6,95
2014	7,16
2015	4,44
2016	3,00
2017	4,79
2018	6,51

Fuente: ANH, informes de gestión 2004-2018
1/ 2012-2015 Sólo petróleo.

Las regalías causadas por el petróleo varían con el ciclo de precios y en 2018 se aproximan al nivel que tuvieron antes de la caída de precios en 2014.

El boom del sector y algunos otros factores, tales como la afluencia de capitales (Goda y Torres, 2015) llevaron a una apreciación del índice de tasa de cambio real[17] el cual se redujo de 124,73, en 2009, a 93,68, en 2012. La caída del precio del petróleo y de las exportaciones lleva desde 2014, entre otras variables, a la depreciación del índice de tasa de cambio real hasta llegar a 144,89 en 2016; sin embargo, en vista de que el precio del barril de petróleo ha presentado incrementos, y a la afluencia de inversión de portafolio, el índice en 2017 se redujo a 130,1.

[16] ACP, INFORME ECONÓMICO PARTICIPACIÓN DEL ESTADO COLOMBIANO EN LA RENTA PETROLERA EN 2017.
[17] Estadística de tasa de cambio real que utiliza como deflactor el IPC.

Estas contribuciones pueden volver a crecer dependiendo de la evolución del precio del petróleo. En el Marco Fiscal de Mediano Plazo, MFMP de 2019, las proyecciones macroeconómicas se elaboraron con un supuesto de USD 65,5/barril para el precio Brent, y uno de USD 58,4/barril para la canasta de exportación colombiana. Esta proyección toma en consideración los riesgos en el mercado internacional de petróleo, tanto los de índole geopolítica como los derivados de las restricciones de oferta por sanciones y de menor demanda de crudo.

En el mediano y largo plazo (2020-2030), la proyección del precio petróleo Brent se ubica en promedio en USD 70/barril. Para 2020 se espera un leve repunte del precio a niveles de USD 67/barril, en función de un menor desbalance entre la oferta y demanda de crudo. En tanto, en el lapso 2021-2023, la perspectiva es que el precio ascienda a niveles de USD 70/barril. Esto está sujeto a ajustes en función de la dinámica de la demanda mundial.[18]

Entre enero y septiembre de 2019, la producción de petróleo fue de 879.497 barriles día, bd, superior a los 858.831, promedio del mismo período en 2018.La producción de gas natural fue de 1.049 millones de pies cúbicos día MPCD, promedio entre enero y agosto de 2019, superior a la de 2018, en el mismo período de 964MPCD. Con estos datos y los de reservas remanentes, las reservas actuales alcanzarían para producir el mismo petróleo que hoy durante 5 o 6 años. Este cálculo supone que se exportaría lo mismo que hoy, para una capacidad dada de las refinerías colombianas. No constituye una medida de autosuficiencia porque no se limita a calcular la producción necesaria para satisfacer la demanda de las refinerías. Un cálculo similar para la relación reservas/producción de gas natural arroja un indicador de 9 años aproximadamente.

1.2 EMPLEO

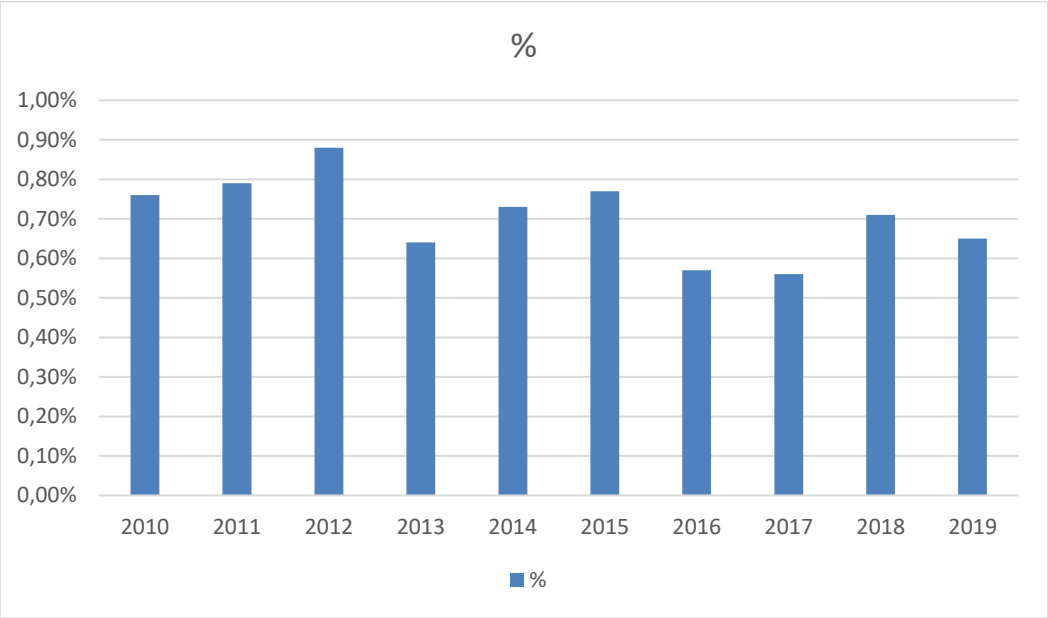
La participación del sector en el total de ocupados en el país es más baja que su contribución al PIB debido a que esta es una actividad con alta intensidad de capital. En el período 2000-2005, el promedio de ocupados en el sector fue de 181.027 personas; posteriormente, entre 2006 y 2011, se presentó un leve crecimiento del número de empleados, teniendo un promedio de 202.523 personas. Entre 2012 y 2015 el promedio de ocupados fue de 210.855, mientras que entre 2016 e inicios de 2017, el número promedio de ocupados fue de 186.842. Para 2019, la cifra promedio es de 229.787 ocupados.[19]

En 2015, la población ocupada en la actividad extractiva, que incluye explotación de minas y canteras, representó el 0,8% del total de la población ocupada de Colombia, mostrando un leve incremento frente a 2014 (EITI, 2017) y para 2019 era de 0,65%.

[18] https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-111638%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

[19] Fuente: Dane, anexo_empleo_ago_19.xls.

GRÁFICA 1. PARTICIPACIÓN DE LA POBLACIÓN OCUPADA EN LA ACTIVIDAD EXTRACTIVA SOBRE LA POBLACIÓN TOTAL OCUPADA EN COLOMBIA, 2010-2019



Fuente: DANE, ECH – GEIH 2010-2018: Trimestre oct-dic. 2019: jun-ago. Actualizado el 30 de septiembre de 2019.

1.3 ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS

En el nivel sectorial, meso económico, se miden las demandas a otros sectores de economía para producir una unidad de producto de la extracción del petróleo. Los cálculos de Fedesarrollo muestran que un aumento de $1 en su producción conduce a un incremento en la producción bruta nacional de $1,65, así: $0,16 corresponden a un aumento en la producción de los proveedores directos, $0,09 se generan de un aumento de producción de sus proveedores indirectos y $0,4 corresponden al efecto inducido del gasto de los hogares (Martínez y Aguilar, 2013).

También hay fuertes encadenamientos hacia adelante (>1) en el sector de minas e hidrocarburos, con excepción del carbón, en la economía colombiana. Como mencionan Villamil y Hernández (2016) esto se debe a que gran parte de la producción minera en Colombia es insumo para la industria. Particularmente el sector de Extracción de Petróleo es un proveedor del sector de Refinación de Petróleo. Esto permite generar un valor agregado adicional previo al uso final, ya sea para exportación o para consumo final.

1.4 EL PETRÓLEO EN LAS REGIONES PRODUCTORAS

Una de las particularidades del sector minero y en especial de la extracción de petróleo es que es un sector concentrado en unas regiones. Para el cálculo de los encadenamientos regionales, se hace uso de la matriz de insumo producto nacional,

ajustada con los cocientes de localización; de esta manera, la estructura tecnológica sigue siendo la de la economía nacional, pero se ajusta la magnitud con las realidades sectoriales de cada departamento. Las estructuras productivas de las regiones productoras de petróleo tienen altos cocientes de localización; están especializadas en esa producción, con la excepción del departamento de Santander que tiene una estructura productiva más diversificada y menos vulnerable al ciclo de precios del petróleo, como muestran los estudios de Fedesarrollo (Martínez (2018) y Martínez y Delgado (2018)). Únicamente en este último departamento se constatan encadenamientos importantes hacia adelante y una participación alta del sector industrial en la estructura productiva.

Con respecto de los ingresos de las entidades territoriales, el presupuesto de regalías por hidrocarburos para el bienio 2019-2020 contempla ingresos por $15,27 billones de pesos. Las regalías constituyen un rubro importante de los ingresos del Meta, Putumayo, Arauca y Casanare y crecen a mayores tasas que el total de los ingresos, entre el año 2000 y 2015, con la excepción de Arauca. Inclusive en el departamento más diversificado, Santander, las regalías constituyen el 10% de los ingresos y crecen en promedio, entre 2000 y 2016, al 16% mientras que los ingresos totales aumentaron al 13% promedio anual.

Empleo en las regiones

A pesar de tratarse de un sector altamente intensivo en capital, la ocupación generada en las regiones por la cadena de los hidrocarburos, que cubre exploración y producción, transporte de crudo, refinación y distribución de productos derivados de la refinación, es importante. En particular, genera empleo formal y calificado La industria de hidrocarburos es por naturaleza una industria intensiva en capital.

1.5 EL PETRÓLEO EN EL MUNDO

Según la IEA[20] el crecimiento de la demanda mundial de petróleo se ralentizará modestamente, pero aun así crecerá en promedio 1,2 millones de barriles por día, mbd, con los petroquímicos como motor clave. La Agencia Internacional de Energía espera que los productos petroquímicos representen más de un tercio del crecimiento de la demanda mundial de petróleo hasta 2030, y casi la mitad del crecimiento hasta 2050. La demanda crecerá más en Oriente Medio y China, donde se están construyendo grandes plantas petroquímicas.

En 2018, Estados Unidos lideró el crecimiento global en la producción de petróleo y, por primera vez en dos décadas, también el crecimiento de la demanda global. Las exportaciones brutas de EE. UU superan las de Rusia y alcanzan a las de Arabia Saudita.

[20] IEA, Oil 2019 Analysis & Forecast to 2024 CERAWeek, Houston, 11 March 2019.

En 2018, la producción mundial de petróleo se situó en 98,3 mbd, por encima del nivel de producción diaria de 2017 de 95,7 mbd. La producción aumentó en la OCDE (+ 9,0%, 2,4 Mb/d) contrarrestando los descensos en la OPEP (-0,2%, -0,08 Mb/d). En otros lugares, la producción también aumentó (1,0%, 0,3 Mb/d). Este aumento en la producción mundial de petróleo fue impulsado por los Estados Unidos, donde la producción aumentó 15,6% en comparación con 2017. Como tal, Estados Unidos siguió siendo el principal productor mundial (723 Mt, 16,7 Mb/d), seguido de Arabia Saudita (575 Mt, 12,3 Mb/d), la Federación de Rusia (554 Mt, 11,4 Mb/d) y Canadá (265 Mt, 5,3 Mb/d). Iraq superó a Irán como el quinto mayor productor mundial, ya que la producción en este último cayó un 4,4% en 2018.

En 2017, el comercio de productos petroleros y de petróleo crudo y LGN aumentaron a partir de 2016. Las importaciones de crudo y LGN aumentaron un 3,1% interanual, mientras que las exportaciones aumentaron un 1,1%. Esto marcó el tercer año consecutivo de aumentos en las importaciones de petróleo, y por primera vez desde 2003, las importaciones de petróleo crecieron a un ritmo más rápido que las importaciones de productos derivados del petróleo (+ 2,6%). Las exportaciones de productos derivados del petróleo crecieron un 2,9% en 2017 en comparación con 2016.[21]

Los plásticos y otros productos petroquímicos impulsarán la demanda mundial de petróleo hasta 2050, compensando el menor consumo de combustible en motores, según la IEA. Se espera que el rápido crecimiento de las economías emergentes, como India y China, impulse la demanda de productos. Se espera que la demanda de petróleo para transporte se frene hasta 2050, debido al aumento de los vehículos eléctricos y la aparición de motores a combustión más eficientes, pero sería compensada por un aumento de las necesidades de productos petroquímicos, dice la IEA.

1.6 CONCLUSIONES

El sector petrolero tiene un alto impacto en los principales indicadores del país y también el desempeño de las regiones productoras. Por lo tanto, su dinámica en los últimos años es objeto de atención permanente. Las mejoras en producción y precios que se vienen dando, permitirán, dentro de las condiciones y restricciones existentes, tener un sector con un mejor desempeño económico.

De acuerdo con los presupuestos preliminares de las empresas, la ACP estima que en 2019 se invertirán aproximadamente USD 4.950 millones en exploración y producción, lo que significará un crecimiento del 14% con respecto a 2018, en un contexto de mejores perspectivas de precios del crudo. El aumento de la inversión E&P en Colombia está fundamentado en: (i) el interés de las empresas de aumentar la actividad exploratoria, incluido el offshore, así como lograr la ejecución de inversiones aplazadas en 2018 (la mitad del CAPEX supera las obligaciones contractuales); y (ii) continuar con los esfuerzos

[21] IEA, OIL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition).

de desarrollo de producción, los cuales comienzan a ganarle ventaja a la declinación natural de los campos maduros.[22]

Sin embargo, algunos hechos generan incertidumbre acerca de la viabilidad de la operación tales como las objeciones de las comunidades y las exigencias ambientales. Tampoco es claro el horizonte de la demanda del petróleo para su refinación ni la de la demanda de los combustibles para uso automotor.

La importancia de la actividad extractiva en el contexto de este trabajo conduce a la necesidad de establecer un período de transición para la sustitución de esta fuente de divisas, recursos fiscales, empleo y emprendimiento por otras fuentes de energía menos contaminantes.

[22] Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2018 y Perspectivas 2019, elaborado por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

2. CARBÓN

RESUMEN

Al contrario de lo que ocurre con el petróleo y el gas natural en Colombia, la relación reservas producción de carbón supera los 70 años. En el marco de las acciones globales en contra del consumo de combustibles fósiles, la reflexión sobre sobre el futuro de este este energético y su contribución al desarrollo del país reviste especial interés.

El mercado del carbón colombiano está en una etapa de transformación en el nivel mundial, moderada y compleja a la vez, ya que factores comerciales, tecnológicos y productivos afectan su uso y consumo en diferentes países y regiones. Esto afecta las expectativas de un precio adecuado para los productores de todo el mundo. En el país, se requiere plantear escenarios y alternativas para mantener o incrementar la producción y el consumo tanto en el exterior como en la zona central del país. Las implicaciones ambientales difieren cuando se trata de la producción para la exportación o para su consumo interno por parte de las termoeléctricas y la industria, en el sentido de la capacidad y la pertinencia de las regulaciones colombianas. Las exportaciones están sujetas a las restricciones y gravámenes en los países consumidores los cuales impactan la demanda y los precios internacionales en un mercado en el cual Colombia es apenas un tomador de precios. En el mercado interno, las recomendaciones de este estudio comportan una señal de precios que promueva la sustitución de este energético por otros menos contaminantes, en un período de transición que permita la reconversión laboral de los pequeños mineros del interior del país.

Aquí se revisan documentos de diferentes entidades para mostrar esas alternativas y explorar cuáles son los caminos que se abren para el carbón, según se desarrollen en los próximos años los avances tecnológicos, precios de materias primas, tendencias de los mercados, infraestructura de transporte, entre otros aspectos, que inciden sobre la dinámica carbonífera en el país.

2.1 SITUACIÓN INTERNACIONAL

El entorno internacional para las exportaciones de carbón colombiano en los últimos años se ha venido modificando debido a varios elementos cruciales: la variación de precios, de la oferta y el consumo, de la entrada de energías renovables, por las condiciones comerciales, decisiones políticas y ambientales, entre otros. A continuación, se presentan algunos aspectos que indican las tendencias a corto y mediano plazo, así como algunos aspectos de transformación del uso del carbón y el mejoramiento económico y ambiental en la industria y la generación de energía eléctrica.

Según Energy Sector Management Assistance Program -ESMAP, el uso de combustibles gaseosos limpios (como GLP, gas natural y biogás) aumentó en Asia y ligeramente en África, pero se mantuvo estable en América Latina (donde era alto desde un principio), al

igual que el uso de electricidad para cocinar. Señala que entre 2012 y 2017, el uso de la leña como combustible primario disminuyó en todas las regiones, especialmente en entornos urbanos, pero el uso de carbón aumentó, a menudo compensando las ganancias en el acceso a combustibles limpios. A diferencia de otras regiones, en África, tanto las poblaciones urbanas como las rurales están viendo una mayor dependencia del carbón y una absorción más lenta de combustibles gaseosos más limpios, en gran parte debido a cuestiones de accesibilidad y suministro. En Asia, hubo un aumento notable en el uso de combustibles de biomasa entre 2012 y 2017 como combustible primario tanto en áreas urbanas como rurales.

La proporción de energía renovable (incluidos los usos tradicionales de la biomasa) en el consumo mundial de energía final es el principal indicador que se utiliza para evaluar el progreso hacia el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7.2. En 2016, la proporción de energías renovables aumentó a la tasa más rápida desde 2012, hasta 0,24 puntos porcentuales, y alcanzó casi el 17,5% debido al rápido crecimiento de la energía hidroeléctrica, eólica y solar. Desde 2010, el consumo de energía renovable ha crecido un 14% en términos absolutos. La penetración más rápida de las energías renovables continuó en la electricidad, que aumentó 1 punto porcentual, al 24% en 2016. Con este crecimiento, la proporción de energías renovables en la electricidad alcanzó el mismo nivel que las energías renovables utilizadas para calefacción (incluidos los usos tradicionales de biomasa). Excluyendo los usos tradicionales de la biomasa, que implica un proceso de combustión ineficiente asociado con impactos negativos para la salud y el medio ambiente, la proporción de energías renovables utilizadas para calefacción era solo de alrededor del 10% a fines de 2016. La proporción de energías renovables en la energía consumida para el transporte siguió siendo la más baja, en 3,3%, aunque había estado aumentando constantemente desde 2000.

En 2016, la participación de las energías renovables en el consumo total de energía final mundial aumentó a la tasa más rápida, impulsada por el rápido crecimiento de la energía hidroeléctrica y eólica y solar al mismo nivel que en 2000, a 17,5%. Después de 2007, la participación de las energías renovables aumentó lentamente después de un período de modesta disminución, debido al fuerte crecimiento en el consumo de carbón en China. En 2016 se recuperó al mismo nivel que en 2000. En general, la bioenergía representa el 70% del consumo mundial de energía renovable, seguido de la energía hidroeléctrica.[23]

América Latina está aplanando el camino para una transición lejos de los combustibles sólidos ineficientes para cocinar. Ecuador está trabajando notablemente para la transición de los hogares de GLP a electricidad renovable para cocinar. Asimismo, la cocina limpia ha sido una prioridad del gobierno peruano durante varios años, y Perú está comenzando a ver una transición sustancial.

En América Latina y el Caribe, casi el 30% de la participación de las energías renovables en el consumo total de energía final se puede rastrear hasta la generación de energía

[23] En https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2019-Tracking%20SDG7-Full%20Report.pdf

hidroeléctrica en el uso de electricidad y bioenergía en la industria y el transporte; además, la proporción de energía eólica y solar fotovoltaica (FV) está creciendo.

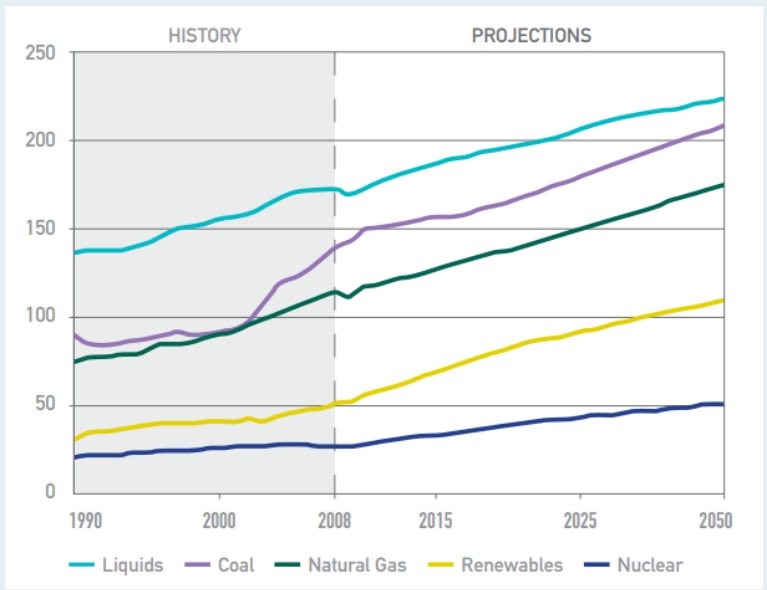
Según la UPME (2019), se espera una alta y continua volatilidad en el carbón térmico a medida que los precios oscilen alrededor de los costos marginales en el segundo semestre de 2019. La incertidumbre permanece tanto en Europa, debido al aumento de la sustitución de carbón por gas, como en Asia, donde permanecen las restricciones a las importaciones en China. China tendrá un crecimiento de 6,5% de sus exportaciones de carbón térmico, aunque parte de una base muy baja. Mientras tanto, Colombia proyecta una reducción de 2,8% en este indicador entre 2019 y 2020. Indonesia y Rusia también presentan resultados a la baja. Mientras tanto, Estados Unidos y otros países tienen crecimientos positivos en sus exportaciones. Entre los importadores de carbón predominan crecimientos muy bajos o negativos en esta proyección; únicamente para otros países de Asia se prevé un mejor crecimiento en sus importaciones, de 5,9% entre 2019 y 2020. Aunque se viene presentando una transformación en el entorno energético mundial, los especialistas como la IEA, OLADE, señalan que el carbón continuará siendo insumo para la generación termoeléctrica en algunas zonas como Asia.

Dice la IEA [24] que en 2017 la generación mundial de energía con carbón aumentó en más de 250 TWh, o alrededor del 3%, y representó alrededor del 40% de la generación de energía adicional en todo el mundo. El carbón mantuvo su participación en el mix de energía en 38% después de algunos años de declive. Impulsada por la fuerte generación de energía del carbón en la República Popular de China ("China") y la India, Se espera que la demanda de carbón vuelva a crecer en 2018. La demanda mundial de carbón será estable hasta 2023. La demanda mundial de carbón en los próximos cinco años será estable, con caídas en Europa y Estados Unidos compensadas por el crecimiento en India y otros países asiáticos.

Una consultoría para la UPME en el 2018 señala que el carbón térmico, por su parte, tiene proyectado un descenso continuo hasta representar solo un 30% de la generación mundial de energía en 2035. La demanda de carbón térmico al año 2035 tendrá una moderada baja de 354 millones de toneladas, representando un descenso anual de -0,3%. Con un máximo estimado de consumo de 7.056 millones de toneladas en 2022, la mayoría de los principales consumidores de carbón térmico verán reducciones o estancamientos en su demanda.

[24] IEA, Coal 2O18 Analysis and Forecasts to 2O23.

GRÁFICA 1 CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL ESCENARIO DE REFERENCIA. HISTÓRICO Y PROYECCIONES. 1990-2035 MILES DE MILLONES DE BTU



Fuente: Energy Information Agency. US Department of Energy International Energy Outlook. 2011

2.2 TRANSFORMACIONES EN USO DEL CARBÓN

Diversos autores, entre ellos Lacker y Sachs, señalan que una estrategia robusta para tener una energía sostenible puede iniciarse con mejoras en las tecnologías existentes, pero requiere una transición hacia un sistema energético “descarbonizado”. Para lograrlo plantean que es necesario inversiones importantes en I&D, en tópicos como (i) carboquímica (proceso Fisher-Trospsh), (ii) captura y secuestro de carbono, (iii) extracción de carbón de la atmósfera y (iv) vehículos híbridos.

Los combustibles líquidos a partir de carbón constituyen una alternativa viable a los productos convencionales de petróleo y pueden ser utilizados en la infraestructura existente. Convertir el carbón en un combustible líquido - un proceso conocido como Licuefacción de Carbón - permite que el carbón que se utilice como una alternativa al petróleo. El nuevo catalizador elimina casi toda la generación de CO2 en el reactor Fischer-Tropsch. Esto puede reducir la energía necesaria y los costos operativos en aproximadamente 25 millones de euros por año para una planta típica de CTL.

Varias plantas de carbón a líquidos (CTL) se están desarrollando en China. El CTL cubre actualmente el 20% de las necesidades de transporte de Sudáfrica, incluyendo el 7,5% del combustible para aviones.

Datos de la Agencia Internacional de Energía (EIA), muestran que CTL se puede producir a un costo mucho más bajo que la gasolina y, junto con el gas natural, es el único combustible en condiciones de competir con la gasolina, incluso a muy bajos precios del crudo de alrededor de USD 60 por barril.

En el campo de los combustibles fósiles, otros autores resumen los avances en la extracción y aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía fósil como los hidratos de metano y la gasificación subterránea de carbón (UCG por sus siglas en inglés). El aprovechamiento de estos recursos puede contribuir con el objetivo de proveer energía con una huella de carbono reducida con respecto a las fuentes usadas actualmente. Los hidratos de metano son un energético disponible en prácticamente todas las zonas costeras del mundo y a pesar de no ser totalmente una fuente carbono neutral, sí reduce las emisiones con respecto al carbón o al petróleo. Por otro lado, la gasificación subterránea de carbón requiere yacimientos de carbón con unas condiciones específicas. Esta tecnología permite obtener un gas combustible a partir de carbón mineral proveniente de yacimientos a grandes profundidades, es decir, imposibles de aprovechar por la minería tradicional. De esta manera, con la gasificación subterránea del carbón se obtienen dos ganancias: la primera es la obtención de energía de un recurso que de otra manera no se podría aprovechar. La segunda es la reducción del impacto ambiental del uso de esta energía con respecto a las convencionales. Al tratarse de un proceso subterráneo, las emisiones generadas por el uso del carbón no alcanzan la atmósfera quedando almacenadas en el subsuelo, con lo que se logra una huella de carbono baja por el aprovechamiento de esta energía. El desarrollo de estas tecnologías puede verse acelerado por aumentos en la demanda de energía, escasez de los energéticos convencionales o aumento en las restricciones a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Además, esto está relacionado con la transformación que se viene dando en los costos de generación de energía, según la utilización de estas tecnologías.

En la actualidad existen alternativas tecnológicas denominadas *clean coal technologies* que permiten capturar y almacenar el carbono producido en estas centrales, reduciendo en gran medida los impactos ambientales negativos asociados con el uso del carbón.

La tecnología de captura y almacenamiento de CO_2 (CCS85), consiste en capturar el carbono que se produce a gran escala proveniente ya sea de un complejo industrial o una planta de generación térmica, este volumen se comprime y se transporta para inyectarlo en una formación rocosa seleccionada de antemano. A finales de 2013, el Global CCS Institute listaba 12 proyectos de CCS a gran escala en operación, 8 bajo construcción y 65 proyectos en planeación. En 2018, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que la CCS podría contribuir con el 13% de la reducción de emisiones que se necesita de aquí a 2050 para que la tierra no se caliente por encima de los dos grados. Actualmente hay 17 instalaciones de CCS operando a gran escala: nueve de ellas en Estados Unidos, tres en Canadá, dos en Noruega y una en Brasil, Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos. Entre todas están ahorrando a la atmósfera 37 millones

de toneladas anuales de CO_2, el equivalente al retiro de ocho millones de automóviles de las carreteras cada año[25]. Lo anterior, permite señalar que en el mediano plazo esta es una de las tecnologías que podrían considerarse en Colombia, en particular si la futura expansión en generación contempla inversiones en plantas a carbón. En la actualidad, el costo del CCS se encuentra entre 23 y 92 dólares la tonelada de carbón, probablemente en la medida que esta tecnología se instale exitosamente en el mundo se podrá reducir progresivamente su costo de capital.

De forma alternativa, también existen tecnologías para la gasificación del carbón. Estas ya se encuentran en uso en países como China India y EE. UU. Estas tecnologías comprenden un proceso de dos etapas, en la primera se produce un gas llamado "syngas" o gas de síntesis. Este gas ya es combustible, pero se puede someter al proceso Fischer-Tropsch, para generar un gas combustible con alcanos presentes, similar al gas natural. En el Reino Unido, algunos analistas vislumbran que la gasificación de carbón costa afuera puede significar una revolución energética comparable con la de shale gas en Estados Unidos y que éste será el combustible del futuro, debido a que gran parte del carbón con el que cuenta este país, no ha sido aún explotado sólo por no encontrarse en la plataforma continental. Gracias a estas tecnologías es posible su explotación.

El país puede pensar en invertir recursos de regalías en la investigación y adaptación de este tipo de tecnologías para usar adecuadamente este recurso natural del carbón.

2.3 SITUACIÓN NACIONAL

El carbón ha venido generando cuantiosos recursos para la Nación. Por ejemplo, en promedio ha generado 1,5 billones de pesos durante los últimos 8 años en regalías.

TABLA 1 REGALÍAS CARBÓN BILLONES DE PESOS

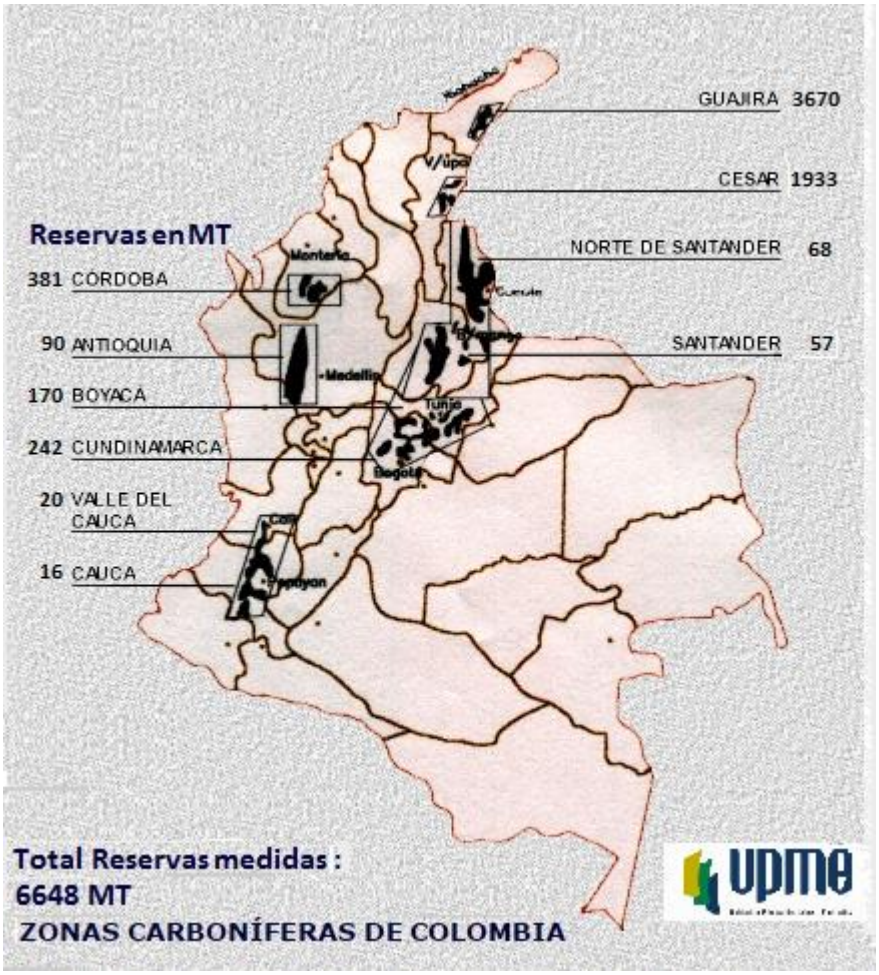
2012	1,61
2013	1,32
2014	1,18
2015	1,40
2016	1,31
2017	1,72
2018	2,17
2019	1,03

Fuente: SIMCO, UPME
Consultado 08/11/19.

[25] Otras cinco plantas están en construcción en Canadá (2), Australia (1) y China (2). Las canadienses y australianas empezarán a funcionar este año y las chinas, en 2019 y 2020. Pero, de acuerdo con el Global CCS Institute, para alcanzar los objetivos de París harán falta más de 2.000 plantas de este tipo en 2040. En https://www.cienciasambientales.com/es/noticias-ambientales/ee-uu-adelanta-ue-proyectos-captura-co2-ccs-16215

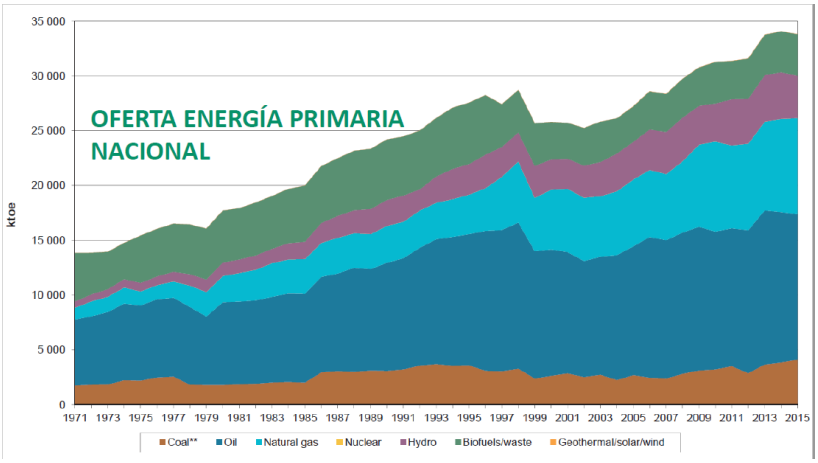
Como se ha señalado anteriormente, el país es exportador de carbón térmico aprovechando la producción que se da en la costa norte del país, mientras que en el interior la producción se utiliza en las termoeléctricas y la industria. El carbón metalúrgico se usa en la producción del acero, principalmente.

MAPA 1 RESERVAS DE CARBÓN POR DEPARTAMENTO



El carbón mantiene una tendencia levemente creciente en su uso principalmente en la industria (96% en promedio y hogares (4% en promedio) entre 2006 y 2017.

GRÁFICA 2 OFERTA ENERGÍA PRIMARIA NACIONAL



Fuente: UPME.

Los cambios en la demanda mundial de carbón se reflejan en las proyecciones de precios. En Colombia, en el Marco Fiscal de Mediano Plazo 2019, se considera que: "En el caso del precio del carbón, se estima una reducción de 6% en 2019 por cuenta de la desaceleración económica que mostrarían países con alta demanda, como China e India. El crecimiento mundial pasaría de 3,5% en 2018 a 3,3% en 2019. En el mediano plazo el precio de este *commodity* se mantendría en niveles relativamente bajos, ubicándose un 7,7% por debajo de la cotización de 2019. Lo anterior se fundamentaría en las expectativas de sustitución de este *commodity*, principalmente en países desarrollados, aunado a una perspectiva creciente de demanda de gas natural licuado."[26]

2.3 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL COLOMBIANO

En 2013, el sector industrial representó el 23,7% de la demanda final de energía y en 2017 fue de 21,5%. El consumo de este sector se caracteriza por una alta utilización de energía térmica, con participaciones del 35% y 28% del carbón y el gas natural respectivamente. Las mayores ineficiencias en la industria están asociadas a la obsolescencia tecnológica de los equipos térmicos y eléctricos (principalmente calderas y motores de baja eficiencia), a la prevalencia del uso de calor indirecto en los procesos y a la falta de implementación de buenas prácticas operacionales. En consecuencia, la UPME considera que las estrategias de eficiencia energética en la industria deben orientarse, de un lado, a la puesta en marcha de buenas prácticas operacionales, con lo que se estima una reducción en el consumo de energía de entre 8 y 15% y de otro lado, a la reconversión tecnológica de los equipos, con la que se podría esperar una reducción en promedio de 25%. En el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del PROURE, para el sector industrial se estableció una meta de reducción de demanda de 3,43% en energía eléctrica y de 0,25% en otros energéticos.

[26] https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-111638%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

Los subprogramas concebidos para lograr las metas de ahorro en el sector industrial están encaminados a promover, entre otros, proyectos que busquen: i) optimizar el uso de la energía eléctrica para fuerza motriz, ii) optimizar el uso de calderas, iii) optimizar los procesos de combustión, iv) implementar una gestión integral del uso de la energía con énfasis en tecnologías limpias y finalmente, v) la cogeneración y autogeneración. En cuanto a la estrategia financiera y de impulso al mercado, uno de los instrumentos que ha contribuido a tomar decisiones en inversión en sistemas y equipos eficientes en la industria, lo constituye el acceso a beneficios tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida), reglamentado a través de las Resoluciones 186 del MME y MADS y 563 de la UPME, ambas de 2012, con el objeto de reducir el costo de capital necesario para llevar a cabo la reconversión tecnológica.

La ley 1715 de 2014, también contiene beneficios para impulsar el desarrollo de proyectos de gestión eficiente de la energía, FNCE, auto y cogeneración que pueden ser aplicados en la industria. Otro de los mecanismos de dicha estrategia es la gestión de recursos de cooperación técnica internacional no reembolsable, dentro de los que se cuenta uno por valor de USD 2 millones provenientes del Fondo para el Medio Ambiente Global GEF a través de ONUDI para promover la gestión energética en el sector productivo nacional. A través de este proyecto, gestionado con el apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, MADS, se espera vincular al menos 180 empresas en todo el país y fortalecer la capacidad técnica, mediante programas de formación vinculando a personal directivo, operativo, consultores y empresas de servicios energéticos, entre otros. [27]

2.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR DEL CARBÓN EN EL PAÍS

- La minería de carbón en Colombia es un sector de una definida vocación exportadora en tanto la mayor parte de su producción está destinada el mercado internacional.
- Esto es posible porque la producción de carbón excede varias veces el consumo en el país.
- El hecho fundamental que caracteriza a esta industria minera es la relación inversa que existe entre la concentración de las reservas y la concentración de los agentes mineros. Más del 80% de las reservas naturales del mineral se encuentran contiguas al norte del país en los departamentos del Cesar y la Guajira, y allí son explotadas por 3 grandes empresas, Cerrejón, Drummond y Prodeco, que son responsables del 75% de la producción total de carbón realizada durante los últimos 10 años. El restante 20% de las reservas son explotadas por una cantidad varias veces mayor de agentes y se encuentran mucho más dispersas en el territorio.
- Las reservas de Colombia son grandes en comparación a su producción actual, puesto que, dejando constante el nivel de producción al año 2014, las reservas se acabarían en 70 años.

[27] PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA: IDEARIO ENERGÉTICO 2050, UPME

- Colombia exporta más del 90% de su producción.

Así se encuentra con que el país tiene ventajas para poner su producción en el mercado internacional porque:

- La explotación de la mayoría de sus reservas se puede ofertar a precios comparativamente bajos en el mercado internacional, porque se localizan cerca al mar y se pueden extraer con tecnologías de bajo costo.
- Las cualidades naturales del carbón colombiano lo hacen un producto premium, de alta calidad, dentro del mercado internacional.

2.5 PERSPECTIVA ENERGÉTICA

Al año 2050 las previsiones realizadas por la UPME muestran que el 69% del PIB estaría concentrado en el sector terciario y el 11% en actividades de agricultura, minería e industria. Una economía orientada a servicios obliga a rediseñar las necesidades de energía a futuro, acordes con esta posible estructura económica. En una economía de servicios, el uso relativo de la energía puede ser menos intensivo, y ser mayormente aprovechado por las energías renovables, así como fomentar la generación distribuida, por el acelerado impacto en términos de urbanismo que la industria de servicios genera. A mediano y largo plazo se observa un alto porcentaje de penetración de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía potencializado por la ley 1715 de 2014, además de solicitudes de conexión para nuevos y grandes proyectos de generación hidráulica al SIN, al igual que una integración de los mercados regionales de Centro América y la región Andina y otros países. Así mismo, se prevé un incremento sostenido de la demanda de electricidad, así como dificultades en el desarrollo de proyectos de transmisión de energía eléctrica y plantas de generación. Al menos un 20% de la matriz al año 2050 debería provenir de FNCER con énfasis en energía eólica, solar, biomasa complementadas con desarrollos hidroeléctricos que permitan alcanzar esta meta.

La consultoría señala que los expertos consideran que el sector mantendrá a mediano y largo plazo sus niveles de producción y generación, manteniendo el aporte al PIB nacional entre el 4 y 7,9% en el caso de hidrocarburos y se confía en mantener el nivel de exploración y nuevos hallazgos, crecimiento anual en el corto plazo entre el 1% y el 5% para el carbón, se considera un incremento de la demanda de energía eléctrica entre el 0% y el 5% y con expectativas de disminución en el precio de los contratos. Los expertos señalan la vía del desarrollo de la industria petroquímica como alternativa para el crecimiento de la industria nacional de valor agregado y fomentar el consumo interno, especialmente en empresas manufactureras como plásticos, fabricación de aceros y electrodos, aislamiento material eléctrico, cable comunicación y fibra óptica, aceites y lubricantes. En cuanto al carbón, una alternativa planteada es la de incentivar la creación de gases y líquidos sintéticos a partir de este mineral.[28]

[28] MAPAS DE RUTA PARA LA MATERIALIZACIÓN DE DOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS. Informe 3 DOCUMENTO CIDET-IEB-708-15-03. Contrato No. 009-2015 16/12/2015 UPME.

Por otra parte, las previsiones de la IEA en 2018 muestran que las condiciones de los distintos mercados energéticos y siderúrgicos para los próximos años enfrentarán una tendencia de reducción leve de la demanda. Por otra parte, dos estudios en Colombia para carbón térmico y metalúrgico, muestran que, aunque a 2035 se reducirá la demanda, al mismo tiempo destacan la participación del carbón en el mix eléctrico mundial que será de alrededor del 30% y que la entrada en operación de nuevas siderúrgicas en el mundo, permitirá que, para ambos tipos de carbón, exista aún un mercado, aunque prevén una disminución del precio internacional.[29]

Indica la IEA que la demanda mundial de carbón será estable hasta 2023, con caídas en Europa y Estados Unidos compensadas por el crecimiento en India y otros países asiáticos[30].

En la transición energética, reviste especial cuidado el tratamiento que se dé a la pequeña minería de carbón térmico del interior del país. La promoción de la sustitución del carbón por el gas natural en las térmicas debe estar acompañada de un programa de reconversión laboral y de compensación a los propietarios de las minas, en un tiempo establecido y compartido por las partes.

2.6 CONCLUSIONES

El carbón vive un momento de transición complejo como actividad económica, insumo para generación termoeléctrica, producto de exportación frente a lo cual se plantean diferentes espacios y alternativas para analizar su futuro, viabilidad, uso y consumo que presenta diferentes perspectivas según la dinámica de los mercados de materias primas, combustibles, energías renovables, tecnologías para su aprovechamiento, estrategias para reducir su impacto ambiental entre otros.

La disminución estimada de su precio a nivel internacional puede favorecer el incremento del consumo interno dificultando su sustitución por combustibles más limpios. La introducción de nuevas tecnologías puede favorecer que el carbón permanezca o incremente su participación en el mercado energético, si se trata de nuevas formas de explotación sin impactos ambientales negativos en una transición a mediano y largo plazo en el sector.

[29] CRU Consulting-UPME, Informes 2 de Carbón Térmico y Metalúrgico. Caracterización y análisis de mercado internacional de minerales en el corto, mediano, y largo plazo con vigencia al año 2035. Contrato C-378359-003-2018. Diciembre 2018.

[30] Por ejemplo, señala que la producción mundial de carbón aumentó en 2018 en 250 Mt, un aumento del 3,3%, que fue aproximadamente igual a la tasa de crecimiento en 2017. Sin embargo, a pesar de dos años de crecimiento significativo, los niveles de producción fueron 162 Mt más bajos que la producción máxima en 2013. El crecimiento se vio afectado en gran medida por un aumento del 4,5% en la producción de carbón en la República Popular de China. Por el contrario, el consumo de carbón en la República Popular de China solo registró un aumento del 1,0% en 2018. IEA, COAL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition).

La combinación de estos factores, a través del tiempo, con la irrupción de nuevas alternativas productivas, de competencia, puede incidir en la continuidad de la actividad exportadora y los niveles de consumo interno, en el empleo y los ingresos que se generan en grandes y pequeñas minas, y plantean retos para los cuales las autoridades deben estar preparadas.

3. SECTOR ELÉCTRICO

RESUMEN E INTRODUCCIÓN

Las recomendaciones de este documento están orientadas a la reducción eficiente del precio final de la electricidad y proponer una senda de racionalización de los subsidios eléctricos.

Las reducciones en el precio de la electricidad provendrían de (i) la introducción de un mercado de contratos anónimos, que tiene mayores presiones competitivas que el actual esquema de contratos bilaterales; (ii) reducción de precios por la entrada de FNCER en la reciente subasta; (iii) entrada de nuevos jugadores al mercado mayorista en la subasta de FNCER, que aumenta la competencia; y (iv) mejoras regulatorias en la remuneración de las actividad de transmisión y distribución de electricidad, T y D.

La racionalización y focalización de subsidios busca eliminar el 25% del total de subsidios en 5 años (aproximadamente la mitad de los subsidios que hoy reciben los deciles 5 a 10).

3.1. PROPUESTAS DE MEJORA DE FORMACIÓN DE PRECIOS

Se constata la discriminación de precios de los contratos bilaterales de largo plazo del orden de un 20% a favor de los usuarios no regulados en contra de los regulados, en la componente de generación, sin evidencia de subsidios cruzados entre usuarios regulados y no regulados (ver informe 1); ello indica que existe un amplio margen para reducir el precio general, mediante la introducción de un sistema de contratos anónimos y estandarizados que aumente la competencia entre generadores.

El modelo de competencia secuencial en contratos y en el mercado *spot* que calibraron Benavides y Cadena (2018) al caso colombiano (para 6 jugadores equivalentes) presenta reducciones importantes en el precio final de la electricidad, si se introdujeran contratos anónimos y competencia simultánea por su adjudicación.

Adicionalmente, la exitosa introducción de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) con precios de contratos del orden de COP $95/kWh en la subasta de octubre de 2019, con una penetración de estas tecnologías en más del 10% de la oferta de energía nacional y una pluralidad de inversionistas (mayor competencia), es otra fuerza que contribuye a la reducción de precios.

De manera conservadora, se supone que la combinación del uso de un sistema de contratación anónima, el aumento de competidores en el mercado mayorista a través de la subasta de renovables y precios de estas tecnologías inferiores al promedio de precios de contratos bilaterales, reduciría el precio de generación (G) de manera permanente en 8% (3.2% del precio final).

Por su parte, los componentes regulados de T y D bajarían un 3% (1.8% del precio final) de manera permanente, por mejoras en la metodología del cálculo del WACC, reconocimiento de activos y uso de incentivos de baja potencia, que reducirían el riesgo de remuneración de las redes. En balance, y dejando el resto de los factores sin modificar, la reducción del precio total de la electricidad sería del 5%.

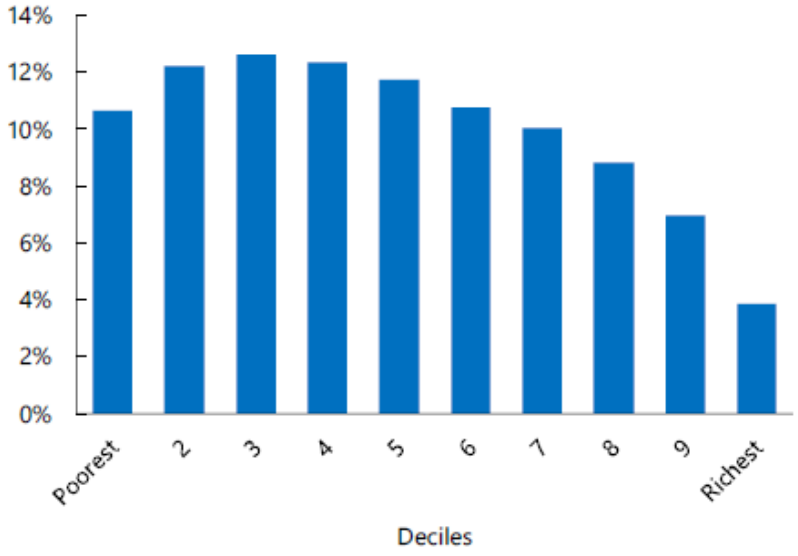
Para efectos del cálculo de los impactos de las recomendaciones en el ejercicio con el modelo de equilibrio general se incluirá la reducción causada por la eventual caída del costo de generación atribuible entre otros elementos a la competencia de las fuentes de energía renovable no convencional.

3.2. PROPUESTAS DE FOCALIZACIÓN DE SUBSIDIOS

El costo fiscal de los subsidios eléctricos es de $1,79 billones (0,3% del PIB). La experiencia empírica reciente aconseja focalizar y/o reducir subsidios ineficientes con una senda gradual.

El siguiente gráfico, tomado del informe 1, sugiere que una meta de largo plazo puede ser la eliminación en el largo plazo de los subsidios a los deciles 5 a 10 (los más ricos), que pueden sumar aproximadamente el 50% de todos los subsidios. En cinco años, se podría eliminar el 25% de todos los subsidios, a razón de 5% anual.

GRÁFICO 1. DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS ELÉCTRICOS POR DECIL DE INGRESO



Fuente: Abdallah et al (2019).

4. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, JET A1 Y BIOCOMBUSTIBLES

4.1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se resumen los enunciados de los informes previos en cuanto a la formación de precios de la gasolina motor corriente, el diésel y los biocombustibles en el país, en particular lo relacionado con la remuneración del productor/importador, de otros elementos de la cadena de los combustibles y de los impuestos que la gravan, así como algunas recomendaciones para corregir las desviaciones con respecto de los principios regulatorios.

Se resumen también las recomendaciones para avanzar en la descarbonización de la matriz energética colombiana en el sector transporte.

4.2 FORMACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS BIOCOMBUSTIBLES

4.2.1 GASOLINA Y DIÉSEL

Hasta diciembre de 1998, la política de fijación de los precios de la gasolina y el diésel (ACPM), era administrada con el propósito de controlar la inflación. Por esa razón, podía no cubrir los costos de producción de Ecopetrol e inducirle pérdidas, las cuales registraba en sus estados financieros. En la medida en que la empresa también recibía ingresos por su participación en los contratos de asociación, su dueño consideraba que podía cruzarlo con el costo de la política pública. Esta administración de precios tuvo como consecuencia adicional el monopolio de facto de Ecopetrol en refinación y transporte por ductos de los productos derivados.

El tránsito a una política de fijación de precios en el mercado, requirió cambiar la administración por la regulación de precios. Este concepto económico aparece cuando las estructuras de mercado no son de competencia y se requiere fijar precios y tarifas como si existiera competencia. Con esa reorientación de la política se buscó dar señales en el mercado para la entrada de nuevos inversionistas y dar unos incentivos a ECOPETROL para mejorar sus procesos una vez expuesta a la competencia.

Desde ese año se introdujo el concepto de costo de oportunidad[31] de los distintos bienes y servicios que integran la cadena de su producción y distribución; en particular, este criterio, aplicado al componente del productor/importador eliminaría la noción del

[31] El costo de oportunidad es el costo que tendría un bien sujeto sólo a la ley de la oferta y la demanda. En el caso de un bien transable como los combustibles su costo de oportunidad esta referenciado a un mercado objetivo y las transacciones que se desarrollan en el mismo, que corresponde básicamente al de la Costa del Golfo y se tienen dos costos de oportunidad, uno el del país, es decir cuánto le costaría conseguir dicho bien si no tuviera como abastecer satisfactoriamente la demanda del mismo y tuviera que traerlo de dicho mercado objetivo, es lo que se llama la paridad importación y de otro lado, la oportunidad que tendría nuestro productor nacional de colocar dicho combustible en el mercado objetivo, denominada la paridad exportación, si tuviera excedentes exportables en calidad y cantidad en forma permanente.

subsidio[32]. También había la intención de que los consumidores tomaran unas decisiones racionales; se consideraba el subsidio a los combustibles como inequitativo que favorecía a propietarios de vehículos y no a los consumidores en general.

Hasta 2002, las fórmulas de paridad de importación se aplicaban en "teoría": los precios debían fluctuar de acuerdo con los precios internacionales y la tasa de cambio, pero, en la práctica, el gobierno nacional no trasladó la totalidad de la variación de precios internacionales de los combustibles a los precios internos porque desde 1999 tanto los precios internacionales como la tasa de cambio aumentaron y políticamente era insostenible la aplicación plena del criterio. No se abandonó la orientación y se idearon mecanismos muy creativos como reducir el arancel reconocido o introducir promedios móviles para mantener el criterio, pero no la fórmula del cálculo. Todo ello generaba un subsidio que inicialmente fue asumido por Ecopetrol e impidió que entraran agentes privados en la comercialización y mucho menos en la producción, la cual además tiene barreras a la entrada por el monto de las inversiones y la existencia misma de un incumbente en el mercado.

.

En el año 2002 y ante la incertidumbre en los precios internacionales, el Gobierno decidió mantener la política de paridad precios de importación, pero referida a un precio de referencia, aprobado para el presupuesto de ingresos y gastos de ECOPETROL y por el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) para la vigencia fiscal de 2002 (20 dólares el barril), y no al precio spot del crudo.

En el período 2003 – 2006, el gobierno nacional tomó la decisión de fijar los precios nacionales de la gasolina motor corriente a partir del precio esperado de largo plazo del petróleo WTI con referencia a la Costa del Golfo de México y así eliminar en gran medida la gran volatilidad que tenían los precios de coyuntura en el mercado mundial.es importante señalar que este precio correspondía al promedio de las proyecciones de los expertos internacionales para los siguientes cinco años. Al precio se le sumaba un margen de refinación de US$2,5 dólares por barril para determinar un precio internacional de los mencionados combustibles de mediano plazo en la Costa del Golfo de México. A partir de allí, se calculaba la paridad de importación.

[32] En teoría económica subsidio es la diferencia entre el precio que tendría un bien, o un servicio, sujeto sólo a la ley de la oferta y la demanda y el precio que tiene ese bien o servicio para todo el público, o para un sector de los consumidores, después de una intervención del gobierno. En el caso de los combustibles, el precio de mercado es el ingreso al productor regulado por el Ministerio de Minas y Energía y el costo, según la definición clásica, es costo de oportunidad en el mercado, en este caso, corresponde al precio de paridad. Este precio es diferente al precio al consumidor, es apenas una fracción. A este se le suma la remuneración al transportador y al distribuidor así como los impuestos y la sobretasa. La suma de todo ello puede resultar en un precio superior al de otros países y sin embargo se puede hablar de un subsidio cuando el usuario no paga la totalidad del costo de oportunidad del productor /importador.
Uno de los supuestos fundamentales para definir un subsidio es que existe (o al menos podría existir sin intervención del Gobierno) un mercado eficiente en términos económicos. Es decir, un mercado en el cual existen una diversidad de vendedores y potenciales compradores, todos de un tamaño relativo tal que ninguno de ellos es capaz de fijar los precios por si solo y en el cual los precios reflejan toda la información disponible en cada instante.

En el período 2006-2011, el Ministerio de Minas y Energía: (1) estableció una nueva metodología para el cálculo del ingreso al productor, que tomaba como referencia precios de mercado de productos derivados del petróleo comercializados en la costa del Golfo de Estados Unidos, basados en los costos de oportunidad paridad exportación de cada uno de los productos y ajustados según la calidad del producto nacional; (2) definió sendas de desmonte de los subsidios implícitos; y 3) la metodología reconoció el costo real de importación de los volúmenes de diésel de ultra bajo azufre que el país tenía que importar para cubrir la demanda interna. Por su parte, el Ingreso al productor de gasolina motor reconocía la paridad exportación de los volúmenes producidos localmente, y el costo real de importación de volúmenes cuando éstos se requerían para cubrir la demanda interna de este combustible. Hasta 2006, los subsidios eran asumidos en los balances de Ecopetrol S.A; la capitalización de la empresa en 2007 requirió un compromiso del accionista mayoritario de reconocer el costo de oportunidad a Ecopetrol y asumir fiscalmente los subsidios que resultaran de la política pública. Se creó también un Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles - FEPC con el objeto de explícitamente mitigar el impacto de la volatilidad de los precios externos del petróleo en el precio interno del combustible.

En 2011 (Resolución Minminas 18 1602 del 30 de septiembre del año 2011) se expidió una nueva metodología para el cálculo del ingreso al productor de la gasolina motor corriente, basada en la paridad exportación de dicho producto y la cual incluía tres elementos adicionales diseñados para reducir la volatilidad de estos precios, así:

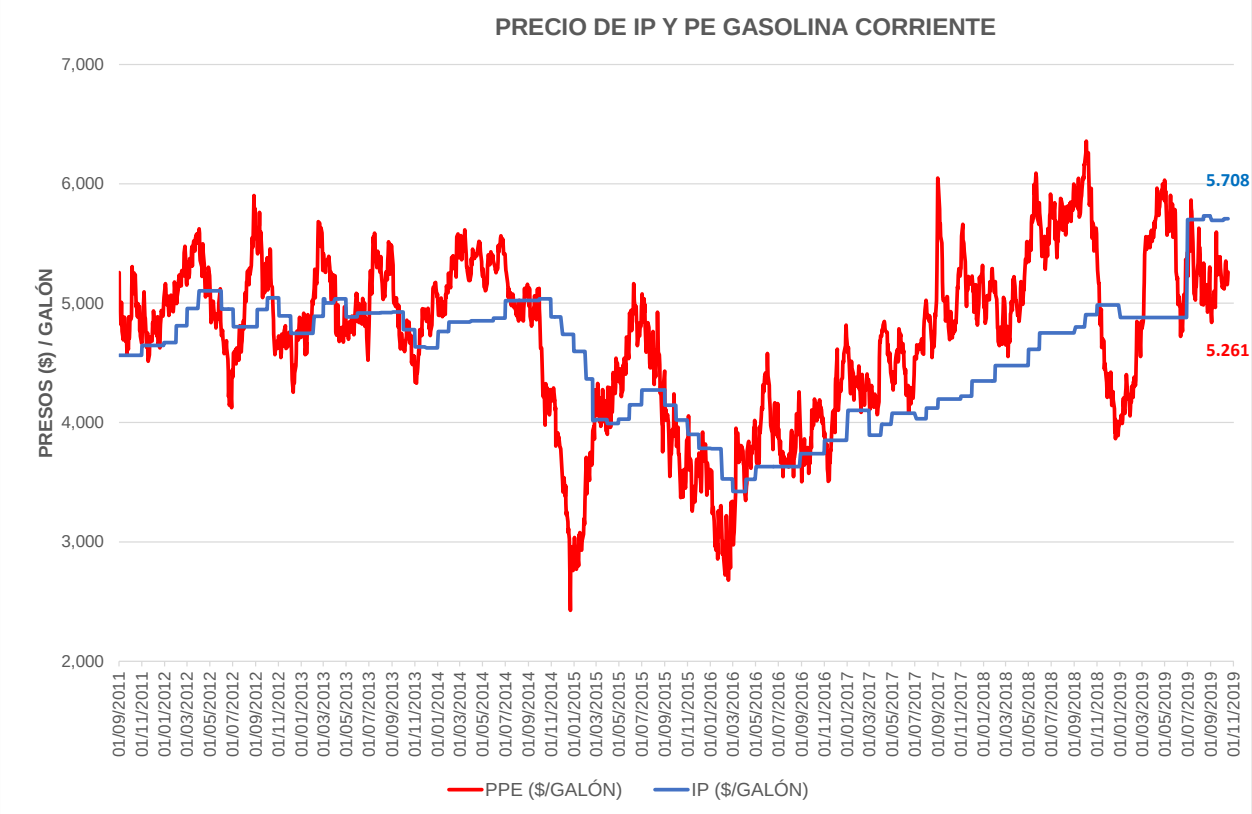
- Un tope a los incrementos o disminuciones (+- 2,8%).
- Medición de tendencia de los precios internacionales con un lapso de 60 días
- Tener en cuenta no solo la brecha sino las tendencias.

La fórmula se ha venido aplicando en teoría durante los últimos 8 años, pero no en la práctica. De ahí la acumulación de déficits en los últimos cuatro años, asumidos por el Fondo de Estabilización de Precios – FEPC. El gobierno actual, en su Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 eliminó ese déficit e ideó un mecanismo para evitar una nueva acumulación mediante la destinación de 14 puntos del IVA de los combustibles a reconocer pleno el ingreso al productor en los precios que paga el consumidor (artículo 74 del PND). También dispuso en el artículo 35 que el Ministerio de Hacienda y crédito público definirá el mecanismo de estabilización de precios de los combustibles sin afectar la base para la liquidación de la sobretasa que constituye un ingreso para las entidades territoriales.

La gráfica 1, presenta la evolución de la aplicación de esta metodología desde septiembre del año 2011 hasta el 17 de octubre del año 2019, período correspondiente a la aplicación de la señalada fórmula establecida. La línea roja representa los precios diarios de paridad de exportación (PPE) de la gasolina corriente básica de producción nacional y la línea azul representa el ingreso al productor (IP) establecido por el Ministerio de Minas y Energía para cada período mensual.

En dicho marco, a 17 de octubre de 2019, el ingreso al productor de la gasolina motor corriente en el país es de $5.707,9 por galón, que corresponde al precio de venta en refinaría, el cual está por encima en $413,7 pesos del precio paridad exportación (PPE) o el que representa su costo de oportunidad actual ($5.261,08 por galón); esto es el resultado de lo establecido en el artículo 74 del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2019), en el cual se redujo el IVA del ingreso al productor de los combustibles del 19 al 5%, y dicha reducción fue utilizada para ajustar el ingreso al productor en $820 pesos por galón. Antes de ese ajuste, a 30 de junio de 2019, el ingreso al productor ($4.881,01 por galón) estaba $420 pesos por galón, por debajo de su costo de oportunidad, paridad exportación, el cual era de $5.301,04 por galón.

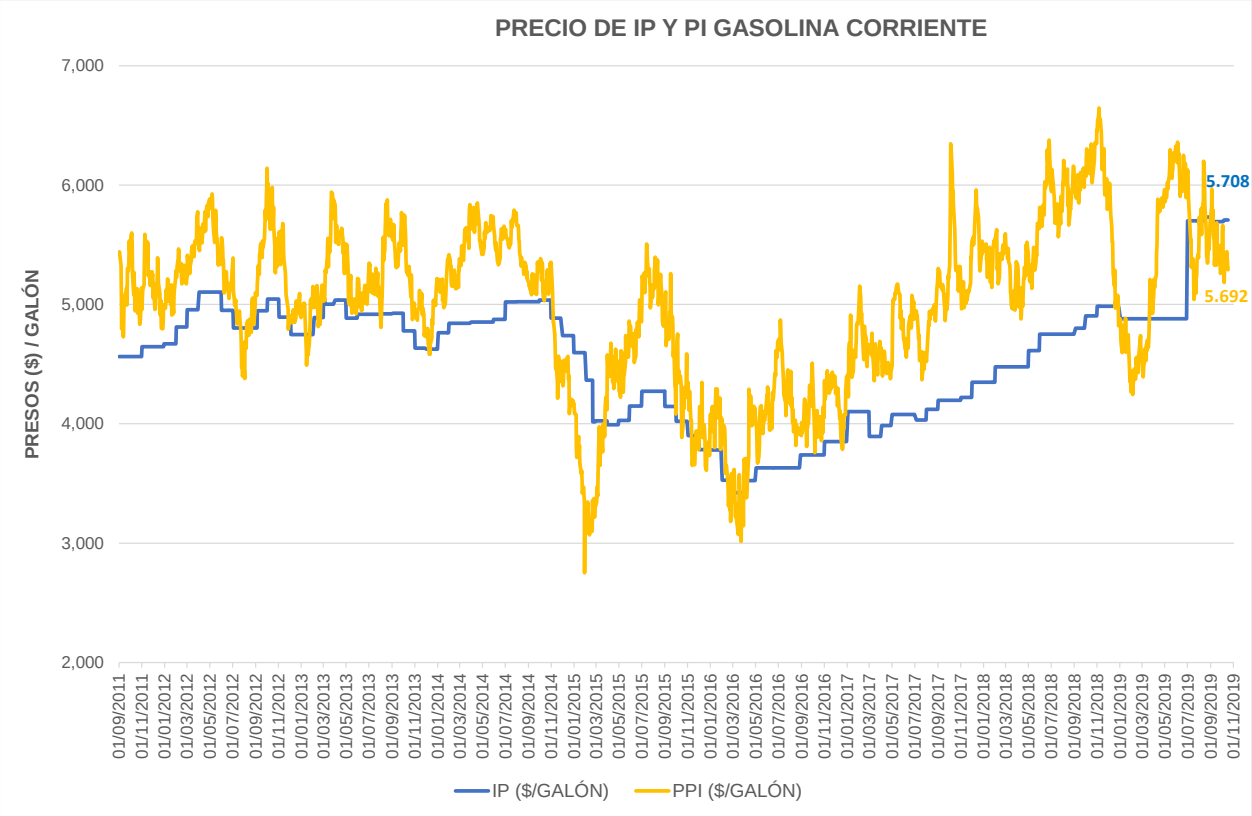
GRÁFICA 1. COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD EXPORTACIÓN (PPE) DE LA GASOLINA CORRIENTE (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)



Fuente: MME - Minhacienda. Cálculos Fedesarrollo.

De otra parte, en la gráfica 2 se muestra lo que hubiera sido la utilización de la metodología de paridad importación en el país desde septiembre del año 2011 hasta el 17 de octubre del año 2019. La línea naranja representa los precios diarios de paridad importación (PPI) de la gasolina corriente básica de producción nacional y la línea azul representa el ingreso al productor (IP) establecido por el Ministerio de Minas y Energía para cada período mensual.

GRÁFICA 2. COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD IMPORTACIÓN (PPI) DE LA GASOLINA CORRIENTE (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)



Fuente: MME - Minhacienda. Cálculos de Fedesarrollo.

La realidad del suministro colombiano es que hay déficits de gasolina y diésel cubiertos por importaciones y que se debería retornar al criterio de paridad de importación[33].

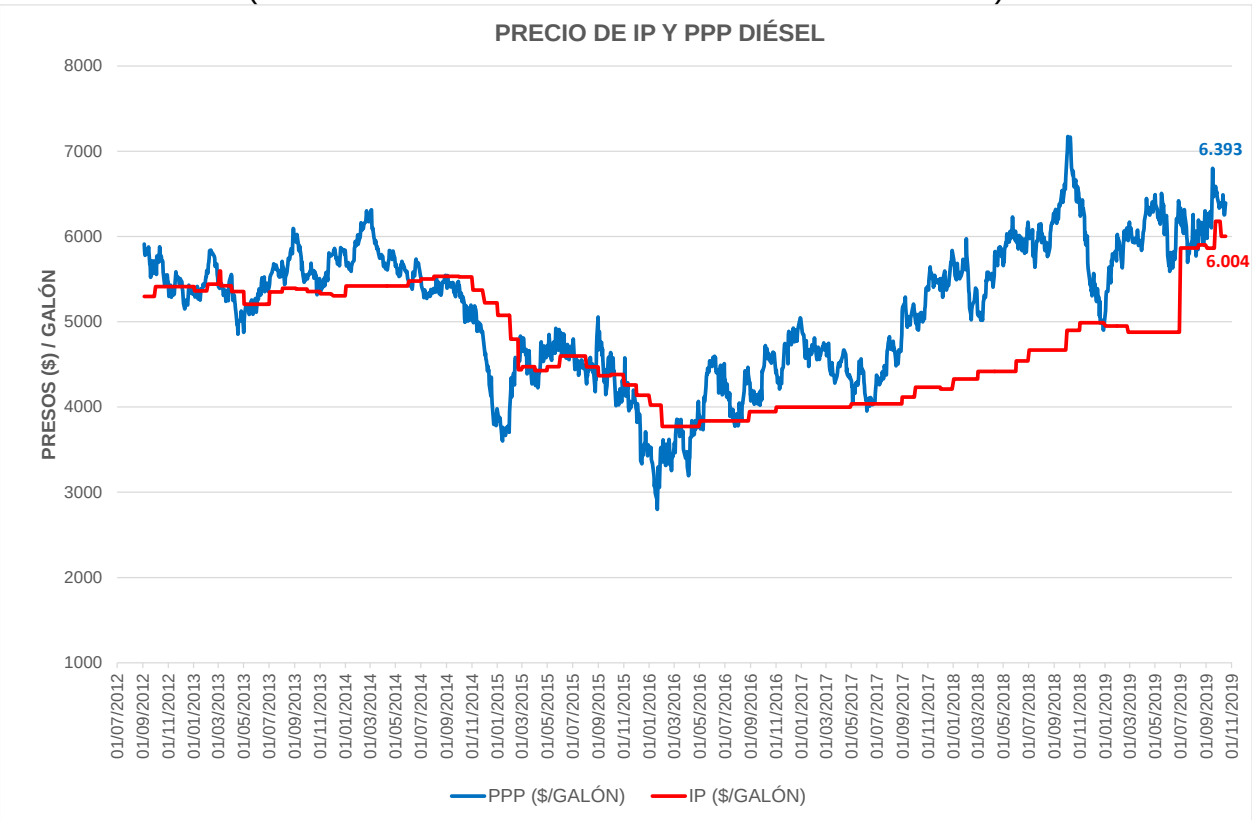
En el caso del diésel, un proceso similar al de la gasolina corriente fue realizado en agosto del 2012 a través de la Resolución 181491 del 30 de agosto de 2012, en el cual el Ministerio de Minas y Energía estableció el procedimiento para el cálculo del Ingreso al Productor de dicho producto. La metodología fue tomar un precio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación del producto. También estableció controles a la volatilidad de los precios con topes a los incrementos o disminuciones (+0,3%) y una medición a 60 días de las tendencias.

[33] El déficit de gasolina fue en 2018 de más de 36.000 barriles por día y en las proyecciones de la UPME para los próximos 15 años la cifra aumentará llegando a más de 70.000 barriles por día en 2030. En el caso del diésel, las importaciones llegaron en 2015 a 71.000 barriles por día. Con la entrada en operación de Reficar en 2015/16 y con la inversión en hidrotratamiento en Barrancabermeja, en 2019 hay un equilibrio entre la oferta y demanda de dicho producto; se importan 20 mil barriles día para mezclar y obtener la calidad requerida. Sin embargo, en el mediano plazo reaparecerá el déficit con cifras superiores a los 16.000 barriles por día.

En este caso tampoco se ha aplicado la fórmula en mención. La gráfica 3 presenta la evolución del ingreso al productor del diésel desde septiembre del año 2012 hasta la fecha (octubre 17 de 2019), la línea azul representa los precios diarios ponderados de paridad (PPP) del diésel y la línea roja representa el ingreso al productor (IP) establecido por el Ministerio de Minas y Energía para cada período mensual.

En octubre de 2019, el ingreso al productor del diésel en el país es de $6.003,85 por galón, que es el precio de venta en puerta de refinería o en puerto; este precio está por debajo en $388,9 pesos por galón del precio ponderado (PPP) o lo que representa su costo de oportunidad actual, el cuál es de $6.392,77. Por efecto del artículo 74 del PND ya mencionado aumentó el ingreso al productor en $985,6 pesos por galón. Los datos a 28 de junio de 2019, antes del ajuste en mención, el costo de oportunidad del producto era de $6.323,4 por galón, es decir $1.444,4 por galón por encima del ingreso al productor del ACPM, el cual era de $4.878,96 por galón, lo cual aumentaba el déficit del FEPC. El Plan Nacional de Desarrollo ordenó extinguir la deuda pendiente del mismo con la nación a 31 de diciembre del año en curso y en adelante con la participación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, lograr que la política de precios se cumpla a cabalidad.

GRÁFICA 3. COMPARACIÓN ENTRE EL INGRESO AL PRODUCTOR (IP) Y EL PRECIO PONDERADO EXPORTACIÓN - IMPORTACIÓN (PPP) DEL DIÉSEL (SEPTIEMBRE 1 DE 2012 – OCTUBRE 17 DE 2019)

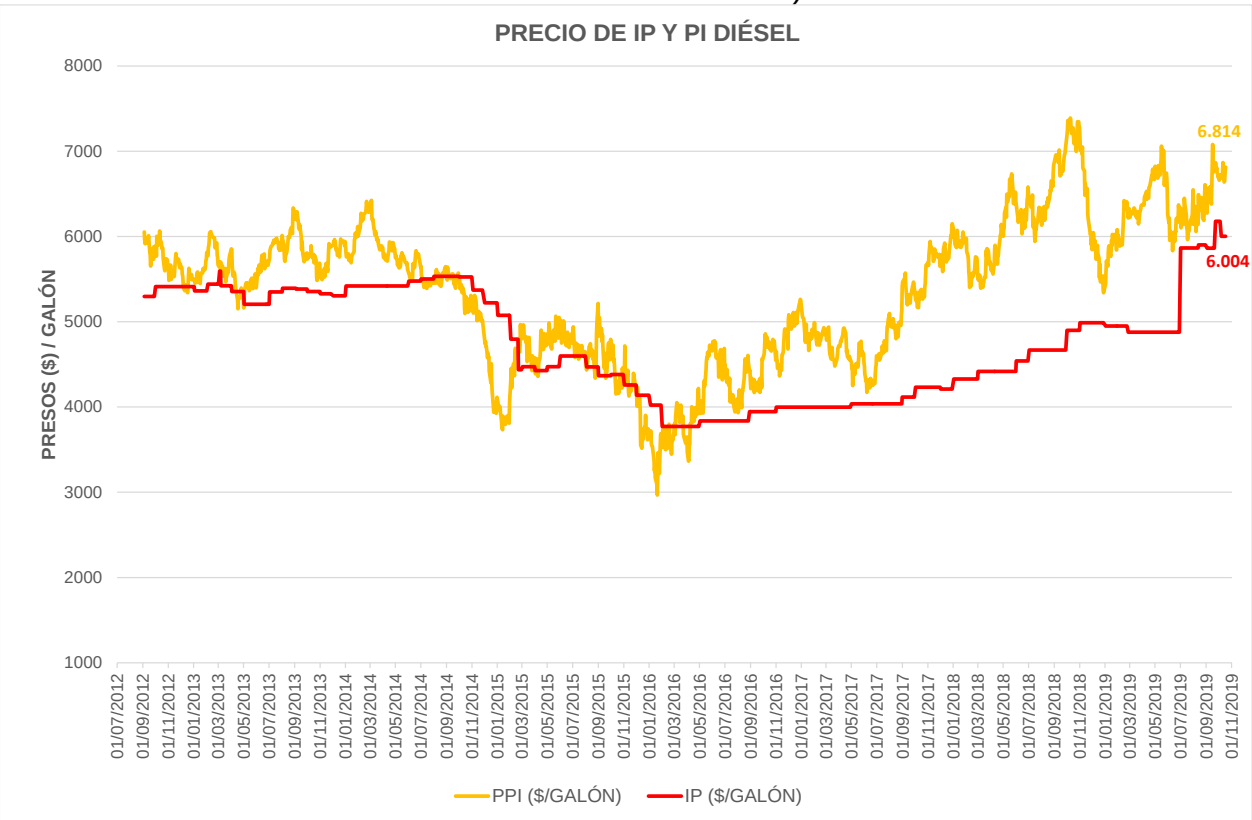


Fuente: Minminas y cálculos de Fedesarrollo.

En este caso del diésel, el diferencial entre el ingreso al productor y el costo ponderado de oportunidad del producto se ha venido ampliando en los últimos meses debido a la devaluación.

En la gráfica 4, se muestra cómo habría evolucionado el costo de oportunidad con criterio de paridad de importación en los últimos 8 años.

GRÁFICA 4. COMPARACIÓN INGRESO AL PRODUCTOR (IP) VIS-À-VIS EL PRECIO PARIDAD IMPORTACIÓN (PPI) DEL DIÉSEL (ACPM) (SEPTIEMBRE 1 DE 2011 – 17 DE OCTUBRE DE 2019)



Fuente: MME - Minhacienda. Cálculos de Fedesarrollo.

Impuestos

La gasolina y el diésel en Colombia están gravados con 5 impuestos, 4 de carácter nacional y uno de carácter regional y local, a saber: el IVA al ingreso al productor, el impuesto nacional, el impuesto al carbono, el IVA al margen mayorista y la sobretasa, que es el señalado impuesto de carácter regional y local.

Los impuestos a la gasolina corriente representan hoy el 22% del precio final al consumidor final[34], es decir $2.082 pesos por galón aproximadamente, de los cuales los impuestos de carácter nacional significan el 10% y el impuesto local y regional, la sobretasa, el cual se distribuye entre el municipio y el departamento en el cual se consume el producto (74% para el municipio y 26% para el departamento).

[34] Hasta antes de la expedición del nuevo Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1955 de 2019), los impuestos a la gasolina corriente significaban el 28% del precio al consumidor final, es decir un valor aproximado de $2.665 pesos por galón, 16% atribuible a los impuestos nacionales y 12% al impuesto de carácter local y regional.

En el caso del diésel (ACPM), los impuestos representan el 13% del precio al consumidor final, correspondiente a $1.250 por galón aproximadamente, que antes de la modificación del IVA del 19 al 5% en el Plan Nacional de Desarrollo, representaban el 20% del precio al consumidor final y un valor aproximado de $1.836 pesos por galón.

Las motivaciones de los impuestos a la gasolina y el diésel, han sido en la historia principalmente fiscales, como lo fue el establecimiento del impuesto al valor agregado – IVA como un impuesto *ad valorem* sobre el ingreso al productor, el cual fue en un principio monofásico, en cabeza de Ecopetrol, y solo con la expedición de la Ley 1819 de 2016, pasó a ser multifásico parcialmente, al señalarse desde enero de 2017, un valor de IVA al margen mayorista.

En el mismo sentido, en su momento el impuesto global a la gasolina y el diésel, el cual estuvo vigente entre 1998 y el año 2012, tuvo, en el papel, el propósito de corregir las externalidades negativas del uso de un bien contaminante. En la práctica, este impuesto alimentó las arcas y no tuvo una destinación ambiental. Con la sobretasa a los combustibles se buscaba compensar a los territorios por el deterioro que sufre la infraestructura vial del país y las externalidades asociadas (accidentes, problemas de movilidad, mayor necesidad de cuerpos de control de tránsito) por el uso de los combustibles en los diferentes tipos de vehículos. Este impuesto empezó siendo de destinación específica para el financiamiento del mejoramiento de la malla vial y sus problemas asociados, pero con el tiempo término siendo de libre destinación a partir de los fallos de la Corte Constitucional.

Desde la perspectiva del recaudo, el aporte de los impuestos y contribuciones es importante. Los impuestos a la gasolina corriente y el diésel (ACPM) representaron ingresos del gobierno de $8 billones de pesos en 2018, lo cual equivales a un 5,5% del recaudo total de $144,4 billones, 44,9% del impuesto de renta ($17,8 billones) y 23,2% del IVA ($34,5 billones). Si se toman únicamente los impuestos nacionales, el 68% del total, el recaudo por combustibles es de $5,44 billones, lo cual representa 3,7% del recaudo total, 30,5% del recaudo por impuesto de renta y 15,8% del recaudo nacional de IVA.

Esta es una dimensión que debe ser tenida en cuenta para el momento en que los combustibles líquidos de origen fósil sean reemplazados por otros más limpios. Entretanto, la política pública puede: 1) mantener la carga tributaria actual y destinar parte del recaudo a la investigación y desarrollo o a la innovación y adopción del conocimiento que facilite la utilización de energéticos más limpios, 2) incrementar los impuestos al carbono y/o ampliar su imposición a todos los combustibles de acuerdo con sus emisiones, 3) gravar con el IVA general o con una tasa intermedia a todos los combustibles a partir de la tasa reducida ordenada por el nuevo PND.

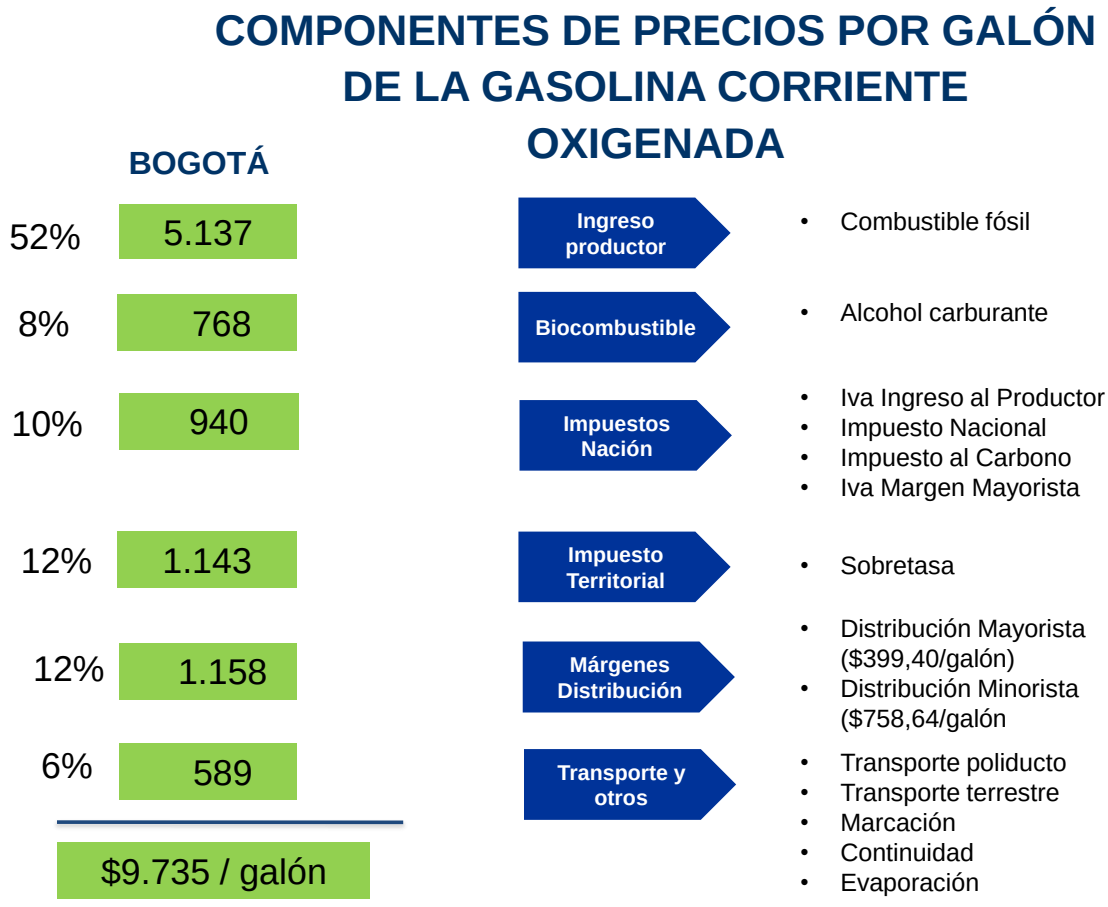
Hay que contabilizar también las pérdidas que pueda tener el productor de combustibles, Ecopetrol, los ingresos fiscales por dividendos, las regiones productoras, el empleo y el sector proveedor de bienes y servicios de la refinación y el transporte de combustibles.

Como se verá en el modelo de equilibrio general, los impactos son altos en términos de crecimiento del PIB, las finanzas públicas y algunos sectores de la economía. Todo lo cual exige un período de implantación de las medidas y la previsión de cuáles serán los instrumentos de la financiación de los costos de capital y la reconversión laboral de los sectores afectados.

Otros componentes de la estructura de precios

Dentro de la estructura de precios existen otros componentes, los cuales se ilustran para la gasolina oxigenada, en Bogotá con una mezcla del 10% de alcohol carburante. El ingreso al productor de la gasolina corriente oxigenada es el principal componente del precio, con un 60%, en donde el componente fósil pesa un 52% y el alcohol carburante un 8%, seguido por los impuestos que representan 22%, márgenes de distribución 12% y transporte 6%. Adicionalmente, el alcohol carburante está exento de IVA, impuesto global y Sobretasa.

TABLA 1. COMPONENTES DEL PRECIO DE REFERENCIA POR GALÓN DE LA GASOLINA CORRIENTE OXIGENADA EN BOGOTÁ.



* Precio de referencia vigente para la ciudad de Bogotá a octubre de 2019

Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Cálculos de Fedesarrollo.

Los componentes de transporte por ductos y los márgenes de distribución son revisados periódicamente y parámetros como el WACC merecen un ajuste a las condiciones financieras y de riesgo de las inversiones, hacia la baja. En la agenda regulatoria de la CREG de 2019 figuran los siguientes temas: formalización contractual entre mayoristas y minoristas, metodología tarifaria para transportar por poliductos, los márgenes de los mayoristas, determinación del régimen a aplicar (libertad vigilada o regulada) y las metodologías de referencia del ingreso del productor de combustibles fósiles y de biocombustibles.

La regulación de los precios de los combustibles quedó establecida en la ley 1955 de 2019 Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, como sigue:

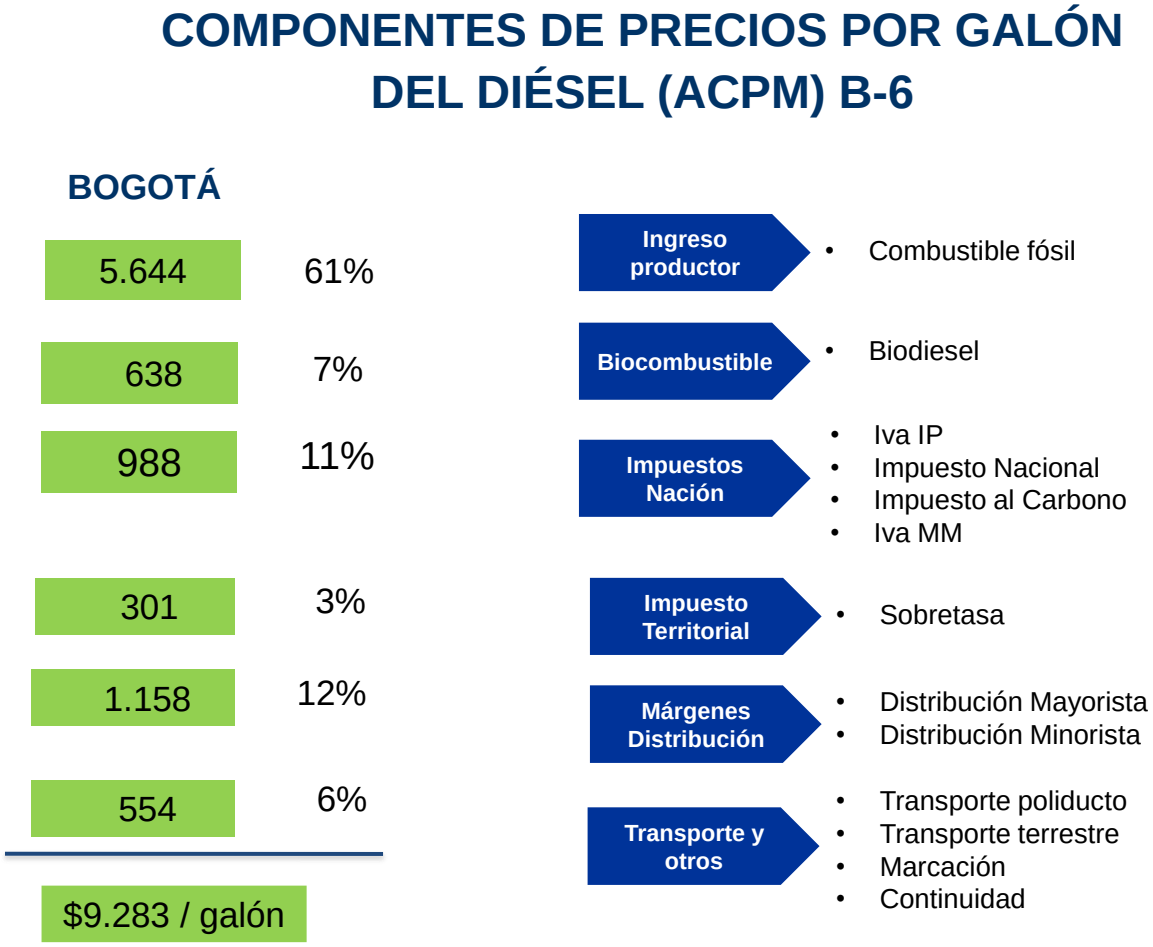
"Artículo 35. ***Precio de los combustibles líquidos a estabilizar*****.** El Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad delegada, establecerá la metodología de cálculo del valor del ingreso al productor de los combustibles líquidos y biocombustibles, así como las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de toda la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución de dichos combustibles que hacen parte del mercado regulado. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público podrá determinar el mecanismo de estabilización de los precios de referencia de venta al público de los combustibles regulados, así como los subsidios a los mismos, que se harán a través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). El mecanismo de estabilización previsto por el FEPC no afectará los impuestos de carácter territorial".

La CREG puede ser la entidad delegada en virtud de las funciones que le da el decreto 1260 de 2013[35]. La disposición nueva es la inclusión del Ministerio de Hacienda y Crédito Público en esta función.

Los componentes del precio del diésel se ilustran con la estructura para la ciudad de Bogotá, el ingreso al productor de la mezcla es del 68%, correspondiente en un 61% a la porción fósil del diésel y un 7% al 6% que hoy se mezcla de biodiesel, seguido por los impuestos (14%), los márgenes de comercialización representan el 12% y el transporte obtiene el 6%. Está previsto que el porcentaje de la mezcla vuelva al 10% a final del año. La posibilidad de aumentar la mezcla depende de la estabilidad de la oferta nacional y de acuerdos sobre la fórmula de precios de los biocombustibles, ya que ese componente es más caro que el fósil.

[35] El Artículo 336 de la ley 1955 de 2019 deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, lo cual no parece ser el caso.

TABLA 2. COMPONENTES DEL PRECIO DE REFERENCIA POR GALÓN DEL DIÉSEL (B-6) EN BOGOTÁ.



- Precio de referencia vigente para la ciudad de Bogotá a octubre de 2019

Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Cálculos de los autores.

4.2.2 BIOCOMBUSTIBLES (ALCOHOL CARBURANTE Y BIODIESEL)

4.2.2.1 Precios del alcohol carburante (etanol carburante) en Colombia (ingreso al productor)

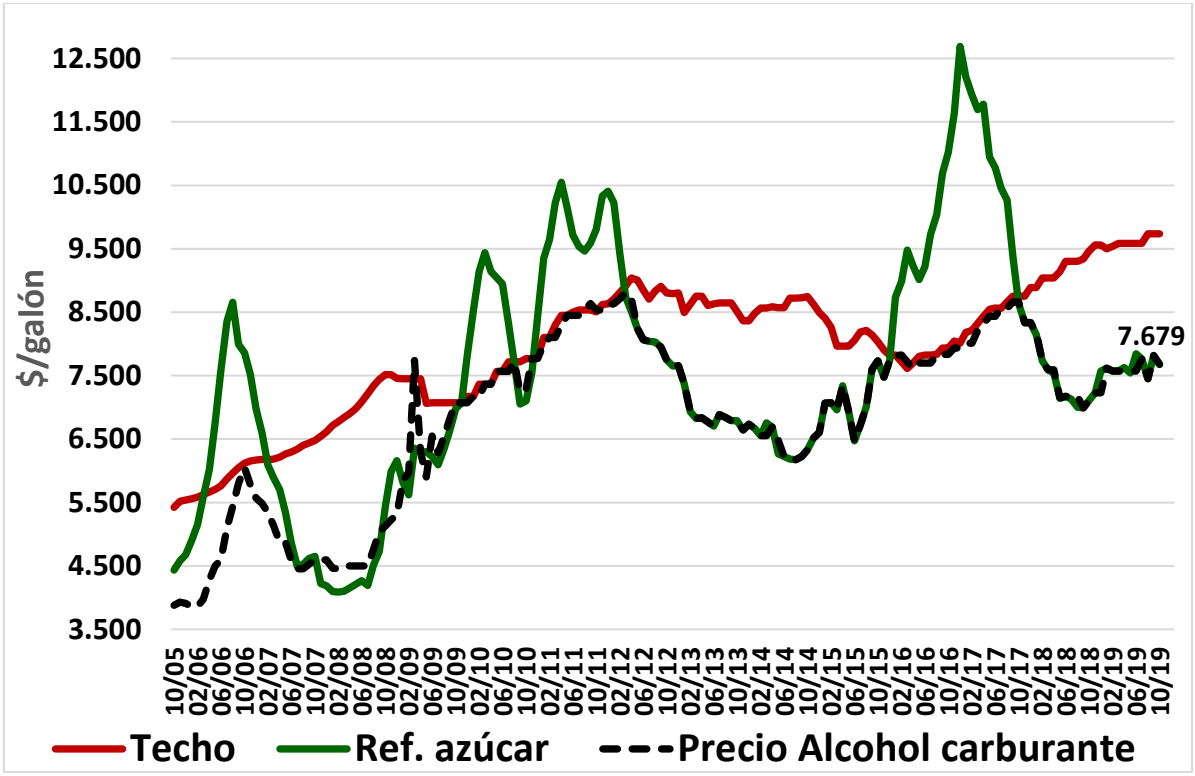
Colombia ha desarrollado una política de biocombustibles para propiciar el desarrollo agrícola y mejorar la calidad del aire en las ciudades.

En el caso del etanol, su desarrollo a nivel global ha estado fuertemente influenciado por las políticas internas y de promoción de Brasil y Estados Unidos, los cuales representan más del 70% de la producción mundial. El subsidio que Estados Unidos otorga a los

productores de biocombustibles[36], llevó al gobierno colombiano al establecimiento de medidas arancelarias compensatorias[37].

El precio del alcohol carburante es el valor mínimo de dos magnitudes: el precio techo[38] y el valor máximo que resulte de comparar un precio piso, el costo de oportunidad del azúcar[39], y el precio del fósil equivalente. Los precios resultantes se presentan en la Gráfica 5 para el período 2005-2019.

GRÁFICA 5. EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL ALCOHOL CARBURANTE.



Fuente: Minminas.

Al analizar esta gráfica, se observa que el establecimiento de un precio techo ha permitido mitigar los períodos de precios altos del azúcar a nivel internacional, como los que se tuvieron entre diciembre de 2009 y febrero de 2012, o entre enero de 2016 y octubre de 2017. Ahora bien, también es claro que a partir de octubre de 2017 y hasta la fecha, los precios del azúcar blanco a nivel internacional han venido coincidiendo con los precios

36 Ernest and Young (2015).
[37]En mayo de 2019, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo ordenó aplicar a las importaciones de etanol de Estados Unidos un gravamen *ad valorem* del 9,36% adicional al arancel que tiene, durante cuatro meses.
[38] Corresponde al precio de referencia para Bogotá de la gasolina motor corriente oxigenada del mes anterior.
[39] Precio que toma como referencia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción de alcohol carburante, es decir la caña de azúcar y referenciada al promedio móvil de los últimos 6 meses de la paridad exportación del azúcar blanco refinado para evitar su volatilidad, descontado los costos de transporte al puerto de exportación, los gastos asociados a dicha actividad y el beneficio que se obtiene al utilizar la vinaza generada en el proceso de producción del alcohol carburante dentro de las actividades agrícolas.

internacionales del petróleo, los cuales cayeron drásticamente entre los años 2015 y 2016 y en los dos últimos años se han mantenido entre los US$45 y los US$65 dólares por barril para la referencia Brent y de tal forma, que el precio interno del alcohol carburante ha estado muy por debajo del precio techo en un 19,3% en promedio para los señalados dos años (octubre de 2017 a octubre de 2019).

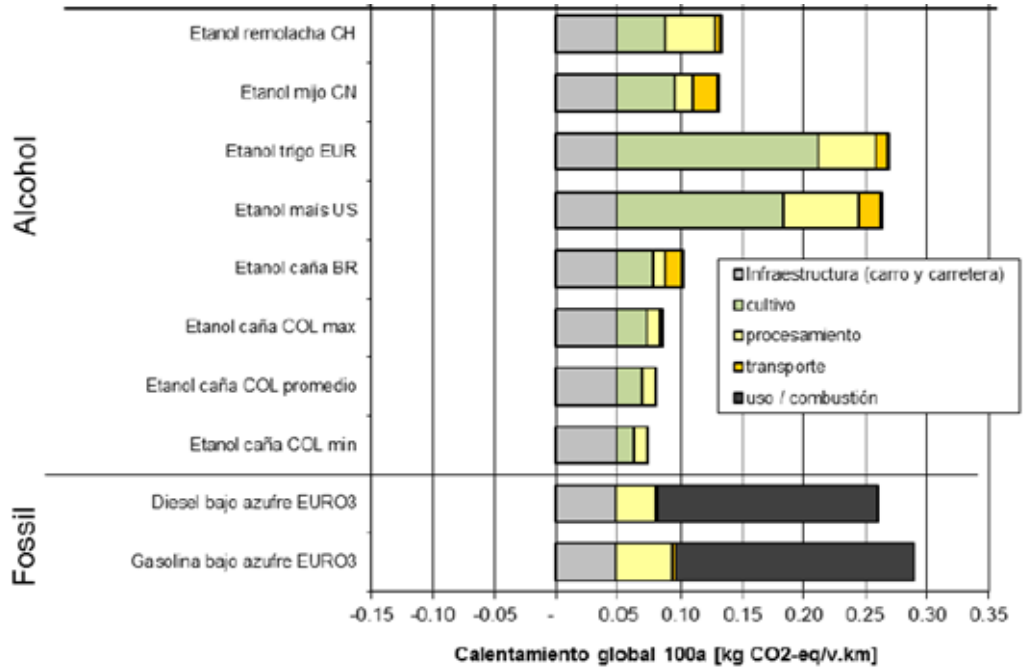
Ahora bien, con un enfoque de costo/eficiencia y buscando un beneficio para el consumidor en términos económicos, se recomienda que el Ministerio de Minas y Energía actualice las variables de la fórmula de precios del alcohol carburante con base en el costo de oportunidad del azúcar. En dicho sentido, de acuerdo con lo señalado por Ernest and Young (2015), las variables a ajustar serían las siguientes, las cuales permitirían una reducción en el precio del alcohol carburante de $443 por galón aproximadamente a octubre de 2019:

- Los gastos de exportación promedio del azúcar refinado. Este valor se debe fijar en treinta (30) dólares por tonelada (US$/ton) y no en el valor de veintiséis (26) dólares por tonelada (US$/ton) señalado en la regulación vigente (resoluciones 18 1232 de 2002 y 18 0643 de 2012).
- El flete de transporte promedio del azúcar refinado entre el centro de producción y el puerto de exportación (Cali – Buenaventura), el cual fue fijado en el año 2012 en $32.302/ton y debe actualizarse a $32.627,2/ton a precios del año 2015. Al actualizar este valor en 2019 por el índice de costos al transporte (ICT) publicado por el DANE, se tiene que ese valor es de $37.579 por tonelada.
- El ahorro en pesos por galón que se obtiene al utilizar la vinaza generada en el proceso de producción del alcohol carburante dentro de las actividades agrícolas para la obtención de las respectivas materias primas, el cual se fijó en $22,39 por galón en el año 2012, se debe actualizar a un valor de $47,8 por galón del año 2015, que si se actualiza con base el índice de precios al productor (IPP) publicado por el DANE, a precios de 2019 sube a $54,42 por galón.
- La relación estequiométrica de producción de etanol por quintal de azúcar (FC1), se debe ajustar de 29,22 litros/quintal de azúcar a 30,1 litros /quintal de azúcar.
- El factor de corrección por menor recuperación de sacarosa (FC29) fijado en 0,97 litros/quintal en el año 2012, se debe modificar a 0,995 litros por quintal de azúcar.
- El factor asociado a los costos de transformación del azúcar en etanol anhidro (FC3), en planta igual se debe cambiar de 6,378 litros/quintal, de acuerdo con lo fijado en el año 2012 a 6,373 litros/quintal.

De otro lado, se recomienda ajustar el techo de la fórmula de precios, tomando como base el costo paridad importación de un sustituto para el mes previo correspondiente puesto en la planta mayorista, incluyendo los impuestos asociados, y otros componentes y para un producto que cumpla con las especificaciones de calidad más exigentes a nivel internacional y la norma nacional. El producto que cumple con estas características es el etanol anhidro producido en Brasil, el cual cumple con los mayores estándares de calidad de la industria, a un precio competitivo (15% menor aproximadamente) frente al de

producción local[40]. Habría que estudiar también la posibilidad de mantener la medida arancelaria compensatoria transitoria ya mencionada (gravamen *ad valorem* del 9,36% adicional al arancel). De otro lado, es conveniente recordar que las emisiones del etanol de maíz son de 255 gramos equivalentes de CO_2 por vehículo kilómetro aproximadamente frente a los 70 gramos que emite el etanol colombiano de caña de azúcar (Gráfica 6).

GRÁFICA 6. EMISIONES DE CO_2 EN KILOGRAMOS POR VEHÍCULO KILÓMETRO DEL ALCOHOL CARBURANTE DE CAÑA DE AZÚCAR VS EL DE MAÍZ.



Fuente: Consorcio CUE (2012).

La fórmula de paridad importación aplicable sería la siguiente;

Precio de Etanol = Precio de Etanol Mercado Referencia[41] + Flete[42] + Seguro + Arancel[43] + Gastos de Importación[44] + Inspección + Impuestos (IVA del 5% o 19% según

40 De acuerdo con lo establecido por Ernest and Young (2015), el etanol de maíz, no cumple con todas las especificaciones de calidad establecidas en la normatividad colombiana, especialmente lo relacionado con el contenido de impurezas en el producto (cloro inorgánico, cobre, hierro, sodio, agua) y el contenido de agua, lo cual implica la necesidad de someter el producto al proceso de deshidratación – que en la actualidad sólo está instalado en las destilerías ubicadas en el Valle del Cauca o mezclarlo con producto dentro de especificaciones, es decir el etanol de producción local.

41 Precio del etanol ex Works de las destilerías ubicadas en la región de Sao Paulo en Brasil más los costos logísticos en Brasil, correspondientes a la suma del flete interno entre Ribeirão Preto (región donde están ubicadas la mayoría de las destilerías) a Santos (Puerto) y los gastos de Exportación del etanol en puerto del Brasil.

42 Valor del flete de importación del etanol para la ruta Santos – Cartagena.

43 El arancel aplicable al etanol, correspondiente al aplicado a Brasil (10%) bajo el principio de la nación más favorecida (NMF). Gastos portuarios en Colombia. El valor comercial de los gastos portuarios en Cartagena. Incluye el almacenamiento del producto.

44 El valor comercial de los gastos portuarios en Cartagena. Incluye el almacenamiento del producto.

corresponda + impuesto nacional + impuesto al carbono) + margen de continuidad + tarifa de marcación

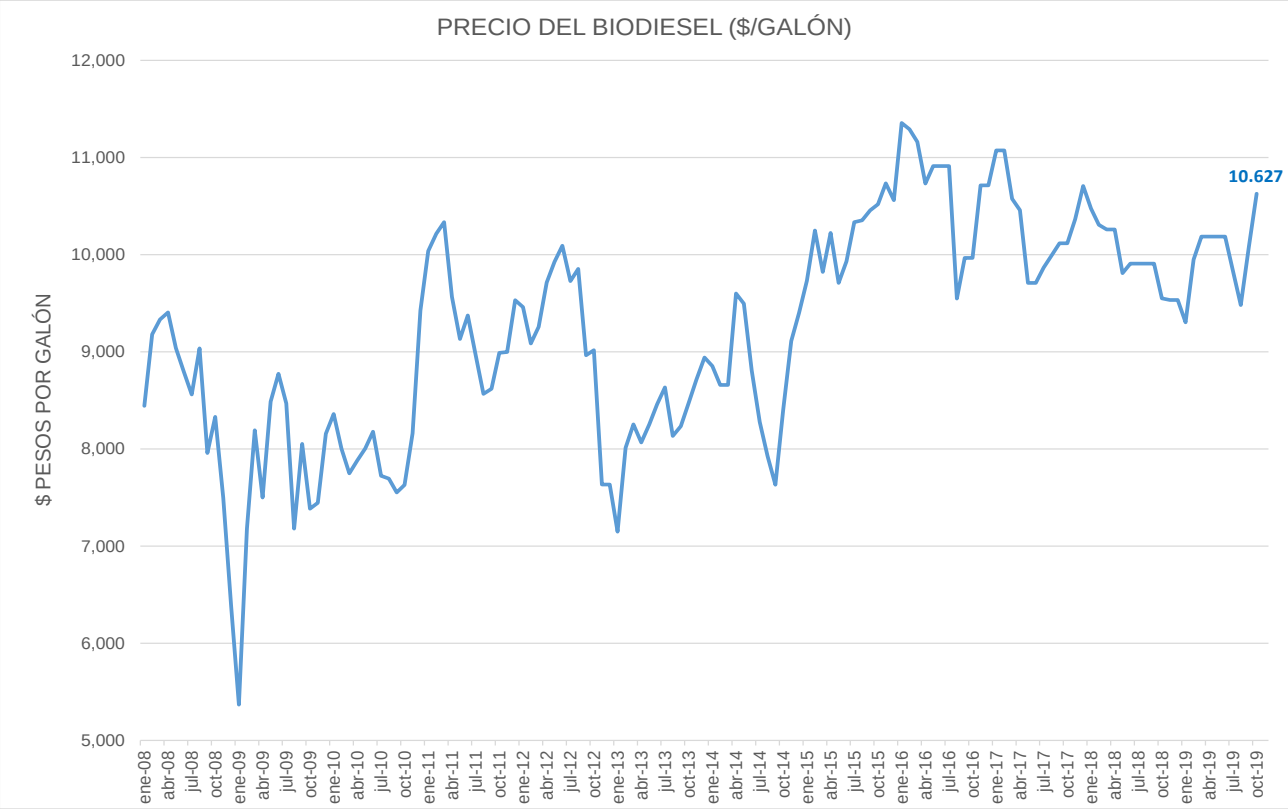
4.2.2.2 PRECIOS DEL BIODIESEL EN COLOMBIA (INGRESO AL PRODUCTOR)

En Europa, Estados Unidos y Brasil el precio del biodiesel se define en el mercado; sin embargo, estos valores están afectados en Estados Unidos por regulaciones particulares que apoyan la producción. El precio de referencia para el biodiesel es el aceite de calefacción (Heating Oil), el cual se complementa con un incentivo directo al productor de biocombustibles que tenga un impacto ambiental importante en términos de reducción de gases efecto invernadero, que se materializa en un título-valor similar a los bonos de carbono, el cual puede ser transado en el mercado de valores de dicho país. En Europa rige el precio que resulta del mercado; sin embargo, los productores se benefician de los subsidios al sector agrícola los cuales pueden disminuir los costos de la materia prima y por el ende el precio del productor[45].

Colombia ha desarrollado su mercado basado en los costos de producción y la determinación del precio del biodiesel el cual se define como el mayor de los siguientes valores: el precio piso, el precio del fósil equivalente y el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción del biocombustible. Este costo de oportunidad se calcula a partir del precio de referencia del mercado interno de aceite de palma, con sus respectivos ajustes por calidad. Adicionalmente, se tiene en cuenta el precio internacional del metanol como insumo en su producción y el cálculo de un Factor Eficiente de Producción y cuyos precios de aplicación desde sus inicios y hasta el mes de octubre de 2017, se presentan en la Gráfica 7.

45 Ernest and Young (2015).

GRÁFICA 7. EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL BIODIESEL.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De otro lado, con un enfoque de costo/eficiencia y buscando un beneficio para el consumidor en términos económicos, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Resolución 4 0400 del 8 de mayo de 2019, procedió actualizar la metodología y las variables para la determinación del precio del biodiesel con base en el costo de oportunidad de la materia prima más eficiente utilizada en su producción y el valor base del precio mínimo del biodiesel, en función del precio promedio de los últimos 5 años del aceite de palma.

De acuerdo con lo anterior, los parámetros ajustados equivalen a una reducción entre el 0,6 y el 6,4%, en el período de análisis, de febrero de 2009 a mayo de 2015, así:

- Se estableció el precio interno del aceite de palma, calculado como el precio ponderado[46] del menor valor entre la paridad importación del producto y de la canasta de sustitutos del aceite de palma (soya (mínimo entre el mercado americano y el argentino), estearina y sebo (mínimo entre los dos) en una ponderación del 65% la primera y 35% los dos últimos), el precio de la cotización del aceite de palma del ponderado de las cotizaciones del aceite de palma crudo (CIF Rotterdam) de la

46 Se tomaba una ponderación del 10, 20, 30 y 40% para el promedio de las cotizaciones de la cuarta, tercera, segunda y primera semana anterior, respectivamente.

publicación Oil World y se ajustó por el promedio de las últimas 30 observaciones disponibles de la cotización diaria del contrato FCPO – tercera posición, según lo informado por Bursa Malaysia en su cotización de Bursa Malaysia Derivates (BDM) – Crude Palm Oil – 3ª posición.

- Se dejó de utilizar en la canasta de sustitutos del aceite de palma, el promedio ponderado de las cotizaciones del aceite de soya (FOB Argentina) de la publicación Oil World, y comenzó a utilizarse el promedio de las últimas 30 observaciones disponibles de la cotización diaria del indicador de precio FOB de la soya en el mercado argentino, publicado por Reuters/Argus.
- Se incluyó en la canasta de sustitutos del aceite de palma, el promedio de las últimas 30 observaciones disponibles de la cotización diaria del indicador de precio FOB de la soya en el mercado americano, publicado por Reuters/Argus.
- Se empezó a utilizar el promedio de las últimas 30 observaciones disponibles de la cotización diaria del indicador de precio FOB del Sebo en el mercado americano, publicado por Reuters/Argus, en cambio del promedio ponderado de las cotizaciones del Sebo de la publicación Oil World (CIF Rotterdam).
- Se eliminó la utilización del precio promedio ponderado de las cotizaciones de la Estearina (FOB Malasia) de la publicación Oil World y se cambió por la utilización del promedio de las últimas 30 observaciones disponibles de la cotización diaria del indicador de precio FOB de la estearina en el mercado malayo, publicado por Reuters/Argus.
- Se ajustaron los fletes de transporte del aceite crudo de palma, de la soya, de la estearina y del sebo desde los respectivos mercados de referencia a puerto colombiano.
- Se incluyó dentro del cálculo de la paridad importación del aceite de palma y de la canasta de sustitutos del mismo, la metodología desarrollada por el Departamento Nacional de Planeación del cálculo del promedio ponderado por volumen del arancel aplicado a las importaciones de dichos productos y dependiendo del lugar de origen (Mercosur (asociado al Sistema Andino de la Franja de Precios) o el resto del mundo y estableciendo un porcentaje techo del 10%, aun cuando la realidad es que en los dos últimos años, el arancel ha sido de menos del 1%.
- Se redujeron de US$203 por tonelada a US$158,4 por tonelada, los costos promedio de nacionalización, logística de puerto y transporte a la planta de biocombustible para uso en motores diésel del metanol.
- Se incluyó dentro de la fórmula de precios un crédito por la producción de glicerina, asociada al valor de la misma en el mercado local y considerando la relación estequiometria, la cual se debe descontar del valor del biodiesel, equivalente a US$144 por tonelada.
- Se disminuyó el Factor de Producción Eficiente del biocombustible para uso en motores diésel correspondiente a factores de producción de origen extranjero y expresado en dólares por tonelada de biocombustible (US$/Ton) de US$35 /ton a US$28 por tonelada.
- Se ajustó el factor de producción eficiente del biocombustible para uso en motores diésel correspondiente a factores de producción de origen colombiano y expresado

en pesos colombianos por tonelada de biocombustibles, de $358.420 /ton del año 2011 a $488.041/ ton del año 2019.

- A partir de la experiencia con la operación de las plantas de biodiesel en el país, se cambió la fracción promedio de metanol utilizada para producir una tonelada de biodiesel, del 12% al 10,4%.
- Se estableció que a más tardar el 1º de junio de cada año, o en el momento que se considere pertinente, se deben revisar todos los parámetros que conforman la estructura de precios del biodiesel.
- Por último, en la resolución en mención se estableció un factor delta y una banda de precios a ser considerada cada mes al momento de fijar el precio del biodiesel, con el fin de atenuar la volatilidad en los precios de las materias primas respectivas y en la tasa de cambio, de tal forma que el precio esté siempre dentro de la banda respectiva, la cual tiene un rango de amplitud máximo hacia arriba y hacia abajo asociado al factor delta.

Se recomienda definir un techo para la fórmula de precios del biodiesel tal y como lo recomienda Ernest and Young (2015), tomando como base el costo paridad importación de un sustituto para el mes previo correspondiente puesto en la planta mayorista, incluyendo los impuestos asociados y otros componentes, para un producto que cumpla con las especificaciones de calidad más exigentes en el mercado internacional y la norma nacional. El producto que cumple con estas características es el biodiesel comercializado en Europa, denominado FAME 0, el cual cumple con las especificaciones de calidad de la norma europea y es una mezcla de las materias primas más utilizadas en el mundo para la producción de biodiesel, los aceites de colza, soya y palma.

La fórmula de paridad importación aplicable sería la siguiente;

Precio del biodiesel = Precio del Biodiesel Mercado Referencia[47] + Flete[48] + Seguro + Arancel[49] + Gastos de Importación[50] + Inspección + Impuestos (IVA del 5% o 19% según corresponda + impuesto nacional + impuesto al carbono) + margen de continuidad + tarifa de marcación

Teniendo como referencia la formula en mención, el valor del biodiesel se puede reducir entre un 8 y un 20%, valor a ser monitoreado de tal forma que no genere una distorsión en precios diferenciales de la materia para la atención de diferentes mercados locales (alimentos y biocombustibles) o que por el contrario se genere un incentivo real aumentar las exportaciones del referido aceite y afectaciones sobre el balance del Fondo de Estabilización Palmero.

47 Corresponde al precio del biodiesel denominado FAME 0 en el puerto de Rotterdam
48 Valor del flete de importación del etanol para la ruta Rotterdam – Cartagena.
49 El arancel aplicable al biodiesel.
50 El valor comercial de los gastos portuarios en Cartagena. Incluye el almacenamiento del producto.

4.3 SUBSIDIOS, COMPENSACIONES Y BENEFICIOS ADICIONALES DE LA POLÍTICA RESPECTIVA ACTUALES EN LOS PRECIOS DE LA GASOLINA, EL DIÉSEL (ACPM) Y LOS BIOCOMBUSTIBLES

4.3.1 SUBSIDIOS A LA GASOLINA MOTOR, AL ACPM (DIÉSEL) Y AL JET A1

Los subsidios al diésel, la gasolina y el JET A1 se concentran en la diferencia que ha habido entre el ingreso reconocido al productor/importador que paga el consumidor y el costo de oportunidad del combustible. Esa diferencia se tradujo en un déficit del FEPC cuya inspiración era la reducción de la volatilidad del precio interno, pero terminó acumulando un déficit de más de $14 billones de pesos en marzo de 2019. La recomendación de este estudio es modificar el costo de oportunidad para cambiar el criterio de paridad de exportación y ponderado de exportación-importación para gasolina y diésel, respectivamente, por el costo paridad de importación. Y lo mismo para el costo de oportunidad del JET A1.

4.3.2 BIOCOMBUSTIBLES (ALCOHOL CARBURANTE Y BIODIÉSEL)

El alcohol carburante está exento del pago del impuesto al valor agregado- IVA, el impuesto nacional a la gasolina y la sobretasa a la gasolina. Así mismo, la porción que se mezcla no es sujeta del pago respectivo del impuesto al carbono. Dichos beneficios le representaron a los consumidores finales del señalado producto en mezcla con la gasolina para los años 2017 y 2018 un beneficio del orden de los $265 mil millones y $455 mil millones de pesos, respectivamente, tomando como referencia tanto los volúmenes de alcohol carburante de producción nacional como el importado.

El biodiesel está exento del impuesto al valor agregado- IVA y del impuesto nacional al ACPM y a diferencia del caso del alcohol carburante, la porción que se mezcla hace parte del cálculo de la sobretasa al ACPM. En el mismo sentido, la porción que se mezcla no está sujeta al pago del impuesto al carbono. Dichos beneficios representaron para los consumidores finales con biodiesel beneficios del orden los $213 mil millones aproximadamente para el año 2017 y de los $249 mil millones para el año 2018.

Las recomendaciones de este estudio en el sentido de: 1) igualar el tratamiento a todos los combustibles en cuanto al impuesto al carbono, en función de las emisiones GEI de cada uno de ellos, 2) usar el criterio de costo de oportunidad de paridad de importación para fijar el ingreso al productor de los combustibles fósiles y 3) elevar el IVA de los mismos a la tasa general, son incorporadas a los ejercicios que miden los efectos sobre el crecimiento del PIB y la estructura de costos de otros sectores de la economía; con base en ellos corresponderá a las autoridades acogerlas o no y fijar la gradualidad de estas medidas.

El precio actual de alcohol carburante al mes de octubre de 2019 está en $7.679 por galón. Si se dejara el IVA en el 5%, se igualara el impuesto nacional al alcohol carburante

al de la gasolina, se eliminara la exención del IVA al margen mayorista y se impusiera el impuesto al carbono de la fracción del biocombustible que se mezcla, se tendría un aumento en el precio del biodiesel de $2.404 pesos por galón y un incremento al consumidor final de $240 pesos aproximadamente.

De otro lado, si como primera medida, tal como se recomienda, se regresara a la tarifa general del 19% del impuesto a los combustibles, el aumento del costo del alcohol carburante sería de más o menos $3.479 pesos por galón y el incremento al consumidor final sería de $348 pesos por galón. Aplicado en un período de 24 meses, el aumento al consumidor sería de $14 pesos por galón al consumidor final.

En el caso del biodiesel, en el primer escenario, sin llevar el IVA a la tasa general del 19%, las medidas llevarían a un aumento en el precio del biodiesel de $1.259 pesos por galón, es decir un incremento total al consumidor final de la mezcla de $126 pesos por galón, $5 pesos por galón durante los 24 meses. Se supone una mezcla del 10% y se toma como referencia el precio del biodiesel en el mes de octubre de 2019 de $10.627 por galón.

En el segundo escenario, si aumenta el IVA a la tarifa general, el aumento del precio de biodiesel sería de $2.747 pesos por galón y el aumento al consumidor final sería de $275 por galón, es decir un aumento mensual de $11 pesos por galón durante los 24 meses siguientes.

4.3.3 EXENCIONES, SUBSIDIOS Y COMPENSACIONES A LOS COMBUSTIBLES EN LAS ZONAS DE FRONTERA

De acuerdo con lo señalado en detalle en el capítulo 2.3 del informe #2 del presente estudio, los beneficios en materia de exenciones, subsidios y compensaciones a los combustibles en las zonas de frontera se resumen en los siguientes beneficios:

- La compensación de transporte del combustible para Nariño definida por el Artículo 55 de la Ley 191 de 1995, modificado por el artículo 9º de la Ley 1118 de 2006, que establece que mientras la Nación construye la red de poliductos contemplada en el Plan Nacional de Desarrollo, El Gobierno Nacional asumirá el costo del transporte de combustibles de derivados del petróleo entre las plantas de abasto o mayoristas y las zonas de frontera que, siendo capital de departamento tengan comunicación por carretera con dichas plantas de abasto donde existiere terminal del poliducto.

  Con el fin de analizar alternativas, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME contrató un estudio con la firma del Vasto & Echeverría para actualizar los estudios de viabilidad (más de prefactibilidad) del poliducto Yumbo – Pasto y determinar si existe una medida alternativa que permita sustituir los recursos anuales que se otorgan como compensación.

- Los combustibles líquidos vendidos, en un volumen fijado por las autoridades nacionales, en zonas de frontera ZF, están excluidos del pago del IVA, del arancel e del impuesto nacional Dichos recursos significaron para los 12 departamentos en mención y sus habitantes beneficios del orden de los $635 mil millones de pesos en el año 2017 y $753 mil millones de pesos en el año 2018, reflejados en un menor precio del producto. De acuerdo con lo señalado en el inciso segundo del artículo 295 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), estos beneficios seguirán vigentes en los 4 años que cubre el PND 2018-2022. En el último año, las dificultades de producción de las refinerías de Venezuela han llevado a la disminución del contrabando y las ventas de ese país, con lo cual desaparece una de las causas centrales de la política de exenciones en zonas de frontera que el gobierno debe evaluar.

- Los descuentos al ingreso al productor de la gasolina motor y al diésel (ACPM) en las diferentes zonas de frontera otorgados por el gobierno Nacional para las diferentes zonas de frontera desde el año 2010, con cargo a los recursos del Fondo de Estabilización del Precio a los combustibles – FEPC, representaron beneficios para los ciudadanos de dichas regiones, materializados en un menor precio del combustible, del orden de los $148 mil millones en el año 2018 y $155 mil millones hasta agosto de 2019.

- El valor diferencial de la sobretasa a la gasolina motor y al diésel (ACPM), en las diferentes zonas de frontera, de tal forma que desde el año 2010 en conjunto con las entidades territoriales se definió que el precio de referencia para el cálculo de la sobretasa en las zonas de frontera sería un valor diferente al del resto del país. Dichos recursos significaron beneficios para las zonas de frontera y sus habitantes, a través de un menor precio de los señalados combustibles, del orden de los $152 mil millones de pesos en el año 2017 y de $160 mil millones en el año 2018. Los recursos que pierden las entidades territoriales por sobretasa no se pueden establecer en la medida en que estas ZF no han tenido recaudo significativo por concepto de impuestos a los combustibles debido a la importancia histórica del contrabando en su abastecimiento.

- A diferencia de los rubros anteriores, los recursos asociados a los programas de reconversión socio laborales y la recuperación de costos, están incluidos como un ingreso del Gobierno Nacional dentro de las estructura de precios de las diferentes zonas de frontera, rubros que en promedio corresponden a un valor de $101 por galón en el primer caso y a $15 pesos por galón en el segundo. Ahora bien, estos significaron ingresos para el gobierno nacional del orden los $47 mil millones en el año 2017 y de los $50 mil millones en el año 2018, que en teoría deberían ir dirigidos al desarrollo de programas de reconversión con los grupos de ciudadanos dedicados a las actividades de distribución informal de combustibles en las señaladas regiones o más conocidos en algunas de ellas como “pimpineros” y a tener una operación costo eficiente e integral en materia de operación y control de las actividades de distribución en las referidas zonas.

El problema con dichos rubros es que solo se apropia anualmente menos del 10% de dichos recursos para el cumplimiento de la misión respectiva y el resto de los recursos al parecer están siendo utilizados por el Gobierno Nacional como un rubro de libre destinación, lo cual debería ser corregido.

4.4 RECOMENDACIONES APLICABLES PARA AVANZAR EN LA DESCARBONIZACIÓN DE NUESTRA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL SECTOR TRANSPORTE

Se resumen acá los usos, los sustitutos y las recomendaciones acerca de los combustibles utilizados en los diferentes modos de transporte terrestre.

Teniendo en cuenta sus características energéticas, la elasticidad precio demanda y la elasticidad cruzada, la gasolina y el diésel y sus respectivas mezclas con biocombustibles se consideran bienes inelásticos, mientras que el Gas Natural Vehicular (GNV) se comporta como un bien elástico. El diésel y el gas vehicular se consideran sustitutos, mientras que el GLP vehicular o autogas, tendería a ser igualmente un producto sustituto de la gasolina y el GNV y sustituto del diésel. La energía eléctrica tiene una elasticidad precio de la demanda muy baja, es un sustituto de la gasolina y el diésel y si su precio baja, puede ser muy competitivo y aportar a la reducción de emisiones GEI.

De acuerdo con lo anterior, los sustitutos de la gasolina y el diésel (ACPM) y las mezclas de los mismos con biocombustibles para el sector transporte en cada uno de los subsectores son:

1. **SUBSECTOR 1 (transporte urbano de pasajeros transporte urbano de pasajeros).** En los vehículos que utilizan gasolina o mezclas de esta con alcohol carburante, el gas natural vehicular, el autogas o GLP vehicular y la energía eléctrica son sustitutos de los mismos.

   En los vehículos que utilizan ACPM (diésel) y mezclas de los primeros con biodiesel, el sustituto es el gas natural vehicular comprimido, además del autogas y la energía eléctrica.

2. **SUBSECTOR 2 (transporte de carga urbana).** En los vehículos que utilizan ACPM (diésel) y mezclas con biodiesel, los sustitutos son el gas natural vehicular y el autogas.

3. **SUBSECTOR 3 (transporte interurbano de pasajeros).** Los vehículos que utilizan ACPM (diésel) y mezclas con biodiesel, los sustitutos son el gas natural vehicular y el autogas.

4. **SUBSECTOR 4 (transporte de carga interurbana).** A partir del uso del ACPM (diésel) y mezclas del mismo con biodiesel los sustitutos de dicho combustible son el gas natural comprimido y el gas natural licuado GNL.

Entre las alternativas para incentivar una producción más limpia y una menor emisión de gases de efecto invernadero está la de incrementar las mezclas de biocombustibles asegurando una producción de calidad.

Tomando como referencia los precios del mes de octubre de 2019, un aumento de la mezcla del 2% de alcohol carburante con la gasolina para llevarla al 12%, tendría un efecto casi neutro en el precio, por efecto de las exenciones de impuestos que tiene el biocombustible, de tal forma que inclusive el precio se reduciría en $5 pesos por galón, tal como se presenta en la tabla 3.

TABLA 3. ANÁLISIS EFECTO SOBRE EL PRECIO DE LA GASOLINA CORRIENTE POR EFECTO DEL AUMENTO DE MEZCLA DEL ALCOHOL CARBURANTE DEL 10 AL 12%.

Gasolina oxigenada (corriente) - (COP/gal)	**E-10**	**E-12**	**VAR ($/GALÓN)**
Ingreso al productor para Oxigenada	5.905	5.944	39
Ingreso al productor GMC	5.137	5.023	-114
Ingreso al productor de alcohol	768	921	154
Transporte Alcohol	46	55	9
Tarifa de Marcación	8	8	0
Transporte y/o manejo poliductos	366	358	-8
Margen Plan de Continuidad	72	72	0
Impuesto a las ventas	257	251	-6
Impuesto nacional a la gasolina	474	463	-11
Impuesto al carbono	133	130	-3
Precio de venta al distr. Mayorista	**7.260**	**7.281**	**21**
Margen mayorista	399	399	0
IVA sobre el margen mayorista	76	76	0
Sobretasa	1.143	1.117	-25
Precio de venta en planta de abasto mayorista	**8.878**	**8.874**	**-4**
Margen minorista	759	759	0
Pérdida evaporación, manejo y transporte	37	35	-1
Transporte planta de abasto a Est. de servicio	61	61	0
Precio de venta al público	**9.735**	**9.729**	**-5**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Cálculos de los autores.

En el caso del diésel, un aumento paulatino de la mezcla del biodiesel a partir del 10%, que posiblemente alcance en diciembre de 2019, hasta 20% en 2023 significaría un aumento del precio al consumidor final del orden de los $363 pesos por galón totales en todo el período, tal como se muestra en la tabla No. 4.

TABLA 4. ANÁLISIS EFECTO SOBRE EL PRECIO DEL DIÉSEL POR EFECTO DEL AUMENTO DE MEZCLA DEL ALCOHOL CARBURANTE DEL 10 AL 20% EN EL PERÍODO 2020 - 2023.

	2019	2020	2021	2022	2023	2019 - 2023
DIÉSEL (ACPM) - (COP/gal)	**B-10**	**B-12**	**B-15**	**B-18**	**B-20**	**VAR ($/GALÓN)**
Ingreso al productor para ACPM +B	6.466	6.559	6.697	6.836	6.928	462
Ingreso al productor ACPM	5.403	5.283	5.103	4.923	4.803	-600
Ingreso al productor de Biodiésel	1.063	1.275	1.594	1.913	2.125	1.063
Transporte biodiésel	39	47	58	70	78	39
Tarifa de Marcación	8	8	8	8	8	0
Transporte y/o manejo poliductos	374	366	353	341	333	-42
Margen Plan de Continuidad	72	72	72	72	72	0
Impuesto a las ventas	270	264	255	246	240	-30
Impuesto nacional al ACPM	453	443	428	413	403	-50
Impuesto al carbono	149	133	141	136	133	-17
Precio de venta al distr. Mayorista	**7.832**	**7.891**	**8.013**	**8.122**	**8.194**	**363**
Margen mayorista	399	399	399	399	399	0
IVA sobre el margen mayorista	76	76	76	76	76	0
Sobretasa	301	301	301	301	301	0
Precio de venta en planta de abasto mayorista	**8.608**	**8.668**	**8.790**	**8.898**	**8.971**	**363**
Margen minorista	759	759	759	759	759	0
Transporte planta de abasto a EDS	61	61	61	61	61	0
Precio de venta al público	**9.428**	**9.488**	**9.610**	**9.718**	**9.790,95**	**363**
VARIACIÓN ($/GALON)		**59**	**122**	**109**	**73**	

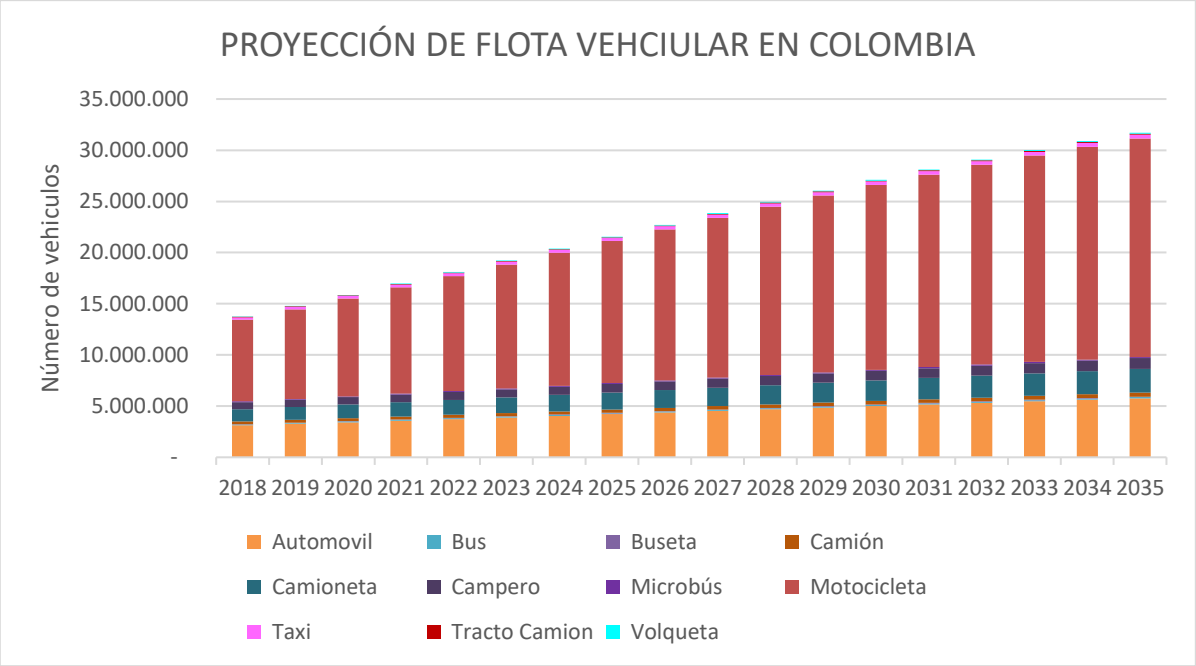
Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Cálculos de Fedesarrollo.

De otro lado, es importante indicar que un aumento de mezclas coadyuva en forma significativa a la reducción de emisiones consideradas del carácter global como el CO_2 y a las de carácter local y regional, a través de un menor material particulado. Además, el

parque vehicular tendrá en los próximos 20 años un crecimiento superior al 83%[51], pasando de 14,8 millones de vehículos en 2019 a más de 27 millones en el año 2030 por lo cual es aún más relevante avanzar en políticas que promuevan la sustitución de los combustibles más contaminantes.

Un aumento en el nivel mezclas de la gasolina (12%) y el diésel (20%), llevaría a una reducción importante en materia de material particulado y en emisiones de CO2 equivalente. La reducción en 2020 sería de 892 mil toneladas y en 2030, de 2,2 millones de toneladas; en total la reducción sumando año tras sería de 20,5 millones de toneladas y tal como se muestra en la gráfica 9. (Cerrito Capital, 2019). Lo que representa algo menos de la tercera parte de los compromisos de Colombia en el Acuerdo de Paris,

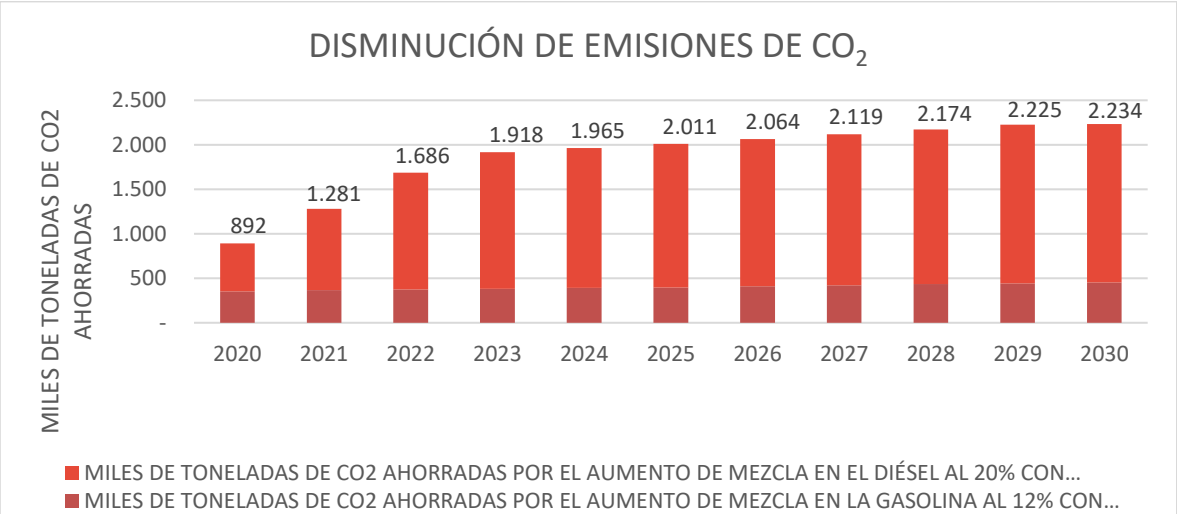
GRÁFICA 8. PROYECCIÓN FLOTA VEHICULAR EN EL PAÍS.



Fuente: Ministerio de Transporte (2018) y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME– Cálculos de los autores.

51 Partiendo de las cifras reales del Ministerio de Transporte en el año 2018 en su publicación Transporte en Cifras y los crecimientos anuales señalados por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para los diferentes tipos de vehículos, se construyó una proyección del número de vehículos que tendrá el país hacia el futuro.

GRÁFICA 9. DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE CO_2 POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES

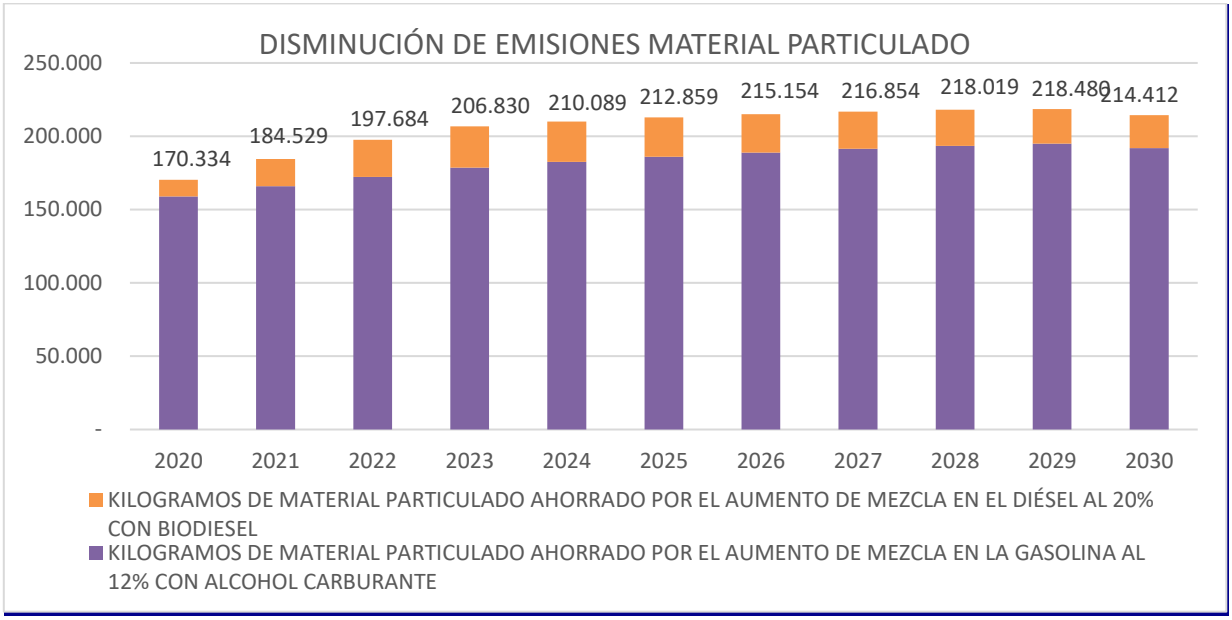


Fuente: Cerrito Capital (2019).

La meta del país es reducir hasta 2030, 66,5 millones de toneladas de CO_2e, es decir un 20% por debajo de la línea base; y hasta 99,7 millones de toneladas a 2030 con apoyo internacional, es decir un 30% por debajo de la línea base.

En los grandes centros urbanos como Bogotá y Medellín las emisiones de material particulado provienen en un 78% de las fuentes móviles y en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá, el 82% de las emisiones corresponde al sector transporte. Un aumento de las mezclas de biocombustibles lograría una reducción de estas emisiones del orden de 170 mil kilogramos en 2020 y de 214 mil kilogramos en el año 2030 (Gráfica 10).

GRÁFICA 10. DISMINUCIÓN DE EMISIONES DE MATERIAL PARTICULADO POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES



Fuente: Cerrito Capital (2019).

Para responder a la mayor demanda de biocombustibles sería necesario aumentar el área cultivada de caña de azúcar en 108 mil hectáreas en los próximos diez años lo cual generaría 42 mil nuevos empleos (Gráfica 11).

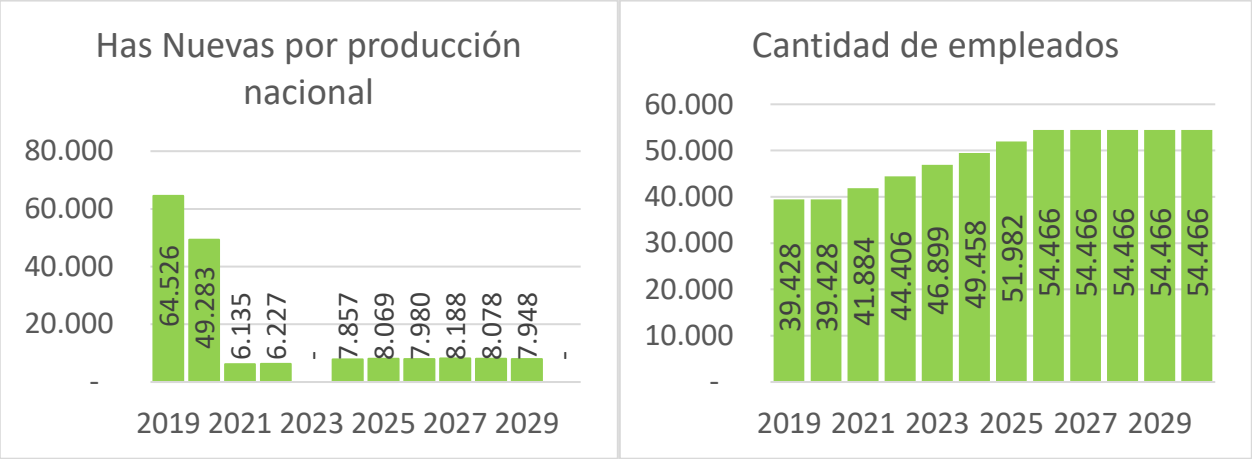
GRÁFICA 11. EMPLEO GENERADO Y NUEVAS HECTÁREAS A CULTIVAR POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE ALCOHOL CARBURANTE CON LAS GASOLINAS AL 12%.



Fuente: Cerrito Capital (2019).

En el mismo sentido, el aumento de las mezclas de biodiesel con el diésel (ACPM) al 20% hacia el año 2023, para la próxima década representaría cerca de 55 mil nuevos empleos y 73 mil nuevas hectáreas de palma de aceite adicionales (Gráfica 12).

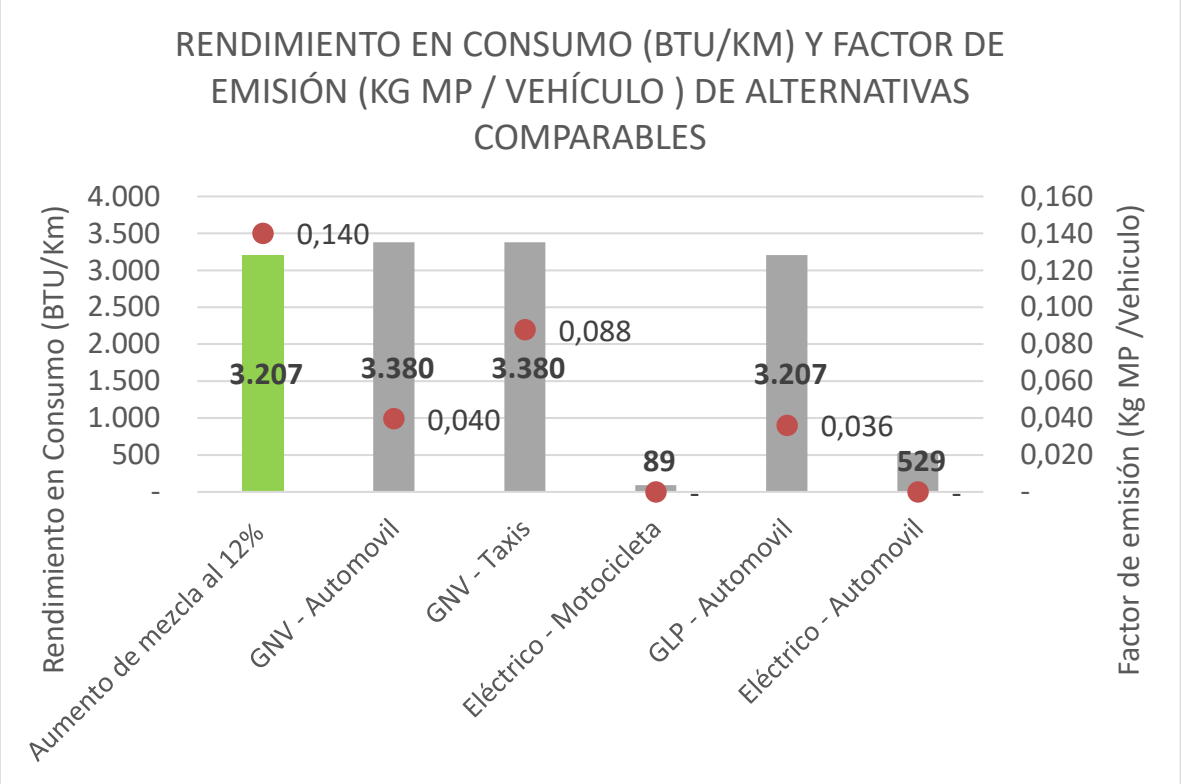
GRÁFICA 12. EMPLEO GENERADO Y NUEVAS HECTÁREAS A CULTIVAR POR AUMENTO DE LAS MEZCLAS DE BIODIESEL CON EL DIÉSEL AL 20%.



Fuente: Cerrito Capital (2019).

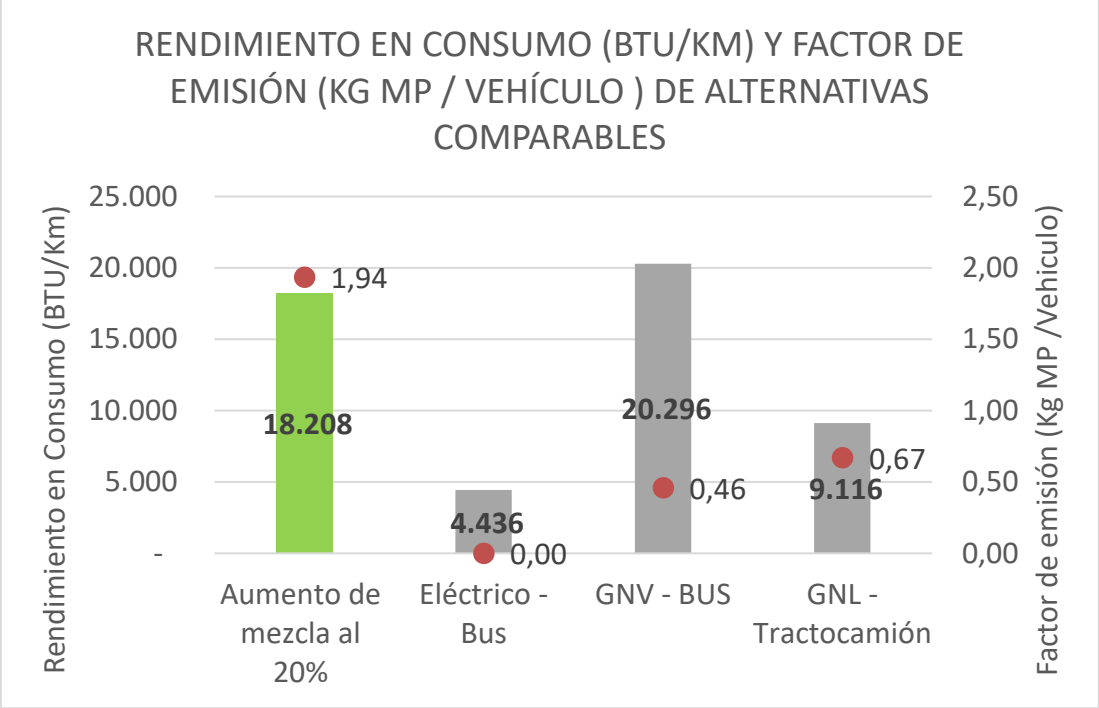
Frente a otras alternativas, y tomando en cuenta el rendimiento energético y los factores de emisión de material particulado, los vehículos eléctricos son la mejor opción (Gráficas 13 y 14).

GRÁFICA 13. RENDIMIENTOS DE LA GASOLINA Y SUS MEZCLAS CON EL ALCOHOL CARBURANTE VIS-À-VIS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE MATERIAL PARTICULADO (MP) (KG MP/VEHÍCULO).



Fuente: E&Y (2017) – Actualización Fedesarrollo - Consulta internet.

GRÁFICA 14. RENDIMIENTOS DEL DIÉSEL Y SUS MEZCLAS CON EL BIODIESEL VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE MATERIAL PARTICULADO (MP) (KG MP/VEHÍCULO).



Fuente: E&Y (2017) – Actualización autores - Consulta internet.

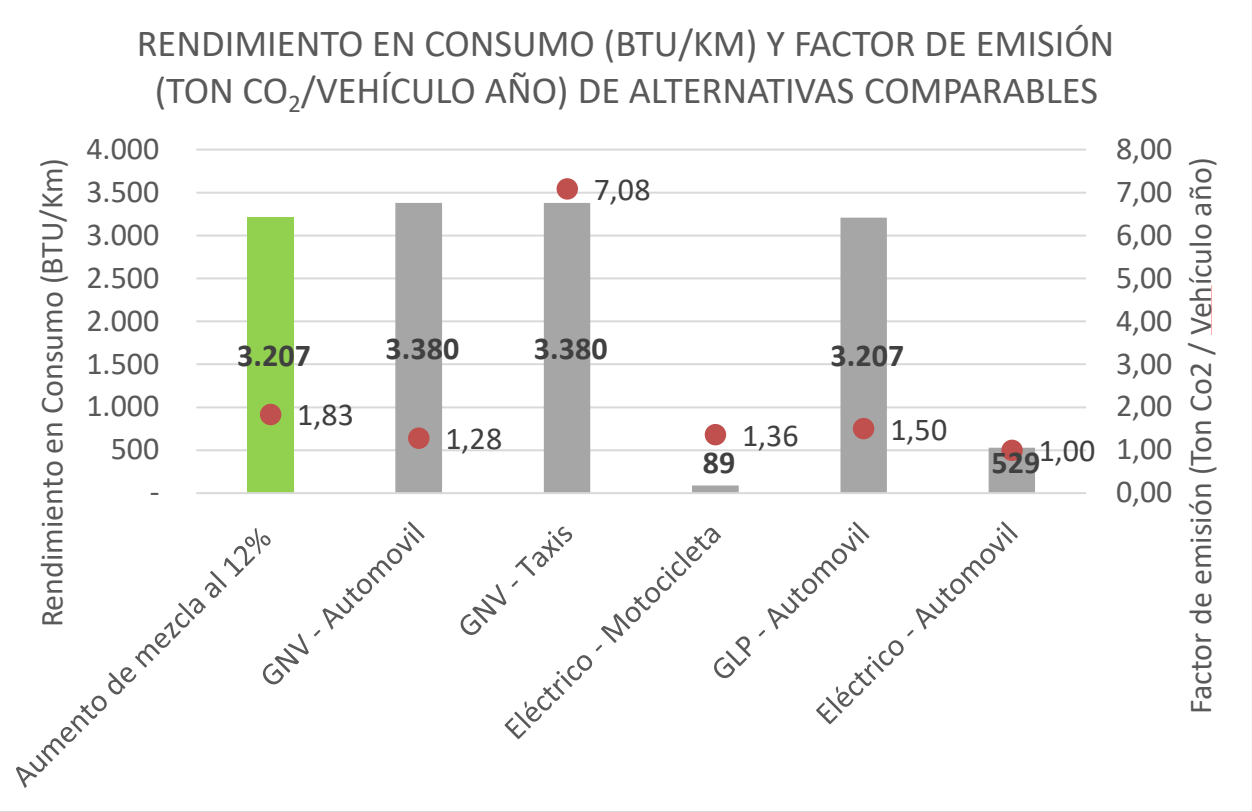
En el caso de los vehículos que utilizan diésel y sus mezclas con el biodiesel, de destacar el rendimiento de energéticos como el gas natural, pero de nuevo las menores emisiones de los vehículos eléctricos es un factor relevante.

Cuando se hace un análisis integral de ciclo de vida, mejor conocido como el Well to Wheel[52], los vehículos eléctricos continúan siendo los de menores emisiones, aunque en este caso el diferencia con los otros energéticos se reduce.(Gráficas 15 y 16).

En dicho sentido, en vista de que todos los energéticos generaran emisiones de CO_2, y en el marco de una política integral de utilización de los mismos, se recomienda la generalización del impuesto al carbono a cada uno de ellos, de acuerdo con sus emisiones, con base en los parámetros generales de la reforma tributaria de 2016 (Ley 1819).

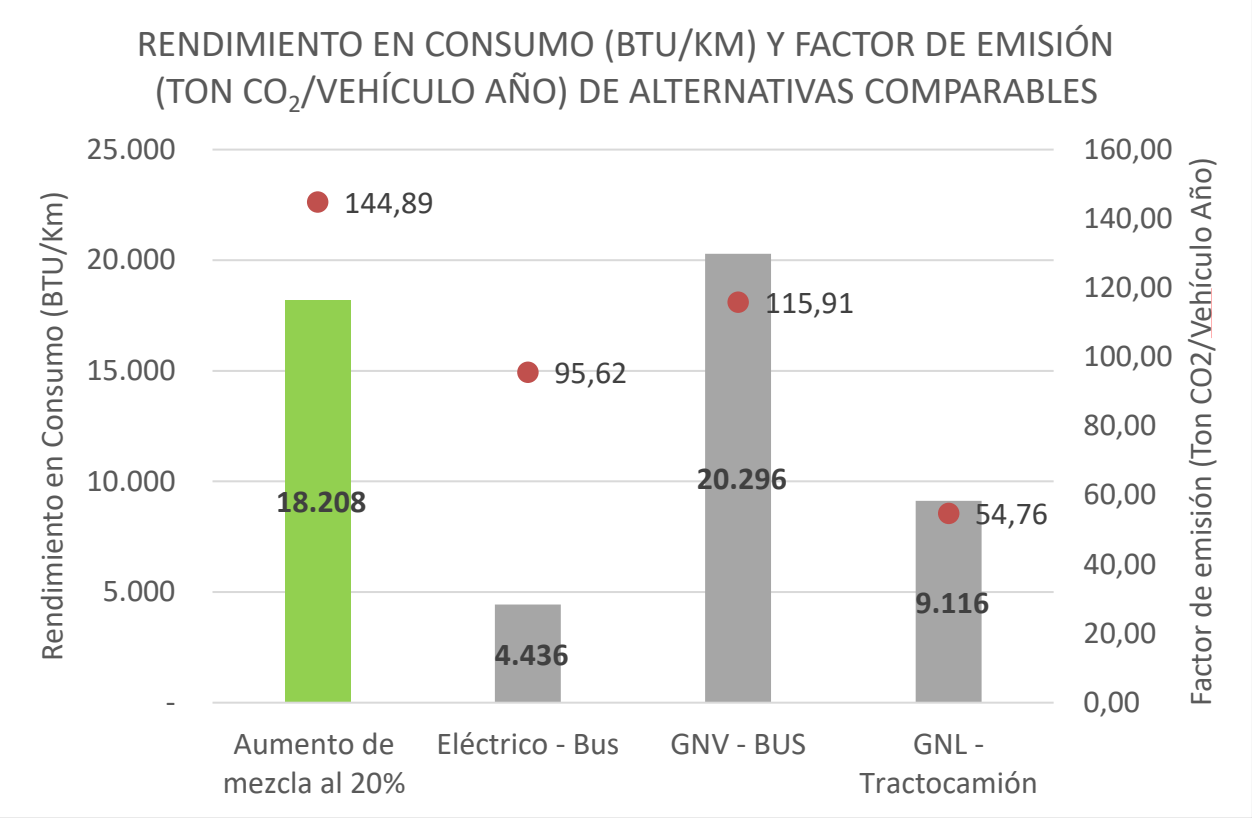
52 **WTW:** well-to-wheel (WTW por sus siglas en inglés, es una técnica de análisis del ciclo de vida utilizado en el transporte) la cual también considera las emisiones causadas en la producción y/o generación y distribución del energético.

GRÁFICA 15. RENDIMIENTOS DE LA GASOLINA Y SUS MEZCLAS CON EL ALCOHOL CARBURANTE VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE CO_2 (TON CO_2/VEHÍCULO AÑO) WELL TO WHEEL.



Fuente: E&Y (2017) – Actualización Fedesarrollo - Consulta internet.

GRÁFICA 16. RENDIMIENTOS DEL DIÉSEL Y SUS MEZCLAS CON EL BIODIESEL VS LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS (BTU/KM) Y SUS RESPECTIVOS FACTORES DE EMISIÓN DE CO_2 (TON CO_2/VEHÍCULO AÑO). WELL TO WHEEL.



Fuente: E&Y (2017) – Actualización Fedesarrollo - Consulta internet.

Ahora bien, además de los niveles de emisión, otros elementos que deben ser considerados al momento de promover las tecnologías de bajas y/o cero emisiones son los costos del energético, reiterando que para aquellos sustitutos de la gasolina y el diésel, y sus mezclas con los biocombustibles, se debe fijar también un precio paridad importación tanto para el gas natural como para el GLP. En la energía eléctrica, el precio resulta de la operación de un mercado eficiente en el interior del país.

La promoción de la utilización de la energía eléctrica en el transporte requiere una transición para viabilizar la sustitución de los vehículos, la cual encuentra una barrera en los altos costos de inversión que aún tienen los vehículos eléctricos y aspectos relacionados con la operación como la oferta, reposición y disposición de baterías eficientes. También se requieren inversiones para el desarrollo de la infraestructura asociada a su distribución.

De igual forma, se requiere una transición financiada para morigerar los impactos de la política integral de precios de los energéticos -la cual encarece los combustibles fósiles y reduce su demanda- sobre las empresas, los trabajadores de ese sector, las finanzas

públicas y los hogares. Los tributos pagados por las industrias extractivas, orientadas principalmente a la exportación, así como los pagados por el sector de combustibles de origen fósil pueden ser una de las fuentes de la financiación de la transición energética. Otra fuente importante la constituyen las regalías, las cuales tienen algunas destinaciones específicas. El porcentaje destinado a investigación debería ser usado en la adaptación de las tecnologías que viabilizan la expansión del uso de las energías renovables no convencionales, así como en la mitigación de los efectos del calentamiento global en la oferta de hidroelectricidad.

De acuerdo con lo anterior, una política en el sector transporte efectiva para reducir emisiones de material particulado y CO_2 debe incluir una canasta de alternativas aprovechando los más costos eficientes por ahora, como lo son:

- Aumento de mezcla en los biocombustibles.
- Incentivos en el transporte público de buses para que sean eléctricos y a GNV.
- Incentivos para la moto eléctrica.
- Incentivos para taxis a GNV.
- Análisis de la viabilidad del GNL en el transporte de carga.
- Corrección de la formación de precios de todos los energéticos de acuerdo con criterios costo eficientes.
- Generalización del impuesto al carbono a todos los energéticos, tasado de acuerdo con las emisiones de CO_2.
- Examen de las motivaciones de las exenciones actuales de impuestos y ajustarlas de acuerdo con los objetivos de reducción de emisiones de CO_2 y de material particulado y de los ODS.

5. GLP

RESUMEN

EL GLP es un energético considerado limpio, con emisiones de GEI y otros contaminantes inferiores a las de la gasolina y el diésel, por tanto, su uso en el sector automotor puede considerarse como una etapa en la ruta a la descarbonización.

La política vigente de pecios para el ingreso al gran comercializador se fija con el criterio de paridad exportación, lo cual ha frenado su oferta nacional en la medida en que el productor tiene opciones de utilización que generan mayor valor agregado. Se propone un programa que modifique el criterio a paridad importación con etapas secuenciales para su implementación.

Actualmente existen subsidios y compensaciones tanto para el producto como para el consumo y el desarrollo de las redes que permiten masificar su consumo. Estos son: subsidio al consumo de GLP en cilindros, subsidio al consumo de GLP por redes de gas combustible, cofinanciación de proyectos para el desarrollo de la infraestructura para el uso de GLP por red de tubería y compensación del transporte terrestre Yumbo – Pasto. En cuanto a los impuestos, el impuesto al carbono solo está regulado para el uso del GLP en el sector industrial.

Dentro de la aplicación del nuevo criterio (paridad importación) para la fijación del precio del GLP, se recomienda continuar los programas actuales de subsidios para los estratos 1y 2 en donde esté establecido y ampliarlo al consumo de cilindros de las familias que dejen de consumir leña, mantener el fondo de cofinanciación para el desarrollo de redes y la compensación al transporte terrestre Yumbo – Pasto mientras se construye el poliducto.

5.1 INTRODUCCION

En este informe, se resumen los análisis de informes previos sobre los segmentos del mercado de los energéticos en los que participa el GLP y sus posibles sustituciones con otros energéticos, la factibilidad de la descarbonización y sus implicaciones, en términos de abastecimiento y los efectos en la economía; se enumeran los cargos impositivos, las compensaciones y subsidios que se aplican al GLP y se cuantifican y valoran los costos y los beneficios de su aplicación.

Finalmente, se resumen las recomendaciones en la política de precios, subsidios y compensaciones del GLP para cumplir con el objetivo de incentivar una producción más limpia, con menores emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) y atención al cumplimiento de los ODS.

5.2 FORMACIÓN ACTUAL DEL PRECIO DEL GLP

Por medio de la Resolución CREG 180 de 2009 se establece la fórmula tarifaria que debe aplicar para determinar el precio del servicio público domiciliario de GLP.

Cu = G + T + D + Cd

Donde,

Cu = Costo unitario de prestación del servicio ($/kg), para los usuarios finales.

G = Costo de compra del GLP al gran comercializador, se calcula en $/kg. Este precio varía dependiendo de la fuente de origen, sea de producción nacional o importación. Actualmente se remunera con una metodología de “paridad exportación" según la resolución CREG 066 de 2017.

T = Costo de transporte por poliducto y o ducto dedicado al GLP, se calcula en $/kg. Aplica para el producto entregado en la refinería de Barrancabermeja, varía con la distancia y fue establecido en las resoluciones CREG 018 y 099 de 2010. Fue establecido al 31 de diciembre de 2007 y se ajusta mensualmente con base en el índice de precios al productor, IPP.

D = Cargo de distribución, se calcula en $/kg. Este cargo reconoce el costo de transporte del GLP desde el punto de entrega del productor o terminal de transporte hasta las plantas de envasado. Cuando el servicio se presta a través de tanques estacionarios, este cargo también reconoce el costo del transporte del GLP desde la planta de envasado hasta el domicilio del usuario final del tanque. El distribuidor determina el valor de su cargo de distribución dentro de un régimen de libertad vigilada, según Resolución CREG 001 de 2009.

Cd = Cargo de comercialización minorista, se calcula en $/kg. Este cargo remunera los costos de traslado de los cilindros desde la planta de envasado hasta los diferentes domicilios en el municipio atendido. Este costo, además, es diferente si la entrega la hace a través de un expendio o si la hace en el domicilio del usuario. El comercializador determina el valor de su cargo de comercialización dentro de un régimen de libertad vigilada, según Resolución CREG 001 de 2009.

5.3 CARGOS IMPOSITIVOS, SUBSIDIOS Y COMPENSACIONES VIGENTES PARA EL GLP

5.3.1 IMPUESTOS

El GLP para uso en el sector industrial está sujeto al impuesto nacional al carbono que se creó por medio de la Ley 1819 de 2016 que consiste en el pago de una tarifa

relacionada con el contenido de carbono del combustible y que libera como GEI durante su combustión. El valor establecido para el año 2017 fue de $95/galón, que se ajusta anualmente el primero de febrero con la inflación más un punto. El valor vigente para el año 2019 es de $104/galón.

5.3.2 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

Los subsidios y compensaciones se han establecido tanto para el producto como para las redes que permiten masificar su consumo. Estos son: subsidio al consumo de GLP en cilindros, subsidio al consumo de GLP por redes de gas combustible, cofinanciación de proyectos para el desarrollo de la infraestructura para el uso de GLP por red de tubería y compensación del transporte terrestre Yumbo – Pasto.

5.3.3 SUBSIDIO AL CONSUMO AL GLP EN CILINDROS

El Decreto 2195 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía establece de manera general el otorgamiento del subsidio al consumo de GLP distribuido por cilindros, definiendo quiénes pueden ser los beneficiarios (estratos más pobres 1 y 2) y en qué montos (máximo 50% del consumo de subsistencia para estrato 1 y 40% para el estrato 2). El consumo de subsistencia fue fijado por la UPME en 14,6 kilogramos por usuario mensuales.

Actualmente, la cobertura de este subsidio abarca 63 municipios de Nariño, 16 municipios de Caquetá, 13 municipios de Putumayo, San Andrés y Providencia, 42 municipios del Cauca y las comunidades indígenas de los departamentos anteriormente mencionados.

Alrededor de 242.000 hogares se han beneficiado del otorgamiento de este subsidio, principalmente en Nariño seguido de Putumayo y Caquetá, que se refleja en un incremento sustancial del consumo de este energético, contra una reducción del consumo de la leña y el carbón, tal como lo establece un estudio de GASNOVA efectuado para el año 2017, en el cual se muestra que las familias que usaban GLP pasaron del 52% al 85% y el consumo de leña del 25% al 1% y del carbón del 4% al 0,04%.

El monto otorgado para este programa de subsidios se ha venido incrementando en la medida que se ha ampliado su cobertura a más hogares.; a partir del 2015 se ha mantenido en valores alrededor de un promedio de $42.000.000.000 por año. El valor aprobado para el año 2018 fue de $47.000.000.000.

TABLA 1: SUBSIDIO AL CONSUMO DE GLP POR CILINDROS

AÑO	APROBADO	EJECUTADO
2013	9.685.384.979	4.000.000.000
2014	24.225.894.024	20.747.983.975
2015	41.042.941.337	40.946.166.900
2016	44.789.221.469	40.685.124.827
2017	45.999.677.260	45.007.886.591
2018	47.000.000.000	

Fuente: Minminas.

5.3.4 SUBSIDIO AL CONSUMO DE GLP POR REDES

El valor del subsidio al consumo de GLP por redes para los estratos 1 y 2 se basa de un consumo mensual de hasta 7,26 metros cúbicos por mes y equivale al 60% del valor del consumo para el estrato 1 y 50% para el estrato 2. (Tabla 2).

TABLA 2: SUBSIDIO AL CONSUMO DE GLP POR REDES

AÑO/ESTRATO		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		E1	E2	E1	E2	E1	E2	E1	E2	E1	E2	E1	E2
GLP (Redes y conexiones)	BOYACÁ	11,20	16,41	2,97	59,52	2,88	60,89	2,60	49,55	13,17	232,88	26,33	167,83
	BOLÍVAR	0,00	0,00	9,11	0,77	8,56	0,72	6,69	0,00	28,65	0,00	8,50	0,00
	CAQUETÁ	0,00	0,00	50,17	30,41	82,05	43,23	65,84	33,09	294,67	142,72	67,01	31,47
	CAUCA	0,00	0,00	30,89	27,05	40,13	31,34	32,33	22,60	169,60	98,59	36,96	21,43
	CESAR	44,49	58,02	28,54	37,70	32,43	24,36	23,52	25,49	137,29	123,30	30,47	26,86
	CHOCÓ	14,00	40,52	8,83	25,28	8,42	24,36	5,93	17,15	26,34	73,74	5,76	16,30
	CUNDINAMARCA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,12	20,64	6,65	83,38	0,03	3,54
	HUILA	341,59	350,38	273,34	261,69	306,82	272,51	247,10	205,67	1.289,89	927,46	288,10	204,67
	NARIÑO	28,47	33,13	32,71	23,45	42,15	24,59	5,58	5,52	24,04	25,66	5,23	5,58
	META							47,17	26,72	240,62	124,11	56,65	27,54
	NORTE DE SANTANDER	7,08	1,63	48,68	6,24	66,52	15,81	46,82	11,13	307,57	91,66	67,99	20,96
	PUTUMAYO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,27	22,57	601,97	107,41	139,31	24,21
	SANTANDER	390,12	1.246,73	295,70	912,99	313,89	946,72	268,25	743,02	1.189,95	3.517,15	261,83	775,85
	QUINDÍO							49,83	43,33	194,18	215,37	42,42	47,26
	TOLIMA	151,12	116,97	175,16	176,36	178,56	172,98	132,86	128,83	692,81	698,24	154,60	154,93
	VALLE DEL CAUCA							49,64	31,51	227,04	156,57	49,63	34,69
TOTAL		**988,05**	**1.863,80**	**956,11**	**1.561,45**	**1.082,41**	**1.617,51**	**1.082,56**	**1.386,82**	**5.444,45**	**6.618,24**	**1.240,82**	**1.563,13**

Fuente: Minminas.

5.3.5 COFINANCIACION DE PROYECTOS PARA DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GLP POR REDES.

Por medio de la Resolución 90032 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía estableció que los proyectos de infraestructura a cofinanciar son los de construcción y puesta en operación de:

i) Sistemas de distribución de gas licuado de petróleo por red de tubería en municipios y del sector rural prioritariamente, que no se encuentren dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor Índice de necesidades básicas insatisfechas, NBI, sin exceder de 25.000 salarios mínimos legales mensuales vigentes;

ii) Conexiones a usuarios de menores ingresos que pertenecen a los estratos socioeconómicos 1 y 2 de la población, con una cofinanciación máximo en un monto equivalente al 30% y al 20% de la conexión, respectivamente.

El desarrollo de la infraestructura de transporte de GLP por redes hay permitido la distribución de este energético en alrededor de 130 municipios principalmente de los departamentos de Santander, Tolima, Huila y Nariño. Para este año hay una petición de conectar 23.5000 usuarios nuevos. Algunas empresas de acuerdo con sus análisis pueden construir las redes sin necesidad de acudir a este subsidio por lo que el desarrollo de este programa no está atado necesariamente al valor ejecutado cada año.

TABLA 3: SUBSIDIOS OTORGADOS PARA EL DESARROLLO DE REDES DE GLP

AÑO	APROBADO	EJECUTADO
2016	34.145.389	25.269.804
2017	6.073.308.630	1.349.677.259
2018	9.308.763.792	6.264.643.033

Fuente: GASNOVA con información de Minminas y SUI.

5.3.6 COMPENSACION DEL TRANSPORTE TERRESTE YUMBO – PASTO

En el artículo 55 de la Ley 191 de 1995 estableció que hasta tanto la Nación no construyera la red de poliductos contemplada en el Plan Nacional de Desarrollo, Ecopetrol asumiría el costo del transporte de los combustibles derivados del petróleo entre las plantas de abasto o mayoristas y las Zonas de Frontera que, siendo capital de departamento, tengan comunicación por carretera con dichas plantas de abasto donde existiere terminal de poliducto.

En el artículo 9 de la Ley 118 de 2006 se determinó que una vez constituida ECOPETROL S.A. como sociedad de economía mixta, no estaba obligada a asumir cargas fiscales diferentes del desarrollo de su objeto social; por lo tanto, a partir de la vigencia del 2008 la carga fiscal prevista en el artículo 55 de la Ley 191 de 1995 sería asumida por la nación, en las mismas condiciones.

Finalmente, con la entrada en operación de la planta mayorista de combustibles localizada en Tumaco, por medio de la Resolución 48218 de 2019 establece el mecanismo y valores a reconocer para la compensación del transporte terrestre de combustibles desde las plantas de abasto de Tumaco y Yumbo hasta los diferentes municipios del departamento de Nariño.

La compensación del transporte terrestre de GLP entre Yumbo y Pasto ha tenido el siguiente comportamiento en los últimos 10 años.

TABLA 4: SUBSIDIOS TARIFA DE COMPENSACIÓN TRANSPORTE GLP YUMBO – PASTO.

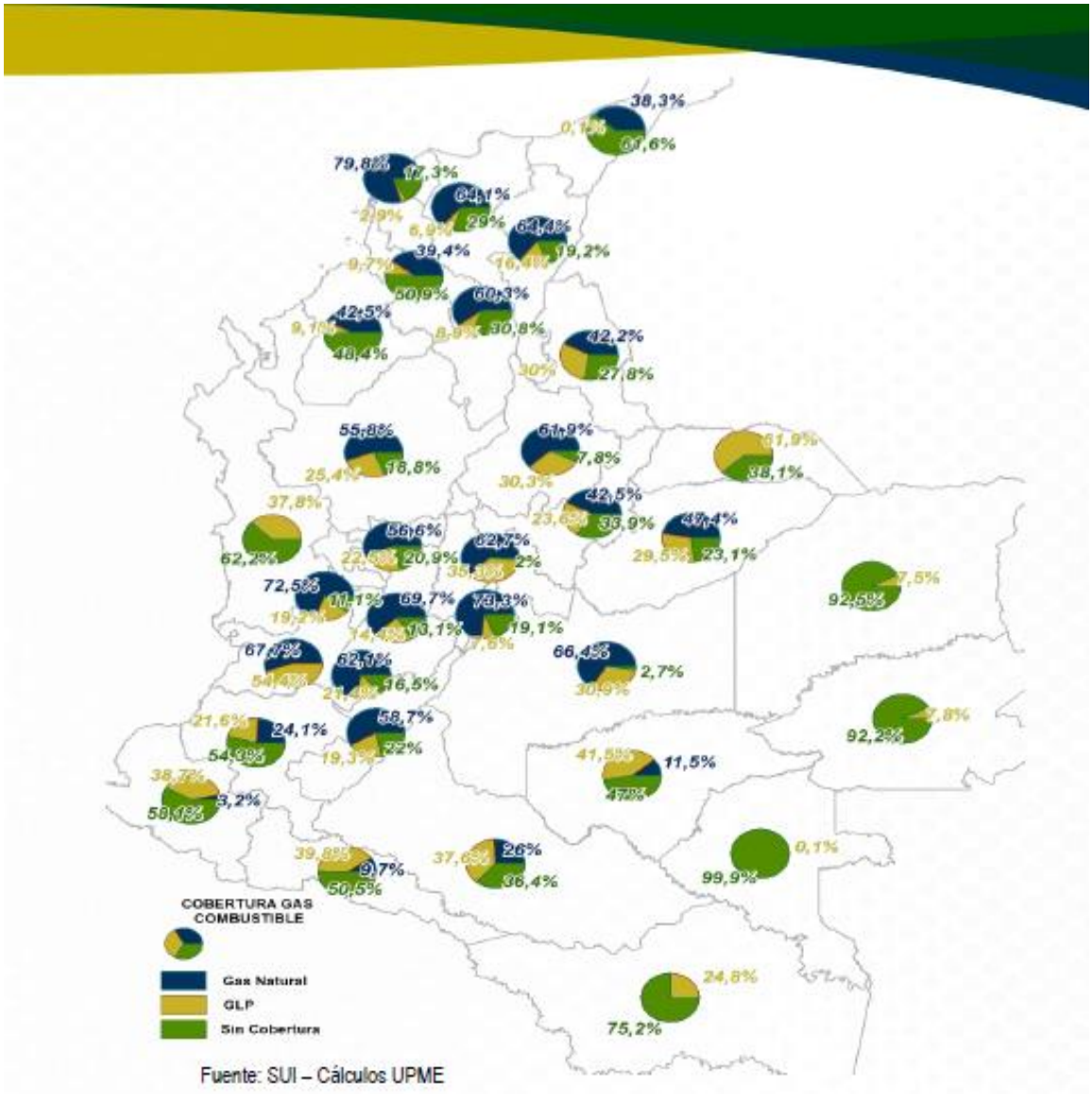
AÑO	GLP TRANSPORTADO (GLS)	TARIFA COMPENSACIÓN ($/Galón)	COMPENSACIÓN ($)
2008	14.592.113	294,95	4.303.943.729
2009	16.755.797	317,57	5.321.138.453
2010	16.282.691	323,92	5.274.289.269
2011	15.826.472	334,19	5.289.048.678
2012	17.243.236	346,66	5.977.540.192
2013	17.471.279	355,12	6.204.400.598
2014	18.482.017	362,01	6.690.674.974
2015	18.885.191	375,26	7.086.856.775
2016	21.434.646	386,11	8.276.131.167
2017	23.209.752	392,56	9.111.220.245
2018	24.621.226	411,09	10.121.539.796
enero - julio 2019	13.110.272	432,22	5.666.521.764

Fuente: Minminas.

5.4 ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE ENERGÉTICOS

En el sector residencial y comercial existe una competencia entre el gas natural y el GLP que se dirime en favor de este último en los municipios no interconectados con la red troncal de gasoductos.

FIGURA 1: COBERTURA DE GAS COMBUSTIBLE POR DEPARTAMENTOS



Fuente: UPME.

Con respecto al reemplazo de la leña y el carbón en las zonas rurales, las ventajas del GLP están en la eficiencia energética (solo el 50% de la leña es combustible) y que transferencia de calor del GLP a los recipientes de cocción es del 50% mientras que la de la leña es solo del 10-20%. De igual forma el GLP se puede encender y apagar fácilmente mientras que la leña requiere largos períodos para efectuar estas operaciones por lo cual dura encendida más tiempo del requerido.

En el sector industrial, los principales combustibles utilizados para generación de calor son: gas natural, GLP, carbón, fuel oil y diésel. El carbón y el fuel oil son productos más

baratos que los demás, pero tienen la desventaja de ser más contaminantes. En este mercado, el gas natural es el principal competidor para el GLP, aunque en sitios que no estén interconectados a redes de distribución de gas este pudiere ser más competitivo por su facilidad de transporte.

En el sector transporte, el GLP es un combustible atractivo como un energético de transición hacia las energías renovables porque no tiene compuestos de azufre, porque tiene un contenido variable de olefinas, un alto número octano, superior al de la gasolina extra, y emisiones contaminantes inferiores a los combustibles automotores tradicionales, pero tiene un poder calorífico de 84.250 BTU/galón equivalente al 73% de la energía de un galón de gasolina.

Las emisiones del GLP y su comparativo con la gasolina y el diésel se pueden efectuar desde dos perspectivas: en gramos de cada contaminante por kilómetro recorrido y el efecto de reemplazar estos combustibles por GLP en las emisiones totales desde la producción hasta su utilización, con el criterio de ciclo completo conocido como *Well to Wheel.*

En lo referente a los gramos de contaminante por kilómetro recorrido, si se compara el GLP con la gasolina, el GLP genera: 17% menos de CO_2, 50% menos de NO_X y 75% menos de material particulado. Con respecto del diésel, el GLP genera: 2% menos de CO_2 y valores casi despreciables de NOX y material particulado.

Desde el punto de vista *Well to Wheel*, el uso de GLP como combustible para automotores genera con respecto de la gasolina, un 21% menos de CO_2 y un 81% menos de emisión de partículas (PN). Con respecto del diésel, la disminución de los óxidos nitrosos es del 74% y de material particulado (PM) es del 81%.

En el sector de la generación eléctrica, en la reciente asignación de cargos por confiablidad de 22 proyectos asignados en la subasta, dos fueron son respaldados con GLP. En cuanto a la generación de electricidad en las zonas no interconectadas (ZNI), en un estudio contratado por la UPME con COSENIT (2017), se hizo una evaluación del precio de indiferencia de GLP con respecto del electrocombustible, mostró que es más económico generar con GLP.

5.5 RECOMENDACIONES DE AJUSTE EN LA POLÍTICA ACTUAL DE PRECIOS DEL GLP PARA CUMPLIR CON LOS COMPROMISOS DEL ACUERDO DE PARIS Y LOS ODS

La política actual de precios del GLP, según la Resolución CREG 180 de 2009, establece que el ingreso al productor se establezca con una metodología paridad exportación puesto en sitio de entrega, pero hay libertad de precio para productores diferentes a ECOPETROL como Termo Yopal.

Las diferencias de precio entre los productores del interior y la refinería de Cartagena son de alrededor de $282/kilogramo en 2019, debido a que en se elimina el reconocimiento del costo del transporte interno hasta Barrancabermeja. En Reficar la diferencia con el precio del producto importado es de alrededor de $491/kilogramo, valor que corresponde a dos veces el costo del transporte marítimo porque el precio en Cartagena está calculado paridad exportación, es decir, le resta el valor de este transporte.

TABLA 5: PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS SUMINISTRO DE GLP AÑO 2019

Fecha	Refinería de Barranca ($/Kg)	Reficar ($/Kg)	Apiay ($/Kg)	Dina ($/Kg)	Cusiana ($/Kg)	Importado ECP ($/Kg)
ago-19	$ 468	$ 771	$ 468	$ 468	$ 468	
jul-19	$ 421	$ 725	$ 421	$ 421	$ 421	
jun-19	$ 692	$ 1.004	$ 692	$ 692	$ 692	$ 1.296
may-19	$ 800	$ 1.071	$ 800	$ 800	$ 800	$ 1.710
abr-19	$ 816	$ 1.095	$ 816	$ 816	$ 816	$ 1.544
mar-19	$ 830	$ 1.075	$ 830	$ 830	$ 830	$ 1.642
feb-19	$ 834	$ 1.091	$ 834	$ 834	$ 834	$ 1.608
ene-19	$ 858	$ 1.144	$ 858	$ 858	$ 858	$ 1.627

Fuente: Informe de mercado GASNOVA.

Con el fin de incentivar la producción nacional, en particular la del interior del país, y debido a la necesidad de importarlo para completar el abastecimiento de la demanda, se recomienda establecer una metodología cuyos precios para el productor nacional reflejen en el largo plazo el valor marginal del mercado, es decir con un criterio paridad Importación.

Debido al impacto que tendría esta política en los costos de este energético en el sector doméstico, que es su principal fuente de consumo, se recomienda efectuarla gradualmente en tres pasos a saber:

- En el próximo quinquenio dar un primer paso en el cual se incremente escalonadamente el precio a los productores del interior del país, hasta que se iguale el precio para todos los productores del país con una metodología paridad exportación costa colombiana.

- Posteriormente se fijaría el precio para todos los productores naciones con una metodología paridad golfo de los Estados Unidos, incrementando el precio en el valor del flete marítimo entre la costa y ese punto.
- Finalmente llegar a un precio de paridad importación que sería equivalente a una libertad de precios en el mercado.

La aplicación de esta política general de precios no excluye el otorgamiento de los incentivos, compensaciones y subsidios que promuevan su uso como combustible complementario del gas natural en el sector doméstico, la sustitución de leña y la diversificación de la canasta de combustibles para el sector automotor promoviendo el uso de energéticos de bajas o cero emisiones.

Para el sector residencial, además de priorizar el abastecimiento con fuentes de producción nacional, se recomienda continuar reconociendo los subsidios y compensaciones con los que se cuenta actualmente:

Subsidio al consumo de GLP en cilindros: 50% del consumo de subsistencia para el estrato 1 y del 40% para el estrato 2, en los departamentos de Nariño, Putumayo, Caquetá, San Andrés Cauca y Amazonas.
Subsidio al consumo de GLP por redes: 60% del valor del consumo para el estrato 1 y 50% para el estrato 2, sobre la base de un consumo mensual de hasta 7,26 metros cúbicos por mes.
Compensación del transporte terrestre Yumbo – Pasto: continuar reconociendo el valor del transporte terrestre de GLP (aplica también para los otros combustibles líquidos) mientras se construye el poliducto entre Yumbo y Pasto.
Cofinanciación de redes de distribución de GLP: continuar con el fomento, la promoción y cofinanciación de expansión de redes de GLP y con la política de asignación de recursos para este fin.

Para el consumo de GLP en los sectores industrial y termoeléctrico, no se recomienda ningún subsidio ni compensación, y su utilización dependerá únicamente de su competitividad con respecto de los otros energéticos usados en estos sectores. También se recomienda mantener el impuesto al carbono como un factor diferenciador por este concepto con los otros combustibles.

Respecto de su utilización como autogas, a pesar ser una alternativa factible técnicamente para diversificar la canasta energética de combustibles en el sector transporte en la ruta de descarbonizar y disminuir las emisiones de GEI y otros contaminantes, se recomienda no efectuar ninguna acción para promover su uso y que sean los consumidores los que determinen su demanda en un mercado competitivo puesto que la apuesta final en esta ruta es la utilización de movilidad con gas natural (GNV o GNL) o con electricidad.

Teniendo en cuenta la calidad requerida para su utilización y la perspectiva de baja oferta nacional de GLP, se recomienda que, una vez reglamentada su utilización, el suministro para este sector provenga de importaciones para darle prioridad al abastecimiento del sector doméstico con la producción nacional. Por otra parte, y como un elemento diferenciador que tendrían todos los combustibles automotores, se recomienda que el GLP en este sector sea sujeto del impuesto al carbono.

En los programas y metas del PND se estableció que durante el cuatrienio del presente gobierno se beneficiarían cien mil (100.000) familias con la sustitución de la leña por otros energéticos, básicamente por GLP. Por tanto, se recomienda desarrollar este programa tal como fue concebido y ampliarlo en el largo plazo para llegar a la mayor proporción del millón de hogares que utilizan leña y carbón.

El costo del desarrollo del programa consta de dos partes: un beneficio inicial que incluya la estufa, las mangueras de conexión, el regulador y el comodato de un cilindro de 33 libras con un costo, en pesos del 2018, de $140.000 por familia y el subsidio del consumo mensual, tasado en máximo un cilindro de 33 libras por mes. Este subsidio sería del 50% para el estrato 1 y 40% para el estrato 2.

Se recomienda promover y efectuar pruebas técnico – económicas para determinar la factibilidad del reemplazo del electrocombustible en las ZNI por GLP para verificar si el efecto de la utilización de este energético disminuye los subsidios aportados por la nación para estas zonas, así como la utilización del GLP para las nuevas plantas de generación de energía en estas ZNI, en donde se promoverán las FNCER interrumpibles y si debe tener alguna compensación o subsidio por su utilización, debido a que en estas zonas no hay disponibilidad de un energético más limpio como el gas natural.

6 GAS NATURAL

6.1 FORMACIÓN ACTUAL DE PRECIOS

Las tarifas de gas natural al usuario final reflejan el comportamiento de los precios del producto (suministro), de los cargos regulados de transporte y distribución y de la remuneración de la actividad de comercialización.

Los precios de suministro se forman en el Mercado Mayorista de Gas Natural, en el cual se realizan transacciones en los mercados primario y secundario.

En el mercado primario, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer el combustible a los comercializadores que representan la demanda y a los usuarios no regulados[53]. Este es un mercado donde las partes acuerdan, precio, duración y destino del gas[54] y donde se pueden transar contratos con firmeza condicionada, contratos de opción de compra de gas, contratos de opción de compra de gas contra exportaciones, contratos de suministro de contingencia, contratos con interrupciones, contratos de suministro firme al 95%, contratos de suministro con componentes fijas y variables o condicionadas C1 y C2[55].

Actualmente existen dos mecanismos de transacción en el mercado primario: negociación directa en cualquier momento del año y la negociación de contratos de largo plazo. La resolución CREG 114 de 2017 determinó que, en el mecanismo de negociación directa en cualquier momento del año, pueden transarse contratos de suministro firme al 95%, de suministro C1, de suministro C2, de opción de compra de gas contra exportaciones y de suministro de contingencia. Complementariamente, mediante la resolución CREG 021 de 2019[56], el regulador permitió la posibilidad de negociar también contratos de firmeza condicionada y de opción de compra de gas. Bajo el esquema de *negociación de contratos de largo plazo*, las partes pueden suscribir contratos con una duración de tres años o más del tipo suministro firme al 95% y a partir de 2019[57] es posible suscribir contratos de firmeza condicionada y opción de compra de gas, siempre y cuando tengan una duración mínima de tres años.

---

53 La CREG define a los usuarios no regulados como aquellos que consumen más de 100.000 pies cúbicos día, pcd o su equivalente en m3, medidos de conformidad con lo establecido en el artículo 77 de la Resolución CREG 057 de 1996. Para todos los efectos un gran consumidor es un usuario no regulado. (ver artículo 2 de la Resolución CREG 137 de 2013).

54 Ver Resoluciones CREG 089 de 2013, 114 de 2017 y 021 de 2019.

55 Los contratos C1 y C2 tienen una componente fija y una variable o condicionada. En el caso de los C1 la componente variable puede ser ejercida por el comprador únicamente para su consumo y no para reventa, mientras que en los C2 la cantidad variable o condicionada está disponible para el comprador solamente cuando no se ejecuten las componentes variables de los contratos C1.

56 Resolución CREG 021 de 2019 “Por la cual se modifica la Resolución CREG 114 de 2017”.

57 Ver Resolución CREG 021 de 2019.

En el mercado secundario pueden participar como vendedores los comercializadores y los usuarios no regulados y como compradores los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado y los comercializadores[58].

Los contratos que se transan en el mercado secundario son bilaterales y estandarizados en modalidad y punto de entrega, con duraciones que pueden negociar las partes. En este mercado se posible transar diferentes contratos: de suministro firme o que garantiza firmeza; de opción de compra de gas; de firmeza condicionada; de suministro de contingencia; de opción de compra de gas contra exportaciones y con interrupciones. Los mecanismos disponibles para realizar estos acuerdos son: i) úselo o véndalo, en el cual se subastan las cantidades no utilizadas por los compradores del gas del mercado primario; ii) subasta para contratos con interrupciones; iii) subastas de contratos firmes bimestrales[59] y iv) negociaciones directas.

Vale la pena mencionar que los usuarios no regulados pueden comercializar sus excedentes en el mercado secundario mediante los mecanismos de úselo o véndalo y subastas para contratos con interrupciones; mientras que los comercializadores pueden utilizar los mecanismos de úselo o véndalo, subastas para contratos con interrupciones, subastas para contratos firmes bimestrales y negociaciones directas.

En materia de transporte, los cargos vigentes que remuneran esta actividad fueron aprobados aplicando la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 y están conformados por:

- Cargos fijos que remuneran inversión, expresados en USD/KPCD – año.
- Cargos variables que remuneran inversión, expresados en USD/KPC.
- Cargos fijos que remuneran AOM, expresados en COP/KPCD – año.

El valor final diario que paga un remitente al transportador es la suma de:

- El cargo fijo correspondiente a la pareja que han acordado el remitente y el transportador multiplicado por la capacidad contratada diaria (KPCD) y dividido por 365,
- El cargo variable correspondiente a la pareja que han acordado el remitente y el transportador multiplicado por el volumen transportado (kpc), y
- El cargo fijo de AOM multiplicado por la capacidad contratada diaria (KPCD) y dividido por 365.

Los cargos de inversión remuneran la inversión existente, el plan de nuevas inversiones que se aprueba al transportador y las inversiones en aumento de capacidad del sistema. Los cargos de AOM, por su parte, remuneran los gastos de administración, operación y

[58] Artículos No. 34 y 35 de la Resolución CREG 089 de 2013. Definiciones que se mantuvieron en la Resolución CREG 114 de 2017.
[59] Ver Resolución CREG 136 de 2014.

mantenimiento de los activos (existentes y los asociados a plantes de nuevas inversiones y de aumento de capacidad) y, adicionalmente, el gas requerido para la operación del sistema (compresión y empaquetamiento), las corridas de la herramienta inteligente y los terrenos e inmuebles.

En materia de cargos de distribución, la última metodología de remuneración aprobada es la contenida en la resolución CREG 202 de 2013, según la cual se deben determinar dichos cargos con base en un esquema de corte transversal (costo medio histórico) para mercados maduros y de costo medio de mediano plazo para mercados nuevos. Las tarifas resultantes son un cargo máximo para usuarios residenciales y un cargo medio (canasta de tarifas) para no residenciales.

A pesar de que se inició el trámite de 137 solicitudes tarifarias[60] basadas en esta norma, la CREG, mediante resolución 093 de 2016, derogó los apartes metodológicos relacionados con la determinación de AOM eficiente, la valoración de "otros activos", la remuneración de inversiones financiadas con recursos públicos y algunas definiciones de demanda. La Comisión soportó esta decisión en los siguientes hallazgos[61]:

- Inconsistencias en la información contable para determinar el AOM eficiente y en la información de kilómetros requerida para establecer el porcentaje a remunerar por "otros activos".
- Falta de coincidencia entre la infraestructura construida y su grado de utilización que no es acorde con el criterio de madurez de mercado requerido para la aplicación de la metodología de corte transversal.
- Inconsistencias en la inversión reportada en las solicitudes de cargos de distribución en mercados que cuentan con recursos públicos, con respecto de los proyectos que fueron considerados originalmente para obtener dichos recursos.

Después de varios proyectos regulatorios (Resoluciones CREG 095 de 2016 y 066 de 2017) la CREG estableció, mediante la resolución CREG 090 de 2018, las nuevas reglas para los temas revocados.

Ante esta situación y como medida transitoria la CREG permitió a los agentes presentar solicitudes de cargos transitorios (Circular CREG 034 de 2017), los cuales se aprobaron entre 2017 y 2018 y estarán vigentes hasta la aprobación de los cargos según la resolución CREG 202 de 2013 y sus modificaciones, o por todo el período tarifario siguiente si el distribuidor así lo desea y manifiesta.

En materia de remuneración de la actividad de comercialización, la resolución CREG 011 de 2003 adoptó una metodología que produce un cargo equivalente a la división entre el ingreso reconocido al agente por el regulador y el número total de facturas expedidas anualmente. El ingreso anual (numerador de la expresión) corresponde a la suma de los

[60] CREG 090 de 2018, p. 14.
[61] Ver Resolución CREG 090 DE 2018.

gastos de AOM y la depreciación anual de inversiones atribuibles al negocio de comercialización de cada empresa[62], más el ingreso anual multiplicado por un margen de comercialización del 1,67%.

Finalmente, la fórmula que permite establecer la tarifa que pagan los usuarios regulados, fue aprobada mediante las resoluciones CREG 137 y 138 de 2013. La primera con las reglas para comercializadores diferentes a los de áreas de servicio exclusivo y la segunda para los comercializadores en estas áreas.

La fórmula tarifaria permite trasladar al usuario final regulado los costos de cada etapa de la cadena del servicio, mediante cargos con componentes fija ($/factura) y variable ($/m3). Las características más importantes de la fórmula son[63]:

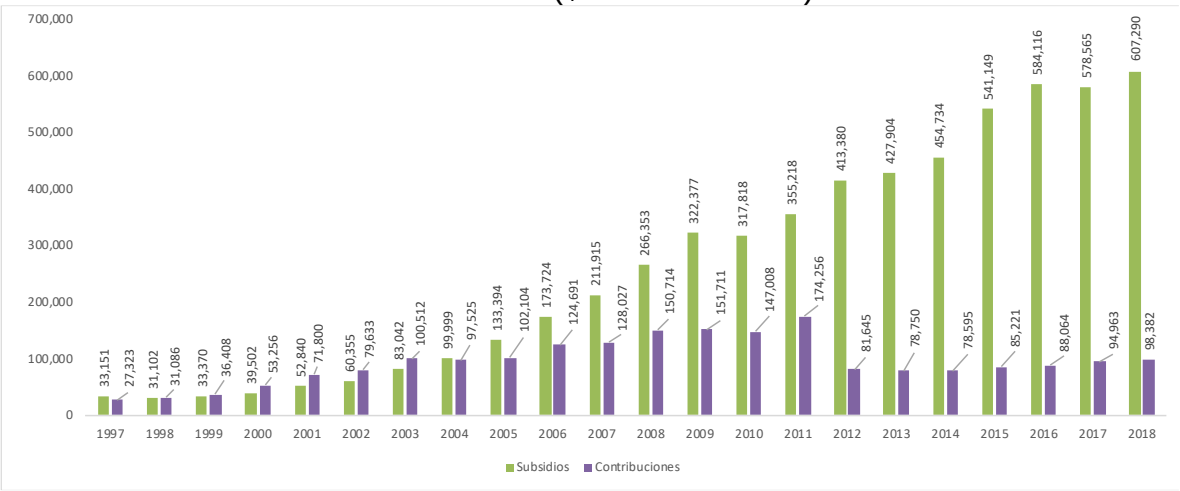
- Permite su aplicación cuando se utilizan combustibles como gas natural metano asociado al carbón, gas natural comprimido y GLP por tubería, o cuando se usan otras logísticas de comercialización para llegar al usuario, diferentes al uso de ductos, con el objeto de garantizar la continuidad del servicio.
- Da incentivos para contratar cantidades de suministro y transporte acordes con la demanda regulada en cada mercado relevante.
- Permite trasladar al usuario las pérdidas reales y establecen un máximo de pérdidas a reconocer al comercializador.
- Incorpora un cargo por confiabilidad con el objeto de dar cumplimiento a los decretos 2687 y 4670 de 2008 y 2100 de 2011[64].
- Diferencia mercados relevantes según la demanda (menor a 7 millones de m^3 y mayor o igual a 7 millones de m^3). Para los últimos, el regulador establece reglas particulares que buscan evitar sobrecontratación en suministro y transporte.

6.2 SUBSIDIOS VIGENTES

Actualmente se aplican subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2, los cuales son cubiertos con recursos del presupuesto nacional y con las contribuciones que realizan usuarios residenciales de estratos 5 y 6 y no residenciales. El comportamiento de subsidios y contribuciones en el mercado de gas natural en el período 1997 y 2018 ha sido el siguiente.

62 Que resultan luego de aplicar un modelo de DEA.
63 Fuente: Resolución CREG 071 de 2019.
64 Este cargo a la fecha ha sido cero debido a que el regulador consideró posteriormente que el valor de la confiabilidad debería recaudarse a través de la variable T (costo de transporte en la fórmula tarifaria (ver resolución CREG 107 de 2017).

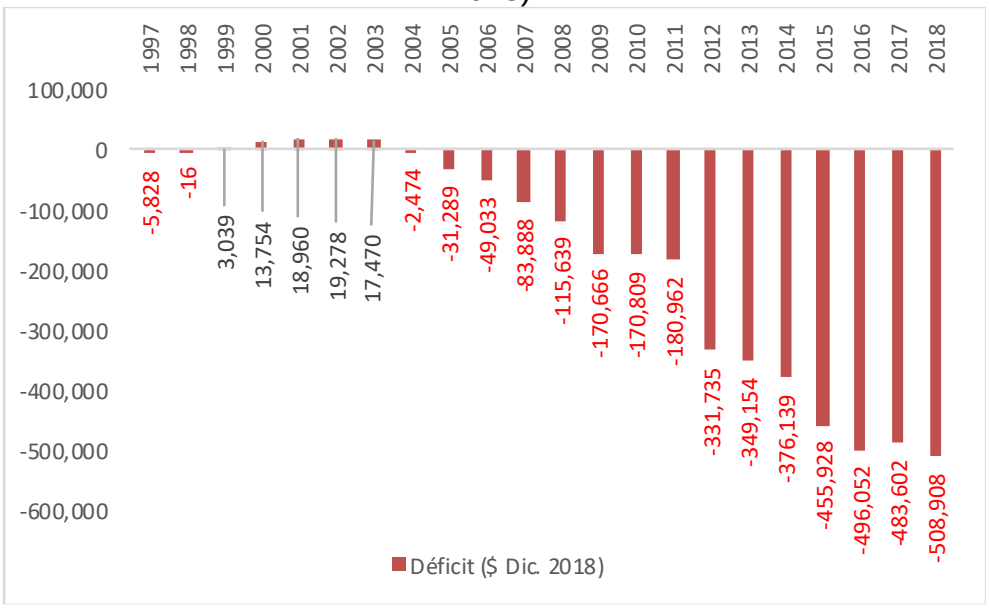
GRÁFICA 1 – SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES EN GAS NATURAL EN EL PERÍODO 1997 – 2018 ($COP DIC. 2018)



Fuente: Promigas (2007, 2011, 2014, 2018, 2019).

Lo anterior ha llevado a una diferencia, entre contribuciones y subsidios aplicados, con tendencia creciente desde 2004 y que en 2018 alcanzó los $508 mil millones.

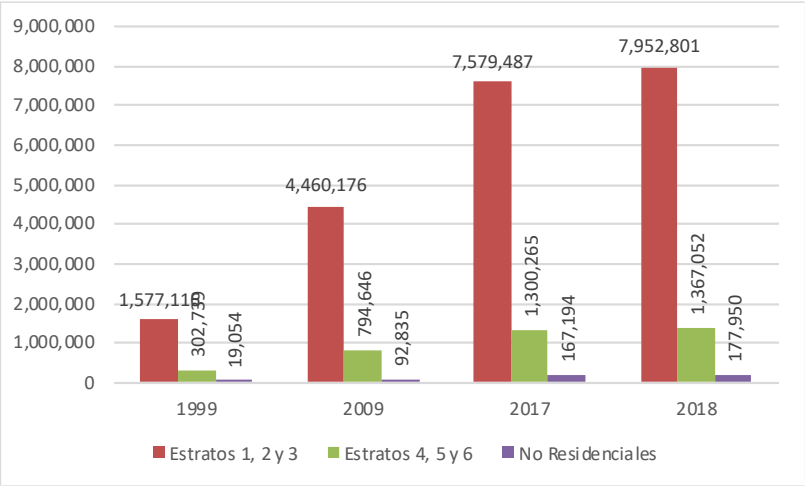
GRÁFICA 2 – DIFERENCIA ENTRE CONTRIBUCIONES Y SUBSIDIOS APLICADOS EN EL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL ENTRE 1997 Y 2018 ($COP DIC. 2018).



Fuente: Promigas (2007, 2011, 2014, 2018, 2019).

Este comportamiento refleja el significativo crecimiento de la cobertura de usuarios de estratos bajos de los últimos años y un crecimiento mucho menor de los usuarios de estratos altos y no residenciales.

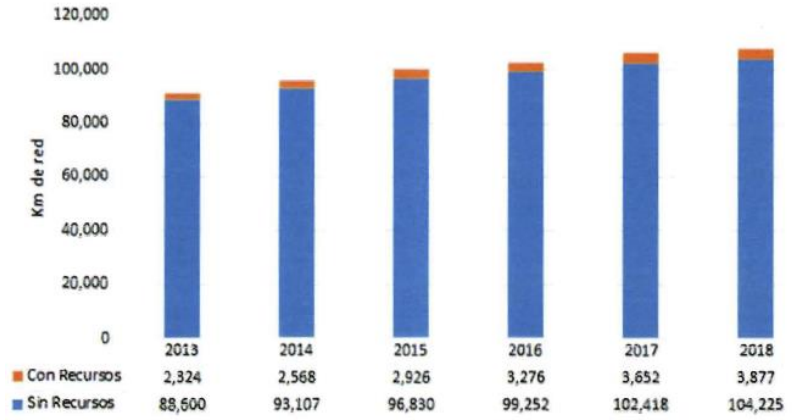
GRÁFICA 3 – EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA DE USUARIOS RESIDENCIALES Y NO RESIDENCIALES ENTRE 1999 Y 2018.



Fuente: Promigas (2007, 2011, 2014, 2018, 2019).

Adicionalmente a los subsidios señalados, el sector de gas natural ha contado con recursos públicos para el apoyo a la expansión de redes de uso general, provenientes del Fondo Especial de Cuota de Fomento (FECF) y del Fondo Nacional de Regalías (FNR). Las redes de uso general construidas con estos recursos han tenido un peso bajo en el total de redes construidas en los últimos años, tal como se aprecia en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 4 – EVOLUCIÓN DE KILÓMETROS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DISCRIMINADOS CON Y SIN RECURSOS PÚBLICOS



Tomado de resolución CREG 071 de 2019, p. 23.

Además de este hecho, el uso de los recursos públicos para la expansión de redes de uso general ha presentado algunas ineficiencias. La CREG encontró crecimientos de

demanda por debajo de las sendas previstas y ejecución de inversiones superiores a las proyectadas al momento de estructurar y aprobar los proyectos[65].

6.3 RECOMENDACIONES PARA CONTRIBUIR AL CUMPLIMIENTO DEL ACUERDO DE PARÍS Y LOS ODS

El gas natural puede jugar un rol cada vez más importante en la generación de electricidad y en los sectores industrial y de transporte. Este combustible es el indicado para constituirse en el energético de respaldo de la generación a partir de fuentes renovables, particularmente de las nuevas plantas que entrarán en operación en los próximos años[66] y como sustituto de la generación a partir de carbón. En el sector industrial el gas natural puede sustituir el carbón que se usa actualmente y a futuro atender nueva demanda. En el sector transporte el gas puede apoyar decididamente a la sustitución de diésel, en transporte de pasajeros y carga, y de gasolina, en transporte privado.

En el sector residencial se presentan oportunidades, aunque menores a las descritas anteriormente, dada la alta cobertura del servicio que ha alcanzado el país. El aumento del uso de gas natural en este sector estará asociado con la atención de nueva demanda en zonas urbanas.

Para propiciar un escenario que permita al gas natural aumentar su participación en la matriz de energéticos usados para atender la demanda nacional de energía, se recomiendan acciones tendientes a cumplir los siguientes tres objetivos:

1. Eliminar la incertidumbre sobre abastecimiento futuro.

2. Garantizar la expansión oportuna de la infraestructura requerida para conectar las fuentes de suministro con la demanda. Es necesario que la demanda actual y futura tenga certeza de que la infraestructura de transporte de gas, en todo momento, estará en capacidad de garantizar la viabilidad física de los flujos requeridos para permitir la continuidad en la prestación del servicio, particularmente en los períodos de demanda máxima (por ejemplo, bajo la ocurrencia del Fenómeno de El Niño cuando aumenta significativamente la demanda de gas de las termoeléctricas).

3. Superar definitivamente los problemas actuales en la coordinación de la contratación de suministro y transporte de gas.

[65] Ver Documento CREG 063 de 2018.

[66] Proyectos asignados en la subasta del cargo por confiabilidad de 2019 y los proyectos adicionales que respaldan las asignaciones de venta en la segunda subasta de contratación a largo plazo adelantada por la UPME.

Para contribuir al primer objetivo se recomienda:

i. Asegurar la entrada de la planta de regasificación en el Pacífico y otros proyectos que viabilicen la importación de gas, de tal forma que se garantice el abastecimiento en el mediano y largo plazo. La demanda adicional está asociada a nuevos proyectos de generación de electricidad así como al uso del LNG en transporte de carga, y a proyectos para sustituir carbón en la industria u otras aplicaciones del gas natural que impliquen cambios tecnológicos importantes, requieren tener certeza de que podrán acceder al energético durante toda la vida útil de las inversiones.

ii. Mejorar la coordinación institucional entre el MME, la ANH, la CREG y la UPME, para que la cuantificación de la oferta disponible comercialmente en el corto, mediano y largo plazo, sea única y consistente con la disponibilidad real de gas nacional (convencional y no convencional) y con la posibilidad física de importación (vía ductos o LNG).

iii. Mantener la liberación de precios en suministro como señal de estabilidad regulatoria e incentivo para el descubrimiento y desarrollo de las reservas de gas.

En el segundo objetivo se propone:

iv. Reemplazar la expansión del transporte vía contratos, por un esquema de subastas para la construcción de los activos que identifique el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Lo anterior, buscando construir oportunamente la infraestructura necesaria para permitir los flujos proyectados de gas en el sistema (cubriendo los picos de demanda que causa el sector eléctrico).

v. Aprobar oportunamente las nuevas metodologías tarifarias para transporte, distribución, comercialización y fórmula tarifaria para precios a usuario final regulado.

   La no actualización oportuna de las metodologías tarifarias lleva a resultados indeseables como:

   - Cambios abruptos en los precios a usuario final.

   - Mayor incertidumbre, que a su vez afecta la evaluación y cierre financiero de proyectos, tanto del lado de la oferta como de los consumidores.

   - La no construcción oportuna de la infraestructura requerida para garantizar la atención futura de la demanda.

En relación con el tercer objetivo se recomienda:

vi. Modificar el esquema tarifario de la actividad de transporte, para que se implemente un esquema de tarifas entrada/salida. Bajo este enfoque los productores y remitentes realizarían reservas de capacidad, para inyectar o retirar gas en ciertos puntos del sistema considerando la matriz de rutas factibles que defina el regulador (contenidas en la matriz de “entradas/salidas”), y pagarían los cargos de entrada/salida respectivos. En este esquema se puede evaluar la conveniencia de mantener una señal de ubicación fuerte para la demanda (como la vigente en los cargos por distancia) o dirigirse hacia cargos uniformes (por ejemplo, que todos los cargos de salida asociados a la misma entrada sean iguales).

   Migrar a este esquema tarifario en conjunto con la propuesta iv, es factible pues los activos existentes cuentan con una remuneración de inversión regulatoria por los primeros 20 años de su vida útil, la cual se mantendría, y la remuneración de nuevos activos sería el ingreso anual solicitado por los ganadores de las subastas de expansión. La suma de los anteriores conceptos será el ingreso regulado para los transportadores.

vii. La planeación de la expansión de la infraestructura de transporte debe identificar los activos requeridos para garantizar los flujos físicos asociados a las reservas de capacidad de transporte que realicen los productores y remitentes (considerando la matriz de entradas/salidas del esquema tarifario propuesto), bajo los criterios e indicadores de confiabilidad y seguridad de la operación que determine el regulador.

Complementariamente a lo expuesto y buscando eficiencia y racionalización de los recursos públicos que se destinan a la prestación del servicio de gas natural, se propone:

viii. Una política tendiente a que los precios reflejen los costos de prestación del servicio en todas las etapas de la cadena. Se exceptuaría de lo anterior solamente la demanda actual y esperada de usuarios residenciales de estratos 1 y 2, para quienes se puede mantener el esquema de subsidios vigente.

ix. Limitar o finalizar el aporte a expansión de redes de uso general vía FECF y SGR, dado:

- El bajo aporte a expansión de cobertura de redes de distribución.

- Las ineficiencias detectadas por el regulador (demanda menor a la planeada e inversiones que exceden las propuestas al estructurar y aprobar los proyectos).

Los subsidios con estos fondos destinados a conexiones, medición y redes internas de usuarios, podrían mantenerse en la medida que contribuyan a alcanzar la cobertura potencial total del servicio en el país.

IV. ESTIMACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS DE LA PROPUESTA INTEGRAL DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS

Esta sección presenta estimaciones de los impactos económicos que tendrían algunas recomendaciones del estudio que inciden en la formación de precios de los energéticos en Colombia. Con este objetivo se llevan a cabo simulaciones de los choques de política sobre la economía colombiana con una versión del Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo (MEGF) adaptada para el estudio de políticas de energéticos.

La tabla 1 describe los escenarios de simulación de políticas que se analizan.

TABLA 1. SIMULACIONES DE PROPUESTAS CON EL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL DE FEDESARROLLO

Propuesta	**Supuestos de simulación**
Cambio a precio de paridad de importación en diésel	Se simula un incremento en el precio al productor nacional de diésel equivalente al 13%. Este ajuste se obtiene de la brecha actual (nov/19) entre el Ingreso al Productor y el precio de paridad de importación a nivel nacional.
Ajuste y unificación del IVA a líquidos en 19%.	Se simula un incremento de IVA de un punto porcentual para gasolina y diésel[67]. No se incluyen simulaciones sobre el IVA al GLP ni el Jet A1 debido que a estos bienes no se encuentran desagregados en la base de datos del modelo, y a que representan componentes comparativamente menores de los combustibles líquidos.
Generalizar el impuesto al carbono al carbón mineral y al gas natural	Se simula la aplicación del impuesto al carbono al carbón mineral, como una tasa de 1,3% del valor bruto de la producción. Esta tasa se obtiene aplicando un factor de conversión de 2,5 kg CO_2 / kg de carbón al consumo doméstico de carbón en el año base del modelo (2014), suponiendo un impuesto de 5 USD por tonelada de CO_2 emitida y una tasa de cambio de 3.000 COP/USD. El impuesto al carbono al gas natural se fija mediante un procedimiento similar, utilizando un factor de conversión de 2,15 kg CO_2 / m^3 estándar. Esto implica un valor muy pequeño que genera impactos económicos muy pequeños.
Aumento en la productividad (reducción del precio) de la energía eléctrica	Se aplica un aumento en la productividad total de los factores de la energía eléctrica de 3%, equivalente a una caída en el precio final al consumidor de 3,2%. La magnitud del choque refleja la recomendación de política para el sector eléctrico.

Los resultados, detallados más adelante, indican que los aumentos de los precios de los combustibles líquidos tienen efectos contraccionistas notables sobre la economía, y que su impacto recae principalmente sobre el consumo de los hogares. Esto sugiere que es prudente hacer una implementación gradual de políticas como el cierre de brechas entre los ingresos al productor de la gasolina y el diésel y sus precios de paridad de importación – que implicaría un aumento de los ingresos al productor de 13% – o de la adopción del

[67] Esto permite obtener elasticidades entre el IVA y variables macroeconómicas, que luego se utilizan para estimar los efectos de aumentar el IVA de 5% a 19%. Esta estrategia se utiliza dadas las discrepancias en las tasas de IVA implícitas entre la fuente de datos del modelo (SAM 2014) y las tasas que rigen actualmente.

IVA de 19% para gasolina y diésel. Por otra parte, los efectos son comparativamente menores en el caso de la introducción del impuesto al carbono al uso del carbón, el aumento de la mezcla de biocombustibles líquidos, y la mejora de la productividad en el sector de gas natural.

1. METODOLOGÍA

Los modelos de equilibrio general computable, como el MEGF, simulan el comportamiento de una economía a través de un sistema de ecuaciones que representan, por un lado, los equilibrios de oferta y demanda de los bienes y los factores de producción, y por otro, los balances presupuestales agregados del gobierno, los hogares, las firmas, y el resto del mundo. El valor de esta estrategia de modelamiento reside en que permite capturar no solamente los efectos de equilibrio parcial que tiene una política sectorial, sino también los efectos que esta tiene a través de sus impactos sobre los demás sectores o agentes de la economía (efectos de equilibrio general).

El MEGF describe el flujo circular de bienes y remuneraciones en la economía, como se muestra esquemáticamente en la ilustración 1. En este tipo de modelo, los bienes y servicios son producidos por empresas que combinan capital, trabajo, y consumo intermedio según una tecnología de producción. Estas empresas dividen su producción entre oferta doméstica y exportaciones dependiendo de la rentabilidad relativa en cada mercado. Por otro lado, las demandas de factores productivos generan ingresos a los hogares, a las firmas, y al gobierno. Estos ingresos son utilizados para financiar consumo e inversión, es decir, para demandar bienes y servicios, tanto producidos nacionalmente como importados. La diferencia entre exportaciones e importaciones genera un déficit (o superávit) en cuenta corriente que se financia esencialmente con el endeudamiento neto con el resto del mundo.

Para el presente estudio, la estructura productiva de los sectores del MEGF se modificó para incluir una canasta de consumo intermedio de bienes energéticos que se combina con el capital, como se muestra en la ilustración 1. Los bienes que conforman esta canasta son: i) la gasolina (mezclada con alcohol carburante), ii) el diésel (mezclado con biodiesel), iii) el gas natural domiciliario, y iv) la energía eléctrica.

Esta especificación busca reflejar el hecho de que el consumo de energéticos es diferente del consumo intermedio de otros bienes en tanto que la energía no es un insumo material que se transforma para obtener un producto, sino la capacidad de usar la maquinaria y equipo (capital) del proceso productivo[68]. Esta estrategia de modelamiento tiene la virtud de que permite simular cambios en el grado de sustituibilidad de las diferentes fuentes de energía a través de modificaciones de los parámetros que se discuten en la siguiente sección.

[68] Una excepción importante a esta observación es el uso de gas natural como materia prima en la refinación de petróleo. No obstante, en general tanto el gas natural como los demás bienes de la canasta energética son utilizados como combustibles y fuentes de energía.

2 ESTRUCTURA Y CALIBRACIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO

Para representar matemáticamente las decisiones de producción en la descripción anterior se utilizan funciones de producción tipo CES (*Constant Elasticity of Substitution*) que admiten la posibilidad de sustitución imperfecta. De manera análoga, se utilizan funciones de utilidad tipo CES para determinar las canastas de bienes y servicios consumidos por los hogares y el gobierno, así como las canastas de bienes de inversión. Por otro lado, la asignación de la producción nacional a oferta doméstica y exportaciones se modela con una función de producción CET (*Constant Elasticity of Transformation*), que refleja el hecho de que el bien doméstico y el bien exportado no son homogéneos.

De manera esquemática, una función CES relaciona las cantidades de insumos utilizados en un proceso productivo, o las cantidades de bienes y servicios consumidos, con niveles de producción o utilidad. Para esto, se requiere especificar parámetros de participación de los insumos (*share parameters*) y elasticidades de sustitución. Por otra parte, la forma funcional CET (*Constant Elasticity of Transformation*) se utiliza para modelar la distribución de la oferta de un mismo bien entre mercados diferentes. Esta también depende de parámetros de participación – en este caso, de los posibles mercados destino – y una elasticidad de transformación.

Los parámetros de participación de las funciones CES reflejan las proporciones en que se combinan los insumos de un proceso productivo dados sus precios relativos observados. Análogamente, en la función CET estos representan el peso de los diferentes mercados de destino en la oferta total bajo los precios relativos observados. En ambos casos, los parámetros de participación son calibrados con una Matriz de Contabilidad Social (MCS, o SAM, por sus siglas en inglés). El segundo informe contiene una explicación detallada de la construcción y naturaleza de estas matrices, que son la base de una variedad de modelos económicos, incluyendo los modelos primal y dual de Leontief que se utilizan en otras secciones de este documento.

En el caso del MEGF, la calibración se realiza con base en una MCS con 23 actividades productivas para la economía colombiana del año 2014, construida a partir de información publicada por el DANE: la Matriz de Oferta, la Matriz de Utilización, y las Cuentas Económicas Integradas. Además, la MCS utilizada desagrega el sector 27 (Productos de la refinación del petróleo) del Sistema de Cuentas Nacionales de 2005 entre gasolina, diésel, y otros refinados del petróleo. De esta manera, cada uno de estos sectores es modelado separadamente.

La tabla 2 especifica las elasticidades utilizadas en el Modelo, distinguiendo entre: a) elasticidades de transformación entre la oferta doméstica y las exportaciones; b) las elasticidades de sustitución entre la producción nacional y las importaciones; c) las elasticidades de sustitución (comunes a los diferentes sectores) en los distintos niveles

de la función de producción: i) entre los energéticos que conforman la canasta energética[69]; ii) entre el agregado energía y el capital; iii) entre el agregado capital-energía y el trabajo; iv) entre el valor agregado-energía y el consumo intermedio. Finalmente, se incluyen las elasticidades de sustitución en la canasta de consumo de los hogares.

TABLA 2. ELASTICIDADES DEL MEGF

	Elasticidad de importación/exportación
Agricultura	3
Ganadería	3
Carbón no procesado	50
Petróleo	50
Minería	4
Industria de alimentos	3,5
Industria basada en trabajo no calificado	3,5
Recursos naturales procesados	3
Carbón procesado	2,1
Gasolina	3,5
Diésel	3,5
Otros combustibles derivados del petróleo	2,1
Industria basada en capital	3,5
Electricidad	2,7
Gas natural	4
Agua	0,1
Vivienda	0,1
Obras civiles	0,1
Servicios privados	0,1
Servicios sociales	0,1
Transporte terrestre	0,1
Transporte acuático	0,2
Transporte aéreo	0,5

Elasticidades de sustitución comunes a todos los sectores:	
Bienes de consumo intermedio	0,001
Bienes de canasta energética	0,25
Capital- Canasta energética	0,08
Trabajo-Canasta Capital/Energía	0,6
Valor agregado - Consumo intermedio	0,001
Consumo de los hogares Consumo del gobierno	1,0 0,1
Inversión pública y privada	0,01

Por su parte, las elasticidades de sustitución de las funciones CES controlan la sensibilidad de las participaciones de los diferentes insumos ante cambios en sus precios relativos. Una función de producción CES con alta elasticidad de sustitución caracteriza un proceso productivo que puede reemplazar fácilmente uno de sus insumos por otro si su precio aumenta marcadamente, mientras que una baja elasticidad de sustitución indica que los insumos deben combinarse en proporciones casi constantes,

independientemente de sus precios relativos.[70] De manera similar, la elasticidad de transformación de una función CET controla qué tan fácilmente se puede reacomodar la destinación de la oferta entre diferentes mercados, en particular entre el mercado doméstico y el mercado externo dependiendo de los precios en cada uno de ellos.

En el contexto del MEGF, la elasticidad de transformación determina la medida en que un bien o servicio es transable hacia el resto del mundo, o, visto de otra manera, los "costos de transformación" en que se debe incurrir para convertir un bien doméstico en un bien transable en el mercado internacional. Para el presente ejercicio, tanto las elasticidades de sustitución como de transformación del MEGF se fijan en valores estándar encontrados en la literatura relacionada, particularmente aquellos utilizados por el Departamento Nacional de Planeación en el Modelo de Equilibrio General Computable de Cambio Climático para Colombia - MEG4C (Sosa, 2015).

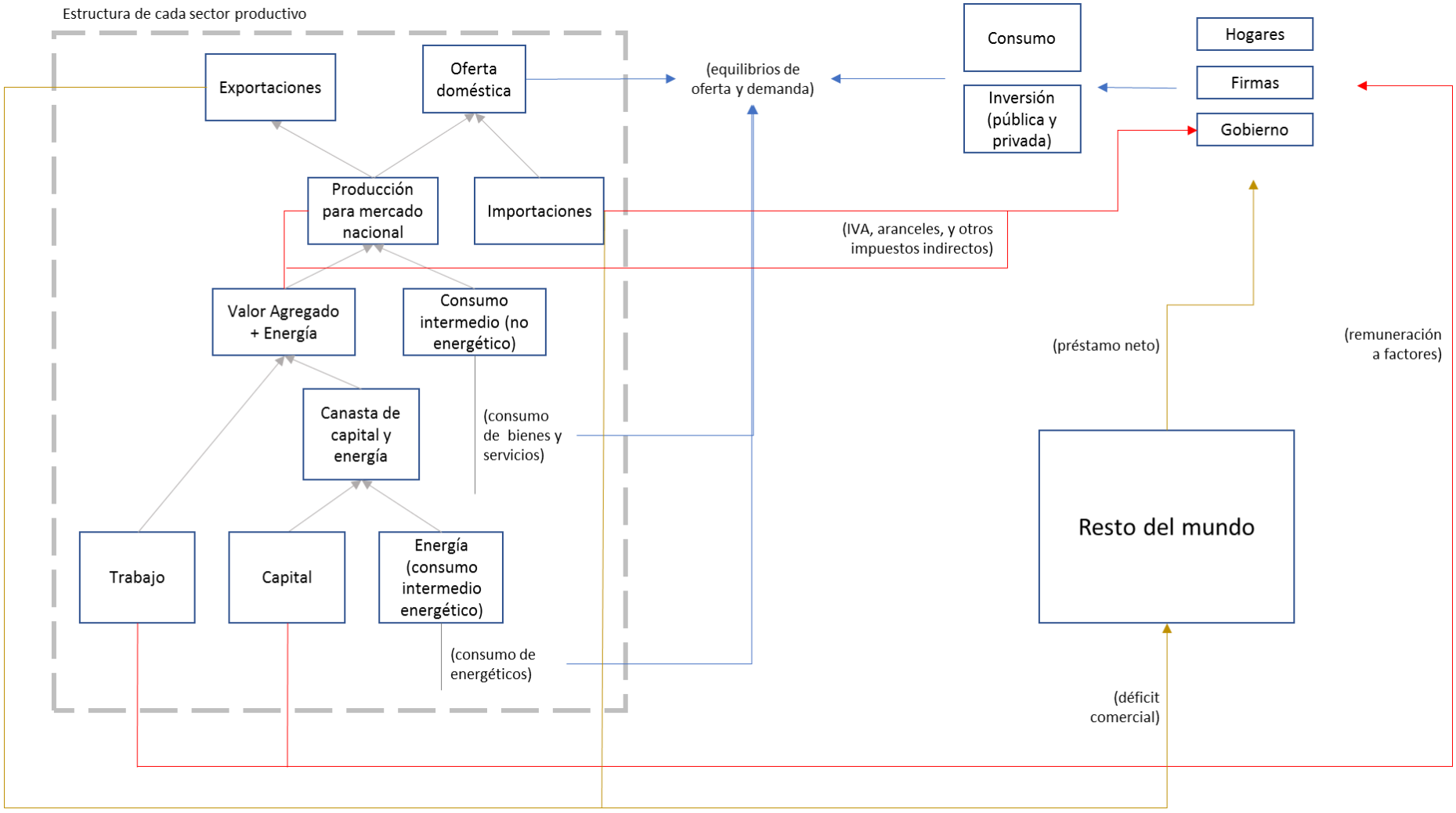
Adicionalmente, la versión del MEGF que se utiliza incorpora una restricción de cantidades en los sectores de petróleo, carbón mineral, gasolina, y diésel. En estos sectores, la oferta se supone fija. Esto busca reflejar el hecho de que, en Colombia, estos sectores no se comportan como mercados competitivos en el corto plazo, en donde las señales de precios guían expansiones o contracciones rápidas de la producción. Por el contrario, en estos sectores la producción en el corto plazo es una función de la capacidad productiva instalada. En estos casos, la producción se utiliza para abastecer en primera instancia la demanda interna a los precios regulados, y posteriormente los excesos o faltantes de producto son cubiertos con importaciones o vendidos al exterior como exportaciones.

2.2 CIERRE

Un aspecto del comportamiento económico que los Modelos de Equilibrio General no modelan es la disyuntiva entre consumo presente y futuro. Esto significa que no contemplan ecuaciones de comportamiento que determinen endógenamente los niveles de ahorro e inversión de los agentes en función de tasas de rendimiento o interés esperadas.[71] Como resultado, en un ejercicio de simulación dado, para garantizar la existencia de una solución al sistema de ecuaciones que conforma el modelo es necesario imponer un *cierre macroeconómico*. Este consiste en un conjunto de ecuaciones que fijan algunas variables de ahorro o inversión, y designan a las demás para que se ajusten en las simulaciones.

[70] Tres casos particulares de las funciones de producción CES son (i) la función de producción lineal, que exhibe la perfecta sustituibilidad de los insumos y que corresponde a una elasticidad de sustitución infinita, (ii) la función de producción Leontief, que representa la complementariedad perfecta de los insumos y que se obtiene con elasticidad de sustitución igual a cero, y (iii) la función de producción Cobb-Douglas, que se obtiene con elasticidad de sustitución igual a uno y que garantiza participaciones constantes del *valor* de los insumos en el *valor* total de la producción.

ILUSTRACIÓN 1. Esquema de la estructura del Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo adaptado para el análisis de la política energética



La elección de un cierre macroeconómico es un punto crucial del modelamiento de equilibrio general computable pues este determina si la dinámica de la economía simulada responde esencialmente a choques de oferta o demanda. En el primer caso, las variables de ahorro se suponen exógenas, y la demanda agregada se ajusta ante cualquier cambio tecnológico o institucional por medio de variaciones de la inversión. Esto corresponde a un régimen de largo plazo en que la capacidad productiva de la economía es el determinante fundamental de su comportamiento. En el segundo caso, la inversión se determina exógenamente, y la oferta se acopla a la demanda. Este caso representa el corto plazo en que pueden darse cambios transitorios en la demanda agregada que no están constreñidos por la oferta.

Para el presente estudio se opta por un cierre macroeconómico de largo plazo, con el objetivo de simular impactos a cinco y diez años. Concretamente, esto significa que en el modelo:

(i) Las tasas de ahorro bruto del gobierno y los hogares son exógenas, de forma que cualquier cambio en sus ingresos se compensa con movimientos proporcionales de sus niveles de consumo y ahorro.
(ii) El déficit fiscal es fijo, de manera que los movimientos del ahorro bruto del gobierno implican cambios en la inversión pública y no en el endeudamiento.
(iii) El préstamo neto con el resto del mundo (el ahorro externo) es constante, lo que implica que la inversión privada se ajusta al financiamiento (oferta) disponible y no al contrario.

3 RESULTADOS DEL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL (MEGF)

Las simulaciones llevadas a cabo muestran el impacto que tendrían las principales recomendaciones de esta investigación sobre la economía colombiana. Teniendo en cuenta el cierre macroeconómico adoptado, los resultados deben interpretarse como el efecto total de una política en un tiempo en el cual tienen lugar todos los ajustes inducidos por los cambios en las políticas. Esto hace referencia a un horizonte de tiempo mayor a un año y por lo tanto se podría hablar de los efectos de “mediano plazo”.

Sin embargo, hay otra forma de introducir la consideración de tiempo en el modelo y es a través de los valores de las elasticidades. En particular, el MEGF utilizado en las simulaciones representa una economía con una capacidad relativamente baja de sustituir entre demandas como respuesta a cambios en precios. Es así como se supone una tecnología cercana a Leontief (es decir, de coeficientes fijos) entre los bienes de consumo intermedio, y entre el valor agregado y el consumo intermedio, y entre el capital y la canasta energética, pero también entre los bienes de la canasta energética, y entre el trabajo y la canasta de capital / energía. La elasticidad de sustitución entre los bienes de la canasta energética es de 0,25, y entre el trabajo y la canasta de capital / energía es de 0,6. En este sentido, se puede afirmar que las relativamente bajas elasticidades que se incorporan en el modelo simulan el funcionamiento de la economía en un horizonte de corto plazo en el cual es más difícil implementar nuevas tecnologías o sustituir entre fuentes energéticas.

La tabla 3 muestra los impactos sobre el PIB, visto desde los componentes de demanda agregada, de las políticas listadas en la tabla 1. La tabla 6 presenta los resultados descomponiendo por componentes del valor agregado.

TABLA 3. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL PIB Y LAS VARIABLES DE DEMANDA

	Unificación de IVA sobre combustibles líquidos	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
PIB	-0,21%	-0,28%	0,16%	-0,02%	-0,36%
Consumo	-0,20%	-0,26%	0,16%	-0,02%	-0,32%
Consumo de los hogares	-0,36%	-0,35%	0,17%	-0,03%	-0,58%
Consumo del gobierno	0,33%	0,07%	0,15%	0,04%	0,57%
Inversión	-0,39%	-0,28%	0,13%	-0,03%	-0,56%
Inversión privada	-0,51%	-0,34%	0,15%	-0,04%	-0,72%
Inversión pública	0,37%	0,07%	0,02%	0,03%	0,47%
Exportaciones	1,14%	0,78%	0,04%	0,01%	1,89%
Importaciones	1,58%	0,73%	0,04%	0,03%	2,43%

Aunque los resultados numéricos presentados pueden ser sensibles a la parametrización del modelo, sus órdenes de magnitud siguen un patrón claro: los efectos macroeconómicos más pronunciados los tienen la unificación del IVA a los combustibles líquidos en 19% y el cierre de la brecha entre precios de paridad de importación e ingreso al productor en diésel. La simulación realizada sugiere que de normalizar el IVA a 19% a la vez que se mantiene la paridad con el precio de importación, se tendría un efecto negativo sobre el PIB de aproximadamente 0,5%. Este costo sería asumido principalmente por los hogares y por la inversión privada, especialmente por cuenta de aumentos en los costos de transporte. Por el contrario, la inversión pública y el consumo del gobierno exhibirían un crecimiento, en virtud del aumento del recaudo que se percibiría.

TABLA 4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE LAS REMUNERACIONES DE LOS FACTORES Y LOS RECAUDOS

	Unificación de IVA sobre combustibles líquidos	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
PIB	-0,21%	-0,28%	0,16%	-0,02%	-0,36%
Remuneración a los factores	-0,55%	-0,49%	0,16%	-0,05%	-0,93%
Trabajo	-0,25%	-0,27%	0,19%	-0,03%	-0,36%
Capital	-0,94%	-0,78%	0,13%	-0,09%	-1,67%
IVA	-0,94%	-0,78%	0,13%	-0,09%	-1,67%
Otros impuestos indirectos	6,18%	-0,30%	0,15%	-0,07%	5,94%
Subsidios (a bienes)	-0,90%	2,70%	0,10%	0,50%	2,26%
Aranceles	-0,25%	-0,22%	-1,55%	0,05%	-1,95%

TABLA 5. VARIACIONES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN SIMULACIÓN DE AUMENTO DEL IVA[72]

Bien/Servicio	Aumento en el precio final
Gasolina	5,14%
Diésel	4,77%
Transporte Terrestre	2,69%
Transporte Acuático	4,11%
Transporte Aéreo	2,70%

De otra parte, serían comparativamente menores los impactos económicos de la aplicación del impuesto al carbono al carbón y al gas natural. La magnitud del efecto agregado de generalizar el impuesto al carbono refleja que, por un lado, el consumo de carbón en el país no es un componente importante del PIB y, por otro, que un impuesto de 5 USD por tonelada de CO_2 no resulta ser un choque notable en el mercado del gas natural, teniendo en cuenta su eficiencia en emisiones. En conjunto, el efecto negativo cercano a cero, es casi imperceptible en el modelo. Por el contrario, una reducción en los precios de la energía eléctrica como resultado de mejoras institucionales en el esquema de subastas y otras reformas propuestas en el estudio tienen un impacto sustancial y positivo sobre el PIB agregado, el cual crece 0,2%. Este resultado ilustra los importantes efectos sobre la competitividad de la economía asociados con el precio de la energía eléctrica.

Dado que en el MEGF no se modela explícitamente el balance del FEPC, un efecto que este no captura es el ahorro fiscal que representaría el cierre de la brecha entre precios

[72] El transporte terrestre incluye transporte público, privado, y de carga. Esta agrupación, que proviene del Sistema de Cuentas Nacionales, permite apreciar un panorama general del comportamiento económico del sector. No obstante, se debe tener en cuenta que cada uno de estos componentes del transporte tiene impactos diferentes sobre bienestar de los hogares y emisiones.

de paridad de importación e Ingreso al Productor de diésel. A noviembre de 2019, se observa una brecha de aproximadamente 400 $/galón entre el Ingreso al Productor y el precio de paridad ponderado, y de cerca de 800 $/galón entre el Ingreso al Productor y el precio de paridad de importación. De continuar la brecha actual de 400 $/galón, y suponiendo un consumo interno de 130.000 barriles de diésel por día calendario, el déficit que acumularía el FEPC por cuenta de ella ascendería a cerca de 800.000 millones de pesos en 2020. Por ende, el cierre de la brecha generaría un ahorro fiscal de aproximadamente 0,1% del PIB cada año que no ha sido contabilizado en los resultados anteriores.

En conjunto, los resultados obtenidos señalan la pertinencia de implementar gradualmente las políticas que impacten los precios de los combustibles líquidos. Es claro que la reducción del IVA en el primer semestre de 2019 debe tomarse como una solución temporal para la estabilización del déficit del FEPC. No obstante, la corrección de esta situación a futuro debe llevarse a cabo de forma que se minimicen los efectos negativos abruptos, dado que en total estos pueden ser de magnitud notable.

TABLA 6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL VALOR AGREGADO SECTORIAL

	Unificación de IVA sobre combustibles líquidos	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
VA Agricultura	-0,14%	-0,10%	0,06%	-0,46%	-0,20%
VA Ganadería	-0,11%	-0,11%	0,09%	-0,27%	-0,15%
VA Carbón mineral	0,00%	0,00%	0,00%	0,27%	0,00%
VA Petróleo	0,00%	0,00%	0,00%	-0,04%	0,00%
VA Minería	0,37%	0,07%	0,04%	-0,04%	0,58%
VA Industria de alimentos	-0,09%	-0,11%	0,10%	-0,27%	-0,12%
VA Ind. trabajo no calific.	-0,53%	-0,28%	0,16%	0,03%	-0,67%
VA Recursos naturales procesados	-0,36%	-0,18%	0,13%	0,02%	-0,48%
VA Gasolina	0,00%	0,00%	0,00%	-0,03%	0,00%
VA Diésel	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%
VA Otros derivados del petróleo	0,22%	-0,13%	0,10%	0,01%	0,20%
VA Industria basada en capital	-0,90%	-0,27%	0,21%	0,01%	-0,97%
VA Electricidad	0,49%	0,39%	0,57%	0,02%	1,27%
VA Gas natural	0,34%	0,28%	0,01%	0,01%	0,64%
VA Agua	0,05%	0,07%	0,12%	0,02%	0,25%
VA Vivienda	-0,15%	-0,07%	0,05%	0,02%	-0,19%
VA Obras civiles	0,21%	0,10%	0,03%	0,02%	0,34%
VA Servicios privados	-0,03%	-0,03%	0,08%	0,02%	0,02%
VA Transporte terrestre	-1,25%	-0,96%	0,05%	0,02%	-2,08%
VA Transporte acuático	-1,19%	-1,07%	0,07%	0,02%	-2,11%

VA Transporte aéreo	-0,33%	-0,26%	0,09%	0,02%	-0,49%
VA Servicios sociales	0,35%	0,18%	0,07%	0,02%	0,63%

TABLA 7. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE LOS PRECIOS SECTORIALES

	Unificación de IVA sobre combustibles líquidos	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
Precio Agricultura	0,47%	-0,09%	0,05%	0,00%	0,40%
Precio Ganadería	0,51%	-0,07%	0,03%	0,08%	0,44%
Precio Carbón mineral	0,29%	-0,22%	0,01%	46,09%	46,15%
Precio Petróleo	0,00%	-0,45%	0,03%	-0,08%	-0,48%
Precio Minería	0,97%	0,24%	-0,10%	0,05%	1,26%
Precio Industria de alimentos	0,46%	-0,10%	-0,03%	-0,01%	0,32%
Precio Ind. trabajo no calific.	0,47%	0,06%	-0,05%	0,23%	0,49%
Precio Recursos naturales procesados	0,66%	0,22%	-0,12%	-0,06%	0,86%
Precio Gasolina	5,14%	-0,16%	-0,27%	-0,05%	4,76%
Precio Diésel	4,77%	4,28%	0,01%	-0,01%	8,98%
Precio Otros derivados del petróleo	1,05%	0,14%	0,01%	-0,04%	1,35%
Precio Industria basada en capital	0,28%	0,04%	-0,04%	-0,04%	0,28%
Precio Electricidad	0,03%	-0,43%	-3,47%	-0,04%	-3,54%
Precio Gas natural	0,11%	-0,35%	0,01%	-0,05%	-0,26%
Precio Agua	0,26%	-0,32%	-0,06%	-0,05%	-0,15%
Precio Vivienda	0,35%	-0,12%	0,01%	-0,02%	0,23%
Precio Obras civiles	0,31%	-0,15%	-0,01%	-0,05%	0,13%
Precio Servicios privados	0,37%	-0,15%	0,00%	-0,06%	0,18%
Precio Transporte terrestre	2,69%	1,64%	-0,01%	-0,07%	4,26%
Precio Transporte acuático	4,11%	3,01%	-0,02%	-0,07%	7,03%
Precio Transporte aéreo	2,70%	1,16%	-0,04%	-0,08%	3,77%
Precio Servicios sociales	0,49%	-0,09%	0,00%	-0,08%	0,37%

Un aspecto por explorar de los resultados es su sensibilidad a la elasticidad de sustitución entre energéticos. La Figura 1 y la tabla 8 muestran que a medida que esta elasticidad incrementa, la economía tiene mayor flexibilidad para ajustar su canasta energética, y por tanto se reduce el efecto negativo de una política que aumente los precios de los energéticos. Esto indica la necesidad de adoptar progresivamente capital y tecnologías de producción que puedan sustituir fácilmente entre fuentes de energía.

FIGURA 1. EFECTO DE UNIFICACIÓN DEL IVA VS. ELASTICIDAD DE SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA

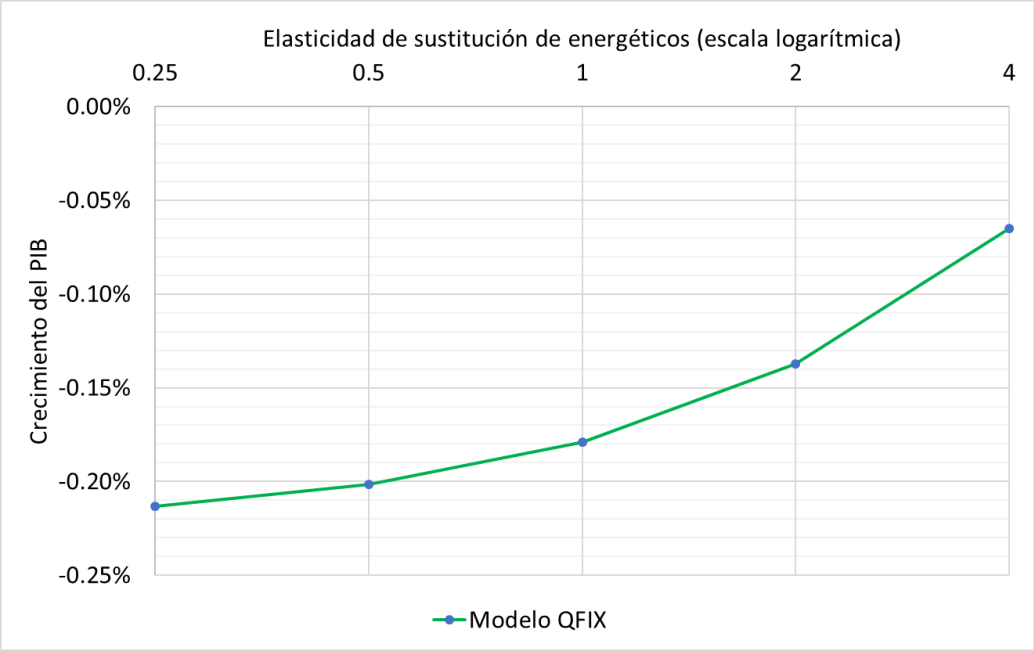


TABLA 8. VARIACIONES PORCENTUALES DE COMPONENTES DE CANASTA ENERGÉTICA NACIONAL ANTE UNIFICACIÓN DE IVA VS. ELASTICIDAD DE SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA

	Elasticidad de sustitución energética				
	0,25	**0,5**	**1**	**2**	**4**
Consumo doméstico Gasolina	-2,2%	-2,3%	-2,6%	-3,1%	-4,0%
Consumo doméstico Diésel	-1,5%	-1,6%	-1,9%	-2,5%	-3,5%
Consumo doméstico Electricidad	0,5%	0,9%	1,6%	2,9%	5,2%
Consumo doméstico Gas natural	0,3%	0,6%	1,1%	2,1%	3,8%

4 ALCANCE Y LIMITACIONES DEL MEGF

Es importante definir el alcance y las limitaciones de los Modelos de Equilibrio General, para la simulación de políticas, y del MEGF en particular. A continuación, se hace un análisis tanto del alcance como de las limitaciones en dos sentidos: a) con respecto a los resultados obtenidos y a la interpretación de dichos resultados; b) con respecto al modelo elaborado (MEGF) para analizar el sector energético colombiano.

Los resultados del modelo son de estática comparativa, es decir, representan el equilibrio de la economía antes y después del choque. El tiempo que transcurre entre ambos momentos es un ´tiempo paramétrico´, y no un ´tiempo histórico´. Otra forma de decirlo es que el tiempo en una simulación de estática comparativa es el tiempo necesario para

que transcurran todos los ajustes. Por lo tanto, las magnitudes de los efectos pueden, en la práctica, ser controlados de tal manera que se defina una temporalidad de ajuste de las medidas o de implementación de las recomendaciones. Los ejercicios realizados para este estudio con el MEGF no asumen ninguna temporalidad específica.

El MEGF tiene varias limitaciones para el análisis de temas energéticos que deben ser tenidas en cuenta:

(i) En la modelación actual la canasta energética incluye los combustibles líquidos (gasolina y diésel), la energía eléctrica y el gas. En esta canasta existe la posibilidad de sustituibilidad dada una elasticidad de sustitución definida exógenamente.
(ii) El carbón mineral y el sector de hidrocarburos entran en la matriz de consumo intermedio. Existe un consumo doméstico de ambos sectores, que, en el caso del carbón mineral es muy bajo, y en el caso de los hidrocarburos está principalmente representado por el consumo de gas natural.
(iii) En ambos casos el modelo no admite sustituibilidad por lo que, por ejemplo, la energía eléctrica demanda diferentes insumos, entre ellos hidrocarburos que se refieren principalmente a gas natural y combustibles líquidos, pero el modelo no admite la posibilidad de utilizar más gas natural y menos combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica.
(iv) Esto significa que, con el modelo actual, no es posible representar la historia del gas natural como el energético estratégico de la transición hacia un menor uso de combustibles fósiles. Tampoco es posible representar un escenario con una participación ascendente muy fuerte de fuentes energéticas renovables que hoy representan una parte muy pequeña del consumo energético.

5 RESULTADOS CON EL MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL

Como se indicó en el informe II, el modelo Insumo Producto dual, o modelo Leontief dual, simula el impacto de las políticas sobre los costos y precios de los sectores suponiendo que no hay ninguna sustitución posible en respuesta a los choques.

Los resultados muestran que el impacto sobre costos (recogidos en los efectos sobre el Índice de Precios al Productor (IPP) sigue de cerca los efectos que se observaban en el VA: los principales impactos en términos de costos están asociados con la unificación del IVA de combustibles líquidos con un aumento de 0,7% en el IPC y de 0,78% en el IPP, y con el cierre de brecha entre precios de paridad de importación e ingreso al productor, principalmente en el caso del diésel cuyos precios aumentan 16,2%, mientras que en el caso de la gasolina aumentan 7,6%. El resultado es un aumento en el IPC de 0,47% y de 0,60% en el IPP (tablas 9 y 10).

De otro lado, las mejoras institucionales en el sector eléctrico hacen su precio sea menor, por lo cual tanto para los consumidores como para los productores los precios disminuyen en 0,4 puntos porcentuales, mayoritariamente por la reducción en el precio de la energía

eléctrica. Esto se explica porque este sector es considerado como un sector clave de la economía y, adicionalmente, hace parte de un clúster dinamizador de la economía (Hernández, Quintero y Villamil, 2019).

Finalmente, el impuesto al carbono al gas natural y al carbón mineral tiene efectos aún más pequeños sobre los precios. Este resultado es consistente con otras investigaciones (Hernández 2013 y Romero, et. al., 2018) que han encontrado que, en Colombia, este impuesto tiene que ser muy grande para que tenga efecto sobre variables macroeconómicas.

TABLA 9. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE EL IPC Y EL IPP - MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL

	Unificación del IVA	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
IPC					
Total	0,70%	0,47%	-0,35%	0,00%	0,76%
Alimentos	0,33%	0,24%	-0,18%	0,00%	0,37%
Combustibles	14,44%	10,21%	-0,01%	0,00%	24,66%
IPP					
Total	0,78%	0,60%	-0,35%	0,02%	1,01%
Combustibles	7,13%	5,67%	-0,16%	0,00%	12,61%

En conjunto, e igual que se observó con las simulaciones del MEGF, los resultados obtenidos sobre los costos sugieren que algunas de las recomendaciones pueden tener un efecto muy significativo sobre los precios por lo que se requeriría una aproximación gradual para su implementación, en particular en lo que respecta a las políticas que impacten los precios de los combustibles líquidos.

TABLA 10. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES SOBRE PRECIOS AL PRODUCTOR SECTORIALES - MODELO INSUMO PRODUCTO DUAL

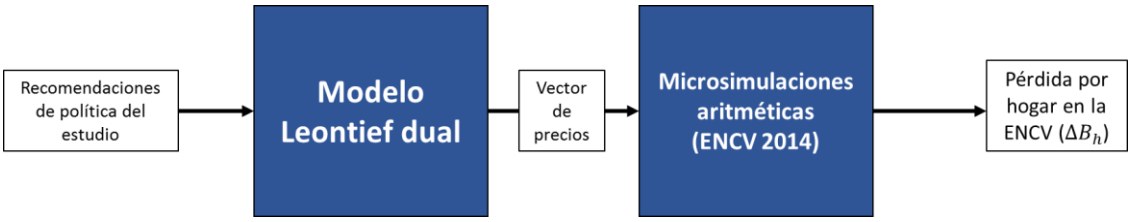
	Unificación del IVA	Cierre brecha del Ingreso al Productor ACPM al PPI	Mejora institucional en mercado de la electricidad	Aplicación del impuesto al carbono a carbón y gas natural	Impacto total
IPP Agricultura	0,16%	0,11%	0,00%	0,00%	0,26%
IPP Ganadería	0,22%	0,15%	0,00%	0,00%	0,37%
IPP Carbón mineral	0,26%	0,18%	0,00%	1,33%	1,77%
IPP Petróleo	0,09%	0,07%	0,00%	0,00%	0,16%
IPP Minería	0,53%	0,38%	0,00%	0,01%	0,90%
IPP Industria de alimentos	0,27%	0,19%	-0,01%	0,00%	0,44%
IPP Ind. trabajo no calific.	0,30%	0,22%	-0,01%	0,01%	0,51%
IPP Recursos nat. procesados	0,64%	0,48%	-0,03%	0,01%	1,09%
IPP Gasolina	7,64%	1,56%	-0,01%	0,01%	9,19%
IPP Diésel	16,64%	13,11%	0,00%	0,00%	29,75%
IPP Otros derivados del petróleo	2,67%	1,88%	0,00%	0,09%	4,63%
IPP Industria basada en capital	0,44%	0,33%	-0,02%	0,00%	0,75%
IPP Electricidad	0,20%	0,14%	-1,98%	0,00%	-1,65%
IPP Gas natural	0,15%	0,10%	0,00%	0,00%	-3,12%
IPP Agua	0,26%	0,19%	-0,01%	0,00%	0,44%
IPP Vivienda	0,34%	0,25%	-0,01%	0,00%	0,57%
IPP Obras civiles	0,34%	0,24%	0,00%	0,00%	0,57%
IPP Servicios privados	0,55%	0,38%	-0,01%	0,00%	0,92%
IPP Transporte terrestre	5,38%	3,95%	0,00%	0,00%	9,32%
IPP Transporte acuático	2,38%	1,52%	-0,01%	0,00%	3,88%
IPP Transporte aéreo	0,61%	0,43%	-0,02%	0,00%	0,97%
IPP Servicios sociales	0,21%	0,15%	-0,01%	0,00%	0,34%

6 IMPACTO DISTRIBUTIVO DE LAS RECOMENDACIONES POR MEDIO DE MICROSIMULACIONES

Los resultados obtenidos de las simulaciones de las recomendaciones de política con el MEGF y el Modelo Leontief dual dan los órdenes de magnitud de los impactos que estas tendrían sobre las variables macroeconómicas. En particular, se estima que el consumo de los hogares caería en 0,58% de aplicarse todas las recomendaciones. Ahora bien, dado que todos los hogares de Colombia se modelan como un único agente en el MEGF, no es posible extender este análisis para obtener conclusiones acerca de la distribución de este impacto entre hogares de diferentes niveles de ingreso y de gasto. Con el fin de encontrar los efectos distributivos de estos choques, se realiza un análisis de microsimulaciones, como se describe a continuación.

Las microsimulaciones son una técnica que se utiliza para estudiar los efectos de políticas o choques económicos sobre un grupo de agentes heterogéneos – en este caso, los hogares. Las microsimulaciones parten de una encuesta que se espera que sea representativa de la población de interés, de la cual se extrae información que permite modelar la respuesta de estos agentes ante el choque simulado. En el caso de este estudio, se utiliza la Encuesta de Nacional Calidad de Vida (ENCV) de 2014, publicada por el DANE, que registra los ingresos y gastos de 20.141 hogares colombianos seleccionados aleatoriamente mediante un diseño muestral que garantiza representatividad a nivel nacional.

FIGURA *2*. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE MICROSIMULACIONES ARITMÉTICAS



Para cuantificar los impactos de las recomendaciones de política sobre los hogares, se asume que cada hogar consume mensualmente los bienes y servicios reportados en la ENCV en proporciones constantes (con preferencias Leontief). Este supuesto no admite la sustituibilidad en la canasta de consumo de los hogares. Aunque este es un supuesto fuerte, permite calcular efectos aproximaciones que son aceptables ante choques de magnitudes pequeñas. Con base en estas preferencias, se simula el aumento del gasto de cada hogar requerido para mantener su bienestar constante ante los aumentos de precios obtenidos con el modelo Leontief dual (Figuras 2 y 3). Así, una medida del cambio de bienestar de cada hogar está dada por:

$$\Delta B_h = G_h^{ENCV} - G_h^{SIM} = \sum_j Q_{h,j}^{ENCV}(P_j^{ENCV} - P_j^{SIM})$$

donde G_h^{ENCV} es el gasto corriente mensual del hogar h reportado en la ENCV, G_h^{SIM} es el gasto corriente mensual simulado del hogar h requerido para mantener su bienestar constante ante el choque de precios, $Q_{h,j}^{ENCV}$ es la cantidad consumida del bien o servicio j por el hogar h en la ENCV, y P_j^{ENCV}, P_j^{SIM} son los precios del bien j en la ENCV y bajo el escenario simulado.

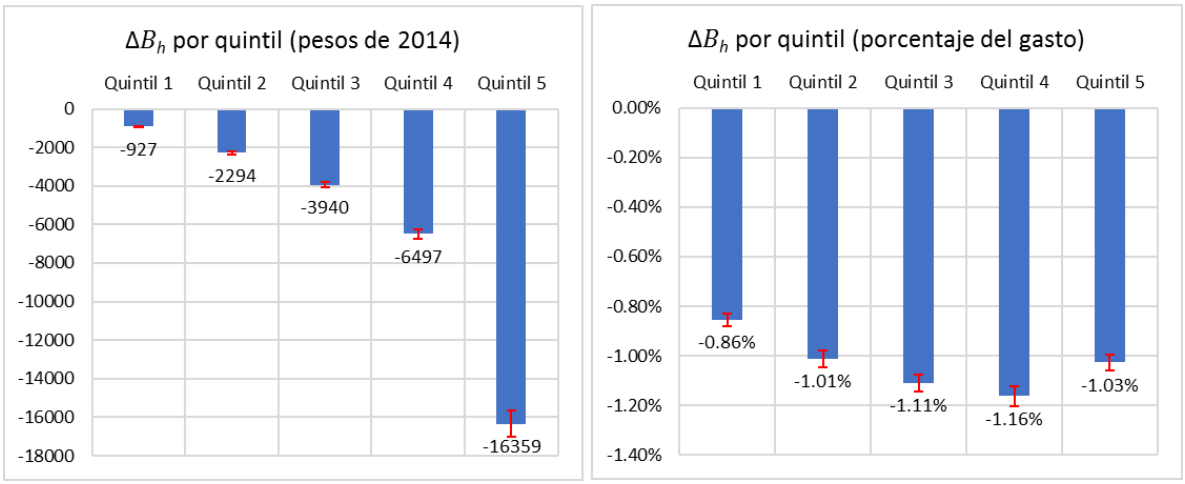
Una limitación de la metodología empleada es que ΔB_h solamente captura los cambios del gasto real que se dan por cuenta de cambios en los precios, suponiendo constantes los ingresos. Esto puede subestimar la magnitud del impacto en bienestar, dado que presumiblemente los ingresos de los hogares caen debido a la contracción general de la economía. Por otra parte, el modelo Leontief dual probablemente sobreestima los movimientos de precios derivados de las recomendaciones de política simuladas, en la

medida que este considera ajustes de los mercados solamente vía precios, y no cantidades, y a que no contempla ningún tipo de sustitución en la producción. De este modo, estas fuentes de sesgo van en dirección contraria.

La Figura 3[73] reporta el cambio de bienestar ΔB_h per cápita, promediando por cada quintil de gasto, tanto en pesos de 2014 como en proporción del gasto original. Se observa que, en pesos, el impacto es más fuerte a medida que asciende el nivel de gastos de los hogares. Esto es resultado del mayor consumo en combustibles para vehículos que se realiza a mayores niveles de ingresos y gastos. No obstante, porcentualmente, el impacto tiene mayor incidencia sobre los quintiles tres y cuatro. Esto sugiere que los hogares más afectados son los de ingresos medios, en la medida que utilizan medios de transporte privados, a diferencia de los hogares más pobres, cuyo costo representa un componente apreciable de sus gastos totales, a diferencia de los hogares más ricos. En conjunto, estos resultados son neutrales sobre el índice de Gini del gasto, generando un aumento estimado de 0,003 puntos porcentuales, indistinguible estadísticamente de cero (intervalo de 95% de confianza de (-0,012;0,006)).

[73] Las barras de error señalan intervalos de confianza del 95%. Todos los intervalos de confianza de esta sección son calculados mediante remuestreo (*bootstrapping*) con reemplazamiento.

FIGURA *3*. IMPACTOS DISTRIBUTIVOS DE RECOMENDACIONES SIMULADAS



Por otro lado, el cálculo de la pérdida de bienestar ΔB_h permite identificar la población vulnerable a los precios de energéticos. Esta se puede estimar como el segmento de la población cuyo gasto original en la ENCV se encuentra por encima de la línea de pobreza, pero que, al incurrir en la pérdida ΔB_h, termina por debajo de ella. La TABLA 11 muestra estimaciones de la población vulnerable a precios de energéticos, utilizando las líneas de pobreza monetaria del DANE para 2014 para las principales cabeceras del país y las zonas rurales. Se observa que, bajo los supuestos del modelamiento, podría esperarse que entre 200.000 y 300.000 personas entraran en situación de pobreza debido a los ajustes de precios derivados el Modelo Leontief Dual, lo que implicaría un aumento de la tasa de pobreza del orden de 0,5%. Estos resultados advierten la pertinencia de políticas compensatorias, adecuadamente focalizadas, que mitiguen directa o indirectamente los efectos negativos de los ajustes en los mercados energéticos.

TABLA 11 . ESTIMACIONES DE POBLACIÓN VULNERABLE A PRECIOS DE ENERGÉTICOS

	Estimación puntual	Intervalo de confianza de **95%**
Pob. vulnerable (miles de personas)	248	(173, 318)
Pob. vulnerable (% de la pob. Total)	0,53%	(0,37%, 0,67%)

V. BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO -ACP, INFORME ECONÓMICO PARTICIPACIÓN DEL ESTADO COLOMBIANO EN LA RENTA PETROLERA EN 2017.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO -ACP, Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2018 y Perspectivas 2019, elaborado por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

Aguilar, O., Galeano, C., & Pérez, L. (s.f.). *Petróleo y Desarrollo*. Recuperado en el 2017, del Banco de la República: http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/faunayflora/orinoco/orinoco14a.htm

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH, Informes de Gestión, 2004 a 2018.

Área Metropolitana del Valle de Aburrá. Inventario de Emisiones, 2015.

Baldwin, Robert et.al. Understanding Regulation: Theory, Strategy, And Practice. Oxford University Press (2012).

Ciencias Ambientales, en https://www.cienciasambientales.com/es/noticias-ambientales/ee-uu-adelanta-ue-proyectos-captura-co2-ccs-16215

Chenery, H., & Watanabe, T. (1958). International Comparition of the Structure of Production. *Econometrica, 26*(4), 487-521.

CREG, decretos 2687 y 4670 de 2008 y 2100 de 2011.

CREG, Resolución 011 de 2003.

CREG, Resolución 180 de 2009.

CREG, Resolución 001 de 2009.

CREG, Resolución 126 de 2010.

CREG, Resolución 089 de 2013.

CREG, Resolución 137 de 2013.

CREG, Resolución 138 de 2013.

CREG, Resolución 202 de 2013.

CREG, Decreto 1260 de 2013.

CREG, Resolución 136 de 2014.

CREG, Resolución 093 de 2016.

CREG, Resolución 095 de 2016.

CREG, Circular 034 de 2017.

CREG, Resolución 066 de 2017.

CREG, Resolución 107 de 2017.

CREG, Resolución 114 de 2017.

CREG, Documento 063 de 2018.

CREG, Resolución 090 de 2018.

CREG, Resolución 021 de 2019.

CREG, Resolución 071 de 2019.

CRU Consulting-UPME, Informes 2 de Carbón Térmico y Metalúrgico. Caracterización y análisis de mercado internacional de minerales en el corto, mediano, y largo plazo con vigencia al año 2035. Contrato C-378359-003-2018. Diciembre 2018.

DANE, anexo_empleo_ago_19.xls.

DANE: la Matriz de Oferta, la Matriz de Utilización, y las Cuentas Económicas Integradas, 2014.
DANE, Encuesta de Nacional Calidad de Vida (ENCV) de 2014.
Dietzenbacher, E. (octubre de 1992). The Measurement of Interindustry Linkages: key sectors in the Netherlands. *Economic Modeling, 9*(4), 419-437.
Departamento Nacional de Planeación, Modelo de Equilibrio General Computable de Cambio Climático para Colombia - MEG4C (Sosa, 2015).
Departamento Nacional de Planeación, 2018. Valoración económica de la Degradación Ambiental en Colombia.
Departamento Nacional de Planeación, https://www.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/2018.aspx
Durán, X. (2011). *Ecopetrol, 60 años.*
EITI, (2017). Informe 2017.
Elpais.es, Edición Nacional del 10 de agosto de 2019.
ESMAP. https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2019-Tracking%20SDG7-Full%20Report.pdf
Górska, R. (2015). Backward and forward linkages based on an input-output analysis comparative study of Poland and selected European countries. *Applied Econometrics Papers*.
Global CCS Institute, Informe 2019 en https://www.globalccsinstitute.com
Hernández, G., Quintero, F. y Villamil, J. (2019). La estructura sectorial de Colombia: Un análisis insumo-producto. Departamento Nacional de Planeación, Archivos de Economía, No 502.
Hernández, G. (2013). Incidencia de los impuestos a las emisiones en el sector industrial. Revista de Economía del Rosario, Vol. 16 (2), pp. 289 – 311.
Hirschman, A. (1961). *La Estrategia del Desarrollo Económico.* México: Fondo de la Cultura Económica.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, COAL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition).
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, Coal 2O18 Analysis and Forecasts to 2O23.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, Key_World_Energy_Statistics_2019.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, Oil 2019 Analysis & Forecast to 2024 CERAWeek, Houston, 11 March 2019.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, OIL INFORMATION: OVERVIEW (2019 edition).
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, World_Energy_Balances_2019_Overview.
IEA, IRENA, UNSD, WB, WHO (2019), Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2019, Washington DC.
MAPAS DE RUTA PARA LA MATERIALIZACIÓN DE DOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS. Informe 3 DOCUMENTO CIDET-IEB-708-15-03. Contrato No. 009-2015 16/12/2015 UPME.
Martínez, A. (2018). *Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones de Colombia. Caracterización departamental. Santander.* Cuadernos de Fedesarrollo No 66.

Martínez, A., & Aguilar, T. (2013). *Estudio sobre los impactos socio-económicos del sector minero en Colombia.* Cuadernos de Fedesarrollo No 47.
Martínez, A. y M. Delgado (2018). *Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones de Colombia. Caracterización departamental. Putumayo Arauca, Meta y Casanare.* Cuadernos de Fedesarrollo Nos 61 a 64.
Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2013). *Colombia: Reforma al Sistema General de Regalías.*
Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2019) https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-111638%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased
Ministerio de Minas y Energía, Resolución 18 1602 del 30 de septiembre del año 2011.
Ministerio de Minas y Energía, Resolución 181491 del 30 de agosto de 2012.
Ministerio de Minas y Energía, Resolución 4 0400 del 8 de mayo de 2019.
Ministerio de Minas y Energía, Decreto 2195 de 2013, subsidios GLP.
Ministerio de Minas y Energía, Resolución 90032 de 2014.
Ministerio de Transporte, Transporte en Cifras, 2018.
OLADE, Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2018.
Rasmussen, N. (1957). *Studies in Inter-sectoral Relations.* Amsterdam: North-Holland.
República de Colombia, reforma tributaria de 2016 (Ley 1819).
República de Colombia, Constitución Política de 1991.
República de Colombia, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Ley 1955 de 2019.
República de Colombia, Ley 191 de 1995.
República de Colombia, Ley 1118 de 2006.
República de Colombia, Código de Comercio.
Romero, G., Álvarez, A., Calderón, S. y Ordóñez, A. (2018). Impactos distributivos de un impuesto al carbono en Colombia: vínculo entre modelos de microsimulaciones y equilibrio general. Lecturas de Economía, (89), pp. 163 – 198.
Secretaría Distrital de Ambiente de Bogotá. 2014. Inventario de Emisiones.
Soza-Amigo, S. (2013). Semejanzas Estructurales Entre Economías con Distinto Nivel de Desarrollo: Comparativa input-output para Argentina y Chile versus otras economías. *Magallania*.
Universidad de los Andes. 2014. Productos Analíticos para Apoyar la Toma de Decisiones sobre Acciones de Mitigación a Nivel Sectorial: Curvas de Abatimiento para Colombia.
UPME, Avances en la formulación del Plan Energético Nacional 2050, preliminar.UPME, Boletín Estadístico 2018.
UPME, Boletín Estadístico 2019.
UPME, 2016. Plan de Expansión de Referencia en Generación Versión preliminar 2016-2030.
UPME PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA: IDEARIO ENERGÉTICO 2050.
Villamil, J., & Hernández, G. (2016). Encadenamientos, clústeres y flujos de trabajo en la economía colombiana. *Ensayos sobre Política Económica, 34*(79), 51-65. Abril
Zhang, Q., & Felmingham, B. (2002). An Analysis of Input-output Interindustry Linkages in the PRC Economy. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*.